



COPPE/UFRJ

AEROGERADOR BASEADO EM MÁQUINA DE INDUÇÃO
DUPLAMENTE ALIMENTADA - SUORTABILIDADE PARA
AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Francisco Kleber de Araújo Lima

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientadores: Edson Hirokazu Watanabe
Pedro Rodríguez Cortés

Rio de Janeiro, RJ - Brasil

Maio de 2009

AEROGERADOR BASEADO EM MÁQUINA DE INDUÇÃO DUPLAMENTE
ALIMENTADA - SUPORTABILIDADE PARA AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Francisco Kleber de Araújo Lima

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR
EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Aprovada por:

Prof. Edson Hirokazu Watanabe, D.Eng.

Prof. Antônio Carlos Ferreira, Ph.D

Prof. Richard Magdalena Stephan, Dr.-Ing.

Prof. Selênio Rocha Silva, Dr.

Prof. Fernando Luiz Marcelo Antunes, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MAIO DE 2009

Lima, Francisco Kleber de Araújo

Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada - Suportabilidade para Afundamento de Tensão/Francisco Kleber de Araújo Lima. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009.

XVII, 131 p.:il.; 29,7 cm.

Orientadores: Edson Hirokazu Watanabe

Pedro Rodríguez Cortés

Tese (Doutorado) – UFRJ/COPPE/Programa de Engenharia Elétrica, 2009.

Referências Bibliográficas: p. 120-125.

1. Modelagem de turbinas eólicas 2. Turbinas eólicas baseadas em DFIG 3. Controle vetorial orientado pelo campo I. Watanabe, Edson Hirokazu *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Elétrica. III. Título.

À Fátima, Débora e Catarina

*“A mente que se abre a uma nova
ideia, jamais voltará ao seu tamanho original”.*

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Nesta minha longa caminhada durante o curso de doutorado, muitos foram os obstáculos os quais tive que superar. Contudo, sem a ajuda de muitas pessoas conhecidas e desconhecidas, eu jamais teria conseguido. Assim, aproveito para deixar registrado o meu agradecimento:

A Deus, por ter me dado forças para seguir em frente nos momentos em que mais precisei.

A minha esposa Fátima e as minhas filhas Débora e Catarina, por toda a compreensão, paciência e dedicação.

Aos meus pais, Barreto e Izamir, e aos meus irmãos Kleyton, Marcius e Marcos, pela confiança e apoio.

Ao CNPq e à Universidade Federal do Ceará, pelo suporte financeiro.

Ao Prof. Edson Hirokazu Watanabe, que orientou este trabalho e tanto contribuiu para o polimento do mesmo. Muito obrigado por todo o ensinamento que me proporcionou.

Ao Prof. Pedro Rodríguez Cortés, pela amizade e empenho na co-orientação desta tese.

Aos Professores Maurício Aredes e Guilherme Rolim, pela credibilidade a mim conferida.

Aos Professores Richard Stephan, Antônio Carlos Ferreira, Selênio Rocha e Fernando Antunes, por colaborarem com este trabalho de forma tão positiva.

Aos Professores Cícero Cruz, Fernando Antunes e Ricardo Thé, da Universidade Federal do Ceará, pela ajuda no meu processo de afastamento.

Aos meus colegas da UFRJ e UPC, pela amizade, pelas conversas técnicas ou descontraídas tão importantes neste processo, além de toda a ajuda.

Ao amigo Álvaro Luna, por toda a ajuda durante a minha estância na Espanha.

Ao povo brasileiro que, através de seus impostos, financiou este trabalho. O meu profundo agradecimento, sobretudo aos mais desprovidos de recursos financeiros que, mesmo de forma inconsciente, produziram mais um doutor. Isto, eu nunca vou perder de vista.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

AEROGERADOR BASEADO EM MÁQUINA DE INDUÇÃO DUPLAMENTE
ALIMENTADA - SUPORTABILIDADE PARA AFUNDAMENTO DE TENSÃO

Francisco Kleber de Araújo Lima

Maio/2009

Orientadores: Edson Hirokazu Watanabe

Pedro Rodríguez Cortés

Programa: Engenharia Elétrica

O incremento da capacidade de geração eólica instalada, assim como, a perspectiva de instalação de aerogeradores em grande escala, em um futuro próximo, vêm acompanhados de novos requisitos por parte dos operadores de sistema. Os países com alta penetração da energia eólica têm desenvolvido códigos de redes específicos para estes geradores. Tais códigos especificam os requisitos básicos de operação para aerogeradores, a fim de alcançar operação estável e confiável. Um destes requisitos é a capacidade de continuidade da conexão de aerogeradores à rede, mesmo em caso de faltas que levam a afundamentos severos de tensões. Esta exigência é também conhecida como suportabilidade a subtensões. Desta maneira, os projetos dos controladores e da proteção são fundamentais para que a turbina possa permanecer conectada à rede durante faltas.

Entre as soluções propostas, destaca-se a inserção de circuitos *crowbar* para limitar sobrecorrentes na máquina e nos conversores de potência, bem como, sobretensões no elo CC dos conversores. Contudo, estes circuitos contribuem para o incremento do custo final da instalação, além de necessitarem de controle extra.

Este trabalho propõe um modelo analítico simplificado para aerogeradores equipados com DFIG, além de propor também uma estratégia de controle para o conversor do lado do rotor, capaz de garantir o controle do aerogerador baseado em DFIG durante afundamentos severos de tensão no ponto de conexão comum, sem necessidade de circuito *crowbar*.

As teorias propostas neste trabalho foram validadas a partir de resultados experimentais obtidos em um protótipo com potência de 6kW.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

WIND GENERATOR BASED ON DOUBLY FED INDUCTION MACHINE -
SUPPORTABILITY TO VOLTAGE SAG

Francisco Kleber de Araújo Lima

May/2009

Advisors: Edson Hirokazu Watanabe
Pedro Rodríguez Cortés

Department: Electrical Engineering

The increasing capacity of the installed wind power generation facilities, as well as the high level of penetration of such systems in the next future, have made necessary to renew the grid code requirements regarding wind power generators. Those countries with high penetration of wind power have developed specific grid codes for these generators. Such standards specify the operation requirements for wind power generators in order to achieve a stable and reliable operation. One of these requirements is the capacity of wind power generators to remain connected to the grid in case of severe grid voltage sags. This feature is also known as ride-through default capability. In this way the control and protection systems are fundamental for the machine in order to remain connected to the grid during a fault.

Among the different proposed solutions, those based on limiting the overcurrents at the machine and the power converter, as well as, overvoltages at the DC bus of the converters by means of auxiliary circuits. However, this kind of solution implies in the installation of extra devices in the system, something that finally increases the costs and hinders its reliability, as the control system becomes more complex.

This work proposes a simplified analytical model for wind turbines equipped with DFIG, and also a new control strategy that would guarantee the controlability of DFIG wind turbines, during severe voltage sags at the point of common coupling without adding crowbar circuit.

The theories proposed in this study were validated through experimental results obtained on a 6-kW prototype.

Lista de Siglas e Abreviações

CC	Corrente contínua
CLR	Conversor do lado da rede
CLM	Conversor do lado da máquina
DFIG	Doubly-fed induction generator
EMTDC	<i>Electromagnetic Transients for Direct Current</i>
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
HVDC	<i>High-Voltage Direct Current</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
SVPWM	<i>Space Vector Pulse Width Modulation</i>
VSCF	<i>Variable-Speed Constant-Frequency</i>

Lista de Símbolos

C	Capacitância no barramento CC
C_p	Coefficiente de potência
D	Profundidade de afundamento da tensão do estator
$i_{\alpha\beta}$	Corrente no referencial estacionário
i_r	Corrente no rotor
i_{rd}	Componente da corrente rotórica no eixo direto
i_{rq}	Componente da corrente rotórica no eixo em quadratura
\vec{i}_r^r	Vetor corrente no rotor nas coordenadas do rotor
i_s	Corrente no estator
i_{sd}	Componente da corrente estatórica no eixo direto
i_{sq}	Componente da corrente estatórica no eixo em quadratura
\vec{i}_s^s	Vetor corrente no estator nas coordenadas do estator
I_{clm}	Corrente média no elo CC do lado do conversor do lado da máquina
I_{clr}	Corrente média no elo CC do lado do conversor do lado da rede
I_{cc}	Corrente média no capacitor do elo CC
J	Momento de inércia do conjunto turbina-máquina
k_e	Constante de acoplamento na máquina de corrente contínua
K_{rs}	Relação de espira entre os enrolamentos do rotor e do estator
L_g	Indutância no indutor do lado da rede
L_m	Indutância de magnetização
L_r	Indutância própria do rotor
L_{lr}	Indutância de dispersão do rotor
L_s	Indutância própria do estator
L_{ls}	Indutância de dispersão do estator
m_1	Fator de modulação para o conversor do lado da rede
p	Número de pares de polos
PI	Proporcional-Integral
P_g	Potência ativa gerada pela turbina eólica
P_r	Potência ativa no rotor

P_s	Potência ativa no estator
Q_s	Potência reativa no estator
R	Resistência no indutor do lado da rede
r_a	Resistência na armadura da máquina de corrente contínua
r_r	Resistência rotórica
r_s	Resistência estatórica
s	Variável de Laplace
\mathbf{s}	Escorregamento da máquina
\mathbf{s}_{max}	Escorregamento máximo da máquina
T_e	Torque eletromagnético
T_m	Torque mecânico
$v_{\alpha\beta}$	Tensão no referencial estacionário
V_{cc}	Tensão no barramento CC
v_r	Tensão no rotor
v_{rd}	Componente da tensão rotórica no eixo direto
v_{rq}	Componente da tensão rotórica no eixo em quadratura
\vec{v}_r^r	Vetor tensão no rotor nas coordenadas do rotor
v_s	Tensão no estator
v_{sd}	Componente da tensão estatórica no eixo direto
v_{sq}	Componente da tensão estatórica no eixo em quadratura
\vec{v}_s^s	Vetor tensão no estator nas coordenadas do estator
ϵ	Ângulo entre os eixos do rotor e do estator
λ	Relação de velocidade de ponta
μ	Ângulo entre os referenciais do estator e síncrono
ω_e	Frequência angular da rede elétrica
ω_s	Frequência angular do fluxo magnético estatórico
ω_r	Velocidade angular mecânica do rotor
ψ_a	Fluxo magnético na armadura da máquina de corrente contínua
ψ_f	Fluxo magnético na bobina de campo da máquina de corrente contínua
ψ_r	Fluxo magnético rotórico
$\vec{\psi}_r^r$	Vetor fluxo magnético rotórico nas coordenadas do rotor
ψ_s	Fluxo magnético estatórico

$\vec{\psi}_s^s$	Vetor fluxo magnético estatórico nas coordenadas do estator
θ_e	Posição do vetor tensão na rede elétrica
θ_s	Posição do vetor fluxo magnético estatórico

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	Tipos de Aerogeradores	2
1.2	Os Novos Códigos de Rede	5
1.2.1	Código de Rede da Alemanha	6
1.2.2	Código de Rede da Dinamarca	9
1.2.3	Código de Rede da Espanha	11
1.2.4	Código de Rede do Brasil	12
1.3	Revisão Bibliográfica	13
1.4	Identificação do Problema	22
1.5	Contribuições do Trabalho	23
1.6	Lista de Trabalhos Aceitos ou Publicados	24
2	Modelagem de Aerogeradores Equipados com DFIG	26
2.1	Modelo de 5ª Ordem do DFIG	28
2.2	Modelo Analítico Simplificado do DFIG	33
2.3	A Característica de Fonte de Corrente do DFIG	37
2.4	Análise do Sistema Simplificado	43
2.5	Validação do Modelo	47
2.5.1	Validação através de Simulações	47
2.5.2	Validação através de Resultados Experimentais	48
2.6	Conclusões	54

3	Controle de Aerogeradores Equipados com DFIG	55
3.1	Conversor do Lado da Máquina	56
3.1.1	Controle Orientado pelo Campo	56
3.1.2	Controle Desacoplado do CLM	60
3.2	Conversor do Lado da Rede	62
3.2.1	Controle Orientado pela Tensão da Rede	62
3.3	Sistema de Sincronização do Aerogerador com a Rede Elétrica	67
3.3.1	Princípio de Funcionamento do SOGI	68
3.4	Resultados Experimentais	72
3.4.1	Variação na Potência Ativa do Estator	72
3.4.2	Variação na Potência Reativa do Estator	73
3.5	Conclusões	74
4	Estratégia de Controle do DFIG Durante Afundamento de Tensão	76
4.1	Estabilidade do DFIG	78
4.2	Afundamentos de Tensão	81
4.2.1	Afundamentos Balanceados	82
4.2.2	Afundamentos Desbalanceados	84
4.2.3	O DFIG diante de um Afundamento de Tensão	86
4.2.4	A Proteção <i>Crowbar</i>	87
4.2.5	Comportamento das Correntes do DFIG durante Ativação do <i>Crowbar</i>	89
4.3	Controle do Aerogerador durante o Afundamento de Tensão	91
4.3.1	Estratégia de Potência Ativa Nula durante o Afundamento de Tensão	92
4.3.2	Realimentação das Correntes do Estator: Estratégia Proposta	94
4.3.3	Resultados Experimentais	101
4.4	Análise da Tensão do Rotor	104
4.4.1	Relações entre as Tensões do Estator e Rotor	104
4.4.2	Valor de Pico da Componente v_{rq}	105
4.4.3	Valor de Pico da Componente v_{rd}	108
4.4.4	Amplitude Máxima do Vetor Tensão do Rotor	109
4.4.5	Resultados de Simulações	111
4.4.6	Resultados Experimentais	112
4.5	Conclusão do Capítulo	114

5	Conclusões	116
5.1	Sugestões para Trabalhos Futuros	119
	Referências Bibliográficas	120
A	Dados de Simulações e Experimental	126
A.1	Dados das Simulações Realizadas	126
A.2	Especificações do Protótipo Construído	128

LISTA DE FIGURAS

1.1	Curvas características de turbinas eólicas.	3
1.2	Configuração de aerogeradores.	4
1.3	Curva genérica de suportabilidade à subtensão.	6
1.4	Curva de suportabilidade a subtensão da Alemanha.	7
1.5	Controle de tensão.	8
1.6	Área de suportabilidade a subtensões dinamarquesa.	9
1.7	Perfil de tensão durante uma falta.	10
1.8	Controle de tensão.	10
1.9	Curva de suportabilidade a subtensão segundo o código de rede espanhol.	11
1.10	Suporte à tensão da rede durante uma falta.	12
1.11	Curva de <i>Ride-Through Capability</i> aprovada pelo ONS.	13
2.1	Máquina de indução no referencial dq síncrono.	28
2.2	Circuitos equivalentes nos eixos dq do DFIG.	32
2.3	Representação do sentido do fluxo de energia no rotor do DFIG.	33
2.4	Circuito equivalente do DFIG em regime permanente.	37
2.5	Medida experimental das correntes do estator e rotor nos eixos dq durante variação de P_s	38
2.6	Medida experimental das correntes do estator e rotor nos eixos dq durante variação de Q_s	39
2.7	Sistema composto por duas turbinas baseadas em DFIG conectadas em paralelo.	40
2.8	Velocidades nos rotores.	41

2.9	Correntes trifásicas no rotor.	42
2.10	Correntes estatóricas.	42
2.11	Diagrama de polos.	44
2.12	Diagrama de Bode de i_{sd}	45
2.13	Diagrama de Bode de i_{sq}	45
2.14	Comparação entre os resultados obtidos do modelo proposto e do PSCAD/EMTDC.	49
2.15	Componentes em quadratura da corrente do estator.	51
2.16	Componentes direta da corrente do estator.	52
2.17	Componentes direta da corrente do estator.	53
2.18	Componentes em quadratura da corrente do estator.	53
3.1	Diagrama de Blocos do DFIG.	56
3.2	Referencial dq orientado pelo fluxo magnético do estator.	57
3.3	Esquema de desacoplamento no eixo d	61
3.4	Esquema de desacoplamento no eixo q	61
3.5	Diagrama de controle para o conversor do lado da máquina.	62
3.6	Conversor do lado da rede.	63
3.7	Vetor tensão na rede elétrica.	64
3.8	Diagrama de controle para o conversor do lado da rede.	66
3.9	<i>Second order generalized integrator</i> - SOGI.	69
3.10	Filtro passa-banda utilizando o SOGI.	69
3.11	Diagrama de blocos do <i>frequency locked-loop</i> - FLL.	69
3.12	Diagrama de blocos do DSOGI-FLL.	70
3.13	Estimação da componente de sequência positiva da tensão da rede diante de afundamentos de tensão.	71
3.14	Tempo decorrido desde o início da falha até 10% de queda de tensão.	71
3.15	(a) Tensão e corrente no estator; (b) Potência ativa e reativa do estator.	72
3.16	Tensão e corrente no rotor durante variação de potência ativa.	73
3.17	(a) Tensão e corrente no estator; (b) Potência ativa e reativa do estator.	74
3.18	Tensão e corrente no rotor do DFIG durante transitório de potência reativa.	74
4.1	Diagrama vetorial.	78
4.2	Exemplo de afundamento devido a curto-circuito.	82
4.3	Monitoração através do valor eficaz da tensão.	83

4.4	Monitoração através do valor coletivo da tensão.	84
4.5	Afundamento desbalanceado.	85
4.6	Circuito equivalente visto do rotor.	87
4.7	Aerogerador baseado em DFIG usando proteção <i>crowbar</i>	89
4.8	Tipos de circuito <i>crowbar</i>	90
4.9	Valor coletivo das correntes do rotor e do estator durante afundamento de tensão com uso de <i>crowbar</i>	91
4.10	Diagrama de blocos proposto para o controle do conversor do lado do rotor.	95
4.11	Validação do modelo apresentado para a estratégia de controle proposta.	97
4.12	Comportamento de i_{rd} com e sem uso da estratégia durante um afundamento.	98
4.13	Comportamento do DFIG durante afundamento de tensão usando a estratégia de controle proposta.	99
4.14	Comportamento do DFIG durante afundamento de tensão usando a estratégia de controle proposta.	100
4.15	Tensão e corrente no estator da máquina.	101
4.16	Tensão e corrente no rotor da máquina.	102
4.17	Tensão e corrente no estator. Detalhes do início e do término do afundamento, e controle de potência reativa capacitiva.	103
4.18	(a) Superfície de $V_{r(max)}$ em função do escorregamento s e da profundidade do afundamento D ; (b) Regiões possíveis dependendo da máxima tensão admissível $V_{r(max)}$	110
4.19	Comportamento da tensão v_r em função de D	111
4.20	Comportamento da tensão do rotor durante o afundamento de tensão balanceado.	112
4.21	Tensão e corrente no estator da máquina.	113
4.22	Tensão e corrente no rotor da máquina.	113
4.23	Comportamento das amplitudes da tensão do estator e do rotor.	113
A.1	Diagrama de blocos do modelo simulado.	126
A.2	Diagrama do sistema ensaiado.	128
A.3	Aplicação para o controle do CLM.	131
A.4	Aplicação para o controle do CLR.	131

CAPÍTULO 1

Introdução

O incremento da capacidade instalada em usinas de geração eólica em todo o mundo, bem como a perspectiva, num futuro próximo, de sua penetração em alta escala no sistema de geração elétrica foram responsáveis por uma renovação dos códigos de rede, no que diz respeito às exigências relativas à exploração de parques eólicos. Estes códigos procuram estabelecer os requisitos básicos impostos aos geradores, para atingir funcionamento estável e assegurar confiabilidade no fornecimento de energia.

Um desses requisitos é a capacidade do aerogerador de permanecer conectado à rede elétrica, em caso de afundamento severo na tensão. Essa característica, também conhecida como LVRT (*Low voltage ride through*), é especialmente crítica em aerogeradores baseados em máquina de indução duplamente alimentada.

No passado, diante de um afundamento na tensão, os aerogeradores eram desconectados do ponto de conexão comum (PCC). Entretanto, com os novos requisitos impostos às fazendas eólicas, a desconexão de um aerogerador, por motivo de falta no sistema de potência, passa a ser o último recurso.

Em alguns países, principalmente os que sempre estiveram na vanguarda da

exploração desse tipo de energia, o grau de penetração da geração eólica já é tal que o aerogerador durante uma falta não só deve permanecer conectado, como, inclusive, deve controlar a potência reativa com o objetivo de dar suporte à tensão no ponto de conexão comum (MORALES *et al.*, 2008; E.ON-DE, 2006; NGET-UK, 2008).

Na literatura especializada, inúmeros são os estudos realizados com o objetivo de conceber novos sistemas, capazes de se adequarem aos requisitos atuais impostos aos geradores eólicos.

1.1 Tipos de Aerogeradores

Segundo BLAABJERG & CHEN (2006), os aerogeradores baseados em máquina de indução duplamente alimentada, também conhecidos como DFIG (*Doubly-fed induction generator*), são responsáveis por 50% da conversão eolioelétrica mundial. Esse tipo de aerogerador utiliza uma máquina de indução que se conecta diretamente à rede elétrica, através dos terminais do estator, e possui um conversor estático bidirecional CA-CC-CA conectado, por um lado, aos terminais do rotor, e por outro lado à rede elétrica. Esses aerogeradores constituem sistemas eólicos de velocidade variável e têm como uma das principais características, o fato de fluir apenas uma fração da energia gerada pelo sistema, através do conversor estático.

Em um sistema eólico, para se otimizar a potência produzida em função da velocidade do vento, é desejável que se possa regular a velocidade do aerogerador. O objetivo é prover um gerador operando com tensão e frequência constantes, porém girando com velocidade variável.

As turbinas eólicas podem ser classificadas segundo dois conceitos: turbinas de velocidade fixa e turbinas de velocidade variável. As turbinas eólicas de velocidade variável permitem o funcionamento do sistema numa larga gama de velocidades, permitindo a extração de maior energia do vento, quando comparadas às turbinas de geração à velocidade constante.

O sistema deve ser controlado de forma que, para cada velocidade do vento, o aerogerador extraia a máxima quantidade de energia possível. Assim, o sistema opera no MPPT (*maximum power point tracking*), o que significa que o sistema

eólico procura operar no ponto de máxima potência.

A fim de que o sistema opere extraíndo preferencialmente a máxima potência do vento, é comum utilizar as curvas ilustradas na Figura 1.1, que se baseiam nas características da turbina, para se determinar as referências de potências que serão empregadas no sistema de controle. Essas curvas mostram o comportamento não-linear entre a potência gerada pelo vento e a velocidade de rotação do eixo da turbina, para uma determinada velocidade do vento. Desta maneira, para distintas velocidades existirão diferentes curvas.

O sistema de controle age, então, para que o ponto de operação da turbina esteja sempre sobre a linha tracejada, como indicado na Figura 1.1(b).

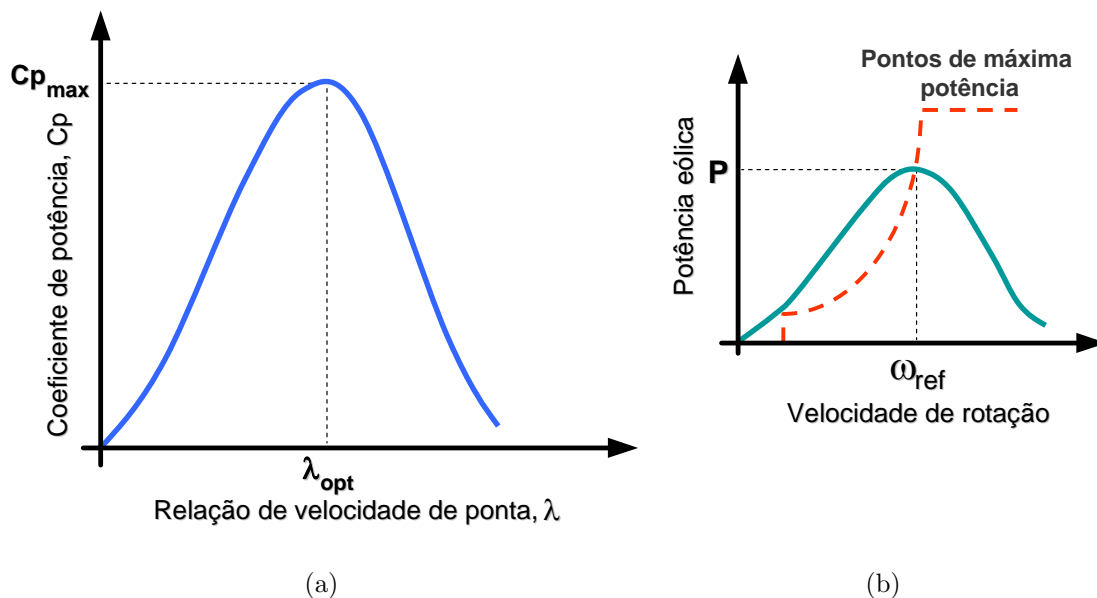


Figura 1.1: Curvas características de turbinas eólicas.

Devido à capacidade da máquina de indução de rotor bobinado de operar como gerador de velocidade variável conectado à rede elétrica, ou como sistema autônomo, de acordo com BOLDEA (2006), e, ainda, pelo fato de o conversor estático processar apenas uma fração da potência nominal do sistema (20-30%), isto é, a potência de escorregamento, entre outras características, trabalhos recentes indicam que esse sistema pode ser uma opção bastante favorável sob o aspecto econômico (CAMPOS & PENTEADO, 2004). Assim, o uso desse sistema pode se converter numa tendência, em se tratando de aerogeradores de grande porte (alguns MW), para um futuro próximo em nosso país. Na Europa e nos Estados Unidos isso já é uma realidade.

Um exemplo de sistema que opera em velocidade fixa é o gerador assíncrono ligado diretamente à rede elétrica. Por outro lado, compõem os sistemas de velocidade variável: os geradores síncronos/assíncronos conectados à rede (PCC), através de conversor e os geradores eólicos baseados em DFIG. Na Figura 1.2, aerogeradores baseados em MI (máquina de indução com rotor gaiola de esquilo), MS (máquina síncrona) e MIRB (máquina de indução de rotor bobinado) são mostradas em diversas configurações. Ainda sobre esta figura, caso a máquina síncrona seja de imã permanente, o aerogerador pode prescindir da caixa de engrenagem.

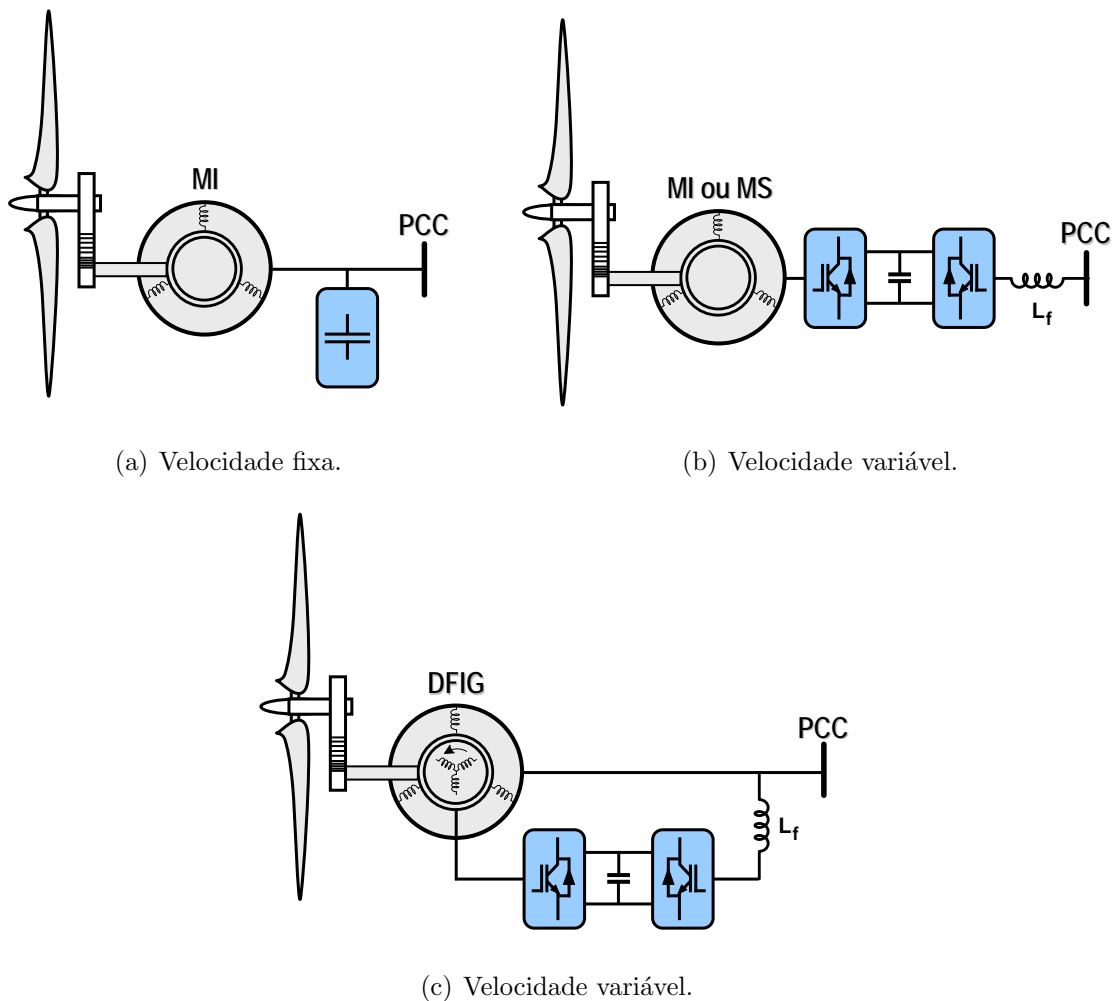


Figura 1.2: Configuração de aerogeradores.

Na configuração de velocidade variável que utiliza máquina síncrona com conversor pleno, geralmente, não se utiliza caixa de engrenagem para adequar as velocidades de rotação dos eixos da turbina e do gerador elétrico.

É possível, ainda, geração com tecnologia de velocidade variável, a partir de um gerador assíncrono duplamente alimentado sem escovas, conforme estudado por

RÜNCOS (2006), em seu trabalho de doutorado.

A operação de aerogeradores à velocidade variável, segundo SLOOTWEG *et al.* (2001a), possui, entre outras, as vantagens mostradas a seguir:

- i. atenuações de ressonâncias de modo torcional e estresses mecânicos;
- ii. redução na emissão de ruído audível, principalmente em baixa velocidade;
- iii. aumento da captação de energia numa faixa de variação da velocidade do vento, graças à capacidade de operar em velocidade angular que maximiza a eficiência da turbina;
- iv. absorção de transitório da fonte primária, com maior amortecimento;
- v. melhoria da qualidade de energia com redução de flutuações de potência.

1.2 Os Novos Códigos de Rede

O aumento da capacidade de geração eólica instalada gera novos desafios para os fabricantes de aerogeradores à medida que as novas exigências, por parte dos operadores do sistema, requerem que estas plantas permaneçam em funcionamento mesmo em caso de problemas na rede. Por esta razão, são exigências dos novos códigos que os aerogeradores resistam às quedas de tensão a um determinado percentual do valor nominal (0% em alguns casos), por um período determinado. Tais requisitos são conhecidos como suportabilidade a subtensão ou *Low Voltage Ride Through* (LVRT), descritos por um gráfico de tensão *versus* tempo característico, como ilustrado na Figura 1.3.

O requisito de suportabilidade a subtensão (geralmente decorrentes de faltas na rede básica) exige, prioritariamente, que os aerogeradores permaneçam conectados à rede durante um distúrbio, desde que a amplitude do vetor tensão esteja dentro da região hachurada da Figura 1.3.

Contudo, atualmente grande parte dos códigos impõem o aumento da geração de potência reativa durante um distúrbio, a fim de fornecer apoio à tensão no PCC.

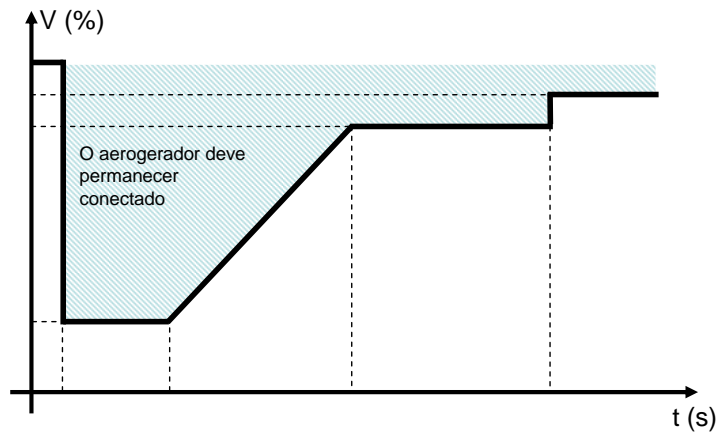


Figura 1.3: Curva genérica de suportabilidade à subtensão.

Uma exigência que se assemelha ao que é demandado do comportamento de sistemas convencionais de geradores síncronos (ABBEY & JOOS, 2005).

Nos parágrafos seguintes, uma visão geral dos novos requerimentos para a conexão de aerogeradores ao sistema de potência é apresentada. Alguns códigos de rede têm exigências específicas tanto para a rede de distribuição quanto para a rede de transmissão, como é o caso do código de rede Dinamarquez. Enquanto outros códigos, por exemplo, o da Alemanha e o da Espanha, têm foco somente na transmissão.

1.2.1 Código de Rede da Alemanha

No passado, os aerogeradores eram desconectados da rede elétrica durante um afundamento de tensão. Atualmente, entende-se que essa desconexão para os casos nos quais a tensão permanece abaixo de 80% do valor nominal gera uma indesejável perda de produção de energia. Assim, os novos códigos de rede exigem que, sob determinadas condições, os aerogeradores permaneçam conectados à rede, quando da ocorrência de afundamento de tensão (E.ON-DE, 2006).

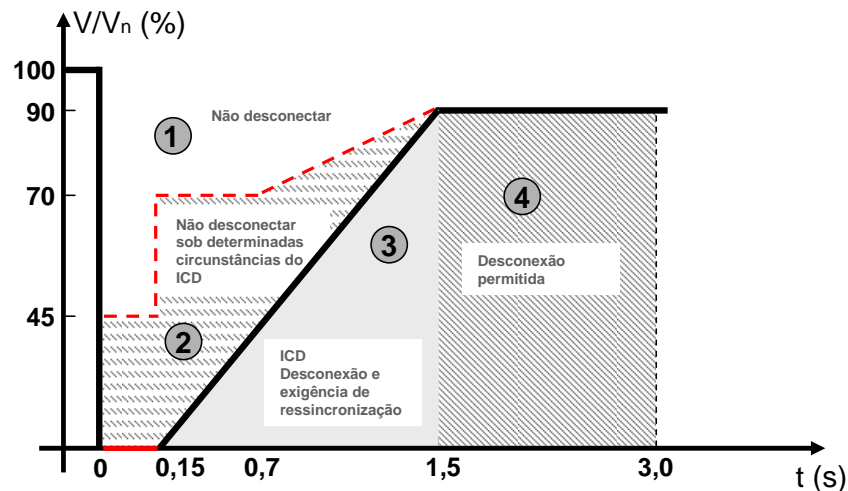
Em alguns casos, o aerogerador deve permanecer conectado, mesmo quando a tensão no PCC é nula, representando um curto-circuito franco, como é o caso da curva de suportabilidade alemã, mostrada na Figura 1.4.

De acordo com o novo código de rede da E.on, uma das principais concessionárias alemãs, uma interrupção de curta duração é permitida em circunstâncias específicas, como relatado por ERLICH *et al.* (2006).

Segundo a Figura 1.4, curto-circuitos trifásicos ou faltas relacionadas com afundamentos simétricos de tensão não devem levar a unidade de geração eólica à instabilidade ou ao desligamento da rede. Além disso, todas as unidades geradoras que permanecerem conectadas à rede durante um curto-circuito devem continuar fornecendo potência ativa imediatamente após a extinção do distúrbio, e aumentar a potência de saída até o limite de seu valor nominal a um gradiente igual a 20% da potência de referência por segundo.

Se o sistema experimentar um defeito ou um gerador individual tornar-se instável ou a proteção atuar será permitido um breve desligamento da rede (vide área 3 da Figura 1.4), por parte da unidade geradora. Contudo, a ressinchronização da planta geradora deve ocorrer dentro de 2 s, no máximo. Além disso, a potência ativa de saída deve ser aumentada para o valor original, com uma inclinação de pelo menos 10% de seu valor nominal, por segundo.

Para a região 4 da Figura 1.4, fica estabelecido que, caso a tensão do lado de baixa caia e permaneça em um valor abaixo dos 80% de seu valor de referência, o primeiro quarto dos geradores deve se desconectar da rede após 1,5 s; o segundo quarto dos geradores após 1,8 s; o terceiro quarto após 2,1 s e, finalmente, o último quarto após 2,4 s.



ICD: Interrupção de curta duração

Figura 1.4: Curva de suportabilidade a subtensão da Alemanha.

Com respeito a variações na frequência da tensão da rede elétrica, recomenda-se desligar os geradores afetados sempre que a frequência esteja abaixo de 47,5 Hz ou acima de 51,5 Hz.

Com respeito à exigência de controle da potência reativa, esse código define que as unidades geradoras devem dar suporte à tensão da rede com um adicional de corrente reativa durante o afundamento de tensão. Para isso, o controle de tensão deve ser ativado como mostrado na Figura 1.5, no caso de afundamento de tensão superior a 10% do valor de referência da tensão do gerador. O controle de tensão deve atuar dentro de 20 ms, após ser detectado o afundamento, proporcionando uma corrente reativa do lado de baixa tensão do transformador do gerador, no valor de, pelo menos, 2% da corrente nominal, para cada 1% de afundamento de tensão. Se necessário, deve ser possível o controle da potência reativa de saída para um valor correspondente a 100% do valor da corrente nominal.

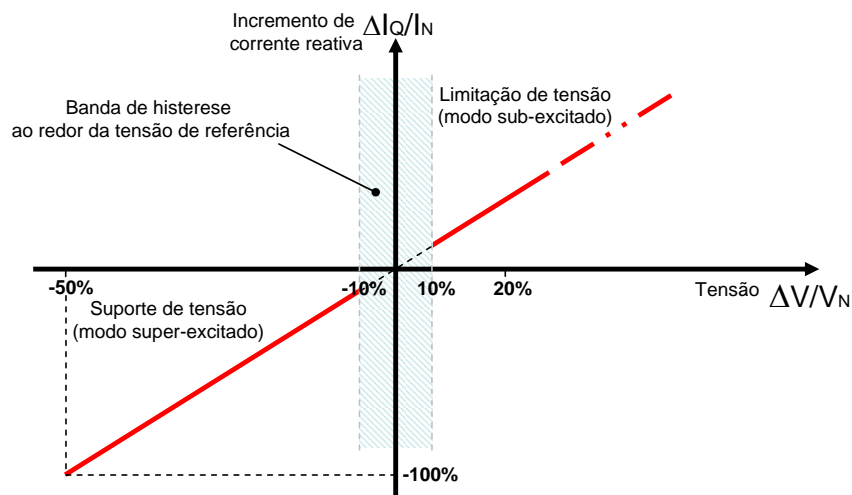


Figura 1.5: Controle de tensão.

Assim sendo, os aerogeradores têm de fornecer 1,0 pu de corrente reativa quando a tensão cai abaixo de 50% do valor nominal. Uma banda de histerese igual a 10% do valor nominal da tensão, é introduzida na medição da tensão para evitar ações indesejáveis do controle.

Esclarecendo um pouco mais a curva mostrada na Figura 1.5, o suporte de tensão é exigido quando na tensão terminal existe uma variação maior que 10% em torno do ponto de operação.

A relação entre a corrente reativa e a variação de tensão tem um valor mínimo igual a 2,0. Uma corrente reativa de 1,0 pu deve ser fornecida enquanto a tensão se mantiver abaixo de 50% e o tempo de resposta exigido para esse controle for inferior a 20 ms.

Caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão com a rede básica, a central de geração eólica deve continuar operando se a tensão nos seus terminais permanecer dentro da região 1 indicada na Figura 1.4.

1.2.2 Código de Rede da Dinamarca

De acordo com as especificações da EnergyNet-DK (TLD-DK, 2004), os aerogeradores, conectados em redes com tensão inferior a 100 kV, devem operar durante faltas na rede elétrica, como mostrado na Figura 1.6. Nesta figura, há situações em que o aerogerador pode ser desconectado e outras em que ele deve permanecer conectado.

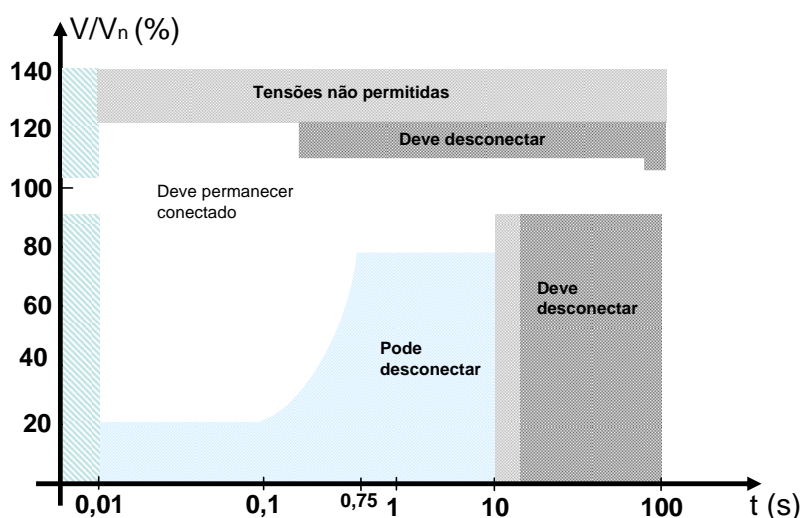


Figura 1.6: Área de suportabilidade a subtensões dinamarquesas.

Eis algumas situações especiais nas quais tanto o aerogerador quanto o equipamento de compensação, não devem ser desconectados da rede elétrica:

- i. Curto-circuito trifásico de até 100 ms;
- ii. Curto-circuito bifásico, com ou sem terra, de até 100 ms, seguido de um novo curto-circuito de 100 ms de duração, com intervalo entre ambos que pode variar de 300 a 500 ms.

Um resumo do perfil de tensão nessas condições especiais é mostrado na Figura 1.7.

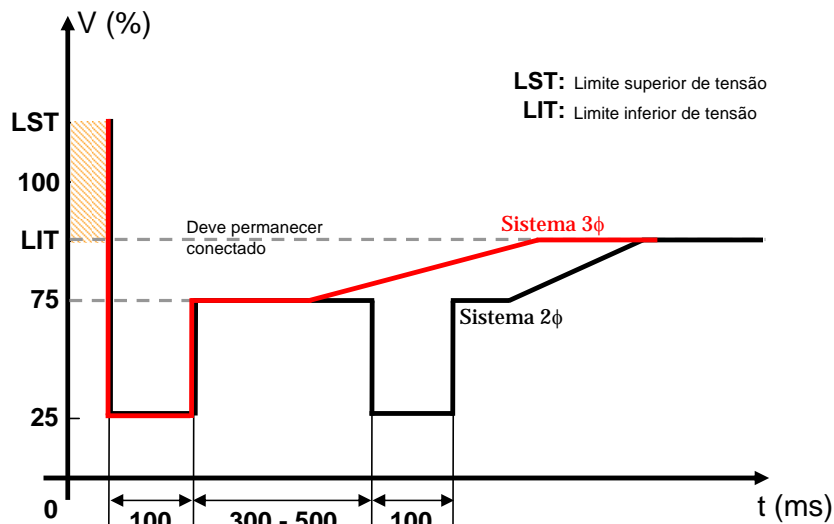


Figura 1.7: Perfil de tensão durante uma falta.

Os acrônimos LST e LIT são, respectivamente, os limites superior e inferior da tensão no ponto de conexão com a rede.

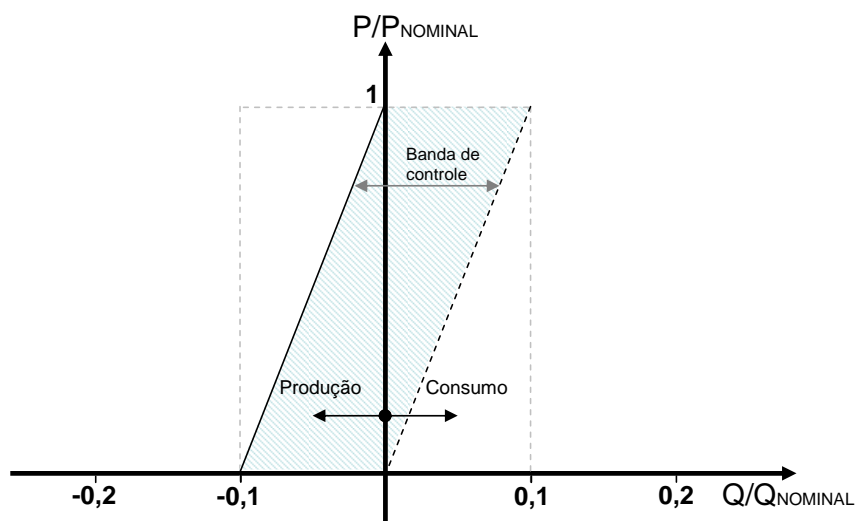


Figura 1.8: Controle de tensão.

O controle da potência reativa, durante o afundamento, deverá mudar de operação normal para uma estratégia que suporte a máxima tensão de apoio, a fim de que a tensão nominal da rede seja restabelecida o mais rápido possível. Esse controle também deverá ser capaz de evitar sobrepasso para a tensão da rede elétrica.

É ainda previsto para esse código que a troca de potência reativa no PCC deverá voltar aos limites normais (entre $\pm 0,1$ pu), conforme mostrado na Figura 1.8, o mais tardar 10 s após a tensão estar acima de 0,9 pu. Durante o afundamento de tensão,

a corrente reativa no PCC não deve ultrapassar o seu valor nominal.

1.2.3 Código de Rede da Espanha

Segundo o código de rede espanhol, os aerogeradores devem permanecer conectados durante afundamentos na tensão da rede, para um perfil de tensão como mostrado na Figura 1.9. Nesse código, não há qualquer especificação quanto ao procedimento para o cálculo das tensões durante a falta.

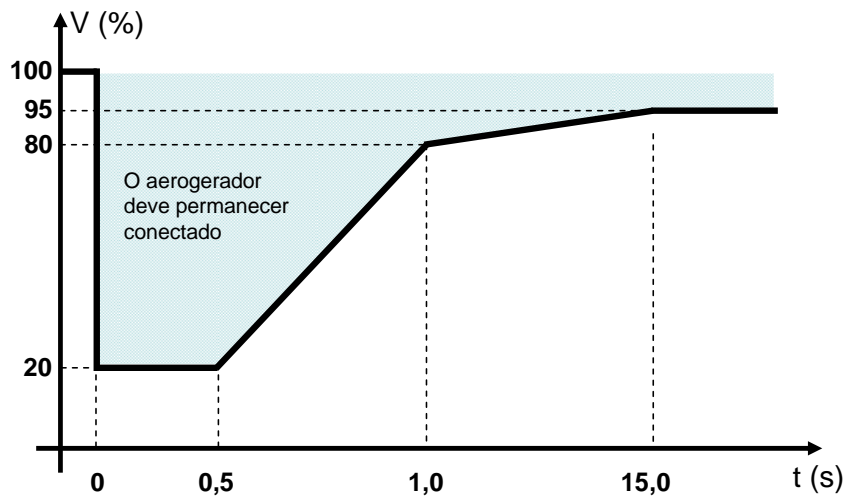


Figura 1.9: Curva de suportabilidade a subtensão segundo o código de rede espanhol.

Tanto durante o período de afundamento quanto durante o período de restabelecimento da tensão não poderá existir, no ponto de conexão com a rede, consumo de energia reativa por parte da instalação.

O suporte à rede por injeção de corrente reativa durante uma falta deve ser realizado conforme mostra a Figura 1.10.

De acordo com a Figura 1.10, para tensões com valor inferior a 0,85 pu no PCC, a usina eólica deverá gerar potência reativa, enquanto para valores compreendidos entre 0,85 pu e o mínimo valor admissível de tensão para operação normal (0,90 pu) a instalação não poderá consumir energia reativa.

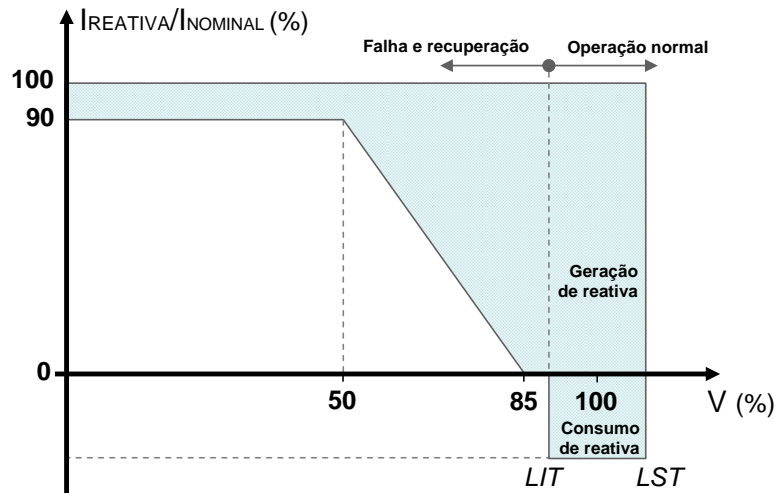


Figura 1.10: Suporte à tensão da rede durante uma falta.

1.2.4 Código de Rede do Brasil

De acordo com os requerimentos presentes no código de rede brasileiro, no que diz respeito à conexão de centrais eólicas à rede elétrica, para a operação em regime de frequência não-nominal, é exigido que:

- i. Operação entre 56,5 e 63 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobre-frequência instantâneos;
- ii. Operação abaixo de 58,5 Hz por até 10 segundos;
- iii. Operação entre 58,5 e 61,5 Hz sem atuação dos relés de subfrequência e sobre-frequência temporizados;
- iv. Operação acima de 61,5 Hz por até 10 segundos.

O maior benefício dos requerimentos acima é evitar o desligamento dos geradores quando há déficit de geração antes que o esquema de alívio de carga atue completamente ou em condições de sobrefrequência controláveis.

No que diz respeito à geração ou à absorção de reativos, no ponto de conexão, a central geradora eólica deve proporcionar os recursos necessários para, em potência ativa nominal e quando solicitado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), operar com fator de potência indutivo ou capacitivo, respeitando os limites: mínimo

de 0,95 capacitivo ou indutivo. Desta maneira, a central eólica poderá participar efetivamente no controle da tensão no PCC, aumentando as margens de estabilidade de tensão.

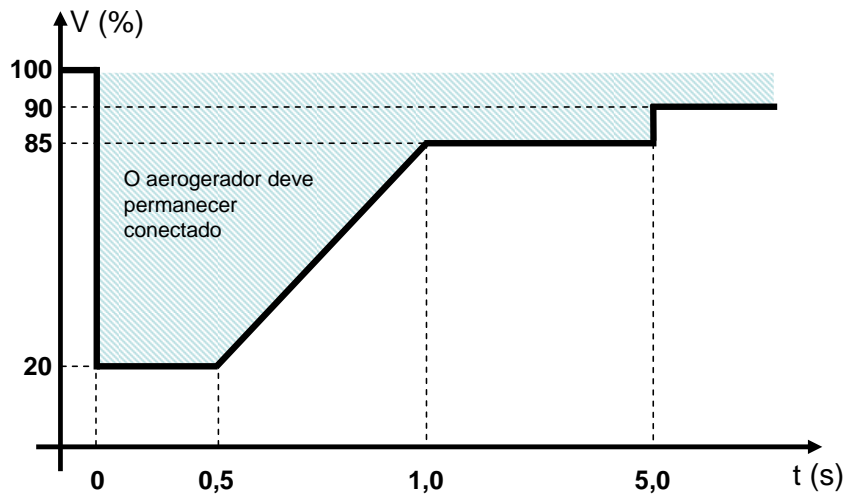


Figura 1.11: Curva de *Ride-Through Capability* aprovada pelo ONS.

Com respeito à operação durante um afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão com a rede básica, a central de geração eólica deve continuar operando se a tensão em seus terminais permanecer acima da curva indicada na Figura 1.11.

No código de rede brasileiro não há qualquer exigência com respeito à geração ou ao consumo de energia reativa, pela central eólica, durante um afundamento de tensão no PCC.

1.3 Revisão Bibliográfica

Esta seção tem como objetivo realizar uma abrangente revisão bibliográfica, com a qual pretende-se apresentar o atual estado da arte para o tema em questão. Assim, ao longo desta seção são mencionadas algumas referências e suas respectivas contribuições para o assunto em estudo.

YAMAMOTO & MOTOYOSHI (1991) propuseram uma estratégia de controle desacoplado a fim de controlar, de forma independente, a potência ativa e reativa do estator do DFIG. Esse sistema de controle foi aplicado ao referencial girante

fixado no fluxo do entreferro do gerador. Além disso, foi mostrado, analiticamente, e comprovado por meio de resultados experimentais, que o conteúdo harmônico presente na corrente do rotor é transmitido ao enrolamento do estator, mudando assim a frequência da tensão em seus terminais.

TANG & XU (1992) apresentaram um sistema de geração eólica baseado em DFIG, no qual é destacada a importância em se manter a tensão e a frequência do gerador constantes, para a conexão com o sistema de potência. Foi utilizado o clássico controle orientado pelo campo, através do vetor de fluxo magnético do estator, como proposto por DE DONCKER & NOVOTNY (1994) e LEONHARD (2001), de forma a realizar o controle dinâmico da potência reativa do estator e do torque eletromagnético. Assim, obtiveram operação ótima com elevado desempenho, livres de problemas de sensibilidade paramétrica associados ao controle por campo orientado.

XU, TANG (1995) desenvolveram uma estratégia de controle para um sistema de geração eólica de velocidade variável e frequência constante ou VSCF (*Variable-Speed Constant-Frequency*), baseado em DFIG. O controle flexível e estável da potência ativa e reativa foi obtido, enquanto as perdas da máquina foram minimizadas. O estudo mostrou ainda que através da estratégia de controle proposta o VSCF estudado pode realmente funcionar como um sistema de geração, bem como um compensador de potência reativa.

PENA *et al.* (1996a) descreveram aspectos de engenharia e de projeto de uma máquina de indução de dupla alimentação para aplicação em geração eólica, que utiliza conversores PWM fonte de tensão em configuração *back-to-back*. Nesse trabalho, o esquema de controle vetorial dq empregado no conversor do lado da rede é tal que a corrente no eixo direto controla a potência ativa, no caso, para o controle da tensão do barramento CC, enquanto a corrente no eixo em quadratura controla a potência reativa. Já o conversor do lado da máquina emprega a técnica de controle vetorial orientado pelo campo, de forma a controlar a velocidade angular do gerador através da corrente no eixo em quadratura, e a potência reativa por meio da corrente do eixo direto. Foi utilizado um protótipo de 7,5 kW de potência e os resultados experimentais ilustram as excelentes características de desempenho do sistema. Esse trabalho considerou o DFIG conectado à rede elétrica.

PENA *et al.* (1996b) projetaram um sistema de geração eólica baseado em DFIG de velocidade variável. Desta vez, trataram de um sistema autônomo alimentando uma carga isolada. Dois conversores PWM em configuração *back-to-back* alimentados em tensão, e conectados entre o estator e o rotor, permitiram a operação em velocidade sub e supersíncrona e correntes com baixas distorções harmônicas. O emprego do controle vetorial resultou na tensão e na frequência constantes nos terminais do estator, para variações na carga e na velocidade de vento. Para operação em velocidade variável, uma carga auxiliar foi utilizada para o ajuste da potência. O trabalho revelou, ainda, que os controladores de ambos os conversores não são afetados pelo conteúdo harmônico presente na tensão de saída.

SLOOTWEG *et al.* (2001a) apresentaram um modelo dinâmico de um sistema eólico baseado em DFIG e conversor fonte de tensão em configuração *back-to-back*. Foi desenvolvido um modelo matemático capaz de descrever o comportamento do sistema. Além disso, foram desenvolvidos também controladores para a velocidade do rotor, o ângulo do passo e a tensão terminal. O comportamento do sistema foi investigado por meio de simulações, com uso de duas sequências de medidas do vento.

SLOOTWEG *et al.* (2001b) propuseram um algoritmo para o cálculo das condições iniciais do modelo dinâmico, a partir de dados fornecidos de um caso de fluxo de carga, afim de inicializar corretamente a simulação dinâmica do sistema de geração. O trabalho estudou os três principais conceitos de sistemas de geração eólica, a saber: i) sistema de geração eólica de velocidade fixa acoplado à turbina através de caixa de engrenagem, usando gerador de indução com rotor gaiola de esquilo conectado diretamente à rede elétrica; ii) sistema de geração de velocidade variável acoplado à turbina através de caixa de engrenagem, baseado em máquina de indução duplamente excitada; iii) sistema de geração eólica de velocidade variável sem utilização de caixa de engrenagem, baseado em máquina síncrona conectada à rede através de conversor fonte de tensão na configuração *back-to-back*, ou ponte retificadora a diodos seguido de conversor fonte de tensão.

MÜLLER *et al.* (2002) propuseram um modelo dinâmico de DFIG para aplicação em geração eólica. Os autores desenvolveram um controlador vetorial, a fim de prover a regulação das potências ativa e reativa de forma independente. Foi mostrado, nesse trabalho, que as turbinas eólicas de velocidade variável tornam-se necessárias

à medida que a potência entregue ultrapassa 1 MW. O artigo destaca, ainda, as vantagens do gerador eólico baseado em DFIG, entre elas o potencial econômico desses sistemas, por exemplo, para aplicação *off-shore*, sobretudo quando a potência nominal ultrapassar o nível de 1,5 MW. Os resultados de simulações mostraram-se de acordo com a teoria desenvolvida pelos autores.

KOESSLER *et al.* (2003) desenvolveram e validaram um modelo para um sistema de geração eólica equipado com DFIG, apropriado para estudos de estabilidade transitória. O modelo de estabilidade foi validado, submetido a distúrbios de diferentes graus de severidade e confrontado aos resultados encontrados em modelos detalhados em EMTP (*Electromagnetic Transients Program*), por exemplo. Os resultados sugeriram que o modelo de estabilidade foi suficientemente preciso para a representação da dinâmica eletromecânica necessária em estudos de simulação, a fim de identificar condições de operação crítica.

POURBEIK *et al.* (2003) realizaram uma discussão sobre os dois principais tipos de geração eólica, a saber: gerador de indução com rotor gaiola de esquilo, e gerador de indução duplamente alimentado, inclusive no que se refere ao comportamento dinâmico de ambas as turbinas. Esse trabalho tratou, entre outras coisas, da possibilidade de integração entre geradores eólicos e outros equipamentos de transmissão de energia, tais como compensadores série e/ou HVDC. Também foram investigados tipos e níveis apropriados de compensação reativa, capaz de assegurar a operação estável de fazendas eólicas durante distúrbios.

SILVA *et al.* (2003) discorreram acerca de modelos matemáticos para a representação de sistemas de conversão de energia eólica, assim como sobre procedimentos de análise para estudos de inserção de usinas eólicas na rede. Para a realização desse trabalho, foram utilizados aplicativos comercialmente disponíveis, tais como MATLAB/Simulink, ANAREDE e ANATEM, desenvolvidos pelo CEPEL, e PSCAD/EMTDC, da Manitoba HVDC Research Centre Inc. Foi realizado ainda, um estudo de caso de uma usina real que usa o conceito de velocidade fixa (gerador de indução conectado diretamente à rede elétrica) interligada à rede de distribuição.

Nos trabalhos propostos por NUNES *et al.* (2003) e NUNES *et al.* (2004), foram realizados estudos comparativos entre a margem da estabilidade transitória de uma rede elétrica, quando do emprego de sistemas eólicos de velocidade variável usando

DFIG, confrontada com sistemas eólicos de velocidade fixa com geradores de indução com rotor gaiola de esquilo. Devido à impossibilidade de se conseguir tensão no rotor capaz de controlar as correntes rotóricas durante curto-circuitos na rede, foi utilizado um esquema de proteção do conversor através de circuito *crowbar* no rotor. Assim, durante a falta, os enrolamentos do rotor são curto-circuitados e os controladores desativados. Os resultados de simulação revelaram que a estabilidade transitória de geradores eólicos baseados em máquina de indução com rotor gaiola de esquilo é pobre, apontando que a situação torna-se mais severa com o aumento dessas máquinas, nas regiões eletricamente distantes dos geradores síncronos. Esse estudo foi realizado para redes fortes e fracas, e os resultados mostram que o DFIG melhora a estabilidade pós-falta de curta duração dos demais geradores síncronos da rede.

No trabalho desenvolvido por RÜNCOS *et al.* (2004), a máquina assíncrona trifásica sem escovas foi estudada. Os autores realizaram a modelagem pelos métodos analítico e de elementos finitos no domínio 2D, usando as equações de Maxwell para a formulação do comportamento do campo magnético. Um protótipo foi construído a fim de validar o modelo simulado e verificar os critérios de projeto. O trabalho mostrou, ainda, que para aplicações em geração eólica a máquina deve possuir um número grande de polos no enrolamento principal, dado que a velocidade do aerogerador é baixa. Isso degrada o fator de potência e a eficiência da máquina, devido ao fato de, no entreferro da máquina, coexistirem os dois campos magnéticos fundamentais, o principal e o auxiliar, saturando mais rapidamente o circuito magnético.

SALMAN & BADRZADEH (2004) propuseram um modelo detalhado de 5ª ordem e seus controladores associados e apresentaram os resultados de simulação de um sistema baseado em DFIG conectado à rede elétrica. Devido aos controles do DFIG terem influência significativa na dinâmica do sistema, o controle vetorial orientado no vetor fluxo do estator foi aplicado a fim de que os conversores do lado da rede e da máquina, aumentassem seus graus de controlabilidade, de forma a proporcionar o controle independente das potências ativa e reativa do estator. Foi utilizada a ferramenta de simulação PSCAD/EMTDC. Um sistema tolerante a falhas, razoavelmente robusto, foi conseguido, assegurando, assim, a estabilidade transitória do sistema como um todo.

Nos trabalhos de PETERSSON (2005a) e PETERSSON *et al.* (2005b) foram investigados sistemas eólicos de velocidade variável, baseados em DFIG. Esses estudos revelaram, entre outras coisas, que a captação da energia do aerogerador usando DFIG é praticamente a mesma de uma turbina de velocidade fixa com controle *stall* (com duas velocidades fixas). Uma lei de controle para a redução de cintilação em aerogeradores baseado em máquina de indução com rotor em gaiola de esquilo e controle *stall*, com resistência variável no rotor, foi apresentada. O estudo revelou também ser possível a redução do efeito de cintilação, entre 40-80%, pelo uso da lei de controle, dependendo das condições de operação. Modelos dinâmicos de turbinas eólicas com DFIG foram verificados experimentalmente, com uma turbina de 850 kW. Foram realizados simulações e resultados experimentais da resposta dinâmica, para afundamentos de tensão balanceados e desbalanceados. As simulações foram realizadas com um modelo de ordem completa (quarta ordem, no qual os autores consideram as dinâmicas do barramento CC e no filtro entre o conversor e a rede elétrica), bem como com um modelo de ordem reduzida (segunda ordem). Ambos os modelos produziram resultados considerados aceitáveis pelos autores.

No estudo apresentado por SILVA (2006), o objetivo principal foi o desenvolvimento de estratégias de controle discreto, para aplicação em geração eólica baseada em DFIG, a fim de reduzir os impactos na qualidade da energia gerada. A influência da modelagem da turbina com eixos elásticos e rígidos também foi contemplada no trabalho. Para a realização das simulações do sistema de geração eólica, foi desenvolvido um programa no ambiente MATLAB/Simulink. Por último, foi realizado um estudo de caso que consistiu na interligação de uma usina eólica de 192 MW, baseada em DFIG, na barra de 230 kV de Bom Jesus da Lapa, da rede básica da CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco).

RÜNCOS (2006) apresentou estudos sobre a máquina de indução trifásica duplamente alimentada sem escovas. Foram abordados no trabalho detalhes de projeto, modelagem e análise de desempenho. O foco principal do estudo foi mostrar a viabilidade de uso da máquina em aplicações que exigem regulação de velocidade, como a geração de energia elétrica através de turbinas eólicas e aplicações industriais que requerem baixas velocidades e partida de alta inércia. Foi feita também a análise de algumas aplicações, que mostrou a viabilidade de uso da máquina sem escovas, destacando-se a vantagem de requerer menos manutenção.

HANSEN *et al.* (2006) desenvolveram um trabalho no qual a ideia principal foi o projeto de um controlador central, com o objetivo de regular a produção de energia de fazendas eólicas. Assim, de acordo com a tarefa imposta pelo operador do sistema, foi realizado o controle das potências ativa e reativa injetada na rede. Nas simulações, foram consideradas apenas fazendas eólicas compostas por DFIG. O sistema de controle proposto foi baseado numa arquitetura hierárquica complexa. Desse modo, o módulo de supervisão central do controle decide as referências de potências ativa e reativa, para cada turbina eólica local, baseadas nas ordens de potências recebidas do operador de sistema. O desempenho do sistema de controle foi testado por meio de diferentes ações impostas à fazenda eólica, o que possibilitou a comprovação de robustez do controle de potência.

Com respeito à capacidade dos aerogeradores de resistirem a faltas na rede elétrica *Low voltage ride through*, destacamos as seguintes contribuições:

SUN *et al.* (2003) estudaram métodos de restabelecimento da tensão após um curto-circuito, pelo controle do torque eletromagnético e do torque aerodinâmico do aerogerador. O modelo foi gerado no ambiente PSCAD/EMTDC, e os resultados de simulação indicaram que o controle dinâmico do escorregamento, assim como o controle de passo, mostraram-se medidas eficazes para que um gerador eólico baseado em DFIG possa melhorar a estabilidade do sistema de potência.

SUN *et al.* (2004) desenvolveram, no ambiente PSCAD/EMTDC, um modelo de aerogerador para potências na faixa de MW, e os esquemas de proteção foram estudados em detalhe. São inseridos nesse modelo esquemas para a limitação das correntes no rotor, bem como a limitação da tensão no barramento CC, ambos ajustados em 1,5 pu. Assim, quando ocorre um distúrbio e as correntes do circuito do rotor ultrapassam esse valor, o conversor do lado da máquina é desligado, e os enrolamentos do rotor curto-circuitados. O estudo revelou que quando a situação de falta não é suficiente para ativar o esquema de proteção no circuito do rotor o sistema de controle se comporta normalmente, agindo para regular a velocidade do gerador como também a tensão nos terminais do estator após a falta.

PETERSSON *et al.* (2004a) estudaram a influência na produção de energia de um sistema de geração eólica equipado com DFIG com capacidade *ride-through*, quando submetido a um afundamento de tensão de curta duração. O sistema de geração

eólica simulado foi composto por um aerogerador equipado com DFIG e conversores do lado da máquina e do lado da rede, os quais usaram módulos IGBT com alta capacidade de corrente nominal. Foram inseridos, ainda, tiristores em antiparalelo capazes de desconectar o estator do DFIG da rede elétrica. Esse estudo revelou que, com a utilização de módulos de IGBTs com capacidade de corrente nominal aumentada, é possível se conseguir a diminuição das perdas do sistema. Os autores partem do pressuposto que, em geral, as perdas resistivas dos módulos diminuem com o aumento da corrente nominal. Contudo, alertam que, caso sejam usados tiristores entre o estator do DFIG e a rede elétrica, as perdas totais do sistema de geração são aumentadas.

ABBEY & JOOS (2005) investigaram os efeitos dos afundamentos de tensões, em diferentes topologias de geradores eólicos conectados à rede elétrica. Assim, foram sugeridas diversas opções de esquemas elétricos capazes de proporcionar a operação *ride-through* a geradores com topologias de velocidade fixa e variável. Contudo, segundo esse trabalho, a capacidade prolongada de suportabilidade à subtensão do gerador eólico traduz-se em aumento do custo de interconexão, seja pela introdução de equipamentos ao gerador, seja por alterações nas estratégias de controle. Segundo os autores, o LVRT é justificado apenas nos casos de sistemas eólicos conectados a redes fracas, porque, nesse caso, uma desconexão durante o distúrbio poderia conduzir a instabilidades.

MORREN & DE HAAN (2005) apresentaram uma solução capaz de fazer com que geradores eólicos equipados com DFIG permaneçam conectados à rede elétrica durante uma falta. A ideia foi utilizar resistores conectados ao circuito do rotor, com o propósito de limitar as correntes rotóricas durante a falta na rede e, ainda, oferecer um caminho alternativo para estas correntes, de forma a manter conectados tanto o conversor do lado da máquina quanto o conjunto aerogerador-rede. Assim, durante um afundamento longo de tensão, a potência reativa pode ser controlada no ponto de conexão comum, a fim de facilitar a restauração da tensão.

NÆSS *et al.* (2006) testaram duas técnicas para se obter a operação com suportabilidade a subtensões, a saber: método de *crowbar* ativo e de amortecimento de fluxo. Esses métodos visam, antes de mais nada, proteger a máquina, assim como os conversores. Os testes realizados revelaram que distúrbios na tensão do estator induzem altas tensões no circuito do rotor, que, por sua vez, resultam em altas cor-

rentes tanto nos circuitos do rotor quanto no estator. Estas correntes provocaram grandes oscilações no torque. Foi destacado, ainda, que o pior caso ocorreu em afundamentos desbalanceados da tensão nos terminais do estator. Por meio do aumento da resistência do estator, por um curto intervalo de tempo, os resultados experimentais mostraram que a tensão induzida do rotor foi reduzida com o amortecedor do fluxo.

O trabalho realizado por XIANG *et al.* (2006) apresentou uma análise sobre a capacidade de turbinas eólicas baseadas em DFIG de resistir a faltas na rede, assim como sobre as limitações de seu desempenho. Nesse contexto, a dificuldade fundamental para o DFIG é a força eletromotriz induzida no rotor da máquina durante a falta, que depende das componentes CC e de sequência negativa do fluxo do estator, assim como da velocidade do rotor. A investigação desenvolve um método de controle para aumentar a probabilidade de sucesso durante um distúrbio na rede, de acordo com a capacidade de tensão e a corrente do conversor do lado da máquina. Um modelo de simulação computacional no domínio do tempo e experimentos em laboratórios foram desenvolvidos a fim de verificar o método de controle proposto. Os estudos de caso foram realizados para diferentes tipos de faltas na rede elétrica.

ERLICH *et al.* (2007b) trataram da modelagem do gerador de indução duplamente alimentado e dos conversores, explorando estudos de estabilidade. A fim de possibilitar um desempenho computacional eficiente foi desenvolvido um modelo de ordem reduzida, que restringe os cálculos para a componente de frequência fundamental. O modelo desenvolvido pelos autores, além de levar em consideração os quatro possíveis modos de operação do sistema, permite disparar a operação do circuito de proteção *crowbar*. Os controles de velocidade e de ângulo de passo podem ser utilizados, inclusive, quando houver variações significativas tanto na velocidade do rotor quanto na velocidade do vento. Esse artigo apresenta resultados de simulações, a fim de verificar o modelo proposto e demonstrar o comportamento dinâmico de uma grande fazenda eólica *offshore*, conectada por um longo cabo submarino à rede de alta tensão.

MORREN & DE HAAN (2007) analisam as correntes de curto-circuito de turbinas eólicas equipadas com DFIG. Inicialmente, os autores determinam o valor máximo para a corrente de curto-circuito de uma máquina de indução convencional. Em seguida, o trabalho destaca as diferenças entre um sistema DFIG que utiliza *crow-*

bar e um sistema baseado em máquina de indução com rotor gaiola de esquilo. A partir daí, uma equação aproximada para a máxima corrente de curto-circuito do DFIG é determinada. Finalmente, valores determinados pela equação são comparados a valores obtidos pela simulação no domínio do tempo. Os resultados mostram que as diferenças são menores que 15%.

XU (2008) propõe, no seu artigo, um controle coordenado entre os conversores do lado da máquina (CLM) e da rede (CLR), para um aerogerador baseado em DFIG, sob condições de tensão desequilibrada. Nesse trabalho, o controle para o CLM é de tal sorte que proporciona a eliminação das oscilações no dobro da frequência da rede, presentes no torque elétrico da máquina, sob condição de desequilíbrio na tensão do estator. A oscilação na potência ativa do estator é, em seguida, cancelada pela potência ativa de saída do CLR, a fim de assegurar uma potência ativa de saída constante do sistema global. Para proporcionar as correntes de sequência positiva e negativa necessárias para o controle do CLM e do CLR, uma estratégia de controle de corrente contendo um controlador principal e um auxiliar é analisada. O controlador principal é implementado no referencial positivo $(dq)^+$, sem envolver a decomposição em sequência positiva/negativa, considerando que o controlador auxiliar é implementado no referencial de sequência negativa $(dq)^-$, sem a presença da corrente de sequência negativa. Os resultados de simulações utilizando o programa PSCAD/EMTDC são apresentadas, para um aerogerador baseado em DFIG com potência nominal igual a 2 MW, com o objetivo de validar o esquema de controle proposto, além de mostrar a melhoria na operação do sistema durante desequilíbrio na tensão de alimentação.

1.4 Identificação do Problema

De acordo com os parágrafos anteriores, observa-se que os sistemas de conversão de energia eólica que utilizam a topologia com gerador de indução duplamente alimentado são amplamente explorados. Contudo, durante afundamentos severos de tensão no ponto de conexão comum, essa máquina pode experimentar picos importantes nas correntes dos enrolamentos do estator e rotor, os quais poderiam danificar os semicondutores do conversor estático. Além disso, os novos códigos de rede exigem que as turbinas eólicas, durante afundamentos de tensão, permaneçam conectadas

à rede elétrica.

Assim, com o objetivo de evitar o comprometimento do sistema durante um distúrbio dessa natureza, e visando cumprir os requisitos dos códigos de rede, os DFIGs utilizam circuitos de proteção denominados *crowbar*. Porém, esses circuitos aumentam o custo do sistema como um todo, a complexidade do sistema de controle, além de tornar o conversor do lado da máquina inoperante durante o instante em que estiver atuando.

Por outro lado, com o aumento dos sistemas de geração eólica conectados à rede, torna-se cada vez mais necessário o estudo e a concepção de modelos que representem com maior precisão essa realidade.

Os principais objetivos deste trabalho podem ser resumidos em dois: i) a concepção de um modelo simplificado que possa representar o DFIG, sobretudo durante transitórios na tensão da rede elétrica, e ii) buscar técnicas de controle que permitam os aerogeradores baseados em máquina de indução duplamente alimentada melhorar o seu desempenho, para os novos requisitos impostos pelos operadores de sistemas de transmissão. Ao longo deste trabalho serão apresentadas análises teóricas as quais nos levarão a desenvolver uma estratégia de controle, que utiliza a realimentação das correntes do estator, como as novas referências das correntes do rotor durante uma falta. Os benefícios dessa estratégia serão verificados a partir da utilização de ferramentas de simulação e experimentais.

1.5 Contribuições do Trabalho

Este trabalho propõe, inicialmente, um modelo analítico simplificado para o aerogerador baseado em DFIG, o qual possibilita escrever as correntes do estator em função das correntes do rotor, favorecendo uma resposta adequada do sistema, para operações tanto em regime permanente quanto em transitórios da tensão da rede elétrica.

Também faz parte das contribuições desta tese a aplicação de uma estratégia de controle que garanta, durante um afundamento da tensão na rede elétrica, a diminuição das correntes do rotor e estator do DFIG, sem: i) necessidade de desco-

nexão do conversor do lado da máquina, o que permite a ação do sistema de controle durante todo o intervalo do afundamento; e ii) utilização de circuito *crowbar*.

Uma vez controladas as correntes durante o distúrbio, utiliza-se o sistema de controle para a geração de potência reativa, a fim de dar suporte à tensão no ponto de conexão com a rede elétrica, de forma a contribuir efetivamente para o seu restabelecimento.

1.6 Lista de Trabalhos Aceitos ou Publicados

Alguns dos resultados apresentados nesta tese foram publicados ou aceitos para publicação em anais de congressos ou em revistas especializadas. A seguir, apresentamos a lista destes trabalhos:

- i. Lima, F.K.A.; Watanabe, E.H., “Parallel Connection of Doubly-Fed Induction Generator in Wind Generation”, *in 9º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência*, vol. 9, pp. 631-639, 2007.
- ii. Luna, A.; Lima, F.K.A.; Rodríguez, P.; Watanabe, E.H.; Teodorescu, R., “Comparison of Power Control Strategies for DFIG Wind Turbines”, *in The 34th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 2131-2136, Nov. 2008.
- iii. Lima, F.K.A.; Luna, A.; Rodríguez, P.; Watanabe, E.H.; Teodorescu, R.; Blaabjerg, F., “Doubly-Fed Induction Generator Control Under Voltage Sags”, *in IEEE Energy 2030*, pp. 1-6, Nov. 2008.
- iv. Lima, F.K.A.; Watanabe, E., “Uma Nova Estratégia de Controle para Turbinas Eólicas Baseadas em Gerador de Indução Duplamente Alimentado diante de Afundamentos de Tensão”. In: *SNPTEE 2009 - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. (Artigo aceito para publicação)
- v. Luna, A.; Lima, F.K.A.; Rodriguez, P.; Watanabe, E.H.; Teodorescu, R., “Comparison of Control Strategies for the Rotor Side Converter of DFIG Wind Turbines”. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. (Artigo aceito para publicação)

- vi. Lima, F.K.A.; Luna, A.; Rodriguez, P.; Watanabe, E.; Blaabjerg, F., “Rotor Voltage Dynamics in the Doubly-Fed Induction Generator during Grid Faults”. ***IEEE Transactions on Power Electronics***. (Artigo aceito para publicação)

- vii. Lima, F.K.A.; Luna, A.; Watanabe, E.H.; Rodriguez, P., “Controle de Gerador de Indução Duplamente Alimentado Diante de Afundamentos de Tensão”. ***Revista de Eletrônica de Potência - SOBRAEP***. (Artigo aceito para publicação)

CAPÍTULO 2

Modelagem de Aerogeradores Equipados com DFIG

Os aerogeradores baseados em máquina de indução duplamente alimentada já são responsáveis por uma fatia importante da produção de energia eólica mundial (BLAABJERG & CHEN, 2006). Portanto, a modelagem dinâmica desse tipo de gerador é imprescindível, sobretudo porque a atual tendência aponta para que num futuro próximo, os operadores de sistemas de transmissão exijam dos proprietários de fazendas eólicas os modelos reduzidos de suas plantas.

A representação dinâmica detalhada dessas máquinas é normalmente baseada em um modelo nas coordenadas de Park, dq de 5ª ordem, correspondente às equações diferenciais gerais do DFIG. Mesmo esse modelo consiste numa representação simplificada de um sistema eletromagnético complexo. No entanto, em muitos casos, é desejável utilizar um menor nível de ordem do modelo quando a máquina é parte de um grande sistema, como é o caso da representação de um parque eólico. Até mesmo porque o modelo de um parque é baseado em vários modelos menores. O uso de modelos de ordem menor reduz a complexidade do sistema, ao mesmo tempo que simplifica a determinação dos parâmetros necessários.

A importância dos modelos reduzidos é justificada, na medida em que tornam possível a substituição do sistema completo, por outro sistema menor capaz de representar o comportamento dominante do sistema original.

A redução de modelos depende do tipo de estudo a ser realizado. Por exemplo, se o objetivo do estudo é avaliar impactos de usinas eólicas no sistema de potência, a utilização do modelo completo acarreta num custo computacional considerável; caso se deseje estudar a estabilidade transitória de sistemas de potência, para esses casos, pode ser interessante desprezar os fenômenos rápidos, como, por exemplo, os transitórios na rede elétrica.

Assim, no caso específico de aerogeradores baseados em máquina de indução, levando em consideração os casos citados, é possível se reduzir a ordem do modelo desprezando a dinâmica no fluxo do estator, como nos estudos realizados por WASYNEZUK *et al.* (1985) e EKANAYAKE *et al.* (2003). Isso porque, para determinados distúrbios, o fluxo do estator varia muito mais rápido do que o fluxo do rotor (WASYNEZUK *et al.*, 1985), ou seja, o fluxo do estator diminui antes que as variáveis do rotor comecem a mudar.

O objetivo desse capítulo é conceber um modelo analítico simplificado para a máquina de indução duplamente alimentada, segundo o qual, o controle orientado pelo campo utilizado no conversor do lado da máquina, seja levado em consideração. Presume-se que o CLM se comporta como uma fonte de corrente.

A modelagem desenvolvida neste capítulo dará suporte, principalmente, ao estudo de aerogeradores diante de afundamentos severos de tensão no PCC. Assim, a faixa de tempo de interesse dos estudos desenvolvidos neste trabalho situa-se entre algumas dezenas e algumas centenas de milissegundos.

Neste capítulo, a modelagem do DFIG é mostrada segundo um modelo clássico de 5ª ordem. Em seguida, é apresentado um modelo simplificado com o qual é possível representar a máquina, com uma aproximação bastante razoável, tanto durante o regime permanente quanto durante transitórios na tensão do estator. Por fim, com o objetivo de validação, são apresentados resultados de simulações e experimentais comparando o modelo simplificado, sugerido neste capítulo, com o modelo completo para distintos níveis de potências.

2.1 Modelo de 5ª Ordem do DFIG

A análise que segue tem como objetivo a modelagem do gerador de indução duplamente alimentado, considerando-se que o rotor é alimentado por um conversor controlado em corrente. Essa abordagem faz uso da estratégia de controle orientado pelo campo (LEONHARD, 2001; BOLDEA & NASAR, 1998), para o conversor do lado do rotor, na qual o sistema de referência é orientado de acordo com o vetor fluxo do estator, como poderá ser constatado ao longo deste capítulo. A seguir, serão iniciadas as discussões que dizem respeito à modelagem da máquina.

A análise que segue utilizará os sobrescritos s e r para as grandezas nos referenciais dq do estator e rotor, respectivamente. Enquanto para grandezas no referencial síncrono, ou seja, no referencial de eixos ortogonais dq girantes com velocidade síncrona, não serão usados sobrescritos.

Considere-se, então, a equação vetorial da tensão do estator nas coordenadas do estator, dada por:

$$\vec{v}_s^s = R_s \vec{i}_s^s + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt}, \quad (2.1)$$

onde, \vec{v}_s^s é o vetor tensão no estator nas coordenadas do estator, R_s é a resistência nos enrolamentos do estator, \vec{i}_s^s é o vetor corrente no estator nas coordenadas do estator, e $\vec{\psi}_s^s$ é o vetor fluxo magnético estatórico nas coordenadas do estator. A Figura 2.1 mostra o sistema de referência síncrono para o qual a máquina será descrita.

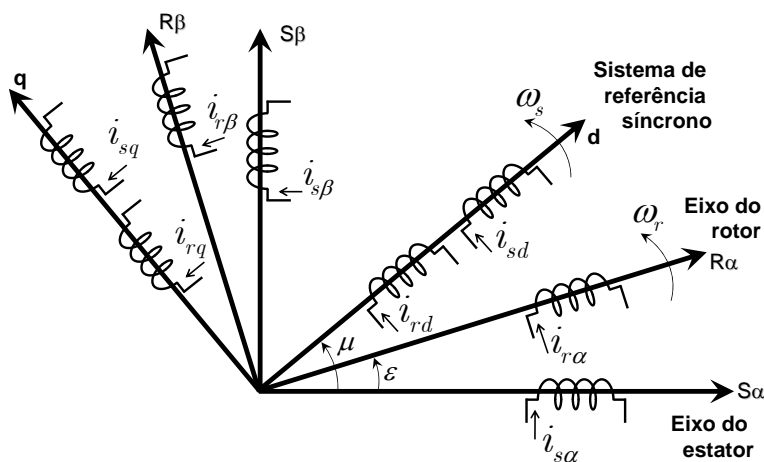


Figura 2.1: Máquina de indução no referencial dq síncrono.

O referencial síncrono torna-se bastante atrativo para a realização do controle do DFIG, uma vez que em coordenadas síncronas as tensões, correntes e os fluxos enlaçados da máquina transformam-se em quantidades CC (LEONHARD, 2001; KRAUSE *et al.*, 2002). Então, a fim de realizar a transformação de coordenadas da equação anterior do referencial do estator para o referencial síncrono, deve-se efetuar a rotação de todas as variáveis de (2.1) por $e^{-j\mu}$, onde μ é o deslocamento angular entre os referenciais do estator e síncrono. Assim, tem-se:

$$\vec{v}_s^s e^{-j\mu} = R_s \vec{i}_s^s e^{-j\mu} + \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} e^{-j\mu}. \quad (2.2)$$

Dado que

$$\frac{d(\vec{\psi}_s^s e^{-j\mu})}{dt} = \frac{d\vec{\psi}_s^s}{dt} e^{-j\mu} - j\omega_s \vec{\psi}_s^s e^{-j\mu}. \quad (2.3)$$

A combinação entre (2.3) em (2.2), resulta em:

$$\vec{v}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\vec{\psi}_s}{dt} + j\omega_s \vec{\psi}_s, \quad (2.4)$$

onde, ω_s é a frequência angular do fluxo magnético estatórico. O que implica em:

$$\omega_s = \frac{d\mu}{dt}. \quad (2.5)$$

A equação (2.4) dá origem às equações:

$$v_{sd} = R_s i_{sd} + \frac{d\psi_{sd}}{dt} - \omega_s \psi_{sq} \quad (2.6)$$

e

$$v_{sq} = R_s i_{sq} + \frac{d\psi_{sq}}{dt} + \omega_s \psi_{sd}, \quad (2.7)$$

onde v_{sd} , v_{sq} , i_{sd} e i_{sq} são as amplitudes das componentes da tensão e corrente estatórica nos eixos direto e em quadratura; ψ_{sd} e ψ_{sq} são os módulos das componentes do fluxo magnético estatórico nos eixos direto e em quadratura, respectivamente.

Considere-se, a seguir, as expressões para os fluxos estatóricos nos eixos dq , de acordo com o que segue:

$$\psi_{sd} = L_s i_{sd} + L_m i_{rd} \quad (2.8)$$

e

$$\psi_{sq} = L_s i_{sq} + L_m i_{rq}, \quad (2.9)$$

onde L_s é a indutância própria do estator, e L_m é a indutância de magnetização.

Trabalhando sobre o circuito rotórico pode-se escrever a equação vetorial da tensão, nas coordenadas do rotor, como:

$$\vec{v}_r^r = R_r \vec{i}_r^r + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt}, \quad (2.10)$$

onde \vec{v}_r^r é o vetor tensão no rotor nas coordenadas do rotor, R_r é a resistência nos enrolamentos do rotor, \vec{i}_r^r é o vetor corrente no rotor nas coordenadas do rotor, e $\vec{\psi}_r^r$ é o vetor fluxo magnético rotórico nas coordenadas do rotor.

De forma análoga ao estator, para realizar a transformação de coordenadas da equação anterior do referencial do rotor para o referencial síncrono, deve-se efetuar a multiplicação das variáveis de (2.10) por $e^{-j\theta_{sl}}$, onde θ_{sl} é o deslocamento angular entre os referenciais do rotor e síncrono. Em outras palavras, trata-se do escorregamento da máquina. Assim, tem-se:

$$\vec{v}_r^r e^{-j\theta_{sl}} = R_r \vec{i}_r^r e^{-j\theta_{sl}} + \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} e^{-j\theta_{sl}}. \quad (2.11)$$

Dado que

$$\frac{d\left(\vec{\psi}_r^r e^{-j\theta_{sl}}\right)}{dt} = \frac{d\vec{\psi}_r^r}{dt} e^{-j\theta_{sl}} - j\omega_{sl} \vec{\psi}_r^r e^{-j\theta_{sl}}. \quad (2.12)$$

A combinação entre (2.12) e (2.11) resulta em:

$$\vec{v}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\vec{\psi}_r}{dt} + j\omega_{sl} \vec{\psi}_r, \quad (2.13)$$

onde ω_{sl} é a frequência angular de escorregamento, definida por:

$$\omega_{sl} = \omega_s - \omega_r = \frac{d\theta_{sl}}{dt}. \quad (2.14)$$

A equação vetorial mostrada em (2.13), por sua vez, dá origem a duas equações:

$$v_{rd} = R_r i_{rd} + \frac{d\psi_{rd}}{dt} - \omega_{sl} \psi_{rq} \quad (2.15)$$

e

$$v_{rq} = R_r i_{rq} + \frac{d\psi_{rq}}{dt} + \omega_{sl} \psi_{rd}, \quad (2.16)$$

onde v_{rd} , v_{rq} , i_{rd} e i_{rq} são os módulos das componentes da tensão e corrente rotórica nos eixos direto e em quadratura; ψ_{rd} e ψ_{rq} são os módulos das componentes do fluxo magnético rotórico nos eixos direto e em quadratura, respectivamente.

Os fluxos rotóricos nos eixos dq são dados por:

$$\psi_{rd} = L_r i_{rd} + L_m i_{sd} \quad (2.17)$$

e

$$\psi_{rq} = L_r i_{rq} + L_m i_{sq}, \quad (2.18)$$

onde L_r é a indutância própria do rotor, e L_m é a indutância de magnetização.

O torque eletromagnético da máquina é dado por:

$$T_e = \frac{3}{2} p (\psi_{sq} i_{sd} - \psi_{sd} i_{sq}), \quad (2.19)$$

onde p é o número de pares de pólos da máquina.

As equações anteriores descrevem um modelo para a máquina de indução duplamente alimentada nos eixos dq , que podem ser representadas por dois circuitos equivalentes, um no eixo direto e outro no eixo em quadratura, conforme mostrado na Figura 2.2.

Nos circuitos da Figura 2.2, todas as grandezas estão representadas no referencial

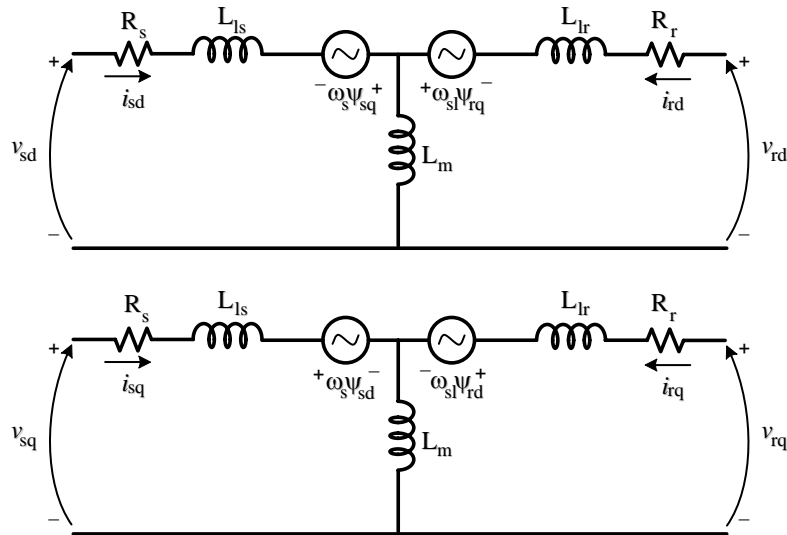


Figura 2.2: Circuitos equivalentes nos eixos dq do DFIG.

síncrono. As indutâncias de dispersão que aparecem nos dois circuitos são dadas por:

$$L_{ls} = L_s - L_m \quad (2.20)$$

e

$$L_{lr} = L_r - L_m. \quad (2.21)$$

A equação que representa a dinâmica mecânica do sistema, é dada por:

$$J \frac{d\omega_r}{dt} = T_m - T_e - B\omega_r, \quad (2.22)$$

onde J é o momento de inércia do conjunto turbina-máquina, ω_r é a velocidade angular do rotor, T_m é o torque mecânico, T_e é o torque eletromagnético, e B representa o atrito.

A Figura 2.3 sintetiza o comportamento da máquina para operações como gerador, conforme descrito por BOLDEA (2006).

Antes de analisar a Figura 2.3, faz-se necessário recordar que existe uma relação entre as energias que fluem pelos enrolamentos do estator e rotor dessa máquina. A relação entre as potências do estator e rotor do DFIG é dada por:

$$P_r = sP_s, \quad (2.23)$$

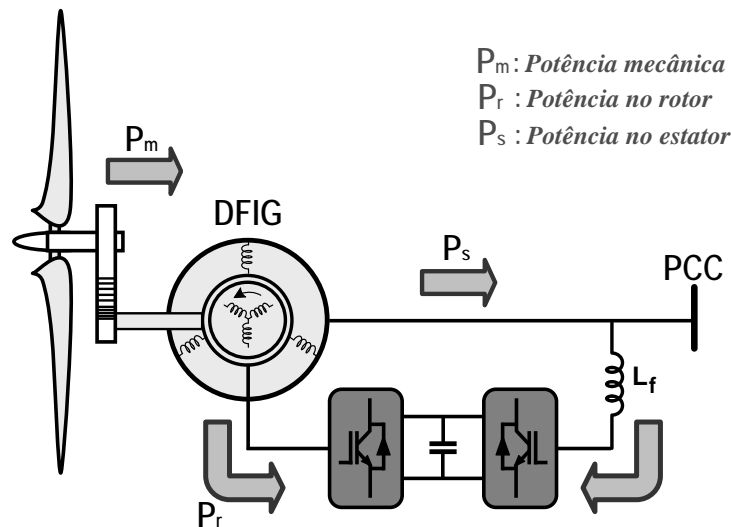


Figura 2.3: Representação do sentido do fluxo de energia no rotor do DFIG.

onde s representa o escorregamento da máquina. Isso significa que s é positivo em condição subsíncrona, nulo em condição síncrona e negativo em condição supersíncrona. Esse sinal, no escorregamento da máquina, representa o sentido do fluxo de energia em seu rotor.

Então, admitindo o sentido positivo para o consumo de energia, o sentido do fluxo de energia no estator sempre será como mostrado na Figura 2.3, uma vez que a máquina se comporta como gerador. O sentido da potência mecânica também é constante, pelo mesmo motivo, restando assim, analisar o sentido do fluxo de energia no rotor.

Pelo que se convencionou no parágrafo anterior, estando o gerador operando com velocidade síncrona ou subsíncrona, para as quais se tem $s \geq 0$, a energia fluirá da rede para o rotor. Enquanto em velocidade supersíncrona, situação em que o escorregamento é negativo, a energia fluirá do rotor para a rede elétrica. A Figura 2.3 mostra os sentidos do fluxo de energia no rotor do DFIG.

2.2 Modelo Analítico Simplificado do DFIG

O objetivo desta seção é simplificar o modelo de 5ª ordem, discutido na seção anterior, a fim de se formular um modelo de ordem inferior, que possa representar aerogeradores baseados em DFIG tanto em regime permanente quanto em tran-

sitórios de tensão da rede e velocidade do vento.

Para tanto, aproveitar-se-ão as características do DFIG, tais como, baixas resistência e indutância de dispersão estatóricas, controle vetorial orientado pelo campo, além de, um rápido sistema de sincronização, os quais podem conferir essa simplificação.

Em outras palavras, nesse modelo simplificado ou reduzido é importante que se tenha em mente que tanto o sistema de controle quanto o sistema de sincronização são levados em conta. Esse último, especialmente em situações transitórias.

Assumindo que o circuito magnético do DFIG, representado por (2.6)-(2.9) e (2.15)-(2.18) é linear, estas equações podem ser combinadas. Aplicando a transformada de Laplace é possível obter as correntes do estator, no referencial dq síncrono mostrado por LIMA & WATANABE (2007) representadas por:

$$I_{sd}(s) = \frac{(L_s s + R_s) V_{sd}(s) + \omega_s L_s V_{sq}(s)}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + R_s^2 + \omega_s^2 L_s^2)} - \frac{(L_s s^2 + R_s s + \omega_s^2 L_s) L_m I_{rd}(s) - R_s \omega_s L_m I_{rq}(s)}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + R_s^2 + \omega_s^2 L_s^2)}, \quad (2.24)$$

$$I_{sq}(s) = \frac{-\omega_s L_s V_{sd}(s) + (L_s s + R_s) V_{sq}(s)}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + R_s^2 + \omega_s^2 L_s^2)} - \frac{R_s \omega_s L_m I_{rd}(s) + (L_s s^2 + R_s s + \omega_s^2 L_s) L_m I_{rq}(s)}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + R_s^2 + \omega_s^2 L_s^2)}. \quad (2.25)$$

As equações (2.24) e (2.25) podem ser simplificadas considerando-se que a partir da utilização do referencial dq síncrono, com o eixo d posicionado no fluxo do estator, a componente em quadratura desta variável é nula.

E, ainda, considerando o baixo valor da resistência do estator, geralmente da ordem de 0,005 pu, pode-se supor que: (i) o vetor tensão do estator está praticamente posicionado sobre o eixo em quadratura ($V_{sd} \cong 0$), e, ainda, (ii) $R_s^2 \cong 0$. Dessa maneira, (2.24) e (2.25) ficam reduzidas para:

$$\begin{aligned}
I_{sd}(s) &= \frac{\omega_s L_s V_{sq}}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + \omega_s^2 L_s^2)} - \\
&- \frac{(L_s s^2 + R_s s + \omega_s^2 L_s) L_m I_{rd} - R_s \omega_s L_m I_{rq}}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + \omega_s^2 L_s^2)},
\end{aligned} \tag{2.26}$$

$$\begin{aligned}
I_{sq}(s) &= \frac{(L_s s + R_s) V_{sq}}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + \omega_s^2 L_s^2)} - \\
&- \frac{R_s \omega_s L_m I_{rd} + (L_s s^2 + R_s s + \omega_s^2 L_s) L_m I_{rq}}{(L_s^2 s^2 + 2L_s R_s s + \omega_s^2 L_s^2)}.
\end{aligned} \tag{2.27}$$

Outra simplificação admitida é o fato de as contribuições dos termos cruzados das correntes do rotor poderem ser desprezadas, dado o baixo valor de seus coeficientes. Isto significa que

$$\frac{R_s \omega_s L_m}{L_s s^2 + 2R_s s + \omega_s^2 L_s} \cong 0. \tag{2.28}$$

Finalmente, foi considerada a seguinte aproximação:

$$\frac{L_s s^2 + R_s s + \omega_s^2 L_s}{L_s s^2 + 2R_s s + \omega_s^2 L_s} \cong 1. \tag{2.29}$$

De acordo com a simplificação representada por (2.29), as dependências entre $I_{sd}(s)$ com respeito a I_{rd} , bem como $I_{sq}(s)$ com respeito a I_{rq} não experimentam dinâmica.

O resultado de todas essas simplificações, para o modelo de 5º ordem, resulta em:

$$I_{sd}(s) = \frac{\omega_s}{L_s (s^2 + 2(R_s/L_s) s + \omega_s^2)} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rd}, \tag{2.30}$$

$$I_{sq}(s) = \frac{(s + R_s/L_s)}{L_s (s^2 + 2(R_s/L_s) s + \omega_s^2)} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rq}. \tag{2.31}$$

As equações (2.30) e (2.31) mostram que, para variações da tensão do estator, as componentes dq das correntes do estator no referencial síncrono oscilam na frequência da rede elétrica, oscilação que por sinal é pobremente amortecida devido ao baixíssimo valor da resistência estatórica R_s , que, por sua vez, confere um baixo valor ao coeficiente de amortecimento do sistema. Esse fenômeno pode ser observado, por exemplo, durante um afundamento de tensão. Se o afundamento de tensão for balanceado, as correntes estatóricas em dq , oscilam com frequência ω_s . Contudo, se o afundamento na tensão do estator é desbalanceado, isto é, com a presença de componentes de sequência negativa, existirá também oscilação na frequência $2\omega_s$ que aparecem em v_{sd} e v_{sq} . Assim, diante de afundamentos de tensão desbalanceados, as componentes da corrente do estator terão oscilações em ω_s e $2\omega_s$.

Para a condição de regime permanente das componentes da tensão no estator, nas coordenadas dq , (2.30) e (2.31) são reduzidas para:

$$I_{sd}(s) = \frac{1}{L_s \omega_s} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rd}, \quad (2.32)$$

$$I_{sq}(s) = \frac{R_s}{L_s^2 \omega_s^2} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rq}. \quad (2.33)$$

Analisando (2.33), constata-se que o fator multiplicativo da componente em quadratura da tensão do estator tende a zero. Assim, considerando $R_s \ll L_s^2 \omega_s^2$, essa equação fica reduzida a:

$$I_{sq}(s) = -\frac{L_m}{L_s} I_{rq}. \quad (2.34)$$

Na expressão (2.32) existem duas parcelas. A primeira, em regime permanente da tensão da rede, está relacionada à corrente de magnetização da máquina, enquanto a segunda refere-se à dependência linear que existe entre as correntes do estator e do rotor, no eixo direto.

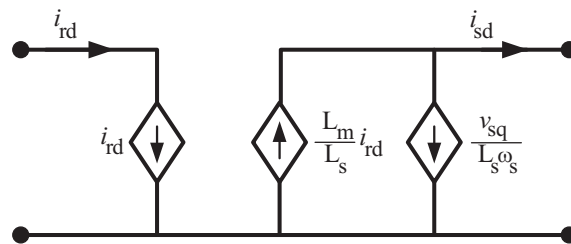
A equação (2.34) mostra a dependência linear entre as componentes das correntes do estator e rotor, no eixo em quadratura.

Ainda sobre esse modelo, (2.32) e (2.34) coincidem com o modelo apresentado por LEONHARD (2001) para o regime permanente do DFIG. Porém, a formulação

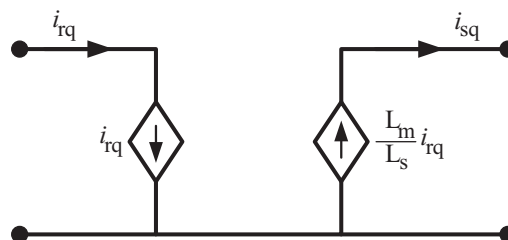
apresentada nesta seção, representada por (2.30) e (2.31), é mais genérica dado que expressa, inclusive, o comportamento transitório dessa máquina.

2.3 A Característica de Fonte de Corrente do DFIG

Como discutido na seção 2.2, caso a tensão da rede elétrica permaneça constante o DFIG pode ser representado pelo modelo descrito por (2.32) e (2.34). O modelo sugere que aerogeradores equipados com DFIG conectados à fonte de tensão e com controle orientado pelo campo possuem a característica de fontes de correntes. É possível elaborar o circuito equivalente para o modelo descrito, conforme mostrado na Figura 2.4, que mostra o circuito equivalente nos eixos dq , baseado na modelagem apresentada.



(a) Circuito equivalente no eixo d .



(b) Circuito equivalente no eixo q .

Figura 2.4: Circuito equivalente do DFIG em regime permanente.

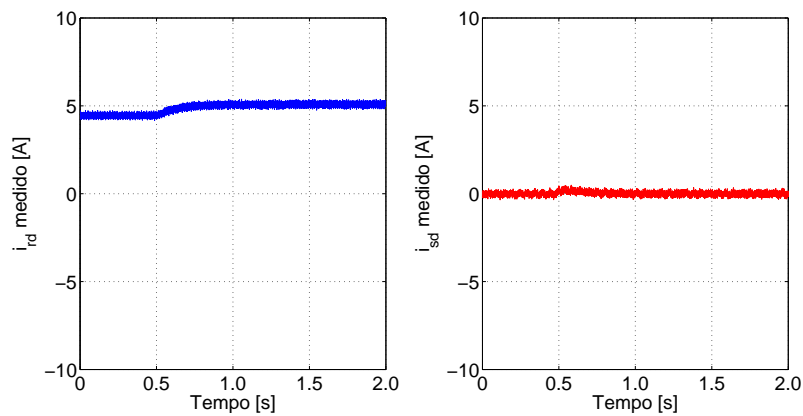
De acordo com (2.32), no eixo d as correntes i_{sd} e i_{rd} são relacionadas por meio de uma função afim (ou seja, do tipo $ax + b$), na qual o coeficiente linear da função varia com a tensão e frequência na rede (fluxo magnético), e pode ser considerada constante. Essa parcela pode ser interpretada fisicamente como a corrente de magnetização da máquina. O coeficiente angular dessa equação é ligeiramente inferior à unidade, dado que é obtido pela relação entre as indutâncias de magnetização e própria do estator. A Figura 2.4(a) mostra o circuito equivalente para esse modelo

no eixo d . No eixo q a dependência entre as correntes do estator e do rotor é totalmente linear, como mostra (2.34), e o coeficiente angular desta equação é o mesmo de (2.32). A Figura 2.4(b) mostra a circuito equivalente para esse modelo no eixo q .

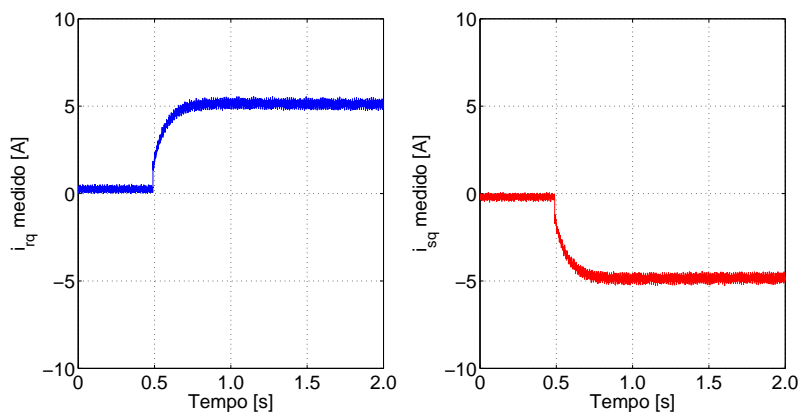
Com o objetivo de validar o que foi exposto nesta seção, foram realizados ensaios a partir de um protótipo experimental, cujas características encontram-se detalhadas no Apêndice A.

Experimento: Variação na Potência Ativa do Estator

No primeiro ensaio, a referência de potência ativa do estator foi variada em degrau, de 50 W para 1300 W. A Figura 2.5 mostra os resultados deste ensaio.



(a) Correntes no eixo d .



(b) Correntes no eixo q .

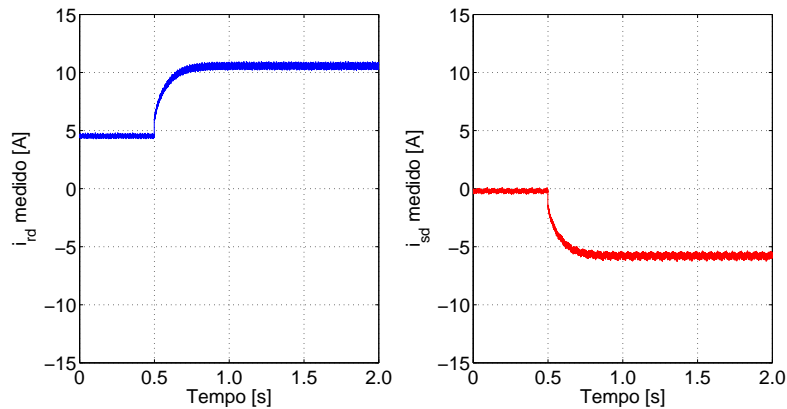
Figura 2.5: Medida experimental das correntes do estator e rotor nos eixos dq durante variação de P_s .

Essa variação causou a mudança na corrente do rotor no eixo q que, por sua vez,

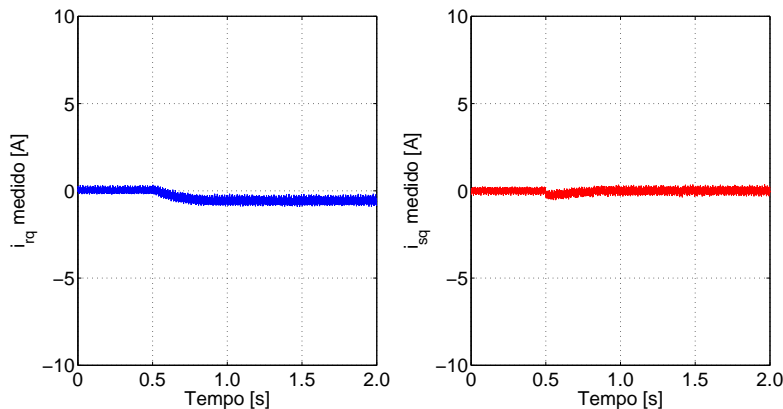
provocou a mesma variação na corrente em quadratura do estator, comprovando a característica de fonte de corrente controlada por corrente, entre estator e rotor, o que leva a concluir que os resultados comprovam o modelo analítico proposto em (2.34).

Experimento: Variação na Potência Reativa do Estator

No segundo ensaio, a referência de potência reativa do estator foi variada em degrau, de 50 var para 1500 var. Esta variação causou a mudança na corrente direta do rotor, que por sua vez, provocou a mesma variação na corrente direta do estator, validando o que sugere (2.32). A Figura 2.6 mostra os resultados desse ensaio.



(a) Correntes no eixo d .



(b) Correntes no eixo q .

Figura 2.6: Medida experimental das correntes do estator e rotor nos eixos dq durante variação de Q_s .

Ratificando os resultados analíticos mostrados neste capítulo, comprovou-se, através de resultados experimentais, que o DFIG comporta-se como fonte de cor-

rente, desde que esteja conectado a uma fonte de tensão no estator e o CLM utilize o controle vetorial orientado pelo campo. Desta maneira, sistemas de geração baseados em DFIG podem ser paralelizados sem maiores problemas, aumentando a capacidade e a confiabilidade da geração de energia elétrica.

Simulação: Paralelismo de Aeroogeradores

A fim de completar a validação da teoria proposta, que descreve o comportamento de fonte de corrente para aeroogeradores baseados em DFIG alimentadas no rotor por conversor controlado em corrente, foram realizadas simulações de DFIGs paralelizadas e conectadas à rede elétrica. A Figura 2.7 mostra o esquema simulado, cujas características estão descritas na Tabela 2.1.

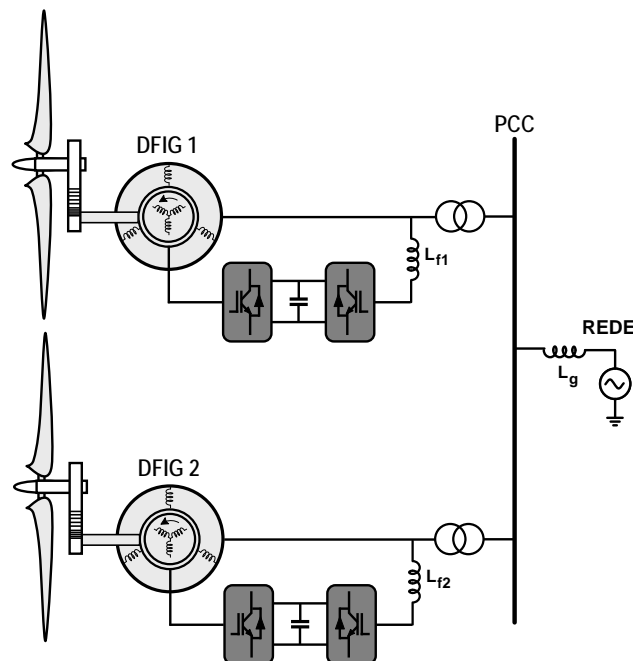


Figura 2.7: Sistema composto por duas turbinas baseadas em DFIG conectadas em paralelo.

Nesta simulação, as turbinas utilizam controle de velocidade e a velocidade do vento experimenta variações do tipo degrau em diferentes instantes para cada aeroogerador. Assim, de acordo com a Figura 2.7, para o aeroogerador 1 essa velocidade passará do valor correspondente a 9,8 m/s para 13 m/s, no instante $t_1 = 17$ s, enquanto para o aeroogerador 2 essa variação se dará em $t_2 = 25$ s, como pode ser observado na Figura 2.8.

Tabela 2.1: Parâmetros do sistema simulado.

Características do DFIG	Valores
Potência nominal	2200 kW
Tensão nominal do estator	690 V
Frequência nominal	60 Hz
Resistência do estator	0,0054 pu
Resistência do rotor	0,0060 pu
Indutância de dispersão do estator	0,102 pu
Indutância de dispersão do rotor	0,110 pu
Indutância de magnetização	4,362 pu
Momento de inércia ($J = 2H$)	4,5 pu
Número de pares de polos	1
Características do elo CC	Valores
Capacitância	20000 μ F
Tensão nominal	1.400 V

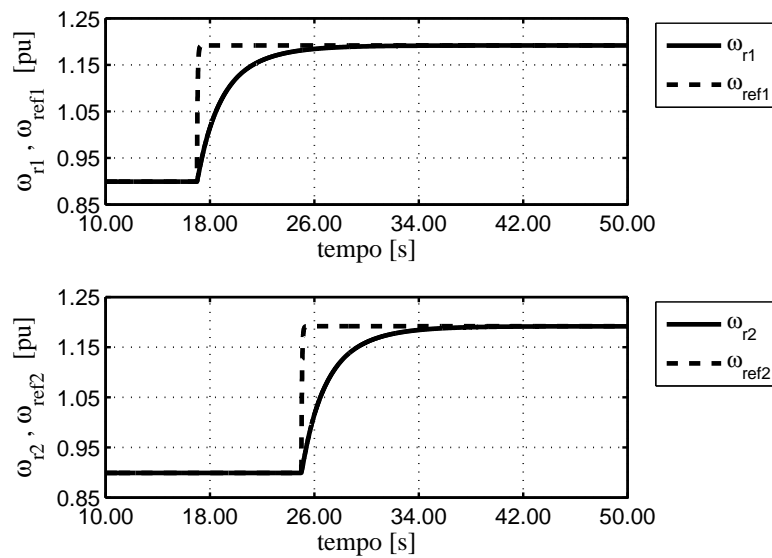


Figura 2.8: Velocidades nos rotores.

A Figura 2.9 mostra o comportamento das correntes trifásicas do rotor, para operações subsíncrona, supersíncrona e para transitórios.

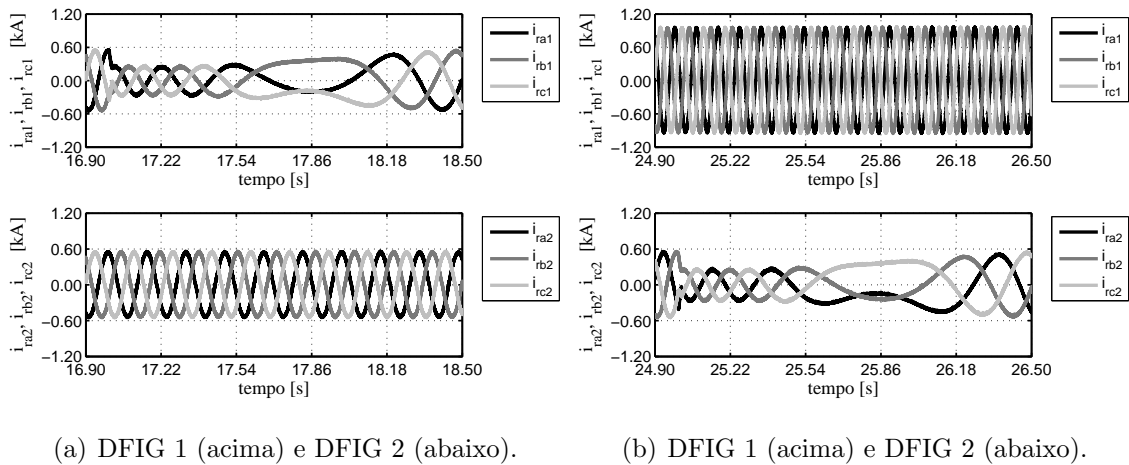


Figura 2.9: Correntes trifásicas no rotor.

A Figura 2.9(a) mostra o comportamento das correntes do rotor (gráfico de cima) do aerogerador 1 durante um transitório na velocidade do vento, e o comportamento das correntes rotóricas do aerogerador 2 para operação subsíncrona (gráfico de baixo). Enquanto a Figura 2.9(b) mostra o comportamento das correntes do rotor do aerogerador 1 para operação supersíncrona (gráfico de cima), assim como o comportamento das correntes rotóricas do aerogerador 2 durante um transitório na velocidade do vento (gráfico de baixo).

A Figura 2.10 mostra o comportamento das correntes trifásicas do estator para operações subsíncrona e supersíncrona.

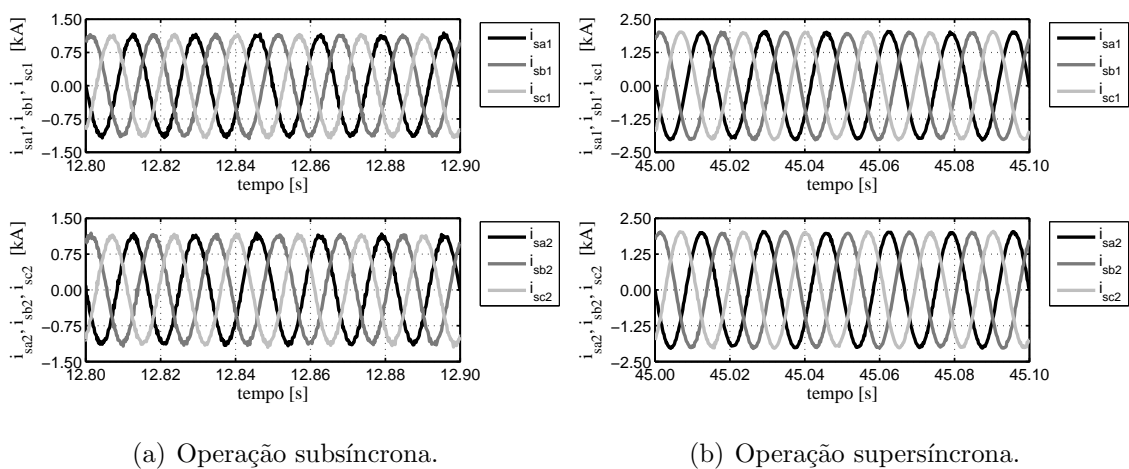


Figura 2.10: Correntes estatóricas.

É possível observar a operação independente dos dois sistemas de geração. Ambos experimentam dinâmicas distintas, contudo, um sistema não interfere no outro. Por exemplo, quando a velocidade no rotor de uma das máquinas varia, digamos ω_{r1} , para garantir extração da máxima potência do aerogerador, isso não interfere na velocidade ω_{r2} , e vice-versa.

Os resultados mostrados nesta seção comprovam que aerogeradores baseados em DFIG apresentam características de fontes de corrente controlada por corrente, desde que estejam conectadas à rede e utilizando controle vetorial orientado pelo campo no CLM, podendo ser paralelisadas sem problemas de interferência entre os respectivos controles.

2.4 Análise do Sistema Simplificado

Esta seção fará uma análise do sistema reduzido apresentado na seção 2.2, baseando-se em análises dos diagrama de Bode e diagrama de polos.

A primeira aproximação realizada diz respeito à parcela R_s^2 , que foi desprezada dos denominadores de todas as funções de transferências de i_{sd} e i_{sq} . Um diagrama do lugar das raízes confronta as posições dos polos do sistema em malha aberta, com e sem o desprezo de R_s^2 , assumindo o valor de $R_s = 2 m\Omega$.

Os detalhes mostrados na Figura 2.11 revelam que a aproximação realizada não interfere significativamente na resposta do sistema. Assim, a suposição $R_s^2 = 0$ é interessante à medida que permite tornar as funções de transferência presentes em (2.24) e (2.25), na forma de um sistema de 2ª ordem.

De acordo com (2.24) e (2.25), observa-se que tanto i_{sd} quanto i_{sq} são funções de $f(v_{sd}, v_{sq}, i_{rd}, i_{rq})$. Dessa forma, uma análise em resposta de frequências das funções de transferências das correntes do estator em coordenadas dq será realizada, com o objetivo de justificar as simplificações realizadas para o sistema. Isso está mostrado nas Figuras 2.12 e 2.13.

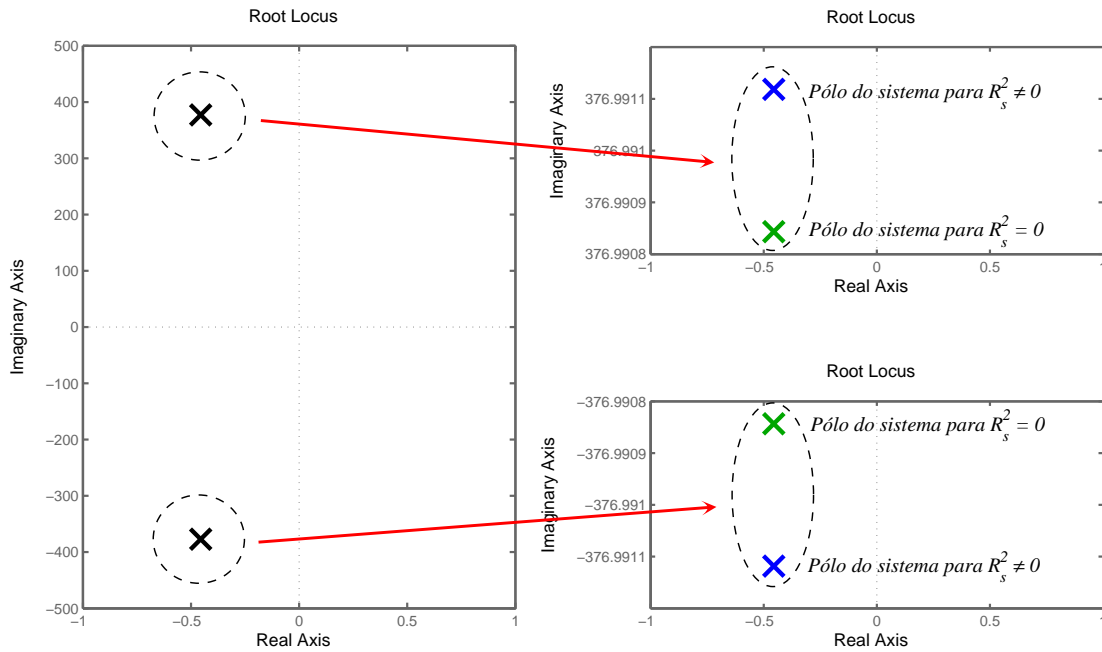


Figura 2.11: Diagrama de polos.

Baseado na suposição de que em regime permanente da tensão na rede as correntes do estator em coordenadas dq estejam livres de quaisquer componentes alternadas, a análise das curvas de Bode deverá ser realizada em torno da região de frequência nula. Isso posto, de acordo com o diagrama de amplitude mostrado na Figura 2.12, a componente direta da corrente estatórica, i_{sd} , não varia de forma considerável, em função de variações na componente em quadratura da corrente do rotor.

O gráfico da Figura 2.12 mostra uma dependência linear entre as correntes i_{sd} e i_{rd} .

Contudo, quando a frequência se aproxima daquela da rede elétrica, esse sistema torna-se oscilatório, com frequência natural não-amortecida igual à frequência síncrona. Assim, todas as variáveis de entrada, ou seja, v_{sq} , i_{rd} e i_{rq} terão influência na oscilação experimentada pela corrente i_{sd} . Isso está mostrado em (2.30).

Uma análise semelhante pode ser realizada para a corrente i_{sq} , de acordo com a Figura 2.13.

Os diagramas mostrados nas Figuras 2.12 e 2.13 revelam como as variações na

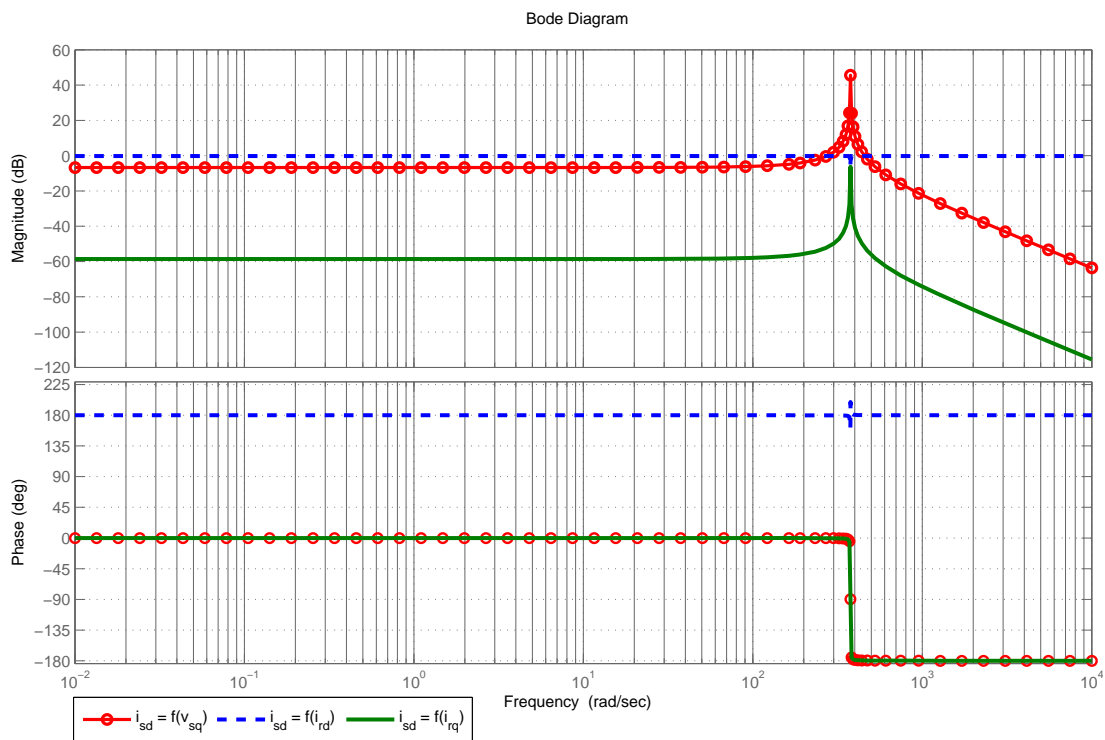


Figura 2.12: Diagrama de Bode de i_{sd} .

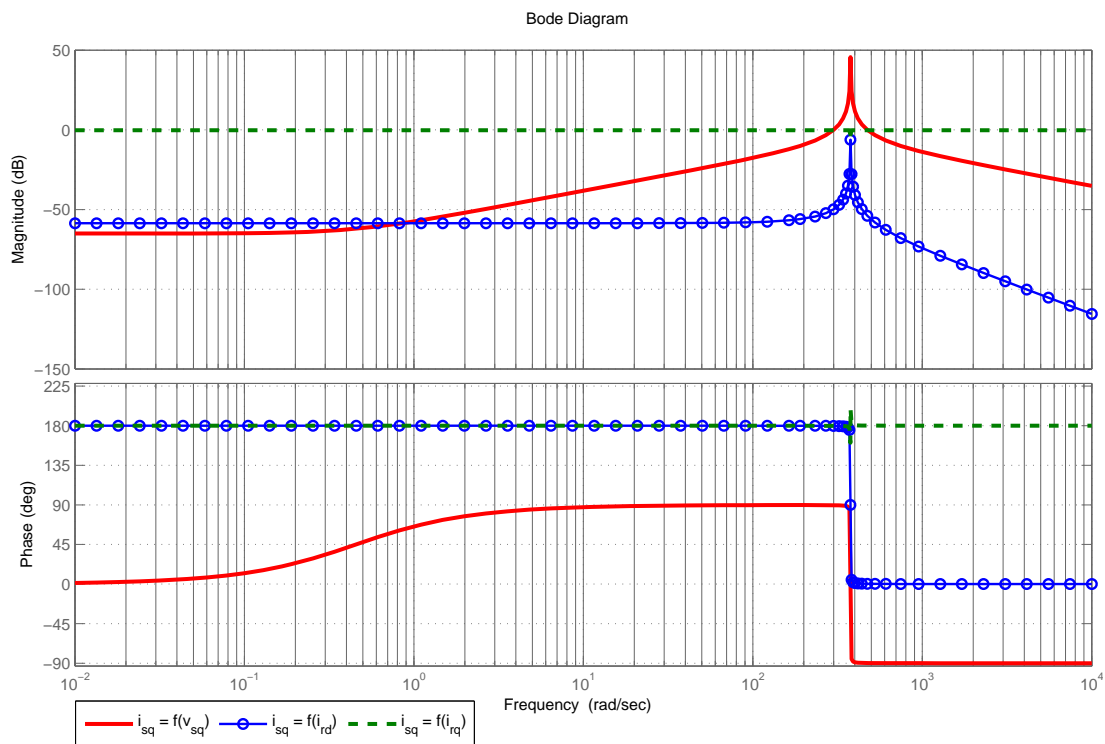


Figura 2.13: Diagrama de Bode de i_{sq} .

tensão da rede elétrica afetam as componentes, em coordenadas dq , da corrente do estator. Então, a fim de facilitar o entendimento, a seguir será analisado o compor-

tamento da componente direta da corrente do estator, com respeito a variações na tensão da rede (estator).

De acordo com (2.30), pode se observar que a função de transferência entre i_{sd} e v_{sq} trata-se de um sistema de segunda ordem, que, pelo já discutido, é pobremente amortecido. Assim, quando a entrada desse sistema v_{sq} varia em degrau, a resposta i_{sd} oscila na frequência ω_s . Em outras palavras, ao ocorrer um afundamento na tensão do estator, a componente direta da corrente estatórica oscila na frequência da rede.

A explicação para a oscilação das componentes, em coordenadas dq , da corrente do estator estão no fato de uma vez que ocorre um afundamento na tensão da rede elétrica, as correntes do estator, em coordenadas abc , experimentam picos bruscos, diminuindo lentamente em seguida. A diminuição das correntes se dá de maneira que suas formas de onda são resultantes da composição entre as oscilações na frequência da rede elétrica, e um amortecimento exponencial. Esse amortecimento é lento dado que a constante de tempo, que é inversamente proporcional à resistência estatórica, é grande. É justamente o valor médio com decaimento exponencial presente nas componentes abc da corrente do estator, que quando transformado para coordenadas dq , resulta nas oscilações de i_{sd} e i_{sq} na frequência ω_s .

Portanto, se o sistema oscila na frequência de ressonância, pelo que mostra a Figura 2.12, resulta no aumento da corrente direta do estator. Fisicamente, esse efeito pode ser explicado da seguinte maneira: durante um afundamento (degrau) na tensão do estator, considerando essa tensão em coordenadas dq sem perda de generalidade, o fluxo do estator, que varia proporcionalmente à integral da tensão, experimentará variação (diminuição) em rampa. Pela lei de Faraday-Lenz a corrente induzida produzirá um fluxo no mesmo sentido do fluxo do estator, com o objetivo de mantê-lo, ou seja, se opondo a diminuição. Essa interpretação está em concordância com o princípio da conservação de energia. Assim, devido ao acoplamento magnético entre o estator e o rotor, essa perturbação no estator será transmitida ao circuito do rotor, que resultará em aumentos tanto na tensão quanto na corrente do rotor.

Uma análise semelhante pode ser realizada para o comportamento de i_{sq} com respeito a variações em v_{sq} .

2.5 Validação do Modelo

Nesta seção, o modelo da máquina de indução duplamente alimentada apresentado em (2.30), (2.31), (2.32) e (2.34) será validado por dois caminhos. O primeiro deles consiste em simulações realizadas no ambiente PSCAD/EMTDC, o qual utiliza um modelo completo de 5ª ordem. A outra via é fundamentada nos resultados experimentais de um protótipo montado em laboratório. Em ambos os casos, explorou-se a operação do DFIG tanto em estado permanente quanto em transitórios na tensão do estator, como também variações nas referências de potência ativa e reativa do estator, afim de avaliar o comportamento do modelo diante de dinâmicas nas componentes direta e em quadratura das correntes do rotor.

2.5.1 Validação através de Simulações

Inicialmente foram realizadas simulações computacionais, que mostram a resposta das correntes do estator e do rotor nos eixos dq para o caso de afundamento de tensão trifásico equilibrado para 20% da tensão nominal, no PCC (Ver Figura 2.3). O afundamento ocorreu durante o intervalo de tempo entre $t = 2,0$ s e $t = 2,2$ s.

A Tabela 2.2 apresenta as características do DFIG simulado no programa PSCAD. Esses dados foram extraídos do catálogo de uma máquina real, fabricada por WEG Equipamentos Elétricos S/A.

As simulações basicamente consistiram no seguinte: o aerogerador eólica conectada à rede era inicializada e, uma vez passado o transitório de partida, no instante igual a 2,0 s, era provocado um curto-circuito trifásico para a terra, através de três resistências de mesmo valor, a fim de garantir o equilíbrio. Assim, esse curto-circuito provocava no ponto de conexão comum um afundamento que, por meio do ajuste dos valores das resistências, poderia ser mais ou menos profundo. Em geral, foram provocados afundamentos para 20% da tensão nominal.

Tabela 2.2: Parâmetros do aerogerador simulado.

Características	Valores
Potência nominal	100 kVA
Tensão nominal do estator	220 V
Tensão nominal do rotor	220 V
Frequência nominal do estator	60 Hz
Resistência do estator	2,6 m Ω
Resistência do rotor	2,9 m Ω
Indutância de disp. do estator	138,66 μ H
Indutância de disp. do rotor	141,22 μ H
Indutância de magnetização	5,6 mH
Número de pares de polos	1

Com o objetivo de mostrar a semelhança entre os resultados obtidos pelo modelo proposto e pelo modelo de 5^a ordem (PSCAD/EMTDC), foram utilizados blocos de funções de transferências, presentes no PSCAD, nos quais foram escritas as expressões mostradas em (2.30) e (2.31). Esses blocos foram alimentados com as tensões do estator e as correntes do rotor, obtidas do modelo do PSCAD, todas nas coordenadas dq .

As Figuras 2.14(a) e 2.14(b) mostram uma comparação entre os resultados obtidos em ambos os modelos. Nessa simulação o aerogerador operava com carga nominal.

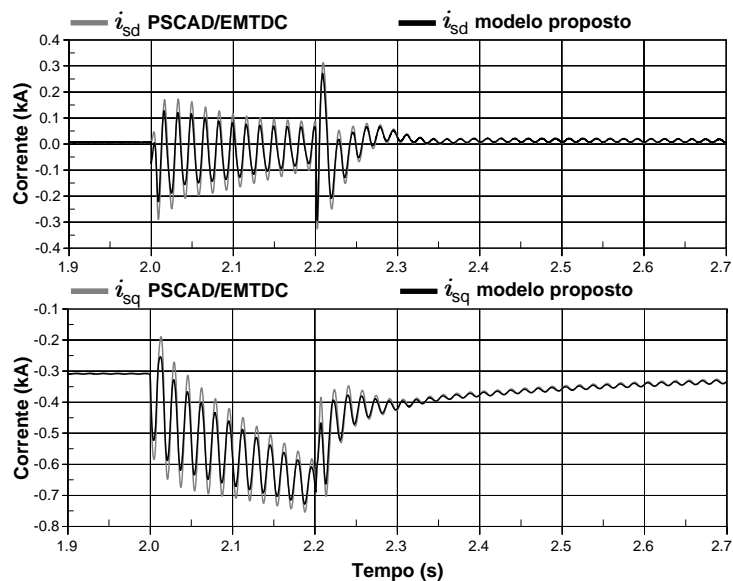
Observa-se pelos resultados que o modelo proposto representa a DFIG, com razoável grau de precisão.

A próxima seção apresenta, basicamente, a mesma comparação, porém utilizando o protótipo experimental, no qual foram realizados ensaios de variações de potência ativa e reativa, além de variação na tensão da rede elétrica.

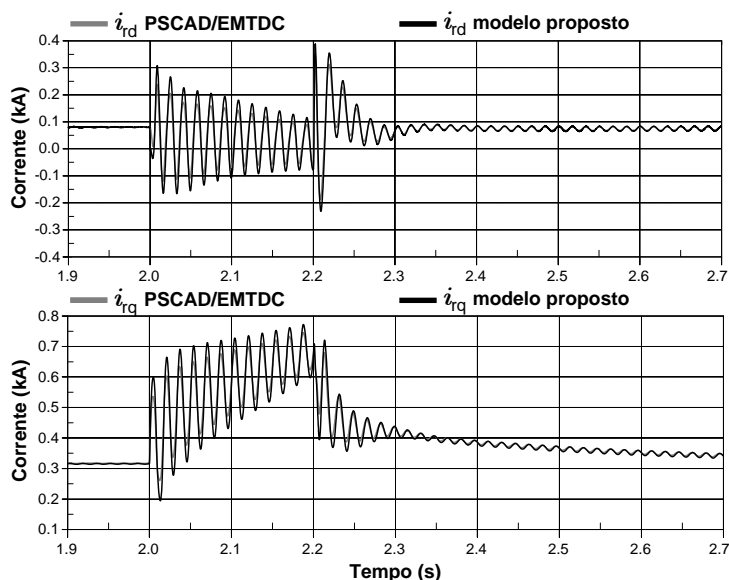
2.5.2 Validação através de Resultados Experimentais

Esta seção destina-se à validação da modelagem apresentada, através da análise do comportamento real, usando, para tanto, um protótipo montado em laboratório, o qual encontra-se detalhado no Apêndice A.

Na montagem experimental foi utilizado um transformador com o objetivo de aumentar a impedância da rede e, dessa maneira, por ocasião da partida de um



(a) Correntes do estator.



(b) Correntes do rotor.

Figura 2.14: Comparação entre os resultados obtidos do modelo proposto e do PSCAD/EMTDC.

motor de indução, produzir os afundamentos na tensão de alimentação necessários para a análise do modelo.

A Tabela 2.3 mostra as características da máquina de indução duplamente alimentada utilizada nos ensaios.

Tabela 2.3: Parâmetros do protótipo.

Características	Valores
Potência nominal	7,5 kVA
Tensão nominal do estator	220 V
Tensão nominal do rotor	220 V
Frequência nominal do estator	50 Hz
Resistência do estator	462 mΩ
Resistência do rotor	473 mΩ
Indutância de disp. do estator	3,93 μH
Indutância de disp. do rotor	3,94 μH
Indutância de magnetização	130,4 mH
Número de pares de polos	2

O modelo proposto foi discretizado em z através de transformação bilinear, para uma frequência de amostragem igual a 10 kHz, tomando por base os valores dos parâmetros da máquina mostrados na Tabela 2.3. O modelo discretizado é dado por:

$$i_{sd} = \frac{5,854 \cdot 10^{-6} z^2 + 1,171 \cdot 10^{-5} z + 5,854 \cdot 10^{-6}}{z^2 - 1,996z + 0,99705} v_{sq} - 0,9708 i_{rd}, \quad (2.35)$$

$$i_{sq} = \frac{3,720 \cdot 10^{-4} z^2 + 2,768 \cdot 10^{-7} z + 3,717 \cdot 10^{-4}}{z^2 - 1,996z + 0,99705} v_{sq} - 0,9708 i_{rq}. \quad (2.36)$$

Assim, o modelo foi escrito dentro do sistema de controle, implementado em plataforma DSPACE. A partir das medições da tensão na rede e das correntes do rotor em coordenadas abc , foram realizadas as transformações de coordenadas, através da posição da componente de sequência positiva da tensão da rede elétrica, estimada pelo sistema de sincronização (PLL), que será detalhado no Capítulo 3.

Desta maneira, os valores das entradas descritas eram informados em tempo real ao modelo, que respondia com as saídas i_{sd} e i_{sq} .

Por outro lado, as correntes do estator em coordenadas abc eram medidas e convertidas para coordenadas dq . A partir destas informações, foi possível confrontar os resultados experimentais obtidos pelo modelo proposto e medidos na bancada.

Alguns ensaios foram realizados a fim de validar o modelo. O primeiro deles foi o da variação na potência ativa do estator.

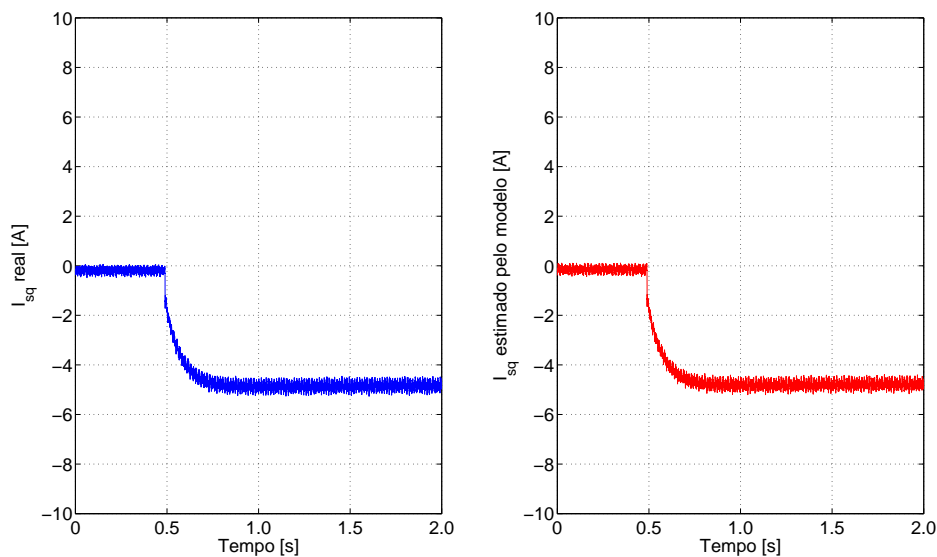


Figura 2.15: Componentes em quadratura da corrente do estator.

Neste ensaio, a referência de potência ativa, controlada pelo conversor do lado da máquina, mudou de valor; as correntes do estator, em coordenadas dq , tanto do modelo quanto reais (medido na bancada) estão mostradas na Figura 2.15. Para que fique claro, há de se observar que o que chamamos de componente real é o resultado da leitura das corrente do rotor da máquina, transformadas pela transformação de Park para as componentes dq .

Variação na potência ativa do estator significa mudança na corrente em quadratura do rotor. Isto pode ser observado tanto na resposta da máquina real quanto na do modelo proposto.

Pelos resultados mostrados na Figura 2.15, pode-se observar a semelhança entre os resultados obtidos da medição em bancada e os do modelo proposto.

Da mesma maneira, em outro ensaio, foi realizada a variação na potência reativa do estator do DFIG. A mudança causa variação na componente da corrente direta do rotor. A Figura 2.16 mostra uma comparação entre as componentes diretas da corrente do estator real e da estimada pelo modelo, durante uma mudança na referência de potência reativa do estator.

Neste ensaio também se observaram respostas semelhantes entre os resultados obtidos em bancada e os obtidos pelo modelo proposto.

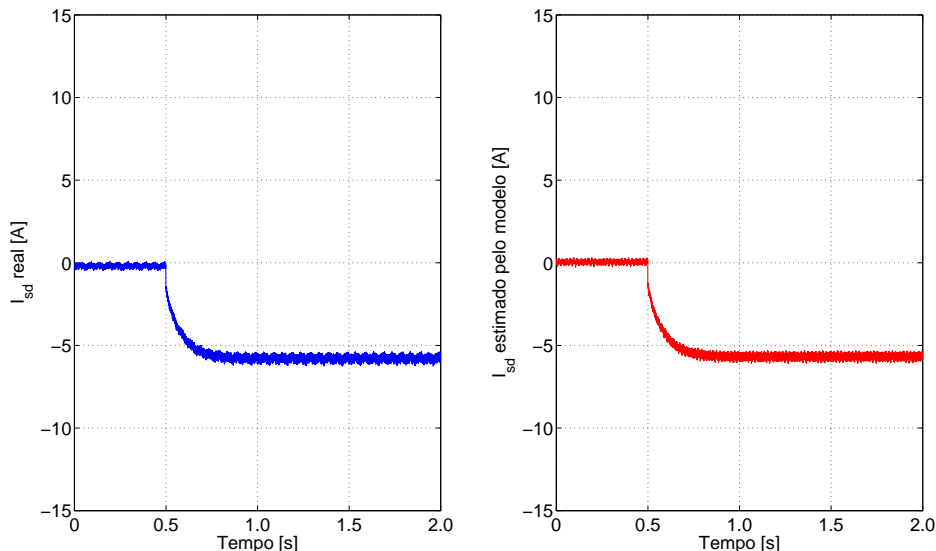


Figura 2.16: Componentes direta da corrente do estator.

No ensaio seguinte, as potências se mantiveram constantes, enquanto a tensão no ponto de conexão com a rede variou. Provocou-se um afundamento de tensão no PCC para 40% da tensão nominal, com escorregamento igual a 20%. Para tanto, a velocidade do rotor foi ajustada para 1200 rpm.

As Figuras 2.17 e 2.18 mostram os comportamentos das correntes do estator em coordenadas dq , medidas em bancada e estimadas pelo modelo proposto, durante um afundamento de tensão no PCC. Foi empregada uma estratégia de controle durante o afundamento de tensão com o objetivo de controlar as correntes, a qual será apresentada e discutida com maior profundidade no Capítulo 4.

Para as comparações mostradas nas Figuras 2.17 e 2.18 foram calculados os respectivos desvios padrão, dos valores estimados em relação aos valores reais. Assim, o desvio padrão correspondente à componente direta da corrente do estator resultou em 0,003715, enquanto que o desvio calculado para a componente em quadratura correspondeu a 0,001416.

Em ambos os casos é possível constatar que os resultados obtidos pelo modelo guarda uma aproximação bastante satisfatória, com respeito aos valores medidos em bancada. Isso permite concluir que o modelo analítico simplificado, proposto neste trabalho, pode se tornar uma ferramenta eficaz para estudos de aerogeradores baseados em máquina de indução duplamente alimentada, durante faltas na rede

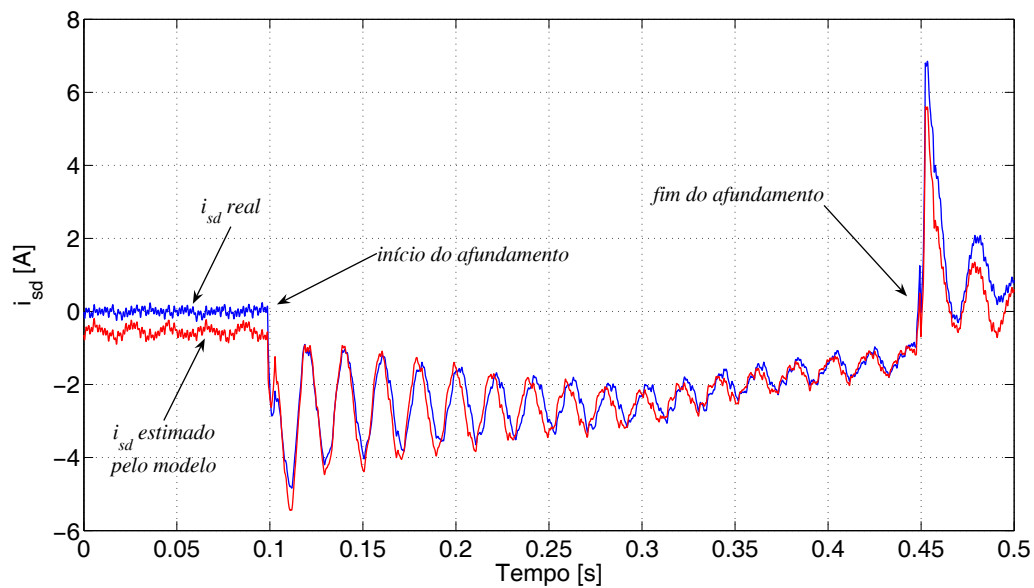


Figura 2.17: Componentes direta da corrente do estator.

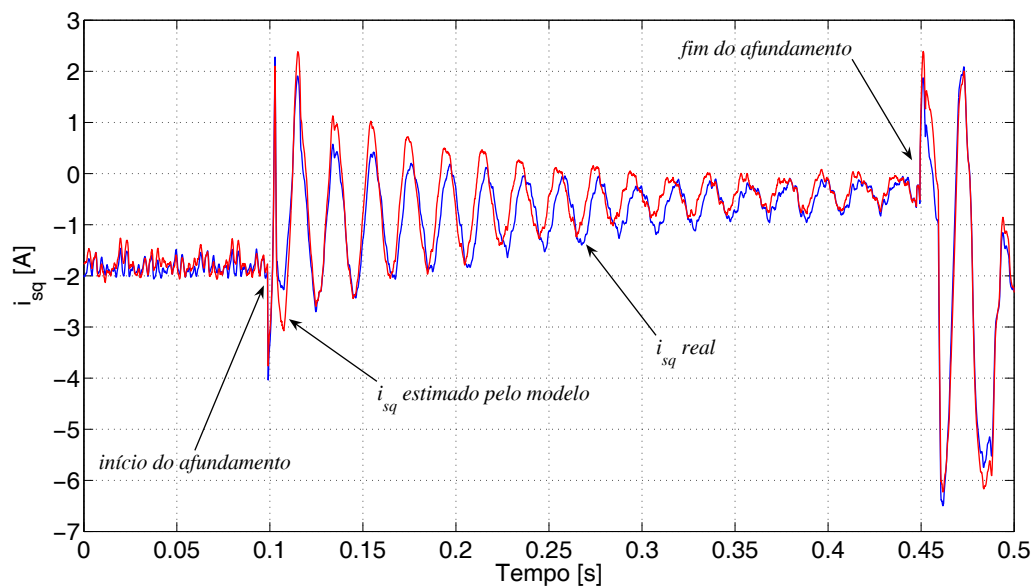


Figura 2.18: Componentes em quadratura da corrente do estator.

elétrica.

O erro entre os valores gerados pelo modelo e os valores medidos diretamente do protótipo pode ser explicado, perfeitamente, pelos graus de incerteza e/ou imprecisão associados à estimação dos parâmetros da máquina.

2.6 Conclusões

Este capítulo apresentou a modelagem matemática da máquina de indução duplamente alimentada, segundo um modelo de 5ª ordem, já consagrado na literatura especializada sobre o tema (KRAUSE *et al.*, 2002; BOLDEA, 2006).

Em seguida, foi apresentado um modelo analítico simplificado do DFIG, o qual é uma das contribuições deste trabalho, cujo principal objetivo é representar de forma mais simplificada a máquina de indução duplamente alimentada para aplicações em aerogeradores, inclusive durante afundamentos de tensões na rede elétrica. Segundo a modelagem apresentada, é possível expressar as correntes do estator no referencial síncrono dq , como função das correntes do rotor, tanto em condições de perturbações na rede elétrica quanto para o regime permanente da rede.

O modelo foi validado através de simulações no aplicativo PSCAD/EMTDC, como também por meio de resultados experimentais extraídos de um protótipo montado em laboratório.

Os resultados sugerem que o modelo apresentado está de acordo com a teoria desenvolvida neste capítulo e representa, dentro de uma margem de erro considerada satisfatória, o sistema real, erro esse, que pode ser plenamente justificado por imprecisões na estimação dos parâmetros da máquina.

Uma consequência imediata desses resultados é a comprovação de que aerogeradores baseados em DFIG apresentam características de fontes de corrente, desde que o controle vetorial orientado pelo campo seja empregado e que a tensão da rede seja constante. Assim, esses aerogeradores podem ser paralelizados sem problemas de interferência entre os respectivos controles.

Entendemos, pois, que é razoável dizer que o modelo proposto neste capítulo representa, com uma margem pequena de erro, o aerogerador baseado em DFIG, podendo se transformar numa ferramenta bastante atrativa para futuros estudos desse tipo de sistema. Sobretudo em se tratando de grandes parques eólicos submetidos a faltas na rede elétrica.

CAPÍTULO 3

Controle de Aerogeradores Equipados com DFIG

A Figura 3.1 mostra um aerogerador equipado com máquina de indução duplamente alimentada. Nesse tipo de sistema, o conversor do lado da rede (CLR) é responsável pela regulação da tensão no elo CC, assim como pelo controle da potência reativa no ponto de conexão comum.

Contudo, é conveniente recordar que esse conversor, na prática, é dimensionado para, no máximo, 30% da potência nominal do sistema. Assim, o controle de potência reativa por parte do CLR é bastante limitado.

Por outro lado, o conversor do lado da máquina (CLM) geralmente é responsável pelo controle das potência ativa e reativa do estator. Dessa maneira, por meio desse conversor é possível controlar, em teoria, 100% tanto de potência ativa quanto de potência reativa do estator.

Este capítulo discute o controle de aerogeradores baseados em DFIG. Porém, antes de discutir controles mais especializados, é conveniente apresentar os controles clássicos utilizados nesse sistema.

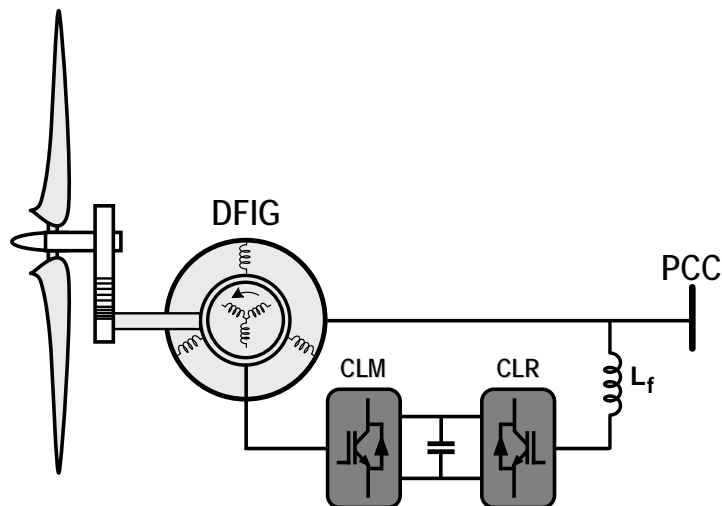


Figura 3.1: Diagrama de Blocos do DFIG.

Assim, neste capítulo são discutidos os controles clássicos para os conversores do lado da máquina e da rede elétrica; depois são apresentados e comentados os resultados de simulações, realizados a partir da ferramenta de simulação no domínio do tempo PSCAD/EMTDC, e os experimentais — implementado através da montagem de um sistema de geração baseado em DFIG.

3.1 Conversor do Lado da Máquina

Como mencionado anteriormente, esse conversor controla as potências ativa e reativa do estator da máquina. Normalmente este controle é feito com a utilização do controle vetorial orientado pelo campo, como apresentado em NOVOTNY & LIPO (1996) e LEONHARD (2001). Assim, o controle vetorial em coordenadas dq síncrona emprega o referencial do vetor fluxo do estator. Uma vez alinhado, as variáveis de controle passam a ser valores contínuos, sendo possível a sua regulação a partir de controladores PI.

3.1.1 Controle Orientado pelo Campo

A Figura 3.2 mostra o diagrama vetorial do sistema de referência considerado nesta análise. Aqui o sistema de referências dq é posicionado de tal forma que o eixo

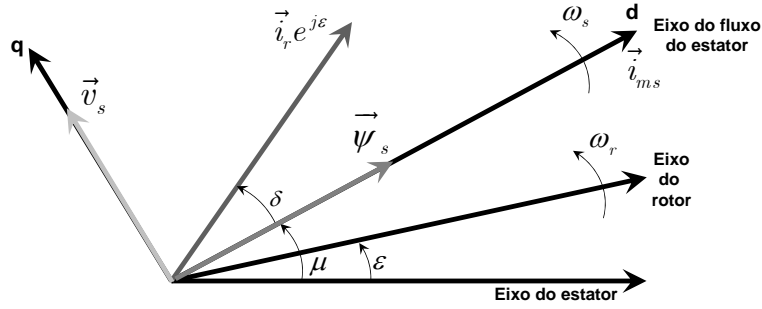


Figura 3.2: Referencial dq orientado pelo fluxo magnético do estator.

direto coincide com o vetor fluxo magnético do estator, como descrito no início da seção.

Com respeito ao diagrama da Figura 3.2, devido ao baixo valor da resistência estática, em regime permanente o vetor tensão do estator \vec{v}_s pode ser considerado adiantado, praticamente, 90° com respeito ao vetor fluxo magnético do estator, a menos de um pequeno erro, dado que a queda de tensão sobre a resistência do estator está sendo desconsiderada, conforme (2.1). O vetor corrente do rotor $\vec{i}_r e^{j\epsilon}$ está referenciado às coordenadas dq do estator. O vetor \vec{i}_{ms} representa o vetor corrente de magnetização da máquina.

Uma vez posicionado o referencial de acordo com a Figura 3.2, a componente em quadratura do vetor fluxo magnético do estator é nula. Como consequência, a expressão do torque eletromagnético fica reduzida para:

$$T_e = -\frac{3}{2}p\psi_{sd}i_{sq}. \quad (3.1)$$

Assim, combinando (2.34) e (3.1), a expressão para o torque eletromagnético pode ser reescrita como:

$$T_e = \frac{3}{2}p\frac{L_m}{L_s}\psi_{sd}i_{rq}. \quad (3.2)$$

Isto significa que ao se considerar o fluxo magnético constante o torque eletromagnético da máquina pode ser controlado, através do controle da componente em quadratura da corrente do rotor.

Dessa maneira, através do eixo em quadratura é possível controlar o torque eletromagnético da máquina ou a potência ativa do estator. Em aplicações de aerogeradores equipados com DFIG, o controle das potências ativa e reativa do estator é realizado, através do conversor do lado da máquina.

A potência ativa do estator é definida por:

$$p_s = v_{sd}\dot{i}_{sd} + v_{sq}\dot{i}_{sq}. \quad (3.3)$$

Uma vez considerado o vetor tensão do estator adiantado 90° em relação ao fluxo magnético estatórico, a componente direta dessa tensão pode ser considerada nula. Como consequência, a expressão da potência ativa do estator é dada por:

$$p_s = v_{sq}\dot{i}_{sq}. \quad (3.4)$$

Substituindo (2.34) em (3.4), resulta:

$$p_s = -\frac{L_m}{L_s}v_{sq}\dot{i}_{rq}. \quad (3.5)$$

Analisando (3.5), observa-se que por intermédio da componente em quadratura da corrente do rotor é possível controlar a potência ativa do estator, desde que a tensão da rede elétrica permaneça constante.

O mesmo raciocínio pode ser empregado para o eixo direto, agora controlando-se a potência reativa do estator ou, em outras palavras, procurando regular a tensão no ponto de conexão comum (PCC).

A potência reativa do estator é definida por:

$$q_s = v_{sd}\dot{i}_{sq} - v_{sq}\dot{i}_{sd}. \quad (3.6)$$

Pelo que já foi discutido, a componente da tensão direta v_{sd} pode ser considerada

nula. Assim, (3.6) pode ser reescrita como:

$$q_s = -v_{sq}i_{sd}. \quad (3.7)$$

A equação (2.32), reescrita aqui

$$i_{sd} = \frac{1}{L_s}\psi_{sd} - \frac{L_m}{L_s}i_{rd}, \quad (3.8)$$

expressa a componente direta da corrente do estator.

Assumindo que o módulo do fluxo estatórico pode ser calculado de acordo com a expressão

$$\psi_{sd} = \frac{v_{sq}}{\omega_s}, \quad (3.9)$$

significa dizer que são desprezados a queda de tensão sobre a resistência estatórica, assim como, a dinâmica no fluxo do estator. E, substituindo (3.8) e (3.9) em (3.7), o resultado é dado por:

$$q_s = -\frac{v_{sq}^2}{\omega_s L_s} + \frac{L_m}{L_s}v_{sq}i_{rd}. \quad (3.10)$$

A primeira parcela de (3.10) representa, aproximadamente, a potência reativa de magnetização da máquina. Para o regime permanente da tensão do estator, esta parcela pode ser considerada constante.

Admitindo a tensão do estator com amplitude e frequência constantes a partir de (3.10), observa-se que é possível controlar a potência reativa estatórica, pelo controle da componente direta da corrente do rotor. A título de observação, é importante recordar que, caso a tensão do estator possua componente de sequência negativa, esse controle ainda pode ser realizado, havendo, entretanto, oscilação na potência reativa.

Para efeito puramente didático, é possível manipular a primeira parcela de (3.10)

de tal modo que resulte em:

$$q_s = -\frac{L_m}{L_s} \frac{v_{sq}^2}{\omega_s L_m} + \frac{L_m}{L_s} v_{sq} \dot{i}_{rd}. \quad (3.11)$$

Ou ainda em:

$$q_s = -\frac{L_m}{L_s} \left(\frac{v_{sq}^2}{\omega_s L_m} - v_{sq} \dot{i}_{rd} \right). \quad (3.12)$$

Agora, como pode ser observado em (3.12), a parcela da potência reativa de magnetização, $v_{sq}^2/(\omega_s L_m)$, está explicitamente representada na expressão da potência reativa estatórica da máquina.

3.1.2 Controle Desacoplado do CLM

A seguir são desenvolvidas as equações que permitem representar o modelo desacoplado do DFIG, visto a partir dos enrolamentos do rotor.

O fator de dispersão da máquina é dado por:

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s L_r}. \quad (3.13)$$

Assumindo as mesmas suposições da seção 2.2, pode-se combinar as equações (2.15), (2.16), (2.17), (2.18), (2.34), (3.8) e (3.13), e aplicando-se a transformada de Laplace é possível obter as tensões do rotor, no referencial dq síncrono, as quais são representadas por:

$$V_{rd} = (\sigma L_r s + R_r) I_{rd} - \sigma L_r \omega_{sl} I_{rq}, \quad (3.14)$$

e

$$V_{rq} = (\sigma L_r s + R_r) I_{rq} + \sigma L_r \omega_{sl} I_{rd} + (1 - \sigma) L_r \omega_{sl} I_{ms}. \quad (3.15)$$

Na equação (3.15), I_{ms} é a transformada de Laplace da corrente de magnetização

da máquina, dada por:

$$i_{ms} = \frac{\psi_{sd}}{L_m}. \quad (3.16)$$

As equações (3.14) e (3.15) mostram que existem acoplamento entre as malhas de correntes no DFIG, ou seja, a corrente do rotor no eixo d interfere na referência de tensão rotórica do eixo q e, por sua vez, a corrente do rotor no eixo q interfere na referência de tensão do eixo d . Dado que essas parcelas são proporcionais ao escorregamento da máquina, o qual pode chegar a 30% para o DFIG, é comum compensá-las, a fim de garantir maior desacoplamento entre os controles dos eixos ortogonais.

As Figuras 3.3 e 3.4, mostram os esquemas de desacoplamento do DFIG nos eixos dq , de acordo com (3.14) e (3.15). Esses diagramas de blocos revelam que a máquina de indução duplamente alimentada pode ser representada, nos eixos dq , pela função de transferência de 1ª ordem, conforme é mostrado. Contudo, faz-se necessário inserir no modelo as parcelas de compensação da tensão do rotor. É possível, então, garantir o desacoplamento entre os eixos direto e em quadratura.

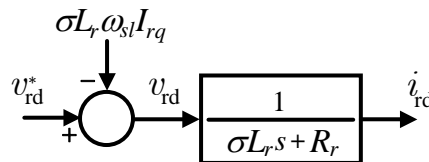


Figura 3.3: Esquema de desacoplamento no eixo d .

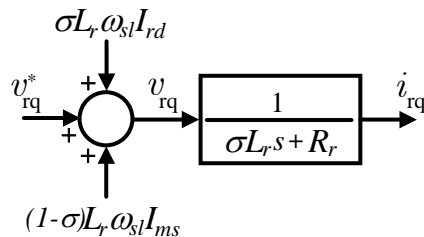


Figura 3.4: Esquema de desacoplamento no eixo q .

A Figura 3.5 mostra um diagrama de blocos clássico para o controle do conversor do lado da máquina, CLM. O diagrama foi obtido pela análise da modelagem apresentada nesta seção.

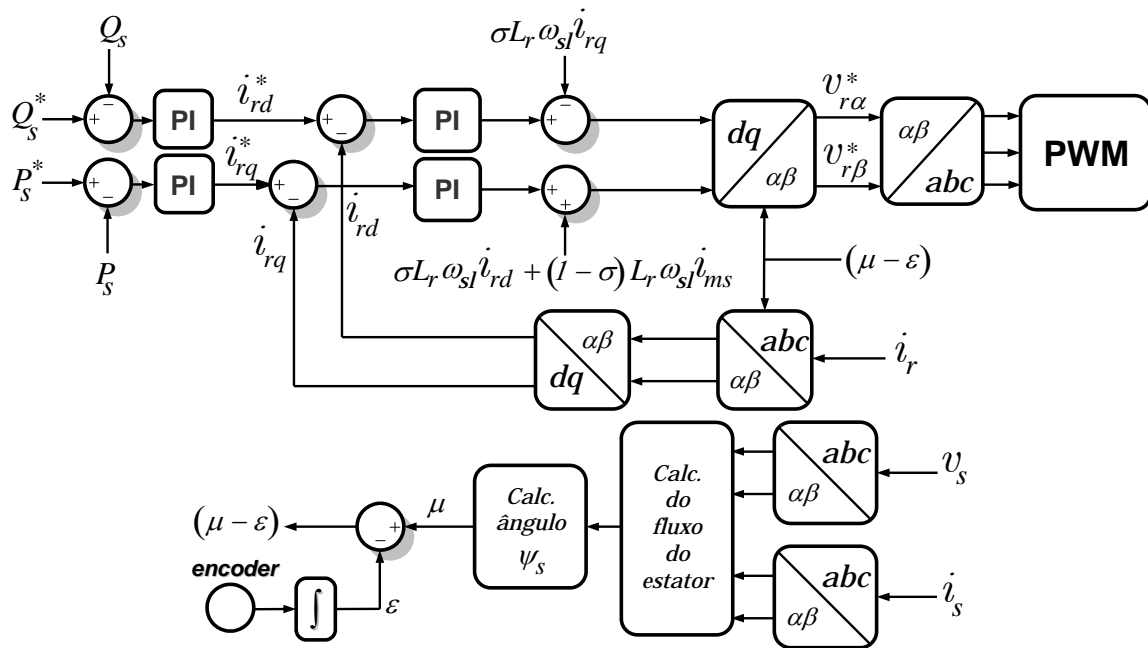


Figura 3.5: Diagrama de controle para o conversor do lado da máquina.

3.2 Conversor do Lado da Rede

Esta seção trata do controle utilizado para o conversor do lado da rede elétrica, sendo desenvolvidos a modelagem matemática e os respectivos diagramas de blocos por trás deste controle.

3.2.1 Controle Orientado pela Tensão da Rede

Para sistemas de grande potência (na faixa de MW), o conversor do lado da rede é conectado, na maioria dos casos, por meio de um transformador elevador. Entretanto, este transformador pode ser eliminado através do projeto dos enrolamentos do rotor, de tal sorte que a relação de espira entre o rotor e o estator n_{rs} , seja maior que a unidade, ou seja,

$$n_{rs} = \frac{1}{|s_{max}|} > 1, \quad (3.17)$$

onde s_{max} é o escorregamento máximo do DFIG, que estará entre 25-30% (PETERSSON, 2005a). É conveniente lembrar que o escorregamento do gerador

é definido por:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_{sl}}{\omega_s}. \quad (3.18)$$

Dado que a relação entre as tensões do rotor e estator é

$$v_r = sn_{rs}v_s, \quad (3.19)$$

ao analisar (3.17) e (3.19), conclui-se que quando ocorrer o escorregamento máximo as tensões do estator e rotor serão iguais.

A Figura 3.6 representa a conexão entre o conversor do lado da rede e a rede elétrica.

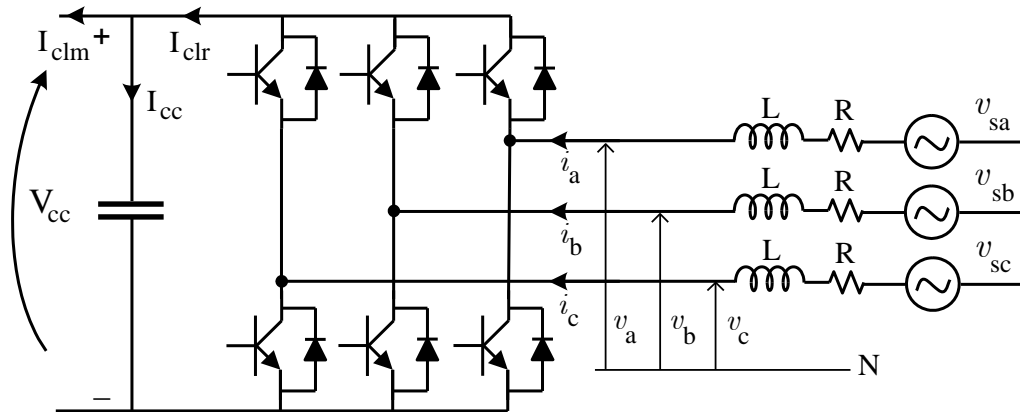


Figura 3.6: Conversor do lado da rede.

Uma vez que o controle do CLR faz uso do vetor tensão da rede elétrica (ou tensão no estator), este vetor será definido a seguir.

Sejam as tensões

$$v_{sa} = \sqrt{2}V \text{sen}(w_e t), \quad (3.20)$$

$$v_{sb} = \sqrt{2}V \text{sen}(w_e t - \frac{2\pi}{3}), \quad (3.21)$$

$$v_{sc} = \sqrt{2}V \text{sen}(w_e t - \frac{4\pi}{3}), \quad (3.22)$$

as tensões nas fases da rede elétrica. Onde V representa o valor eficaz nas fases a , b e c ; ω_e é a frequência angular da rede.

Segundo KOVACS (1984), o vetor espacial da tensão da rede elétrica é definido como:

$$\vec{v}_s = \frac{2}{3} \left(v_{sa} + v_{sb} e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_{sc} e^{j\frac{4\pi}{3}} \right). \quad (3.23)$$

Esse vetor gira com velocidade angular ω_e , de acordo com a Figura 3.7.

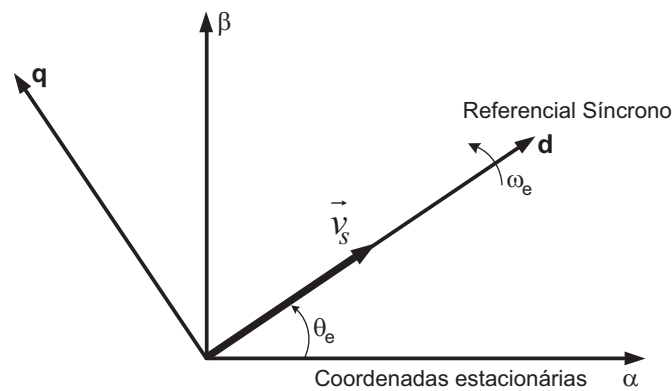


Figura 3.7: Vetor tensão na rede elétrica.

A técnica de controle vetorial baseada no vetor tensão da rede elétrica utilizada pelo conversor do lado da rede, no referencial síncrono dq , é tal que o eixo direto coincide com o vetor tensão definido em (3.23). Como consequência, têm-se:

$$v_{sd} = V_s \quad (3.24)$$

e

$$v_{sq} = 0, \quad (3.25)$$

onde V_s é o módulo do vetor tensão no estator, determinado a partir de v_{sa} , v_{sb} e v_{sc} . Caso V_s seja variável é necessário que o PLL seja capaz de detectar as posições das componentes de sequência positiva e negativa da tensão da rede. Dessa maneira, é possível implementar um controle capaz de atuar tanto em sequência positiva, quanto em negativa, como proposto por SACCOMANDO & SVENSSON (2001) e SONG & NAM (1999).

Assim, baseados nessa escolha e de acordo com o circuito da Figura 3.6, pode-se escrever, em dq :

$$v_{sd} = Ri_d + L \frac{di_d}{dt} - \omega_e Li_q + v_d \quad (3.26)$$

e

$$v_{sq} = Ri_q + L \frac{di_q}{dt} + \omega_e Li_d + v_q. \quad (3.27)$$

Onde v_d , v_q e i_d , i_q são, respectivamente, as componentes, no referencial síncrono dq , das tensões v_a , v_b e v_c , e das correntes i_a , i_b e i_c .

Desprezando-se os harmônicos devido ao chaveamento, as perdas na máquina e no conversor, e, ainda, devido à (3.25), a potência ativa no conversor do lado da máquina pode ser escrita como:

$$P_r = V_{cc} I_{clr} = \frac{3}{2} v_{sd} i_d, \quad (3.28)$$

onde V_{cc} e I_{clr} são, respectivamente, a tensão no capacitor do elo CC, e a corrente contínua no barramento CC do lado do CLR.

Expressando v_{sd} em função do índice de modulação m_1 e da tensão no capacitor V_{cc} , pode-se escrever:

$$v_{sd} = \frac{m_1}{2\sqrt{2}} V_{cc}. \quad (3.29)$$

Combinando-se (3.28) e (3.29), tem-se:

$$I_{clr} = \frac{3m_1}{4\sqrt{2}} i_d. \quad (3.30)$$

Para o elo CC, pode ser escrita a seguinte equação:

$$C \frac{dV_{cc}}{dt} = I_{clr} - I_{clm}, \quad (3.31)$$

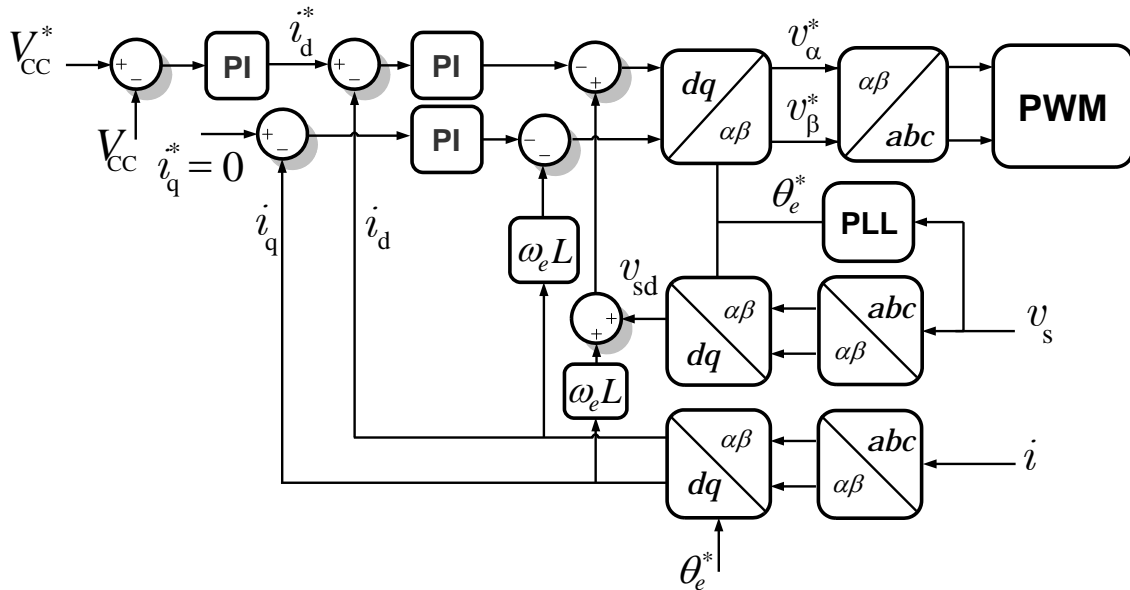


Figura 3.8: Diagrama de controle para o conversor do lado da rede.

ou, ainda:

$$C \frac{dV_{cc}}{dt} = \frac{3m_1}{4\sqrt{2}} i_d - I_{clm}, \quad (3.32)$$

onde C representa o capacitor do barramento CC, e I_{clm} é a corrente no barramento CC do lado do CLM.

A equação (3.32) mostra que a tensão no elo CC pode ser controlada por meio do controle de i_d .

A potência reativa no conversor do lado da rede é dada por:

$$Q_r = \frac{3}{2} (v_{sd} i_q - v_{sq} i_d) = \frac{3}{2} v_{sd} i_q. \quad (3.33)$$

Consequentemente, a potência reativa Q_r pode ser controlada através de i_q .

Assim, o esquema de controle deve utilizar laços de correntes para i_d e i_q , com a referência de corrente $i_{d(ref)}$ derivada a partir do erro da tensão no elo CC através de um controlador PI, enquanto a referência $i_{q(ref)}$ pode, inicialmente, ser feita igual a zero, como sugerido por PENA *et al.* (1996a). Portanto, fazendo-se $i_{q(ref)}$ NULA, a operação do conversor com fator de potência unitário é garantida. Contudo, durante afundamentos na tensão da rede elétrica é possível utilizar estratégias de controle que

possibilitem a determinação da corrente em quadratura apropriada, como sugerido por OLIVEIRA *et al.* (2008), a fim de que o conversor controle a potência reativa que ajudará no restabelecimento da tensão no ponto de conexão comum (PCC), de acordo com a curva *ride-through* em vigor.

Muito embora o conversor do lado da rede seja especificado para um percentual de no máximo 30% da potência nominal, o controle de reativo desse conversor pode ser usado para controlar a tensão no PCC, até o limite de sua capacidade.

Tendo em vista que esse conversor é projetado para uma fração da potência nominal do sistema, a sua capacidade de injeção de corrente reativa é bastante limitada. Por outro lado, o conversor do lado da máquina tem capacidade de controlar, em teoria, até 100% da potência reativa do estator.

3.3 Sistema de Sincronização do Aerogerador com a Rede Elétrica

Em uma máquina de indução duplamente alimentada, o sistema de sincronização é de vital importância tanto para operação em regime permanente quanto para o regime transitório, com respeito à tensão da rede elétrica. O sistema de sincronização é responsável pela detecção da posição do vetor tensão da rede, imprescindível para o controle vetorial do DFIG. A potência injetada na rede elétrica proveniente de um sistema de geração eólica de velocidade variável deve ser controlada, principalmente para não causar variações na amplitude do vetor tensão no ponto de conexão comum, que podem ocorrer dependendo do valor da impedância da rede nesse ponto. Caso ocorram variações no vetor tensão da rede elétrica, seja na amplitude, seja na fase, o sistema de sincronização deve ser rápido o suficiente para determinar a nova posição do vetor tensão e, a partir disso, tornar o sistema de controle apto a realizar as devidas ações.

Uma vez que o controle do conversor do lado da máquina precisa que as variáveis de corrente e tensão envolvidas sejam projetadas nos eixos ortogonais dq , e, além disso, que a tensão gerada pela máquina de indução duplamente alimentada esteja em fase com a tensão da rede elétrica, faz-se necessária a utilização de um sistema

PLL (*phase-locked-loop*) capaz de operar de maneira aceitável diante de tensões distorcidas, a fim de fornecer o valor correto para a fase da componente de sequência positiva, do vetor tensão da rede.

Muitos sistemas de sincronização são comumente utilizados e podem ser encontrados facilmente na literatura especializada. O PLL utilizado neste trabalho é baseado em *Secondary Order Generalized Integrator* (SOGI), apresentado por RODRÍGUEZ *et al.* (2006a) e RODRÍGUEZ *et al.* (2006b), o qual será abordado na seção seguinte.

3.3.1 Princípio de Funcionamento do SOGI

Sem o objetivo de uma profunda abordagem neste assunto, o princípio de funcionamento do SOGI será discutido nesse tópico. Em suma, este PLL consiste num filtro passa-banda de segunda ordem em que um sistema de referência síncrono convencional (SRF-PLL) é aplicado sobre a estimativa da sequência positiva do vetor tensão, com o objetivo de torná-lo um sistema de sincronização adaptativo, em frequência.

A caracterização do vetor tensão de rede é um fator crucial em sistemas de geração, para os quais é imprescindível o total controle da potência ativa entregue. Neste trabalho, a caracterização desse vetor foi realizada a partir de um detector de sequência positiva e negativa da tensão, baseado no SOGI mostrado na Figura 3.9, cuja função de transferência é dada por:

$$SOGI(s) = \frac{\omega_o s}{s^2 + \omega_o^2}, \quad (3.34)$$

onde ω_o é a frequência de ressonância do SOGI. Na Figura 3.9 v' e qv' são sinais em fase e em quadratura respectivamente, com defasagem de 90° em relação ao sinal de entrada. A fim de conferir ao filtro características capazes de torná-lo mais ou menos seletivo com respeito à frequência em torno da fundamental, é implementado o diagrama de blocos mostrado na Figura 3.10, cuja função de transferência é mostrada

a seguir:

$$V(s) = \frac{k\omega_o s}{s^2 + k\omega_o s + \omega_o^2}. \quad (3.35)$$

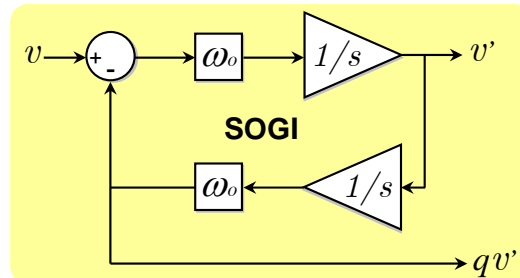


Figura 3.9: *Second order generalized integrator* - SOGI.

O fator de amortecimento, mostrado em (3.35), é diretamente relacionado com o valor do ganho k escolhido. Assim, para valores baixos de k o filtro tem um comportamento mais seletivo, enquanto para valores maiores de k mais frequências passarão pelo filtro.

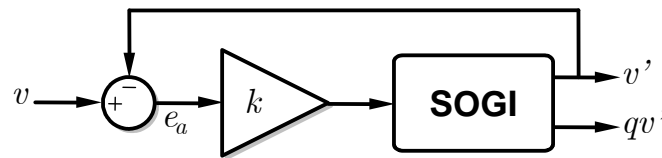


Figura 3.10: Filtro passa-banda utilizando o SOGI.

Por último, é necessário explicar como o SOGI consegue detectar a frequência fundamental da componente de sequência positiva da tensão da rede. Para tanto, é utilizada uma solução baseada em *Frequency Locked-Loop* (FLL), capaz de rastrear a frequência fundamental da rede e realimentar o filtro sintonizado da Figura (3.35). O circuito FLL usado neste trabalho está mostrado na Figura 3.11.

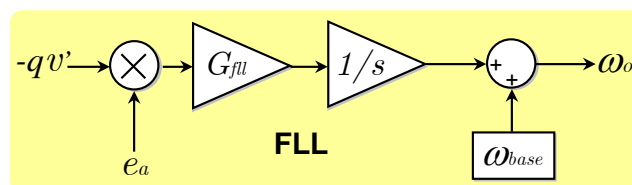


Figura 3.11: Diagrama de blocos do *frequency locked-loop* - FLL.

A partir do sinal em quadratura da tensão, agora defasado de 180° , do erro gerado no filtro passa-banda, e_a , bem como do ganho G_{fll} , todos processados através de um

integrador, é possível falar em estrutura FLL, a qual é insensível a variações na fase do vetor tensão da rede. Ao final da estrutura foi utilizado um arranjo *feed-forward* a partir do sinal ω_{ff} , que representa um valor na vizinhança da frequência nominal, a fim de diminuir o erro residual na entrada do integrador.

O diagrama de blocos completo da estrutura DSOGI-FLL está mostrado na Figura 3.12.

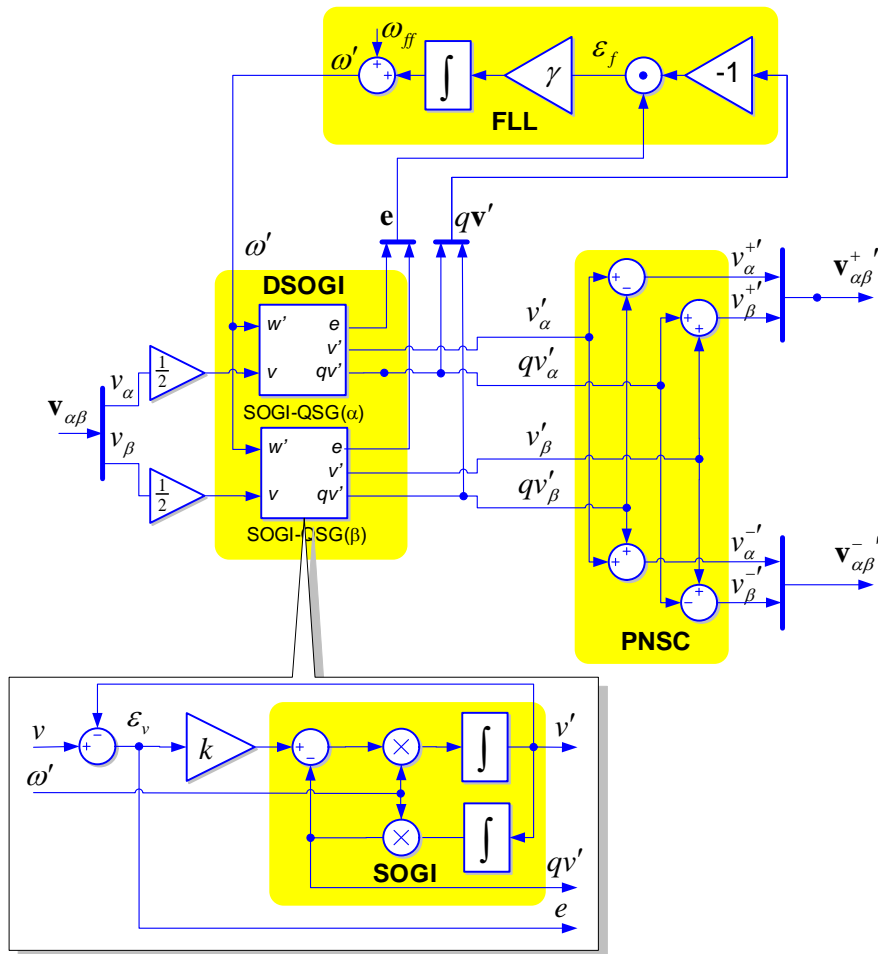


Figura 3.12: Diagrama de blocos do DSOGI-FLL.

Neste trabalho, como será discutido detalhadamente no próximo capítulo, a estimativa do valor de pico da sequência positiva da tensão é usada para impulsionar a estratégia proposta, quando sua magnitude cai abaixo de 90% de seu valor nominal. A fim de mostrar o bom desempenho desta estimativa, dois diferentes ensaios em bancada, para os quais este valor é estimado, foram realizados, um com afundamento de tensão equilibrado e outro com afundamento desequilibrado, cujos resultados são mostrados na Figura 3.13.

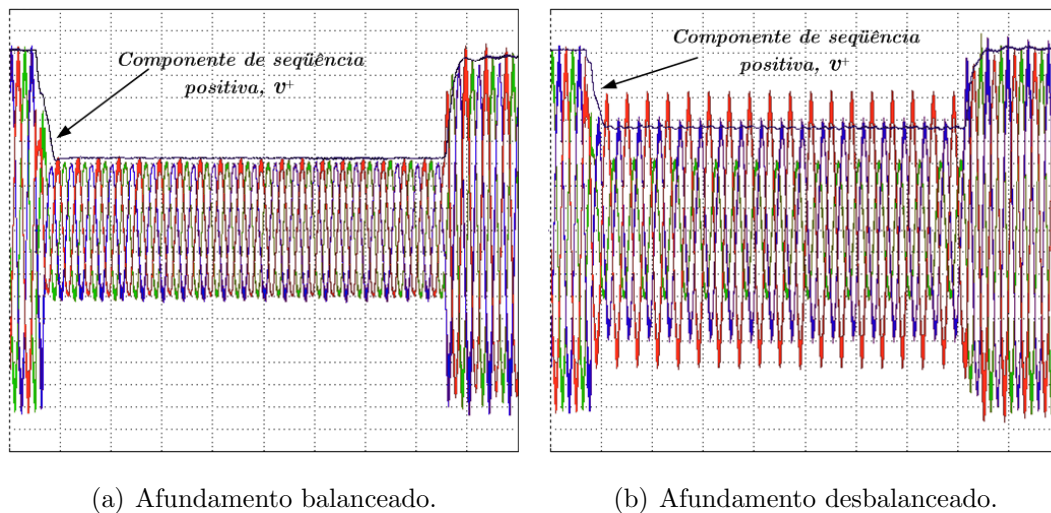


Figura 3.13: Estimação da componente de sequência positiva da tensão da rede diante de afundamentos de tensão.

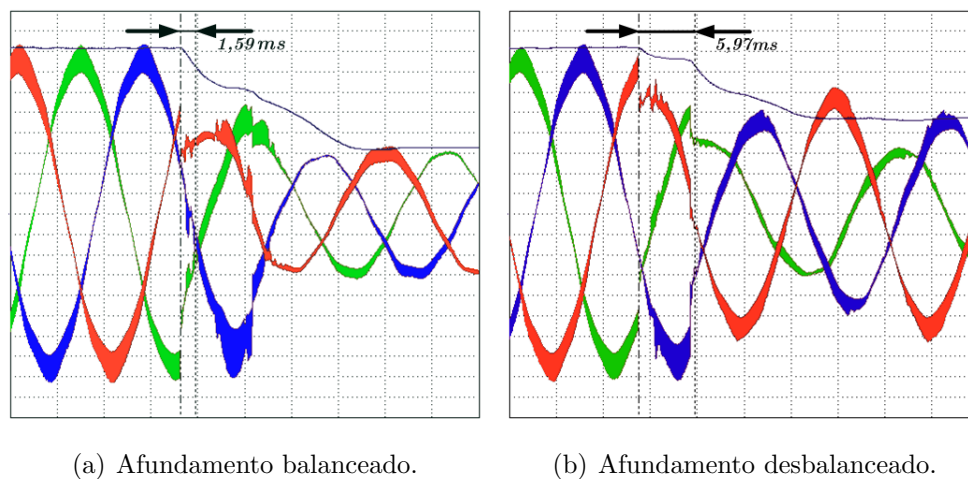


Figura 3.14: Tempo decorrido desde o início da falha até 10% de queda de tensão.

Além disso, o tempo decorrido desde o início do afundamento até 10% de queda de tensão foi detectado e medido por meio da realização de um aumento em torno do transitório para ambas as falhas. Na Figura 3.14(a) o transitório na estimativa da componente de sequência positiva é mostrado. Como se pode observar, o DSOGI-FLL precisa de apenas 1,59 ms para detectar 10% de queda de tensão e, conseqüentemente, ativar o controle específico que engloba a estratégia para proteger o conversor do lado da máquina.

Na Figura 3.14(b) foi medido para o caso de afundamento desequilibrado. Devido à baixa severidade da falha, a estimativa da queda de tensão é mais lenta, no entanto, após 5,97 ms de seu início a falha é detectada.

3.4 Resultados Experimentais

A fim de avaliar a resposta dos controladores e validar o sistema de controle utilizado, foram realizados ensaios com o DFIG (detalhes do protótipo no Apêndice A), controlando o conversor do lado da máquina de acordo com a teoria apresentada neste capítulo. Assim, foram realizadas duas provas, para as quais as referências de potência ativa e reativa do estator sofreram mudanças. Os testes realizados permitiram avaliar o nível de desacoplamento entre os controles de potência ativa e reativa, implementados pelo CLM.

3.4.1 Variação na Potência Ativa do Estator

Neste experimento a velocidade do rotor foi ajustada em 1200 rpm, a referência de potência reativa foi fixada em 0, durante todo o ensaio e, em um determinado instante, a ordem de potência ativa do estator variou em degrau de 50 W para 1300 W. As Figuras 3.15 e 3.16 mostram os comportamentos das correntes e tensões no rotor e estator, assim como as potências ativa e reativa estática.

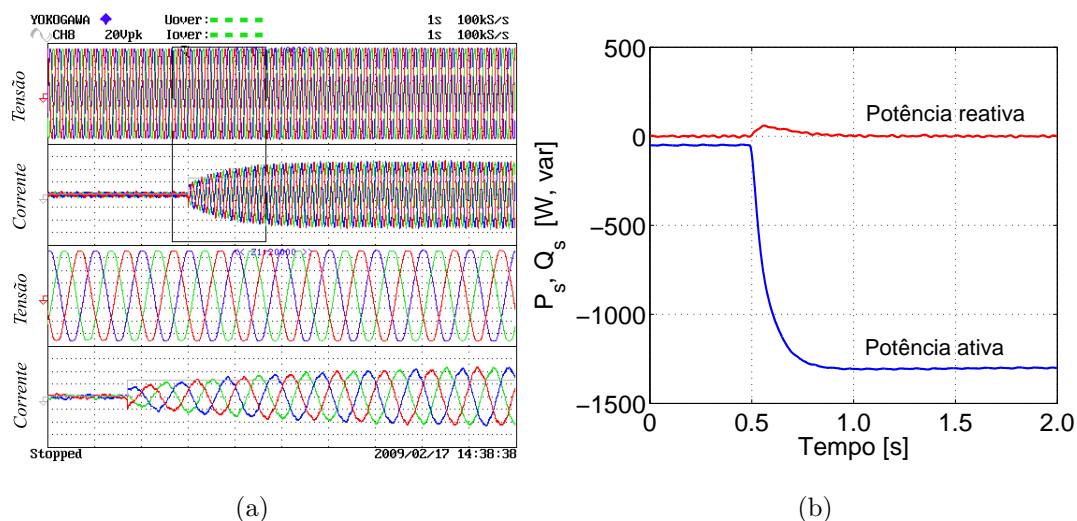


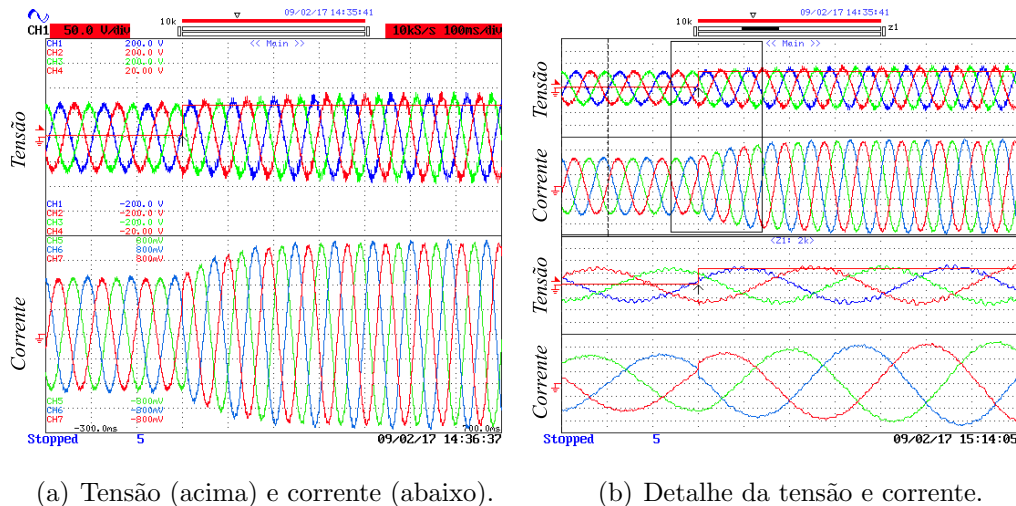
Figura 3.15: (a) Tensão e corrente no estator; (b) Potência ativa e reativa do estator.

Os resultados apresentados nas Figuras 3.15(a) e 3.16(a) revelam que as correntes do estator e rotor experimentam variações suaves e sem sobrepasso, mostrando que o controle do conversor está adequado para o tipo de aplicação a que se propõe.

A Figura 3.15(b) mostra um certo grau de acoplamento entre as potências ativa

e reativa do estator, resultado considerado válido, uma vez que o comportamento dinâmico deste ensaio foi provocado a partir de um degrau na referência de potência ativa, o que dificilmente ocorreria num sistema real.

A Figura 3.16 mostra a tensão e a corrente nas três fases do rotor, durante o degrau de potência ativa. A Figura 3.16(b) detalha melhor essas formas de onda no início da variação de potência.



(a) Tensão (acima) e corrente (abaixo).

(b) Detalhe da tensão e corrente.

Figura 3.16: Tensão e corrente no rotor durante variação de potência ativa.

Dado que as variações reais experimentadas pela velocidade do vento têm comportamento mais lento, e considerando que a resposta apresentada nesse ensaio ocorre para o caso mais crítico, ou seja, variação instantânea na ordem de potência, não chega a ser um absurdo supor que, para variações lentas, o sistema de controle atue de tal sorte a proporcionar o desacoplamento dos eixos mais próximos do ideal. Em outras palavras, com interferência mínima entre os eixos.

3.4.2 Variação na Potência Reativa do Estator

A seguir, as Figuras 3.17 e 3.18 mostram os comportamentos das mesmas variáveis mostradas no ensaio da seção anterior, para variação em degrau na referência de potência reativa desde 50 var até 1500 var, permanecendo a referência de potência ativa com valor fixo e igual a 50 W, durante todo o ensaio.

Os comportamentos dinâmicos das correntes e das tensões do estator e do rotor da máquina, assim como os das potências ativa e reativa estatóricas, mostraram

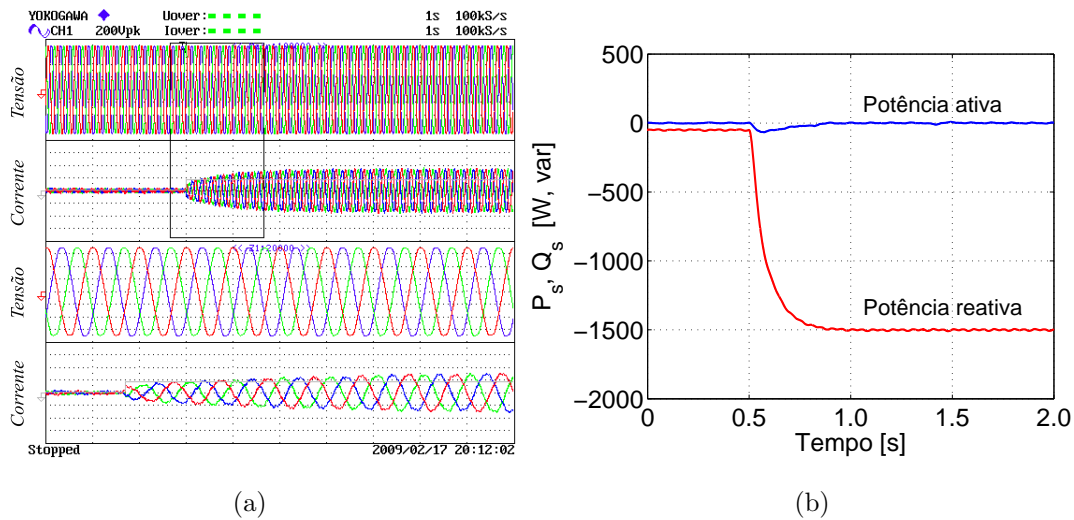
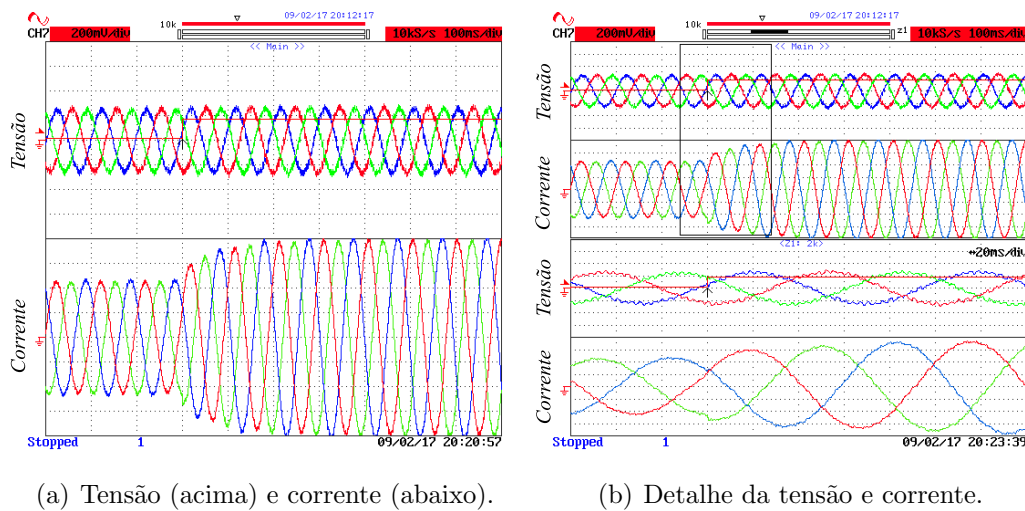


Figura 3.17: (a) Tensão e corrente no estator; (b) Potência ativa e reativa do estator.



(a) Tensão (acima) e corrente (abaixo).

(b) Detalhe da tensão e corrente.

Figura 3.18: Tensão e corrente no rotor do DFIG durante transitório de potência reativa.

correspondência e convergência com os resultados apresentados na seção anterior.

3.5 Conclusões

Este capítulo apresentou os princípios dos sistemas clássicos de controle dos conversores do lado da máquina e da rede, empregados em sistemas de conversão eolielétrica baseado em máquina de indução duplamente alimentada (DFIG). Para o CLM foi explorado o controle vetorial orientado pelo campo, FOC (*field-oriented control*), enquanto que para o CLR foi mostrado o controle vetorial orientado pela

tensão da rede ou VOC (*voltage-oriented control*), ambos bastante difundidos.

À parte disso, foi apresentado também o sistema de sincronização utilizado no controle, indispensável para a estimação da posição do vetor tensão de rede e, a partir dele, a estimação do fluxo do estator, utilizados nos controles vetoriais dos dois conversores, uma vez que neste trabalho ambos os controles são realizados em coordenadas dq . Ainda com respeito ao sistema de sincronização, para detectar a posição do vetor tensão da rede, foi usado o PLL intitulado SOGI-FLL, o qual se mostrou bastante rápido, característica imprescindível para a implementação da estratégia de controle apresentada no capítulo seguinte. É importante ressaltar que não se tem notícia na literatura especializada, apesar da grande versatilidade desse PLL, que o mesmo tenha sido usado anteriormente para este tipo de aplicação.

A fim de validar toda a teoria mostrada neste capítulo, um protótipo de 7,5 kW de potência nominal foi construído e testado. Os resultados experimentais revelaram que, apesar de haver acoplamento entre as correntes rotóricas nos eixos direto (controle de potência reativa) e em quadratura (controle de potência ativa), o comportamento do sistema pode ser considerado adequado e que condiz com o tipo de aplicação explorada neste trabalho.

CAPÍTULO 4

Estratégia de Controle do DFIG Durante Afundamento de Tensão

Aerogeradores equipados com máquina de indução duplamente alimentada constituem uma configuração comum para grandes instalações eólicas conectadas à rede, como já foi discutido.

Há algum tempo, ao detectar uma falta na rede, a unidade geradora era desconectada para proteger o conversor do lado do rotor. Até os últimos anos isso era possível graças à aplicação de um curto-circuito nos terminais do rotor, mais precisamente, através dos anéis deslizantes. Essa solução foi aceita, enquanto a potência eólica representava uma parcela insignificante da geração do sistema. Entretanto, com a penetração da energia eólica em constante crescimento, juntamente com as novas exigências dos operadores dos sistemas de transmissão, mais aerogeradores são necessários para manter o sistema, quando da ocorrência de uma contingência, e contribuir efetivamente para a estabilidade pós-falta deste.

Pelo que foi exposto, atualmente o papel da energia eólica no sistema de energia experimenta transformações. Essas alterações sugerem que, com o aumento do consumo de energia elétrica em todo o mundo, a geração eólica, em especial, será

inevitavelmente obrigada a aderir às mesmas normas que o sistema de geração de energia convencional (ABBEY & JOOS, 2005).

Em geral, os códigos atuais ditam que a conexão de geradores eólicos na rede elétrica podem ser resumidos nos seguintes requisitos: (i) capacidade de resistir a quedas severas de tensões ou *low voltage ride through*; (ii) capacidade de controle de potência reativa capacitiva, e, num grau menor, (iii) capacidade de controlar a potência ativa de saída da fazenda eólica, como especificada pelos códigos alemão, britânico e irlandês (E.ON-DE, 2006; NGET-UK, 2008; ESB-IE, 2007).

Os métodos de controle de potência reativa podem vir na forma de bancos de capacitores, dispositivos baseados em conversores estáticos de potência, como SVC, TSC e STATCOM (MOLINAS *et al.*, 2008), ou utilizando máquinas capazes de controlar a potência reativa, como, por exemplo, a máquina de indução duplamente alimentada.

Um grande inconveniente para os aerogeradores de velocidade variável, especialmente as equipadas com DFIG, é o seu funcionamento durante faltas na rede. Um curto-circuito no sistema de energia, mesmo longe do local do aerogerador, pode causar uma importante queda na tensão do ponto de acoplamento comum. Esse afundamento, por sua vez, resultará em um aumento da corrente nos enrolamentos do estator da máquina. Devido ao acoplamento magnético do gerador, essa corrente também irá fluir tanto no circuito do rotor quanto no conversor de potência, podendo levar à destruição desse conversor.

Uma solução possível, por vezes utilizada, é o curto-circuito nos enrolamentos do rotor da máquina — uma forma simples de implementar um *crowbar*. Contudo, retomar o funcionamento normal e sem transitórios, após a extinção da falta, a partir desta solução, não é propriamente possível; o que sugere que o uso do *crowbar* apenas como solução de proteção do sistema durante uma contingência segue um caminho contrário ao dos requisitos dos códigos atuais (FAJARDO *et al.*, 2007; IOV *et al.*, 2008).

O capítulo que se inicia trata da concepção de estratégias de controle, para aerogeradores equipados com DFIG, capazes de controlar as correntes da máquina durante afundamentos severos de tensão no PCC, sem a necessidade imperativa de circuitos *crowbar*. Contudo, o controle das correntes do sistema constitui apenas

uma parte da solução, uma vez que a maioria dos códigos de rede exigem produção de potência reativa, com o objetivo de apoiar o restabelecimento da tensão no ponto de conexão. Assim, além da estratégia proposta para o controle das correntes, uma técnica de controle de potência reativa que permita o aerogerador cumprir essa exigência também é contemplada neste capítulo.

4.1 Estabilidade do DFIG

Com o objetivo de determinar os limites de estabilidade para o gerador de indução duplamente alimentado, desenvolve-se um pequeno estudo sobre a estabilidade de aerogeradores equipados com essas máquinas nesta seção. Nada mais pertinente nesta etapa do trabalho, uma vez que serão iniciados, a partir de agora, estudos do comportamento do aerogerador diante de distúrbios na tensão da rede elétrica. Esses distúrbios geralmente serão causados por curto-circuitos, os quais provocaram afundamentos de tensão no ponto de conexão com a rede.

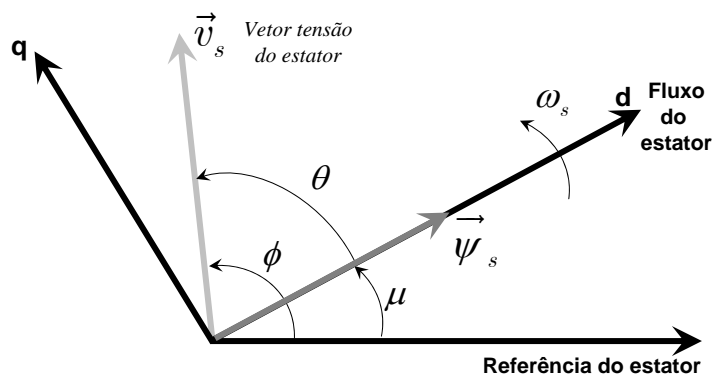


Figura 4.1: Diagrama vetorial.

Admitindo-se o referencial dq alinhado com o vetor fluxo do estator, de acordo com a Figura 4.1, sendo ϕ e μ as posições dos vetores tensão e fluxo magnético do estator, \vec{v}_s e $\vec{\psi}_s$, respectivamente, segue que:

$$\frac{d\phi}{dt} = \omega_e, \quad (4.1)$$

$$\theta = \phi - \mu. \quad (4.2)$$

Onde ω_e é a frequência angular do vetor tensão do estator.

Expressando o vetor tensão do estator \vec{v}_s , referidos aos eixos dq , em função das componentes real e imaginária, tem-se:

$$\vec{v}_s = V_s \cos \theta + jV_s \sin \theta, \quad (4.3)$$

onde V_s é o módulo do vetor tensão do estator.

Manipulando (2.6), (2.8), (2.34) e (4.3) é possível determinar a expressão para o diferencial do fluxo magnético do estator, em função da componente direta da corrente do rotor, assim como do ângulo entre os vetores tensão e fluxo do estator. A expressão é dada por:

$$\frac{d\psi_{sd}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}\psi_{sd} + V_s \cos \theta + R_s \frac{L_m}{L_s} i_{rd}. \quad (4.4)$$

A diferenciação de (4.2) com respeito ao tempo, resulta em:

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_e - \frac{d\mu}{dt}. \quad (4.5)$$

Combinando (2.7), (2.34) e (4.3), determina-se a expressão dada por:

$$\omega_e = \frac{d\mu}{dt} = \frac{V_s \sin \theta}{\psi_{sd}} + \frac{R_s L_m}{\psi_{sd} L_s} i_{rq}. \quad (4.6)$$

Reescreve-se agora (4.5), a qual assume a forma:

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_e - \frac{V_s \sin \theta}{\psi_{sd}} - \frac{R_s L_m}{\psi_{sd} L_s} i_{rq}. \quad (4.7)$$

O sistema definido por (4.4) e (4.7) é não-linear, razão por que utilizaremos um modelo linearizado para pequenos sinais em torno de um ponto de equilíbrio, definido por:

$$\dot{x} = Ax. \quad (4.8)$$

onde x é o vetor de estados e u é o vetor de entradas.

Nesse caso, o vetor de estados é dado por:

$$x = \begin{bmatrix} \psi_{sd} \\ \theta \end{bmatrix}. \quad (4.9)$$

Para o sistema linearizado, a matriz Jacobiana é dada por:

$$A = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial}{\partial \psi_{sd}} \dot{\psi}_{sd} \right|_{\psi_{sd}=\psi_o} & \left. \frac{\partial}{\partial \theta} \dot{\psi}_{sd} \right|_{\theta=\theta_o} \\ \left. \frac{\partial}{\partial \psi_{sd}} \dot{\theta} \right|_{\psi_{sd}=\psi_o} & \left. \frac{\partial}{\partial \theta} \dot{\theta} \right|_{\theta=\theta_o} \end{bmatrix}. \quad (4.10)$$

A partir da construção da matriz A , determina-se os autovalores do sistema. Uma vez de posse dos autovalores, deve-se impor as restrições para que o sistema seja estável; em outras palavras, a parte real dos autovalores deve ser negativa. Dessa maneira, é possível descobrir os limites de estabilidade para a máquina de indução duplamente alimentada.

De acordo com a análise realizada do sistema, a matriz A é dada por:

$$A = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & -V_s \sin \theta \\ \frac{V_s \sin \theta}{\psi_{sd}^2} + \frac{R_s}{\psi_{sd}^2} \frac{L_m}{L_s} i_{rq} & -\frac{V_s \cos \theta}{\psi_{sd}} \end{bmatrix}. \quad (4.11)$$

Considerando regime permanente em (4.4) e (4.7), é possível se chegar aos seguintes resultados:

$$\cos \theta = \frac{R_s}{L_s} \frac{\psi_{sd}}{V_s} - \frac{R_s}{L_s} \frac{L_m}{V_s} i_{rd}, \quad (4.12)$$

$$\sin \theta = \omega_e \frac{\psi_{sd}}{V_s} - \frac{R_s}{L_s} \frac{L_m}{V_s} i_{rq}. \quad (4.13)$$

Uma vez determinado o polinômio característico de 2ª ordem, cujas raízes são os autovalores do sistema, aplica-se a restrição para que o sistema seja estável. Isto significa dizer que a parte real do autovalor deve ser negativa, o que resulta na

desigualdade a seguir:

$$-\left(\frac{R_s}{2L_s} + \frac{V_s \cos \theta}{2\psi_{sd}}\right) < 0. \quad (4.14)$$

Substituindo-se (4.12) em (4.14), determina-se o limite de estabilidade para o DFIG, o qual é dado por:

$$i_{rd} < \frac{2\psi_{sd}}{L_m}. \quad (4.15)$$

A equação (4.15) mostra que a máquina de indução duplamente alimentada perderá a estabilidade sempre que a componente direta da corrente do rotor superar em duas vezes a corrente de magnetização nominal da máquina I_{ms} . Esse resultado foi apresentado por PETERSSON (2005a).

4.2 Afundamentos de Tensão

Segundo BOLLEN (1999), afundamentos de tensão ou *voltage sags*, são reduções de curta duração em seu valor eficaz causados por curto-circuitos, sobrecarga e partida de grandes motores. Entre os problemas originados por afundamentos de tensões, pode-se destacar, por exemplo, os produzidos em cargas industriais sensíveis, como os equipamentos que possuem controladores lógico programáveis (CLPs). Neste trabalho, os problemas causados em sistemas de geração eólica equipados com DFIG e as soluções relacionadas com afundamentos de tensão serão estudados.

Um afundamento de tensão real devido a curto-circuito é mostrado na Figura 4.2. Nesse exemplo, a tensão cai para 20% do valor nominal, com duração de, aproximadamente, 2 ciclos da rede. Após esse tempo, a tensão é restabelecida para o valor pré-falta.

Apesar da magnitude e da duração serem as principais características do afundamento, elas não o caracterizam totalmente. Pode ser observado da Figura 4.2 que após a extinção da falta a tensão experimenta um pequeno sobressalto (*voltage swell*). Além disso, a tensão durante o afundamento possui componentes de frequências mais altas.

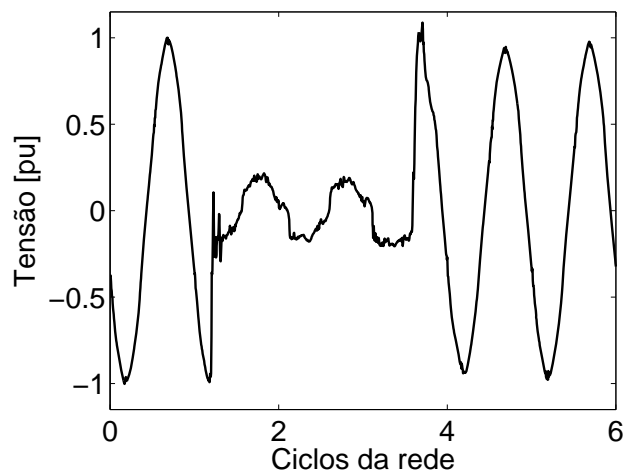


Figura 4.2: Exemplo de afundamento devido a curto-circuito.

4.2.1 Afundamentos Balanceados

Um afundamento trifásico equilibrado pode ser monitorado de várias maneiras. Caso as tensões sejam senoidais, para se obter a magnitude do afundamento não tem diferença se é usado o valor coletivo, o valor *rms*, a componente fundamental ou o valor de pico da tensão. Ocorre que, geralmente, durante um afundamento, as tensões são distorcidas e desequilibradas.

Monitorando um afundamento pelo valor eficaz, é importante ressaltar que, como o afundamento é um registro de pontos amostrados, o seu valor *rms* deverá ser calculado a partir da tensão amostrada no domínio do tempo.

As Figuras 4.3(a) e 4.3(b) mostram gráficos do valor *rms* de uma fase para o afundamento de tensão mostrado na Figura 4.2. Na Figura 4.3(a), o valor *rms* foi calculado para uma janela móvel de 1 ciclo da rede e utilizou 256 amostras para o registro. Assim, cada ponto no gráfico é o valor *rms* da tensão para os últimos 256 pontos. É possível observar neste gráfico que o valor *rms* da tensão não cai imediatamente, mas demora um ciclo para a transição. Na Figura 4.3(b) a tensão eficaz foi calculada sobre 128 pontos em 1 ciclo.

Agora, a transição demora meio ciclo da rede. Para os dois casos o valor eficaz foi calculado após cada amostragem. Geralmente, quando se monitora a qualidade de energia, este cálculo é feito uma vez por ciclo (BOLLEN, 1999).

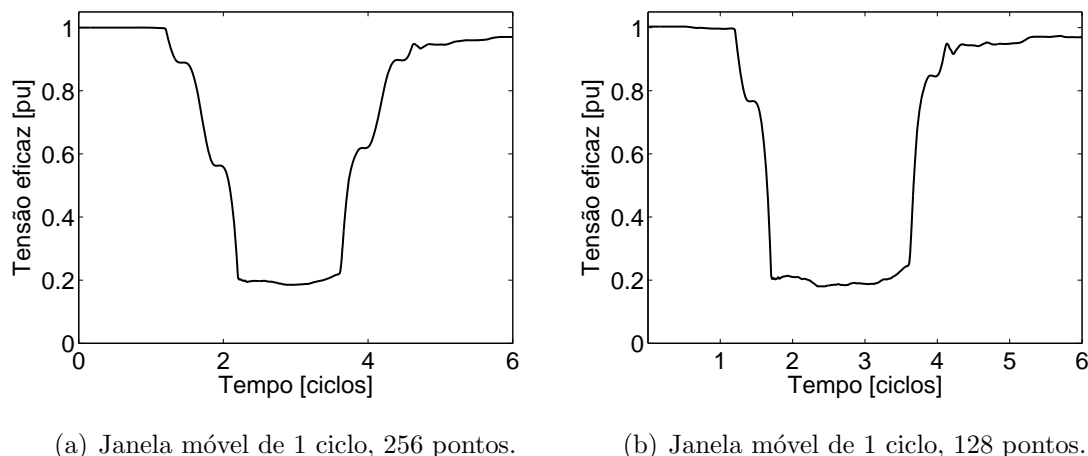


Figura 4.3: Monitoração através do valor eficaz da tensão.

Na Figura 4.3 é possível observar que a tensão *rms* imediatamente após a falta é somente cerca de 90% da tensão pré-falta. Uma vez que existem grandes motores de indução presentes no sistema de potência, uma queda na tensão provoca retardo (enquanto a velocidade do motor não atinge o seu valor nominal, este ainda demanda uma corrente alta) e causa aumento adicional na corrente de carga, ocasionando, uma queda adicional de tensão (BOLLEN, 1999).

Dado que o afundamento é essencialmente um fenômeno no tempo, a monitoração através do valor coletivo, provavelmente, é a opção que leva à resposta mais instantânea.

A Figura 4.4 mostra um afundamento real trifásico e equilibrado. Observa-se que a detecção através do valor coletivo da tensão é muito mais rápida do que através do valor *rms*. Muito embora, as Figuras 4.3 e 4.4 estejam em escalas de tempo distintas, o que prejudica um pouco a comparação, é possível concluir que nesta última figura a detecção ocorre instantaneamente.

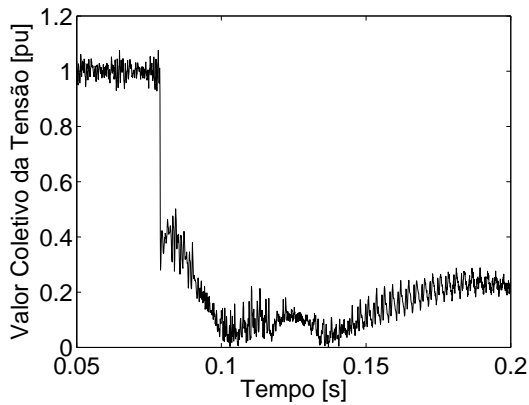
Neste trabalho, o valor coletivo (agregado)¹ da tensão na rede é utilizado para a detecção do afundamento. O conceito de valor coletivo pode ser usado para valores

¹BUCHHOLZ (1929) estabeleceu o conceito de tensão e corrente agregada. Mais recentemente, DEPENBROCK (1993), CZARNECKI (1995) e AREDES (1996) também utilizaram este conceito.

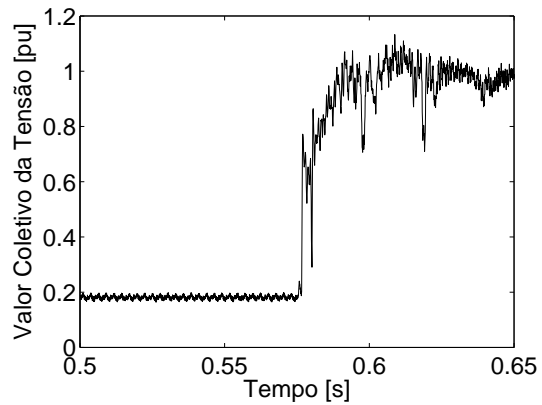
instantâneos das tensões de fase, como segue:

$$\left. \begin{aligned} v_a(t) &= \sqrt{2}V \text{sen}(\omega t + \phi) \\ v_b(t) &= \sqrt{2}V \text{sen}\left(\omega t + \phi - \frac{2}{3}\pi\right) \\ v_c(t) &= \sqrt{2}V \text{sen}\left(\omega t + \phi - \frac{4}{3}\pi\right) \end{aligned} \right\} v_{\Sigma}(t) = \sqrt{v_a(t)^2 + v_b(t)^2 + v_c(t)^2} = \sqrt{3}V_+, \quad (4.16)$$

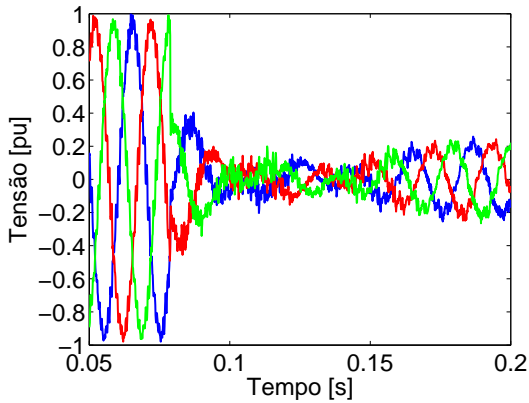
onde $v_{\Sigma}(t)$ e V_+ são, respectivamente, os valores coletivo, e *rms* da sequência positiva da tensão.



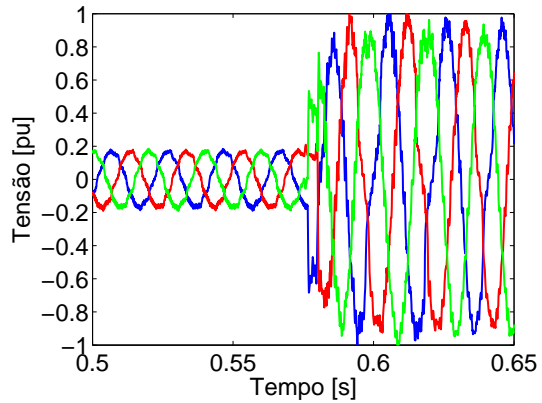
(a) Início do afundamento, v_{col} .



(b) Término do afundamento, v_{col} .



(c) Início do afundamento, v_{abc} .



(d) Término do afundamento, v_{abc} .

Figura 4.4: Monitoração através do valor coletivo da tensão.

4.2.2 Afundamentos Desbalanceados

Em um sistema trifásico, o grau do desbalanceamento na tensão é expresso, em valores percentuais, pela razão entre os valores eficazes das componentes de sequência negativa e positiva da tensão.

Os efeitos de desequilíbrios na tensão de alimentação nas fases do estator de uma máquina são estudados pelo método das componentes simétricas (FORTESCUE, 1918).

Dado que uma máquina se comporta como um conjunto equilibrado de impedâncias, somente poderão aparecer desequilíbrios nas correntes do estator se existir desequilíbrio na tensão. Portanto, a componente de sequência positiva da corrente é devida somente à componente de sequência positiva da tensão, o mesmo ocorrendo para a componente de sequência negativa. Em máquinas assíncronas, somente se usam as conexões estrela com neutro isolado ou triângulo. Ou seja, como só há ligação a três fios, conclui-se que não é possível existir componente homopolar de corrente no estator.

Correntes de sequência negativa produzem um campo girante cuja velocidade vale $-\omega_s$, ou seja, o campo produzido por i_s^- gira no sentido inverso ao campo produzido por i_s^+ . Isso significa que as correntes de sequência negativa provocarão um escorregamento, por assim chamar, s_- , maior do que o provocado pelas correntes de sequência positiva, s_+ . A Figura 4.5 mostra um afundamento desbalanceado de tensão.

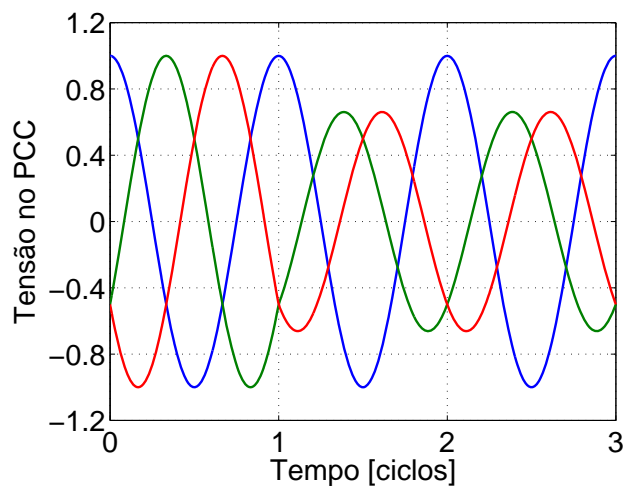


Figura 4.5: Afundamento desbalanceado.

Em outras palavras, ao invés da velocidade angular de escorregamento ser resultante da subtração entre as velocidades angulares do fluxo estatórico e do rotor, como observado em (2.14), (2.15) e (2.16), aquela primeira será resultante da soma destas últimas. Isto pode ser interpretado como o surgimento de um campo girando

no sentido oposto em $-\omega_s$. A consequência disso é o surgimento de um torque resistente. Somando as contribuições dos dois torques, o resultado é a presença de oscilação no torque eletromagnético da máquina.

4.2.3 O DFIG diante de um Afundamento de Tensão

Para uma adequada compreensão dos fenômenos que ocorrem no DFIG durante transitórios na tensão da rede, é importante derivar o circuito equivalente, visto a partir dos enrolamentos do rotor da máquina, que permita esclarecer como os enrolamentos do rotor “percebem” um afundamento na tensão do estator.

As expressões dos fluxos eletromagnéticos do estator e do rotor, no sistema de referência de coordenadas abc , são dadas por:

$$\psi_{sabc} = L_s i_{sabc} + L_m i_{rabc} \quad (4.17)$$

$$\psi_{rabc} = L_r i_{rabc} + L_m i_{sabc}, \quad (4.18)$$

onde ψ_{sabc} , i_{rabc} e i_{sabc} são respectivamente os vetores espaciais do fluxo do estator, e correntes no rotor e no estator da máquina.

Durante operação normal, os fluxos do estator e do rotor giram com velocidade síncrona com respeito ao estator.

A equação da tensão nos enrolamentos do rotor no referencial do rotor é:

$$v_{rabc} = R_r i_{rabc} + \frac{d\psi_{rabc}}{dt}, \quad (4.19)$$

onde v_{rabc} é o vetor espacial da tensão no rotor da máquina.

Assim, o fluxo magnético do rotor pode ser escrito em termos do fluxo do estator e corrente do rotor como:

$$\psi_{rabc} = \frac{L_m}{L_s} \psi_{sabc} + \frac{L_s L_r - L_m^2}{L_s} i_{rabc}, \quad (4.20)$$

todas as quantidades estão em pu.

Desenvolvendo (4.20) é possível obter:

$$\psi_{rabc} = \frac{L_m}{L_{ls} + L_m} \psi_{sabc} + \left(\frac{L_{ls} L_m}{L_{ls} + L_m} + L_{lr} \right) i_{rabc}. \quad (4.21)$$

Substituindo (4.21) em (4.19) o resultado é:

$$v_{rabc} = R_r i_{rabc} + \frac{L_m}{L_{ls} + L_m} \frac{d\psi_{sabc}}{dt} + \left(\frac{L_{ls} L_m}{L_{ls} + L_m} + L_{lr} \right) \frac{di_{rabc}}{dt}. \quad (4.22)$$

A partir de (4.22) é possível obter o circuito equivalente do DFIG visto a partir dos enrolamentos do rotor. Uma forma de fazê-lo é, por exemplo, utilizando o teorema da superposição em (4.22). A Figura 4.6 mostra esse circuito.

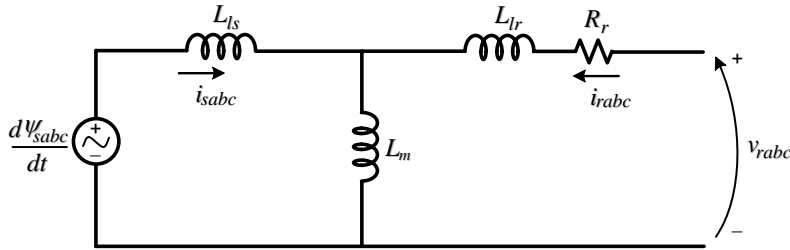


Figura 4.6: Circuito equivalente visto do rotor.

Por meio deste modelo é possível entender, com maior facilidade, o que ocorre na máquina durante um afundamento na tensão da rede elétrica. Quando o módulo da tensão do estator diminui bruscamente, o fluxo magnético estático também experimenta uma mudança, com uma taxa de variação proporcional à integral da tensão, causando um aumento brusco na corrente do estator para compensar o efeito. Ainda como consequência, a corrente do rotor aumenta praticamente com a mesma derivada. Esse fenômeno pode causar o comprometimento dos semicondutores do conversor do lado da máquina, uma vez que a corrente pode ultrapassar os seus limites nominais.

4.2.4 A Proteção Crowbar

Entre as soluções propostas visando eliminar os efeitos negativos das correntes do gerador durante uma falta, destaca-se a inserção de circuitos auxiliares para limitar

sobrecorrentes nos conversores de potência, bem como tensões mais elevadas no elo CC dos conversores, abordado por ABBEY & JOOS (2005).

Por vezes, dependendo do nível de energia que flui para o elo CC, utiliza-se, em conjunto com o *crowbar*, um conversor CC-CC (*chopper*) capaz de garantir o controle da tensão do capacitor. Assim, após alguns milissegundos do início da falta, o CLM volta a funcionar e pode controlar o DFIG, mesmo que a tensão de alimentação da rede esteja baixa (ERLICH *et al.*, 2007c).

Além destas soluções, algumas outras são sugeridas na literatura, como, por exemplo, a inserção de chaves estáticas entre os terminais do estator e a rede elétrica, sugerida por PETERSSON (2005a), e o amortecimento do fluxo magnético do estator, proposto nos trabalhos de NÆSS *et al.* (2006) e XIANG *et al.* (2006). Contudo, com exceção do trabalho apresentado por XIANG *et al.* (2006), as demais soluções implicam na inserção de dispositivos ativos/passivos de potência no sistema, o que acarreta o incremento do custo final da instalação e o aumento nos componentes do sistema, que pode diminuir a confiabilidade do conjunto.

A Figura 4.7 apresenta o diagrama de um aerogerador baseado em DFIG e equipado com *crowbar*. A proteção por meio de circuito *crowbar* se mostra como uma solução bastante presente nos aerogeradores atuais. Diversas são as estruturas desses circuitos que podem ser exploradas, como pode ser encontrado nos estudos de ERLICH *et al.* (2007a), MORREN & DE HAAN (2007) e RODRIGUEZ *et al.* (2005).

O *crowbar* consiste, basicamente, num conjunto de resistências externas, conectadas aos enrolamentos do rotor da máquina por contatores ou conversor estático (no caso do *crowbar* ativo) durante o curto-circuito. O objetivo fundamental de operação dessa proteção é, durante os instantes iniciais do afundamento de tensão, aumentar a resistência nos enrolamentos do rotor, a fim de proporcionar amortecimento no fluxo magnético e, com isso, conter picos de correntes nos enrolamentos do rotor e do estator da máquina, protegendo, principalmente, o CLM. A Figura 4.8(a) mostra um exemplo de circuito de *crowbar* ativo.

Quando um afundamento é detectado, a chave C (geralmente um semicondutor) desconecta o CLM e o interruptor sw inicia a comutação. Dessa maneira, a resistência R estará conectada no lado CC do retificador, aumentando a resistência

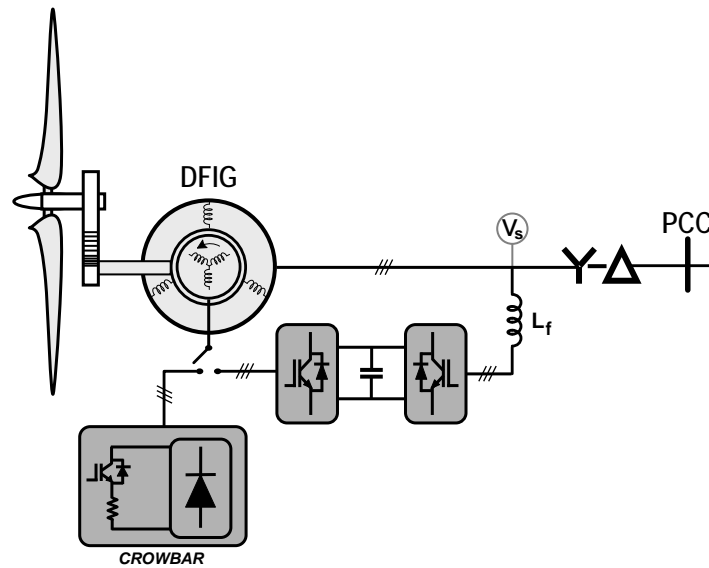


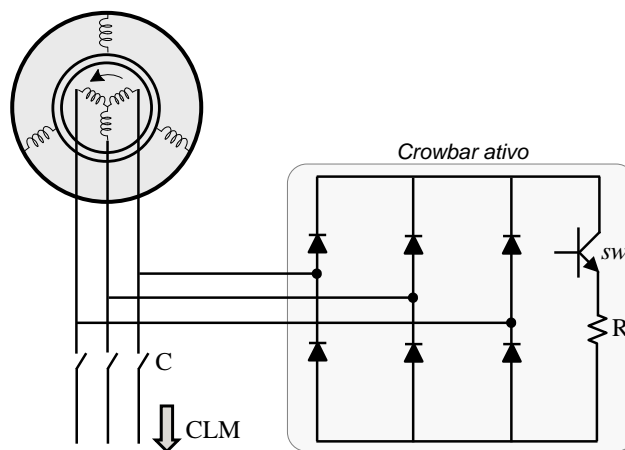
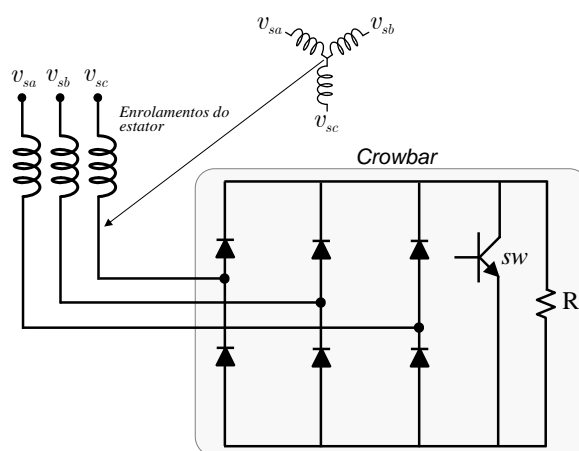
Figura 4.7: Aerogerador baseado em DFIG usando proteção *crowbar*.

rotórica, tendo como efeito a diminuição das correntes induzidas.

Em alguns casos, é utilizado o amortecimento do fluxo estático. A operação é semelhante à descrita nos parágrafos anteriores. Nesse caso, o ponto central dos enrolamentos deixará de existir e, ao invés disso, estará conectado a uma ponte trifásica de diodos. Esse arranjo pode ser visto na Figura 4.8(b). Em condições normais de operação, o interruptor *sw* estará ligado. A partir do instante em que o sistema perceber o afundamento de tensão, *sw* é desligado, fazendo com que o resistor *R* esteja em série com as fases do estator que estiverem conduzindo correntes. Assim, a resistência estática pode ser aumentada, proporcionando maior amortecimento nas correntes transitórias.

4.2.5 Comportamento das Correntes do DFIG durante Ativação do *Crowbar*

A título de ilustração, a seguir, é mostrado o comportamento das correntes do estator e do rotor do DFIG, resultantes de simulações, nas quais um sistema de geração eólica é submetido a um afundamento severo de tensão no PCC. Nesse modelo estava presente o circuito *crowbar* ativo mostrado na Figura 4.8(a), a fim de garantir o controle das correntes do rotor dentro de níveis considerados seguros.

(a) *Crowbar* no rotor do DFIG.(b) *Crowbar* no estator do DFIG.Figura 4.8: Tipos de circuito *crowbar*.

Remontando ao Capítulo 2, as Figuras 2.14(a) e 2.14(b) mostram que as correntes do estator e do rotor apresentam picos durante o curto-circuito, cujos valores máximos superam em duas vezes a corrente nominal do conversor do lado do rotor, configurando uma situação indesejada. Entretanto, esses picos podem chegar a valores maiores, dado que o valor máximo alcançado por estas correntes durante uma contingência depende de outros fatores como, por exemplo, do instante em que o curto-circuito ocorre (RODRÍGUEZ *et al.*, 2005).

A Figura 4.9 mostra o comportamento típico das correntes do estator e do rotor, em valores coletivos, para o caso da ativação do *crowbar* durante o curto-circuito.

Para os resultados mostrados na Figura 4.9, o circuito *crowbar* foi ativado 5 ms após o início do curto-circuito. Assim, é possível observar a queda, bem como o comportamento amortecido das correntes por conta da ativação da proteção. Nessa

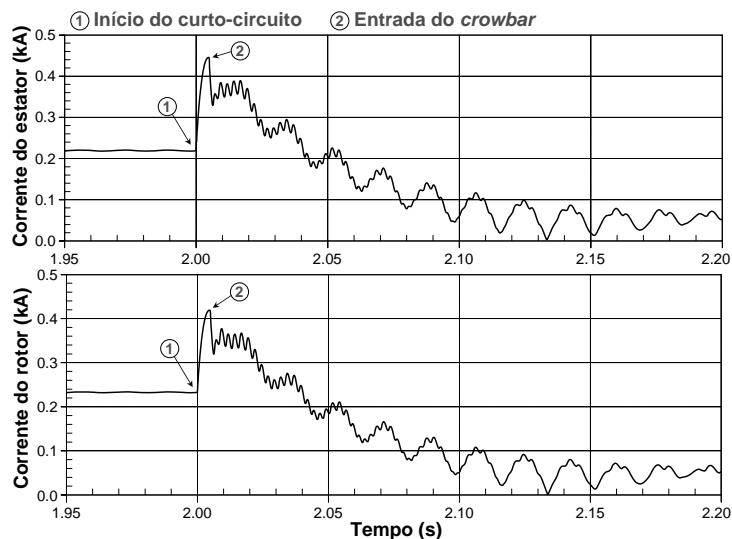


Figura 4.9: Valor coletivo das correntes do rotor e do estator durante afundamento de tensão com uso de *crowbar*.

simulação a corrente nominal do estator era 240 A e a resistência utilizada pelo *crowbar* igual a 0,3 Ω .

Apesar dessa solução proporcionar a limitação das correntes de curto-circuito, ela possui a desvantagem de que, durante o tempo em que a proteção está ativa, o conversor do lado do rotor fica impossibilitado de realizar o controle das potências ativa e reativa do estator, estando o aerogerador incapaz de obedecer a imposições requeridas pelos códigos de rede em vigor.

Nas sessões seguintes, serão abordadas soluções que permitam o controle das correntes dos enrolamentos do estator e do rotor do DFIG, durante um afundamento na tensão da rede elétrica, sem a desconexão do CLM.

4.3 Controle do Aerogerador durante o Afundamento de Tensão

Muitos estudos vêm sendo realizados, tanto pela comunidade acadêmica quanto pela indústria, sobre operações de aerogeradores em condições de afundamentos de tensão no PCC, visando atender aos códigos de rede. Algumas das contribuições mais recentes podem ser encontradas nas publicações de XIANG *et al.* (2006), XU (2008),

SANTOS-MARTIN *et al.* (2008a), SANTOS-MARTIN *et al.* (2008b) e OLIVEIRA *et al.* (2008), entre outras.

Uma das propostas deste trabalho consiste numa estratégia de controle que se baseia na realimentação das componentes da corrente do estator no referencial dq síncrono, capaz de garantir o controle do DFIG durante afundamentos severos de tensão no ponto de conexão comum (PCC) com a rede elétrica, sem a necessidade imperativa da utilização de circuitos *crowbar*. O objetivo maior dessa solução é conseguir o controle das correntes do rotor e do estator, logo nos instantes iniciais da falta; uma vez que elas se encontrem controladas, o aerogerador estará apto a controlar potência reativa capacitiva do estator, a fim de apoiar a tensão no ponto de conexão comum.

4.3.1 Estratégia de Potência Ativa Nula durante o Afundamento de Tensão

Uma metodologia empregada durante afundamentos de tensão no PCC baseia-se na mudança das referências de potência ativa e reativa para zero, até que as correntes atinjam valores seguros. Quando as correntes já estiverem controladas, inicia-se uma série de medidas visando atender aos códigos de rede (SANTOS-MARTIN *et al.*, 2008a; SANTOS-MARTIN *et al.*, 2008b). Nesses casos é comum a injeção de corrente reativa visando, entre outras coisas, por exemplo, a melhora da estabilidade transitória de máquinas conectadas ou próximas ao barramento onde ocorreu o afundamento de tensão.

Isto tem como efeito a diminuição das correntes do estator, uma vez que, em teoria, deixará de fluir potência por esse circuito.

A potência ativa do estator é dada por:

$$p_s = v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}. \quad (4.23)$$

Porém, com o emprego do controle orientado pelo campo magnético do estator,

segue que $v_{sd} \cong 0$. Assim, a potência ativa pode ser aproximada por:

$$p_s = v_{qs} \dot{i}_{qs}. \quad (4.24)$$

Considerando que a componente em quadratura da corrente do estator, durante o afundamento de tensão, é dada por (2.31), pela combinação desta equação com (4.24), a potência ativa do estator pode ser dada por:

$$P_s(s) = V_{sq} \left(\frac{(s + R_s/L_s)}{L_s (s^2 + 2(R_s/L_s)s + \omega_s^2)} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rq} \right). \quad (4.25)$$

Fazer a referência de potência ativa do estator igual à zero, $P_s^* = 0$, significa fazer:

$$V_{sq} \left(\frac{(s + R_s/L_s)}{L_s (s^2 + 2(R_s/L_s)s + \omega_s^2)} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rq} \right) = 0. \quad (4.26)$$

Esta equação remete a duas soluções para V_{sq} . Uma delas, a solução trivial, $V_{sq} = 0$, é desconsiderada, porque estamos admitindo afundamentos de tensão com um valor de tensão residual diferente de zero. A outra solução para (4.26) é apresentada a seguir:

$$I_{rq}(s) = \frac{1}{L_m} \frac{(s + R_s/L_s)}{(s^2 + 2(R_s/L_s)s + \omega_s^2)} V_{sq}. \quad (4.27)$$

Por outro lado, a potência reativa do estator é dada por:

$$q_s = -v_{qs} \dot{i}_{ds}. \quad (4.28)$$

A substituição da componente direta da corrente do estator, durante o afundamento, dada por (2.30), em (4.28), resulta em:

$$Q_s(s) = -V_{sq} \left(\frac{\omega_s}{L_s (s^2 + 2(R_s/L_s)s + \omega_s^2)} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rd} \right). \quad (4.29)$$

Fazendo a referência de potência reativa também igual à zero, $Q_s^* = 0$, tem-se:

$$-V_{sq} \left(\frac{\omega_s}{L_s (s^2 + 2 (R_s/L_s) s + \omega_s^2)} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rd} \right) = 0. \quad (4.30)$$

A equação (4.30) possui duas soluções. Contudo, a solução trivial, não será considerada. Desta maneira, tem-se:

$$\frac{\omega_s}{L_s (s^2 + 2 (R_s/L_s) s + \omega_s^2)} V_{sq} - \frac{L_m}{L_s} I_{rd} = 0. \quad (4.31)$$

A solução de (4.31) , resulta em:

$$I_{rd}(s) = \frac{1}{L_m} \frac{\omega_s}{(s^2 + 2 (R_s/L_s) s + \omega_s^2)} V_{sq}. \quad (4.32)$$

As equações (4.27) e (4.32) mostram uma relação positiva linear entre as correntes do rotor e a tensão do estator, durante um afundamento de tensão da rede com emprego da estratégia proposta. Isso significa que, caso a tensão do estator diminua de valor, as correntes do rotor nas coordenadas dq também diminuirão, por consequência do emprego dessa estratégia.

4.3.2 Realimentação das Correntes do Estator: Estratégia Proposta

Esta seção trata da concepção de uma estratégia de controle capaz de fazer com que, durante afundamentos de tensão no ponto de conexão comum entre o aerogerador e a rede elétrica, as correntes estatóricas diminuam de valor, reduzindo assim, também, as correntes do rotor. Para isso, durante uma contingência, o controle usa a realimentação das correntes do estator, como as novas referências para as correntes do rotor no referencial dq . Dessa forma, o sistema de controle tenta sintetizar correntes no rotor capazes de provocar no estator correntes em oposição de fase às correntes geradas durante a falta.

O objetivo dessa estratégia é forçar a queda das correntes estatóricas e, consequentemente, das correntes rotóricas, de maneira que não seja necessária a utilização

do circuito *crowbar* para contenção de sobrecorrentes na máquina e no conversor do lado do rotor.

A Figura 4.10 mostra o diagrama de blocos para o controle proposto do conversor do lado do rotor. Nesse diagrama não está mostrada a malha mais externa, responsável pelo controle das potências ativa e reativa do estator.

A linha tracejada do diagrama da Figura 4.10 é responsável pelo controle do DFIG durante o afundamento de tensão, quando as chaves *ch* são colocadas na posição 2. Em regime permanente da tensão do estator, as chaves lógicas são mantidas na posição 1.

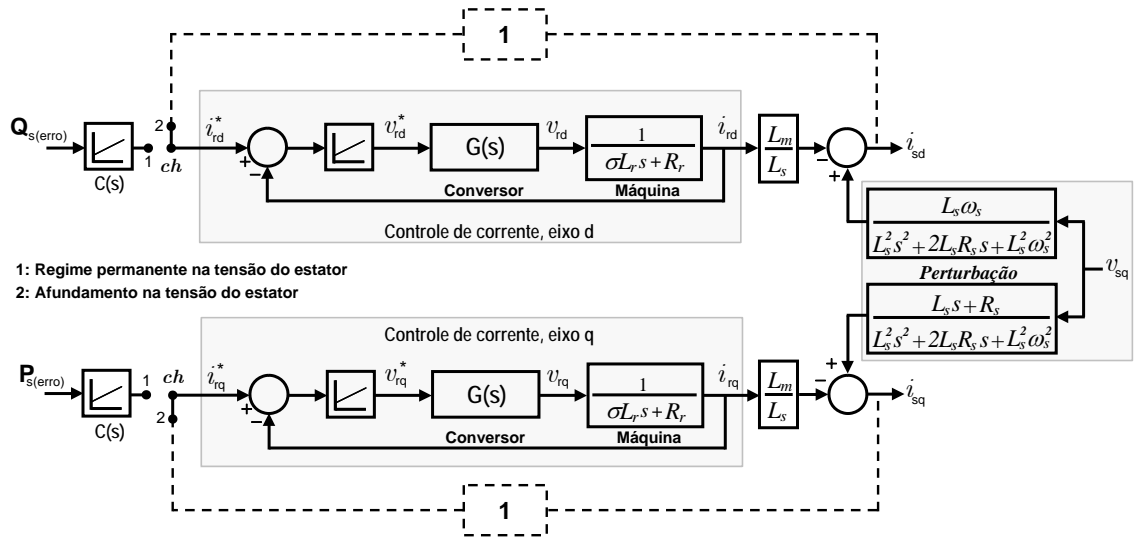


Figura 4.10: Diagrama de blocos proposto para o controle do conversor do lado do rotor.

Estando as chaves na posição 2, as referências das correntes do rotor são dadas pelas correntes medidas no estator, convertidas para o referencial síncrono *dq*:

$$i_{dr}^* = i_{ds}, \quad (4.33)$$

$$i_{qr}^* = i_{qs}. \quad (4.34)$$

Supondo que o controle de corrente do conversor é rápido e preciso de tal forma que as correntes do rotor seguem perfeitamente as referências dadas em (4.33) e

(4.34), então (2.30) e (2.31) resultam em:

$$I_{sd}(s) = I_{rd}(s) = \frac{1}{L_s + L_m} \frac{\omega_s}{(s^2 + 2(R_s/L_s)s + \omega_s^2)} V_{sq}, \quad (4.35)$$

$$I_{sq}(s) = I_{rq}(s) = \frac{1}{L_s + L_m} \frac{(s + R_s/L_s)}{(s^2 + 2(R_s/L_s)s + \omega_s^2)} V_{sq}. \quad (4.36)$$

As expressões (4.35) e (4.36) mostram que as correntes do estator acompanham a queda da tensão, sendo a amplitude da oscilação presente nessas componentes atenuada pelo fator $1/(L_s + L_m)$.

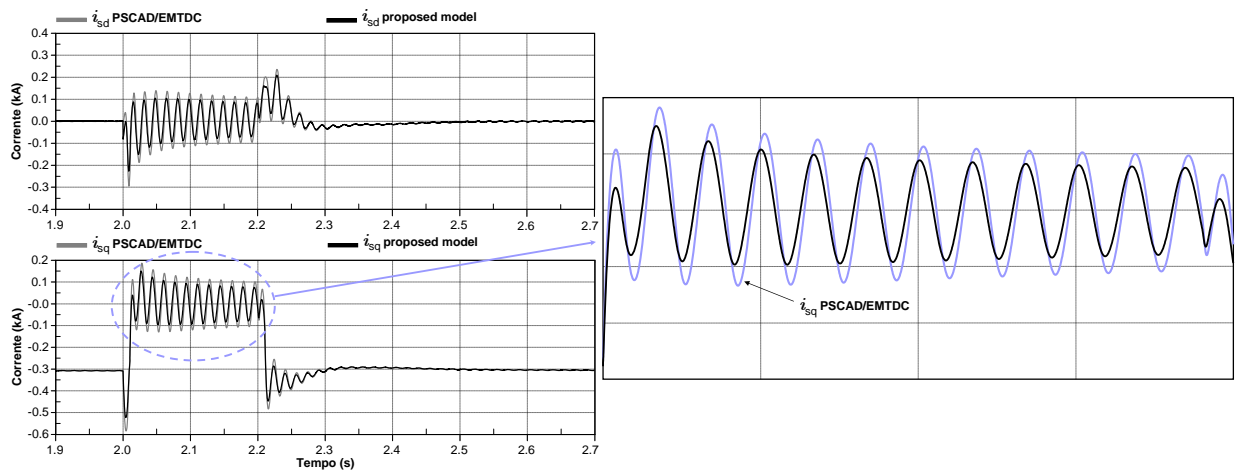
Em teoria, essa estratégia deve funcionar tanto para afundamentos balanceados quanto desbalanceados. Porque somente depende da capacidade do sistema de controle em sintetizar as componentes das correntes do rotor, de acordo com as correntes do estator.

Comparando-se as correntes do rotor, durante um afundamento na tensão da rede, produzidas estratégias de controle mostradas, a saber: i) referência de potência nula, dadas por (4.32) e (4.27), e ii) realimentação das correntes do estator, dadas por (4.35) e (4.36), observa-se que as duas estratégias de controle causam resultados iguais no que toca à diminuição das correntes estatórica e rotórica, e ocasionam resultados distintos no que se refere à atenuação das oscilações produzidas durante o afundamento. Assim, enquanto na estratégia de realimentação das correntes do estator a oscilação é atenuada por um fator $1/(L_s + L_m)$, na estratégia de ordem de potência zero, a atenuação é menor e igual a $1/L_m$. Isso significa que a estratégia proposta produz uma atenuação das oscilações aproximadamente duas vezes o valor da atenuação produzida na estratégia de potências nulas.

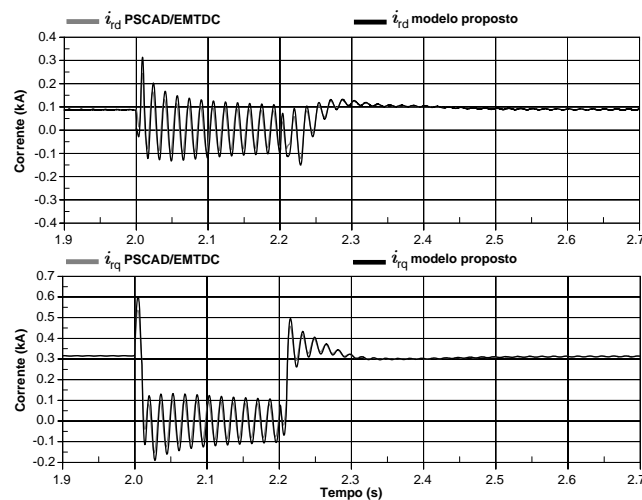
Para a estratégia de controle proposta, desde que haja algum resíduo de tensão no PCC, a corrente do estator não se anulará. Isso porque, se há alguma tensão no estator, significa que há magnetização na máquina e, portanto, há corrente de magnetização (I_{ms}), a qual será resultante das componentes diretas das correntes do estator e do rotor, i_{sd} e i_{rd} , cada uma delas contribuindo com, aproximadamente, 50% de I_{ms} .

As Figuras 4.11(a) e 4.11(b) comparam as correntes do estator e do rotor do DFIG

obtidas pelo modelo proposto no Capítulo 2 com as correntes obtidas pelo PSCAD/EMTDC, durante um afundamento trifásico balanceado para 20% da tensão nominal e com emprego da estratégia de controle proposta nesta seção. Nessa simulação a detecção do afundamento por parte do sistema de controle foi atrasada, propositalmente em 10 ms, mostrando que caso haja atraso no disparo da estratégia de controle, as correntes sofrerão picos.



(a) Correntes do estator.



(b) Correntes do rotor.

Figura 4.11: Validação do modelo apresentado para a estratégia de controle proposta.

Observa-se que os resultados produzidos pelo modelo proposto coincidem com os produzidos pelo PSCAD, tanto em condições de tensão constante do estator quanto em condições de afundamentos de tensão, com e sem controle das correntes.

É importante ressaltar que o maior problema para o conversor do lado da máquina,

durante um afundamento na tensão do estator, são os picos iniciais que ocorrem nas correntes do rotor, como pode ser visto na Figura 4.11(b). Nos instantes iniciais do afundamento de tensão, enquanto nenhuma estratégia para conter sobrecorrentes é iniciada, as correntes do rotor aumentam de valor, o que pode danificar os semicondutores do CLM. É importante ressaltar que a origem das oscilações mostradas nas Figuras 4.11 e 4.12 são as componentes contínuas (valor médio) presentes nas correntes do estator em abc .

Na Figura 4.12 são realizadas comparações entre as correntes do rotor nas coordenadas dq durante um afundamento de tensão para 20% da tensão nominal, com e sem emprego da estratégia proposta.

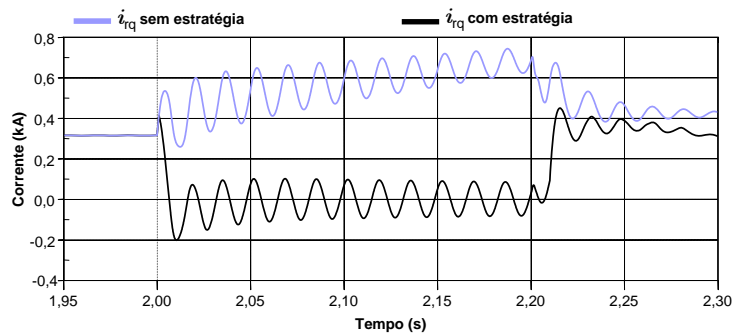


Figura 4.12: Comportamento de i_{rd} com e sem uso da estratégia durante um afundamento.

Observando a Figura 4.11, conclui-se que a estratégia de controle proposta, logo nos instantes iniciais do afundamento, contribui para que as correntes do rotor nos eixos dq oscilem em torno de zero. Dado que a corrente i_{rq} , responsável pela potência ativa, durante o afundamento, oscila em torno de zero, a tensão no elo CC não aumenta de valor. Ao contrário do que ocorre, caso não se utilize nenhuma proteção durante o afundamento de tensão, de acordo, com a comparação que mostra a Figura 4.12.

A próxima seção apresenta resultados de simulações, para afundamento balanceado e desbalanceado da tensão no ponto de conexão com a rede elétrica.

4.3.2.1 Resultados de Simulações

Nas simulações mostradas nesta seção, um aerogerador baseado em DFIG, inicialmente operando em regime permanente, é submetida a um afundamento de tensão severo para 20%, provocado por um curto-circuito no ponto de conexão com a rede. A Figura 4.13(a) mostra o comportamento da tensão do estator (PCC) provocado pela falta.

As Figuras 4.13(b) e 4.13(c) mostram uma comparação entre os comportamentos da corrente no rotor e no estator do DFIG, representadas por seus valores coletivos.

Na Figura 4.13(d), o comportamento do torque elétrico é mostrado para o transitório da tensão mostrado na Figura 4.13(a).

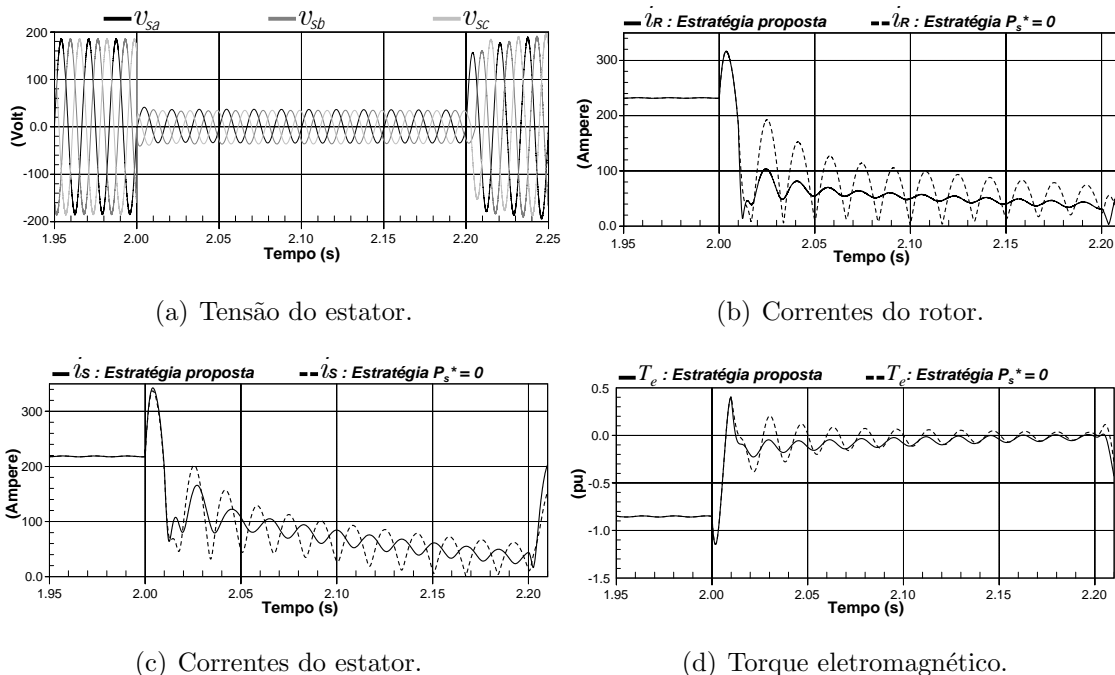


Figura 4.13: Comportamento do DFIG durante afundamento de tensão usando a estratégia de controle proposta.

É possível observar nas Figuras 4.13(b) a 4.13(d), além das quedas nas correntes dos circuitos do estator e do rotor, durante o afundamento, que a estratégia de controle proposta confere ao sistema menores oscilações nas correntes, com respeito à estratégia de referências de potências iguais a zero. Assim, esse resultado mostra-se coerente com o modelo apresentado por (4.27), (4.32), (4.35) e (4.36). Como consequência disso, tem-se a redução da ondulação no torque eletromagnético para

a estratégia de controle proposta.

Observa-se, ainda, nas Figuras 4.13(b) a 4.13(d), a oscilação natural do sistema com valor igual à frequência angular da rede elétrica ω_s . Isso ocorre, porque o afundamento na tensão é do tipo equilibrado, sendo composto somente por componentes de sequência positiva.

Nas Figuras 4.14(b) a 4.14(d) são mostrados os comportamentos das correntes do estator e do rotor, e do torque elétrico do DFIG perante o afundamento desequilibrado de tensão, mostrado na Figura 4.14(a).

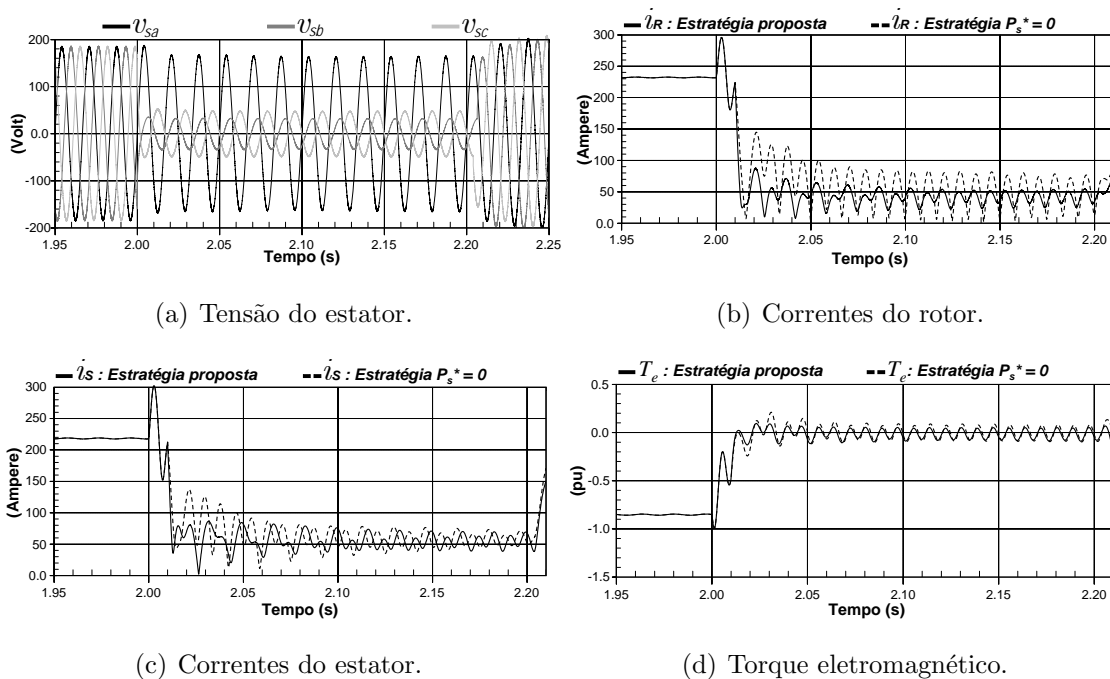


Figura 4.14: Comportamento do DFIG durante afundamento de tensão usando a estratégia de controle proposta.

Nas Figuras 4.14(b), 4.14(c) e 4.14(d), observa-se a queda nas correntes dos circuitos do rotor e do estator do aerogerador. Ademais, constata-se que as oscilações presentes nesses gráficos resultam das respostas natural e forçada do sistema, contendo componentes nas frequências de ω_s e $2\omega_s$. Pode-se observar, ao término do transitório, que a frequência ω_s contida na resposta natural do sistema se extingue, restando somente a parcela da resposta forçada que possui frequência angular igual a $2\omega_s$. O fenômeno pode ser observado com maior nitidez nas Figuras 4.14(b) e 4.14(d).

Esses resultados comprovam a teoria desenvolvida nesta seção e mostram a eficá-

cia do sistema de controle proposto. A seção seguinte mostrará resultados experimentais realizados a partir do protótipo descrito no Apêndice A.

4.3.3 Resultados Experimentais

A fim de validar a teoria proposta neste trabalho, foram realizados ensaios a partir do protótipo descrito no Apêndice A. Nesses ensaios foi provocado um afundamento de tensão no PCC, detectado pelo sistema de controle alguns milissegundos após o seu início. Uma vez detectado o afundamento, a estratégia de controle entra em funcionamento, proporcionando a diminuição das correntes rotóricas e estatóricas, como pode ser observado nas Figuras 4.15 e 4.16.

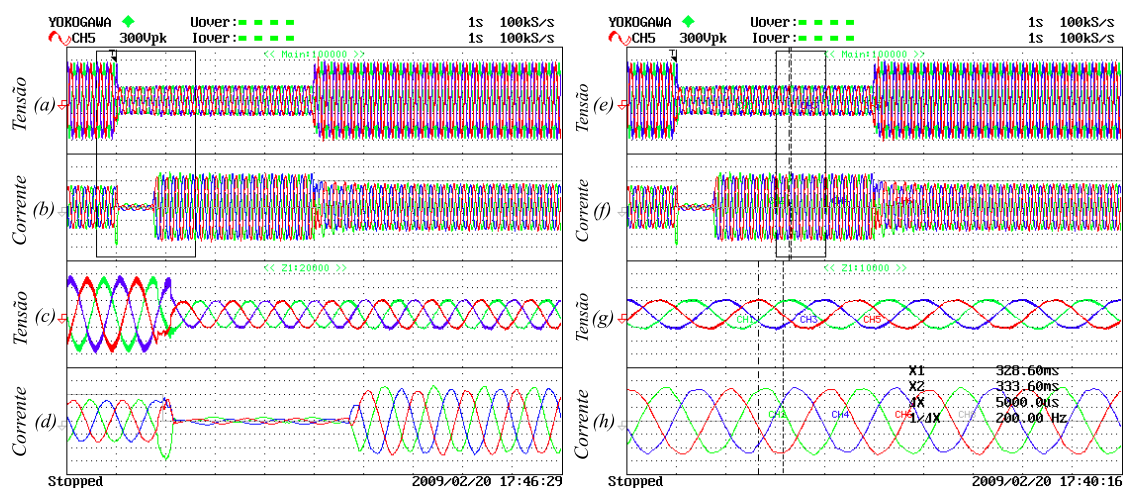


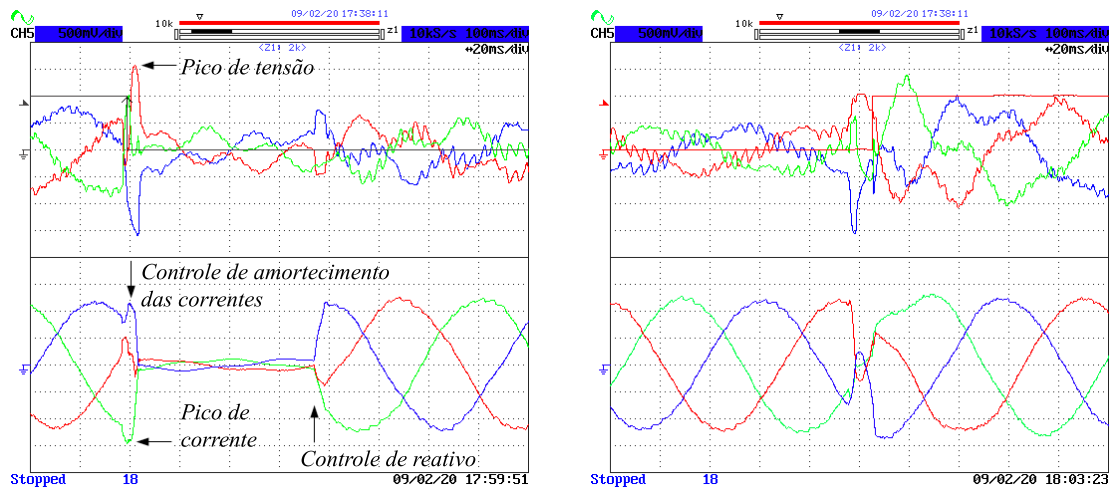
Figura 4.15: Tensão e corrente no estator da máquina.

As Figuras 4.15(a) e 4.15(b) mostram a tensão e a corrente medida no estator do DFIG, durante um afundamento na tensão da rede para 40% da tensão nominal. Nesse ensaio foi utilizada a estratégia de controle proposta neste trabalho. Nos instantes após o afundamento de tensão, uma vez controladas as correntes do rotor em níveis abaixo dos valores nominais, foi iniciado o controle de potência reativa capacitiva a partir da mudança no valor de referência da corrente i_{rd} no controle do CLM. Isso é possível ser observado nas Figuras 4.15(c) e 4.15(d), que mostram detalhes da tensão e da corrente estatórica no início do afundamento.

As Figuras 4.15(e) e 4.15(f) mostram exatamente a mesma coisa que 4.15(a) e 4.15(b), porém detalham a tensão e a corrente do estator durante o controle de potência reativa capacitiva, a fim de mostrar a defasagem de 90° entre ambas.

Observando-se as Figuras 4.15(g) e 4.15(h) é possível constatar a defasagem entre tensão e corrente do estator de, aproximadamente, 90° . As correntes do estator aparecem com sentido invertido, devido à posição invertida das ponteiras de prova.

As Figuras 4.16(a) e 4.16(b) mostram o comportamento da tensão e a corrente no rotor do DFIG, para o afundamento de tensão descrito anteriormente.



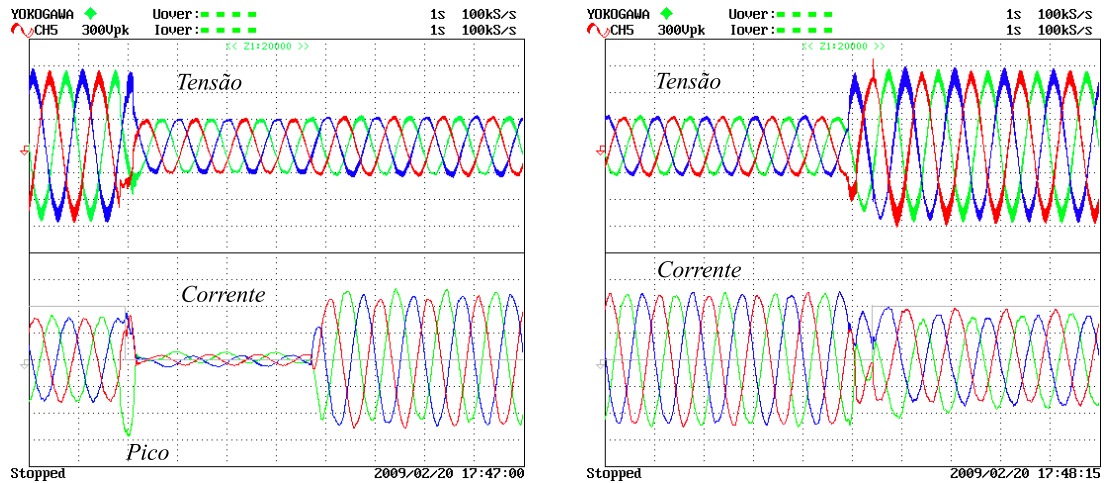
(a) Tensão e corrente no rotor início do afundamento.

(b) Tensão e corrente no rotor término do afundamento.

Figura 4.16: Tensão e corrente no rotor da máquina.

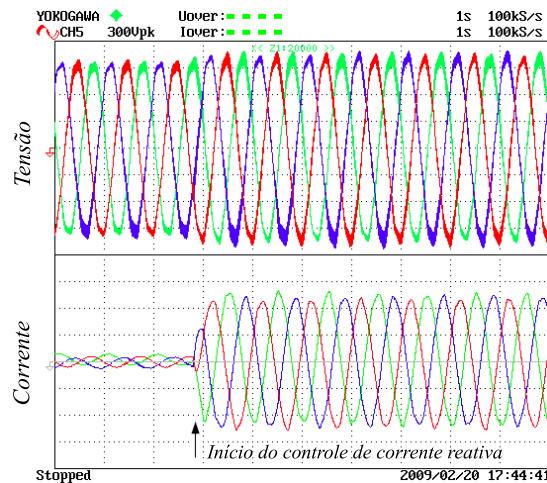
Após a detecção do afundamento e sob a ação da estratégia proposta, observa-se que as correntes do rotor são controladas rapidamente para níveis abaixo do valor pré-falta. Após a extinção do afundamento, a estratégia durante a falta deixa de atuar, e o controle de potência ativa e reativa novamente passa a controlar a máquina. Observa-se na Figura 4.16(b) que a transição, uma vez extinto o afundamento, ocorre sem sobrecorrente do rotor.

A Figura 4.17 mostra em detalhes o início e o término do afundamento, assim como o início do controle de potência reativa capacitiva no estator do DFIG.



(a) Tensão (acima) e corrente (abaixo).

(b) Tensão (acima) e corrente (abaixo).



(c) Tensão (acima) e corrente (abaixo).

Figura 4.17: Tensão e corrente no estator. Detalhes do início e do término do afundamento, e controle de potência reativa capacitiva.

Observa-se na Figura 4.17(a) que, nos instantes imediatamente após o início da falta, a corrente do estator apresenta um pico até que o sistema de controle detecte o afundamento e ordene a utilização da estratégia de controle. Nesse ensaio, o atraso na detecção do afundamento de tensão foi de aproximadamente 3,5 ms. A consequência direta do atraso de detecção é o aumento no pico de corrente no conversor do lado da máquina, que poderá causar a destruição dos semicondutores, embora estes possam suportar picos repetitivos de corrente, geralmente igual ao dobro do valor da corrente nominal.

Após o controle das correntes, o DFIG inicia o controle da potência reativa, como mostrado na Figura 4.17(c). A partir desse instante, é possível observar um

pequeno aumento na tensão do estator. Ao término do afundamento, observa-se que as correntes do rotor e do estator não experimentam picos durante a transição, como mostram as Figuras 4.16(b) e 4.17(b).

4.4 Análise da Tensão do Rotor

Nesta seção, o comportamento da tensão no rotor do DFIG é analisado para as condições de afundamento balanceado usando a estratégia proposta. Foi mostrado que, pela aplicação da teoria descrita na Seção 4.3.2, o efeito buscado, ou seja, o controle das correntes do rotor e do estator da máquina, é alcançado. Porém, uma questão há que se responder: será que o nível de tensão nos terminais do rotor, necessária para que se possa aplicar esta técnica, é tão alto a ponto de torná-la inviável?

Diante disso, o objetivo principal do desenvolvimento que se segue é a obtenção dos valores limites para que a aplicação da estratégia de controle seja eficaz.

4.4.1 Relações entre as Tensões do Estator e Rotor

Considerando-se a transformada de Laplace das tensões do rotor nos eixos dq , dadas por:

$$V_{rd}(s) = R_r I_{rd} + s(L_r I_{rd} + L_m I_{sd}) - \omega_{sl}(L_r I_{rq} + L_m I_{sq}), \quad (4.37)$$

e

$$V_{rq}(s) = R_r I_{rq} + s(L_r I_{rq} + L_m I_{sq}) + \omega_{sl}(L_r I_{rd} + L_m I_{sd}). \quad (4.38)$$

E admitindo-se que durante o uso da estratégia de controle as correntes do rotor e do estator são dadas por (4.35) e (4.36). Assim, com a substituição dessas equações em (4.37) e (4.38), determina-se as relações entre as equações dinâmicas das tensões do rotor e do estator da máquina durante o transitório. A modelagem que segue considera o sistema de segunda ordem, que representa a resposta da tensão do rotor com respeito à tensão do estator, durante o afundamento de tensão, dadas pelas

equações no referencial dq síncrono, a seguir:

$$\frac{V_{rq}(s)}{V_{sq}(s)} = \frac{1}{s^2 + 2\frac{R_s}{L_s}s + \omega_s^2} \left[s \left(s + \frac{R_s}{L_s} \right) + \frac{R_r}{L_s + L_m} \left(s + \frac{R_s}{L_s} \right) + \omega_{sl}\omega_s \right], \quad (4.39)$$

$$\frac{V_{rd}(s)}{V_{sd}(s)} = \frac{1}{s^2 + 2\frac{R_s}{L_s}s + \omega_s^2} \left[\omega_r s + \frac{R_r}{L_s + L_m} \omega_s - \frac{R_s}{L_s} \omega_{sl} \right]. \quad (4.40)$$

4.4.2 Valor de Pico da Componente v_{rq}

A resposta no domínio do tempo (4.39), considerando a tensão do estator como um afundamento de magnitude igual a D , é dada por:

$$v_{rq}(t) = D \left(\begin{aligned} & e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \sin \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) + \frac{R_r}{L_s + L_m} \frac{R_s}{L_s \omega_s^2} + \\ & + \frac{R_r}{L_s + L_m} \frac{L_s}{\sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}} e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \sin \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) - \\ & - \frac{R_r}{L_s + L_m} \frac{R_s}{L_s \omega_s^2} e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \cos \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) - \\ & - \frac{R_r}{L_s + L_m} \frac{R_s^2}{L_s^2 \omega_s^2} \frac{L_s}{\sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}} e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \sin \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) + \\ & + \frac{\omega_{sl}}{\omega_s} - \frac{\omega_{sl}}{\omega_s} e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \cos \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) - \\ & - \frac{\omega_{sl}}{\omega_s} e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \frac{R_s}{\sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}} \sin \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) \end{aligned} \right). \quad (4.41)$$

Em (4.39) as frequências natural amortecida e não-amortecida são dadas por:

$$\omega_n = \omega_s \quad (4.42)$$

e

$$\omega_d = \frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}. \quad (4.43)$$

E, tendo o amortecimento do sistema valor muito baixo, as frequências dadas por (4.42) e (4.43) podem ser consideradas iguais a ω_s .

Baseados nesse pressuposto e considerando que alguns coeficientes presentes em (4.41) são muito pequenos, essa equação pode ser simplificada. Assim, v_{rq} pode ser dada por:

$$v_{rq}(t) = D \left(\frac{\omega_{sl}}{\omega_s} + e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \sin \omega_s t - \frac{\omega_{sl}}{\omega_s} e^{-\frac{R_s}{L_s}t} \cos \omega_s t \right). \quad (4.44)$$

Derivando (4.44) com respeito ao tempo e igualando o resultado a zero, obtém-se:

$$\frac{\omega_{sl}}{\omega_s} \sin \omega_s T_p + \cos \omega_s T_p = 0, \quad (4.45)$$

onde T_p é o tempo de pico da componente em quadratura da tensão do rotor.

Considerando que qualquer combinação linear de funções seno de mesmo período e diferentes fases é dada por:

$$a \sin x + b \sin (x + \alpha) = c \sin (x + \beta), \quad (4.46)$$

onde

$$c = \sqrt{a^2 + b^2 + 2ab \cos \alpha} \quad (4.47)$$

e

$$\beta = \tan^{-1} \left(\frac{b \sin \alpha}{a + b \cos \alpha} \right). \quad (4.48)$$

Analisando as equações anteriores, pode-se escrever:

$$\begin{aligned} a &= s \\ b &= 1 \\ \alpha &= \pi/2 \\ \cos x &= \sin (x + \pi/2) \end{aligned} \quad (4.49)$$

A equação (4.45) pode ser simplificada considerando as identidades mostradas em (4.49), o que resulta em:

$$\sqrt{\mathbf{s}^2 + 1} \sin \left(\omega_s T_p + \tan^{-1} \left[\frac{1}{\mathbf{s}} \right] \right) = 0. \quad (4.50)$$

Pela solução de (4.50), determina-se o valor do ângulo dado por:

$$\omega_s T_p + \tan^{-1} \left(\frac{1}{\mathbf{s}} \right) = \pi. \quad (4.51)$$

Assim, o tempo de pico pode ser determinado por:

$$T_p = \frac{\pi - \tan^{-1} \left(\frac{1}{\mathbf{s}} \right)}{\omega_s}. \quad (4.52)$$

O máximo valor da componente em quadratura da tensão do rotor é dado por:

$$V_{rq(max)} = D \left(\mathbf{s} + e^{-\frac{R_s}{L_s} T_p} [\sin \omega_s T_p - \mathbf{s} \cos \omega_s T_p] \right). \quad (4.53)$$

A substituição de (4.52) em (4.53), permite determinar uma expressão mais simplificada para $V_{rq(max)}$, a qual é mostrada a seguir:

$$V_{rq(max)} \cong D(1 + \mathbf{s}), \quad (4.54)$$

onde D é a profundidade do afundamento de tensão e \mathbf{s} é o escorregamento da máquina.

4.4.3 Valor de Pico da Componente v_{rd}

Por outro lado, a resposta no domínio do tempo para (4.40), considerando a tensão do estator como um degrau de amplitude D , é dada por:

$$v_{rd}(t) = D \left(\begin{aligned} & \frac{\omega_r L_s}{\sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}} e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \sin \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) + \\ & + \frac{R_r}{L_s + L_m} \frac{1}{\omega_s} - \frac{R_r}{L_s + L_m} \frac{1}{\omega_s} e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \cos \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) - \\ & - \frac{R_r}{(L_s + L_m) \omega_s} \frac{R_s}{\sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}} e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \sin \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) + \\ & + \frac{R_s}{L_s} \frac{\omega_{sl}}{\omega_s^2} - \frac{R_s}{L_s} \frac{\omega_{sl}}{\omega_s^2} e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \cos \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) - \\ & - \frac{R_s^2}{L_s \omega_s} \frac{\omega_{sl}}{\omega_s} \frac{1}{\sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}} e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \sin \left(\frac{1}{L_s} \sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2} t \right) \end{aligned} \right). \quad (4.55)$$

Considerando que $L_s^2 \omega_s^2 \gg R_s^2$, a simplificação a seguir pode ser realizada:

$$\frac{\omega_r L_s}{\sqrt{L_s^2 \omega_s^2 - R_s^2}} \cong \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (4.56)$$

Considerando a simplificação em (4.56) e usando as aproximações $R_s/(L_s \omega_s) \cong 0$ e $R_r/(L_s \omega_s) \cong 0$, a equação (4.55) pode ser reduzida para:

$$v_{rd}(t) = D \left(\frac{\omega_r}{\omega_s} e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \sin \omega_s t \right). \quad (4.57)$$

Derivando (4.57) com respeito ao tempo, obtém-se:

$$\frac{dv_{rd}(t)}{dt} = D \left(-\frac{R_s}{L_s} \frac{\omega_r}{\omega_s} e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \sin \omega_s t + \omega_r e^{-\frac{R_s}{L_s} t} \cos \omega_s t \right). \quad (4.58)$$

Fazendo (4.58) igual a zero, o resultado é:

$$\tan(\omega_s T_p) = \frac{L_s}{R_s} \omega_s. \quad (4.59)$$

Assim, o tempo de pico pode ser determinado como:

$$T_p = \frac{\tan^{-1} \left(\frac{L_s}{R_s} \omega_s \right)}{\omega_s}. \quad (4.60)$$

O máximo valor da componente direta da tensão do rotor é dada por:

$$V_{rd(max)} = D \left(\frac{\omega_r}{\omega_s} e^{-\frac{R_s}{L_s} T_p} \sin \omega_s T_p \right). \quad (4.61)$$

Por meio de manipulação simples, (4.61) pode ser reduzida para:

$$V_{rd(max)} \cong D(1 - \mathbf{s}). \quad (4.62)$$

4.4.4 Amplitude Máxima do Vetor Tensão do Rotor

A magnitude máxima do vetor tensão do rotor pode finalmente ser calculada com base nas expressões das componentes dq , (4.54) e (4.62). Esse valor é dado por:

$$V_{r(max)} \cong \sqrt{2} \sqrt{1 + \mathbf{s}^2} D. \quad (4.63)$$

A equação (4.63) prova a dependência linear da tensão do rotor, com a profundidade do afundamento de tensão no estator da máquina, quando ocorre um curto-circuito.

Assim, o máximo valor de V_r em função da profundidade de afundamento, considerando condições mais críticas, para um caso particular, onde o escorregamento do DFIG é máximo, $\mathbf{s} = 0,30$, é obtido por:

$$V_{r(max)} \cong 1,48D. \quad (4.64)$$

Como se pode concluir a partir da última equação, se a máquina está operando sob condições genéricas, a amplitude máxima da tensão do rotor será 48% maior do que a magnitude do afundamento de tensão no estator. No entanto, uma análise mais detalhada pode ser realizada a partir das Figuras 4.18(a) e 4.18(b).

Na Figura 4.18(a), a tensão $V_{r(max)}$ é representada como função de \mathbf{s} e D , obtendo-se uma superfície que pode ser cortada por planos perpendiculares ao eixo

z , que representam diferentes limites para $V_{r(max)}$, dependendo da tensão máxima admissível na saída do conversor.

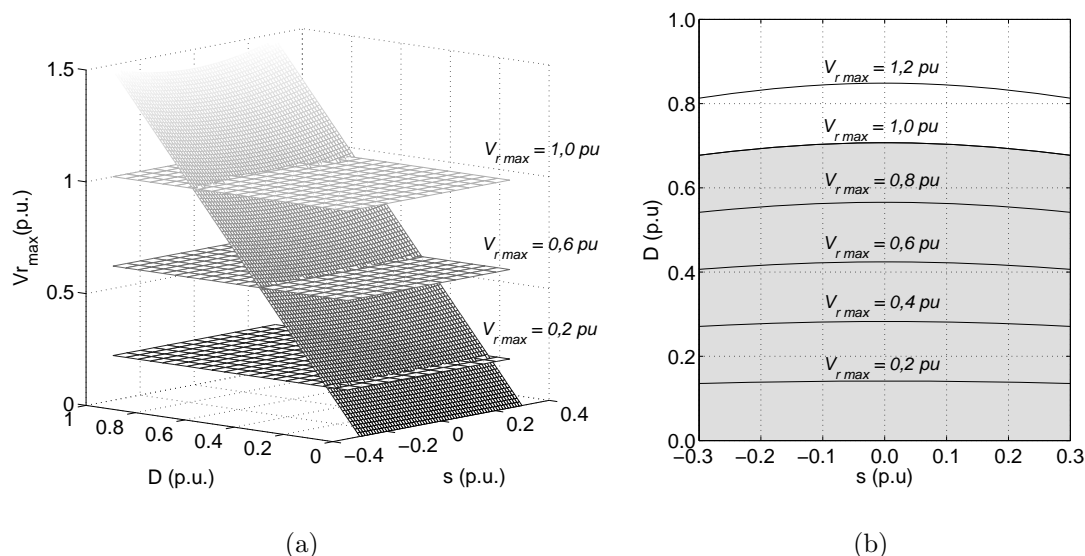


Figura 4.18: (a) Superfície de $V_{r(max)}$ em função do escorregamento s e da profundidade do afundamento D ; (b) Regiões possíveis dependendo da máxima tensão admissível $V_{r(max)}$.

Finalmente, se vários planos são considerados e as diferentes interseções com a superfície de $V_{r(max)}$ são definidas em s vs. D , o diagrama mostrado na 4.18(b) seria obtido. Essa figura tenta determinar a profundidade máxima de tensão que pode ser suportada pelo sistema, sem ultrapassar um certo limite de $V_{r(max)}$. Nesse caso particular, o gráfico mostra as fronteiras do afundamento até o limite correspondente a 1,0 pu, que deve aparecer nos enrolamentos do rotor. A área sombreada que inclui as margens admissíveis em s vs. D , pode ser considerada como a região factível para picos na tensão do rotor abaixo de 1,0 pu.

Com o objetivo de avaliar o comportamento da tensão induzida no rotor, por ocasião do emprego da estratégia proposta, foi construído um conjunto de curvas, parametrizadas pelo escorregamento (s), que relaciona a tensão do rotor e a profundidade de afundamento na tensão da rede. Essas curvas são apresentadas na Figura 4.19.

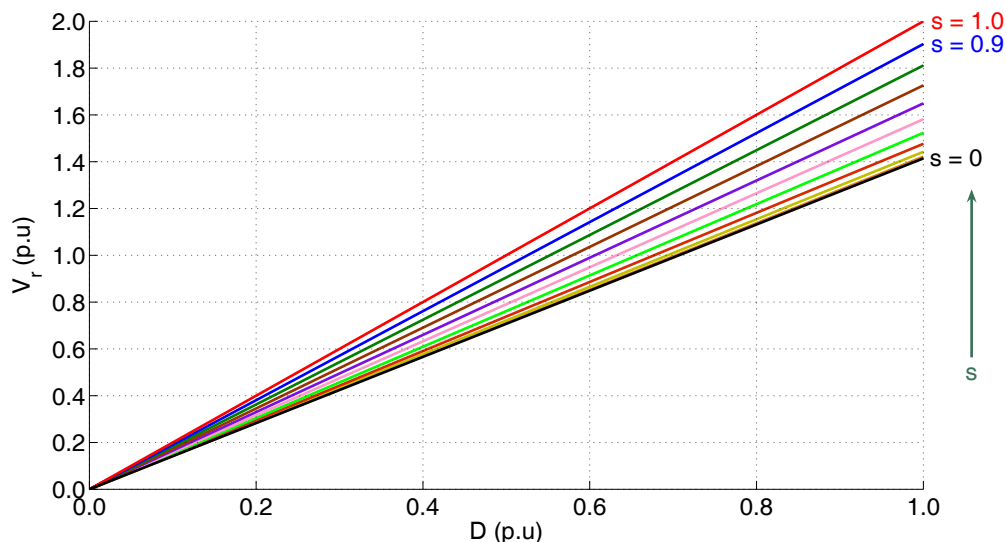


Figura 4.19: Comportamento da tensão v_r em função de D .

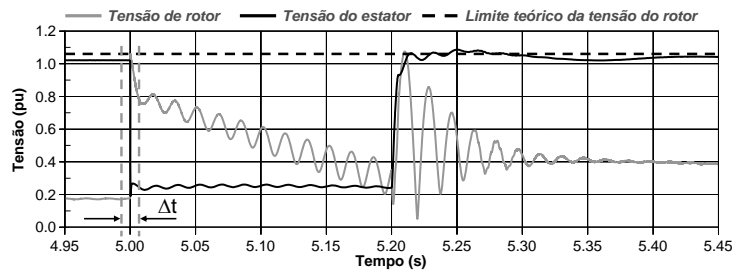
Observa-se através da Figura 4.19 que, no caso limite, a tensão máxima induzida nos terminais do rotor é igual a 2 pu. Para o caso brasileiro, onde a profundidade de afundamento máxima na tensão é igual a 0,8 pu, considerando um escorregamento máximo de 30%, o valor da tensão no rotor alcança cerca 1,2 pu.

Nas seções a seguir, a precisão dessas estimativas é testada, tanto através de simulações computacionais (PSCAD/EMTDC) quanto por meio do protótipo experimental descrito no Apêndice A.

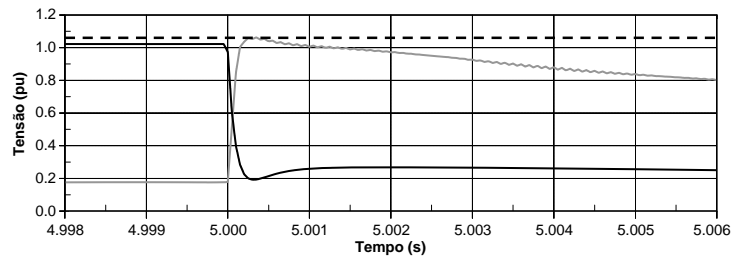
4.4.5 Resultados de Simulações

A Figura 4.20 mostra o comportamento das amplitudes dos vetores tensão do estator e do rotor, bem como o limite teórico calculado por (4.63), para um afundamento de tensão com as mesmas características, como o mostrado na Figura 4.13(a).

Como se pode perceber, a tensão nos enrolamentos do rotor não ultrapassa o limite máximo estimado, calculado a partir de (4.63), que aparece no gráfico como uma linha tracejada.



(a) Tensões do rotor e estator.



(b) Detalhe dos milissegundos iniciais da falta.

Figura 4.20: Comportamento da tensão do rotor durante o afundamento de tensão balanceado.

4.4.6 Resultados Experimentais

A fim de validar a teoria apresentada nesta seção, foram realizados ensaios de afundamentos balanceados de tensão a partir do protótipo descrito no Apêndice A.

Nesse ensaio, um afundamento de tensão com profundidade de 67% foi realizado, provocado pela partida de um motor de indução, visando a obtenção de um afundamento de tensão brusco. No início do afundamento de tensão, o valor do escorregamento correspondia a 20% e a potência ativa injetada na rede era igual a 1200 W.

A Figura 4.21 mostra o comportamento da tensão e da corrente no estator do DFIG. É possível observar a diminuição das correntes nas fases do estator após a entrada da estratégia de controle. No ensaio, o sistema de controle injetou potência reativa na rede alguns milissegundos após o início da falta, uma vez que as correntes já se encontravam controladas.

A Figura 4.22 mostra o comportamento da tensão e da corrente no rotor do DFIG. Nesses gráficos também é possível observar a diminuição das correntes nas fases do rotor, assim como os picos de tensão. A linha tracejada na Figura 4.22(a)

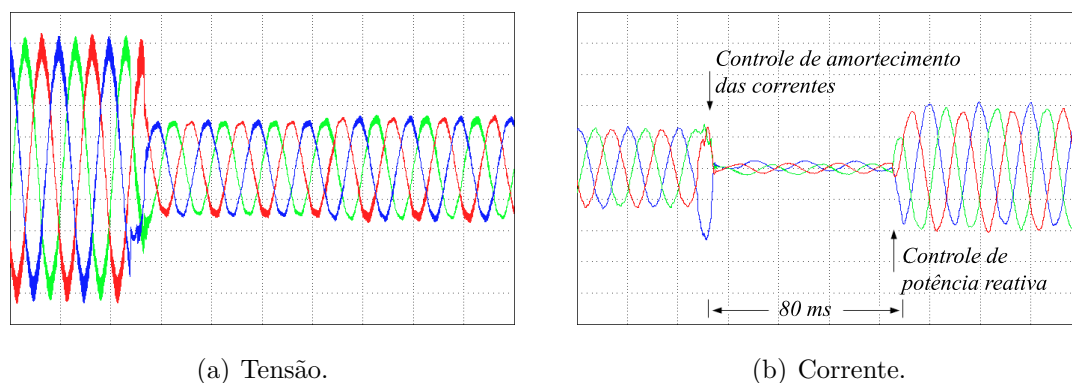


Figura 4.21: Tensão e corrente no estator da máquina.

mostra o valor máximo da tensão do rotor, estimado por (4.63).

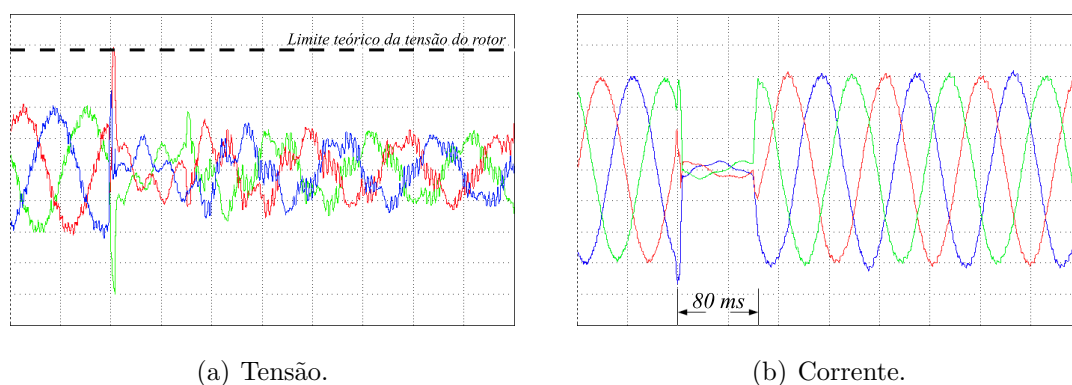


Figura 4.22: Tensão e corrente no rotor da máquina.

A Figura 4.23 mostra os perfis das amplitudes dos vetores tensão no estator e no rotor do DFIG, durante o transitório. Na Figura 4.23(b) é possível constatar que a estimativa do valor máximo dado por (4.63) é verificada.

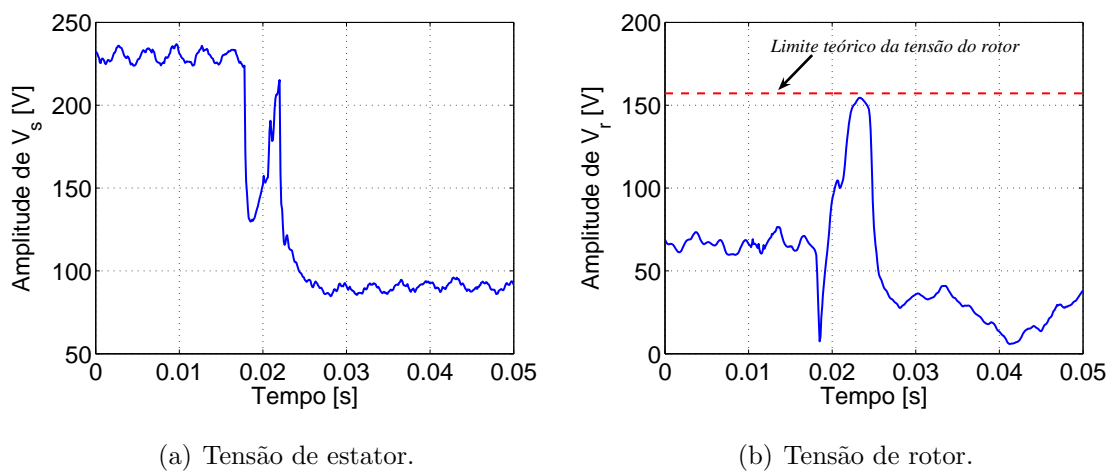


Figura 4.23: Comportamento das amplitudes da tensão do estator e do rotor.

4.5 Conclusão do Capítulo

Neste capítulo, buscou-se a concepção de uma nova estratégia de controle, capaz de manter o DFIG conectado à rede elétrica durante afundamentos severos de tensões no PCC, sem a necessidade da utilização de circuitos de proteção *crowbar*.

A partir da modelagem realizada no Capítulo 2, foi proposta uma estratégia de controle para o DFIG durante afundamentos severos de tensão na rede. Essa estratégia é baseada na realimentação das correntes do estator, como referências das correntes do rotor no referencial dq síncrono. Dessa forma, é possível sintetizar correntes do rotor capazes de provocar no estator correntes em oposição de fase às geradas durante o afundamento. Como resultado deste controle as correntes estatóricas e, conseqüentemente, as correntes rotóricas diminuem durante um curto-circuito. Um dos efeitos imediatos dessa estratégia resulta que aerogeradores baseados em DFIG poderão prescindir do circuito *crowbar*, enquanto dispositivo de proteção durante afundamentos de tensão.

A máquina de indução duplamente alimentada foi modelada para situações de afundamentos de tensão, de acordo com a nova estratégia de controle proposta (realimentação das correntes do estator). A partir daí, foram realizadas simulações comparativas entre essa estratégia de controle e outra já apresentada em trabalhos anteriores, que faz as referências de potências nulas quando da percepção de um afundamento da tensão no PCC.

Foi mostrado analiticamente que as oscilações que ocorrem nas correntes do estator e do rotor, além do torque eletromagnético, são reduzidas aproximadamente pela metade, quando se utiliza a estratégia de controle proposta neste trabalho em relação ao resultado obtido com a estratégia de referências de potências nulas.

Esses resultados foram comprovados por simulações realizadas no programa PSCAD/EMTDC, contemplando cenários de afundamentos severos de tensão, da ordem de 20%, assim como também por ensaios realizados num protótipo de 7,5 kW, no qual foram provocados afundamentos em torno dos 40% de tensão residual no PCC.

Foi mostrado também, a partir de equacionamento desenvolvido neste capítulo, que, por ocasião do emprego da estratégia de controle proposta, as tensões do rotor

têm dependência linear com a profundidade de afundamento na tensão do estator. Além do mais, essas tensões dependem também do escorregamento da máquina e independem das correntes do sistema. Os resultados de simulações e experimentais mostraram que o modelo matemático de estimação do pico de tensão no rotor desenvolvido neste capítulo apresenta uma boa precisão.

Os resultados matemáticos, simulados e experimentais apresentados neste trabalho mostram que é possível o controle estável do DFIG, durante contingências severas na rede elétrica, sem a necessidade imprescindível de circuitos auxiliares para conter sobrecorrentes nos enrolamentos do rotor e do estator. Além disso, também é possível a redução de oscilações no torque elétrico da máquina.

CAPÍTULO 5

Conclusões

Um dos principais desafios da política de desenvolvimento industrial de um país consiste em criar condições para proporcionar o aumento da produtividade. Contudo, o desenvolvimento industrial e econômico de qualquer país pressupõe disponibilidade de energia, donde se pode concluir que a energia constitui condição necessária para o tão almejado crescimento.

Diante disso, a geração de energia elétrica, a partir de fontes eólicas, surge como uma interessante alternativa para reforçar a matriz energética nacional, no que se refere ao incremento e à diversificação.

O governo brasileiro vem realizando esforços no sentido de aumentar o aproveitamento da energia eólica no País. Contudo, o aumento da penetração de aerogeradores no sistema de potência vem acompanhado de muitos desafios. Um deles consiste no cumprimento dos novos códigos de rede, principalmente no que se refere à suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede básica.

Por outro lado, a exigência, por parte dos operadores do sistema, para que os fabricantes de aerogeradores forneçam os modelos reduzidos de suas plantas, a fim de facilitar estudos no sistema de potência, é uma realidade.

Assim, uma das contribuições deste trabalho foi a concepção de um modelo analítico simplificado de aerogeradores equipados com máquina de indução duplamente alimentada (DIFG). Sobre esse tema, o Capítulo 2 apresentou um modelo analítico do DFIG, cujo principal objetivo foi representar, de forma mais simplificada, a máquina de indução duplamente alimentada para aplicações em conversão eólicoelétrica, inclusive diante de afundamentos de tensões na rede elétrica. Segundo a modelagem apresentada, foi possível expressar as correntes do estator no referencial síncrono dq , como função das correntes do rotor, tanto em condições de perturbações na rede elétrica quanto para o regime permanente desta.

Os resultados do Capítulo 2 mostraram que o modelo pode representar, dentro de uma margem de erro considerada satisfatória, o sistema real. Assim, não seria exagero dizer que o modelo sugerido poderá se transformar numa ferramenta bastante atrativa para futuros estudos desse tipo de sistemas, sobretudo, em se tratando de grandes parques eólicos sujeitos a faltas na rede elétrica.

Voltando aos códigos de rede, a capacidade dos aerogeradores de se manterem conectados durante um afundamento severo de tensão, conhecido como *Low Voltage Ride-Through* (LVRT) ou suportabilidade a subtensões, é uma exigência de todos os códigos de rede. A bem da verdade, não há uma convergência por parte dos operadores dos sistemas, sobre a figura de mérito das curvas de suportabilidade a afundamentos de tensão. Porém, existe uma premissa na qual todos os códigos concordam: por ocasião da ocorrência de uma falta, antes de pensar em qualquer medida de apoio à tensão no PCC, é preciso que as correntes do sistema sejam controladas.

Concernente a isso, outra contribuição deste trabalho resultou na proposta de uma estratégia de controle nova, que permite o controle das correntes do estator e do rotor, diante de um afundamento, sem uso da proteção *crowbar*.

Os resultados matemáticos, simulados e experimentais apresentados no Capítulo 4, mostraram que é possível o controle estável do DFIG durante distúrbios severos na rede elétrica, sem a necessidade imprescindível de circuitos auxiliares para conter sobrecorrentes nos enrolamentos do rotor e do estator. Além disso, os modelos matemáticos desenvolvidos, assim como os resultados de simulações apresentados neste capítulo, sugerem que, com o emprego dessa estratégia, é possível a

redução nas oscilações do torque elétrico do DFIG decorrentes de afundamentos de tensão no PCC.

Ainda com relação a esse tema, era preciso ter certeza de que, por ocasião do uso da estratégia proposta, as tensões do rotor da máquina não atingiriam níveis elevados, muito acima dos valores nominais tanto para o rotor quanto para o conversor. Assim, os limites máximos para a tensão do rotor durante um afundamento, pela utilização da estratégia proposta, foram estudados. Demonstrou-se que o máximo valor alcançado pela tensão induzida no rotor, por ocasião do emprego da estratégia proposta, não ultrapassa a 2,0 pu. Foi mostrado também que o pico da corrente do rotor alcança valores compatíveis com o nível das tensões do sistema; além disso, depende linearmente da profundidade do afundamento na tensão do estator e independe das correntes do sistema.

O resultados experimentais mostraram que a estratégia de controle durante faltas no sistema apresentada neste trabalho, associada ao controle de potência reativa capacitiva no ponto de conexão com a rede elétrica, proporcionada pelo DFIG, são medidas factíveis de implementação, e podem propiciar resultados em sintonia com as exigências dos novos códigos de rede.

Pelo que foi exposto ao longo deste trabalho, chegamos às seguintes conclusões:

É possível utilizar o modelo proposto no Capítulo 2 deste trabalho, a fim de estimar a operação de turbinas eólicas baseadas em DFIG em situações de regime permanente e transitórios, tanto na tensão da rede quanto na potência entregue. A estimativa proporcionada por esse modelo é interessante, na medida em que, dada a sua simplicidade, pode ser um forte aliado para estudos de parques eólicos, para o qual o tempo de processamento pode ser um fator limitante, dependendo do tipo de análise que se deseja realizar.

Com respeito à suportabilidade a subtensões, a estratégia de controle proposta no Capítulo 4 garante que aerogeradores baseados em DFIG, podem continuar conectadas à rede, durante um afundamento severo de tensão, prescindindo da utilização de circuito *crowbar*. Isso é assegurado, dado que as correntes do gerador são rapidamente controladas logo nos instantes iniciais do afundamento. Além do mais, é possível a injeção de potência reativa, que permite a turbina atender aos códigos de rede atuais.

Uma das vantagens que a estratégia de controle proposta neste trabalho apresenta consiste em não contribuir para o aumento significativo da tensão no elo CC do conversor, dado que, durante a falta, tanto a componente direta quanto a componente em quadratura (nesse caso a mais relevante, visto que controla a potência ativa) da corrente do rotor oscilam em torno de zero. Um pequeno aumento da tensão CC pode aparecer, dependendo do tempo necessário para a detecção do afundamento. Para os casos simulados, foram considerados tempos de detecção de até 10 ms que levaram à elevação de tensão do elo CC de até 40%. Com a técnica do *crowbar*, essa elevação de tensão pode atingir os mesmos valores, uma vez que depende, entre outras coisas, da rapidez da detecção. Contudo, a principal vantagem da estratégia proposta está no fato de que, usando o *crowbar*, o conversor do lado do rotor perde, temporariamente, a capacidade de controlar a máquina, tendo em vista que ele é desligado enquanto o *crowbar* estiver ativo.

Por fim, através da utilização da estratégia de controle proposta nesta tese, turbinas eólicas equipadas com DFIG podem contribuir efetivamente para a estabilidade transitória pós-falta.

5.1 Sugestões para Trabalhos Futuros

Com o objetivo de contribuir para futuros trabalhos ligados aos temas abordados nesta tese, sugere-se:

- i. Um estudo mais aprofundado sobre a estratégia de controle proposta neste trabalho, para afundamentos de tensão desbalanceados, explorado aqui somente a nível de simulações;
- ii. O estudo de controles para o conversor do lado do rotor, que permitam compensar harmônicos que possam levar essa máquina à saturação;
- iii. A validação, por meio de simulações, do modelo proposto para o DFIG neste trabalho, para parques eólicos compostos por diversos aerogeradores.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABBEY, C., JOOS, G., “Effect of low voltage ride through (LVRT) characteristic on voltage stability”. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 2, pp. 1901-1907, San Francisco, Jun. 2005.
- AREDES, M., 1996, *Active Power Line Conditioners*. Ph.D. dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, Germany.
- BARBI, I., 1985, *Teoria Fundamental do Motor de Indução*. 1ª ed. Florianópolis: Ed. da UFSC. Eletrobras.
- BLAABJERG, F., CHEN, Z., 2006, *Power Electronics for Modern Wind Turbines*. 1ª ed. EUA: Morgan & Claypool Publishers.
- BOLDEA, I., NASAR, S.A., 1998, *Electric Drives*. 1ª ed. Boca Raton: CRC Press.
- BOLDEA, I., 2006, *Variable Speed Generators*. 1ª ed. Boca Raton: CRC Press.
- BOLLEN, M.H.J., 1999, *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. 1ª. ed. New Jersey: IEEE Press.
- BUCHHOLZ, F., “Die Darstellung der Begriffe Scheinleistung und Scheinarbeit bei Mehrphasenstrom”. In: *Elektro-J.*, Set. 1929, pp.15-21.
- CAMPOS, F.G.R, PENTEADO, A.A., “Wind energy generation simulation with asynchronous generator connected to ENERSUL distribution system”. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 149-154, Nov. 2004.
- COSTA, J.P., MARQUES, J., GRÜNDLING, H.A. *et al.*, 2006, “Comportamento Dinâmico do Gerador de Indução com Dupla Alimentação Orientado no Fluxo do Estator”. *Revista Eletrônica de Potência*, vol. 11, nº 1 (Mar), pp. 33-42.

- CZARNECKI, L.S., 1995, "Power Related Phenomena in Three-Phase Unbalanced Systems". *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 10, n° 3 (Jul), pp. 1168-1176.
- DE DONCKER, R.W., NOVOTNY, D.W., 1994, "The Universal Field Oriented Controller". *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, n° 1 (Jan), pp. 92-100.
- DEPENBROCK, M., 1993, "The FBD-Method, a Generally Applicable Tool for Analysing Power Relations". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 2 (May), pp. 381-387.
- DSPACE DS1103. "DSPACE Inc". <<http://www.dspaceinc.com>>.
- EKANAYAKE, J.B., HOLDSWORTH, L., JENKINS, N., 2003, "Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines". *Electric Power Systems Research*, vol. 67, n° 3 (Dez), pp. 207-215.
- E-ON Netz GmbH. "Grid code - High and extra high voltage", Disponível em <<http://www.eon-netz.com>>. Acesso em: 10 de Out. 2008.
- ELECTRICITY SUPPLY BOARD (). "Distribution Code", Disponível em <<http://www.esb.ie/>>. Acesso em: 10 de Out. 2008.
- ERLICH, I., WINTER, W., DITTRICH, A., "Advanced grid requirements for the integration of wind turbines into the German transmission system". In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 7p, Jun. 2006.
- ERLICH, I., WREDE, H., FELTES, C., "Dynamic Behavior of DFIG-based Wind Turbines during Grid Faults". In: *Power Conversion Conference*, pp. 1195-1200, Nagoya, Abr. 2007.
- ERLICH, I., KRETSCHMANN, J., FORTMANN, J., 2007, "Modeling of Wind Turbines Based on Doubly-Fed Induction Generators for Power System Stability Studies". *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, n° 3 (Ago), pp. 909-919.
- ERLICH, I., WILCH, M., FELTES, C., "Reactive power generation by DFIG based wind farms with AC grid connection". In: *European Conference on Power Electronics and Applications*, pp. 1-10, Nagoya, Set. 2007.
- FAJARDO, F.A., IOV, F., MEDINA, J.A. *et al.*, "Induction Generator Model in Phase Coordinates for Fault Ride-Through Capability Studies of Wind Turbines". In: *2007 European Conference on Electronics and Applications*, pp. 1-10, Set. 2007.
- FORTESCUE, C.L., "Method of symmetrical coordinates applied to the solution of polyphase networks". *Tran. AIEE*, pt. II, vol. 37, pp. 1027-1140.
- HANSEN, A.D., SØRENSEN, P., BLAABJERG, F., 2006, "Centralised Power Control of Wind Farm with Doubly Fed Induction Generators". *Renewable Energy*, vol. 31, n° 7 (Jun), pp. 935-951.

- IOV, F., HANSEN, A.D., SØRESEN, P. *et al.*, 2008, *Mapping of grid faults and grid codes*. Disponível em: <<http://www.risoe.dtu.dk/rispubl/reports/ris-r-1617.pdf>>. Acesso em: 20 Dez. 2008.
- KOESSLER, R.J. *et al.*, “Integration of large wind farms into utility grids (Part 1 - Modeling of DFIG)”. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 3, pp. 1512-1519, 2003.
- KOVACS, P.K., 1984, *Transient Phenomena in Electrical Machines*. Amsterdam, Netherland: Elsevier.
- KRAUSE, P., WASYNCZUK, O., SUDHOFF, S., 2002, *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. 2^a ed. New York: Wiley-IEEE Press.
- LEONHARD, W., 2001, *Control of Electrical Drives*. 3^a. ed. New York: Springer.
- LIMA, F.K.A., WATANABE, E.H., “Parallel Connection of Doubly-Fed Induction Generator in Wind Generation”. In: *9º Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência*, vol. 9, pp. 631-639, Blumenau, Out. 2007.
- LOPES, J.A.P., ALMEIDA, R., 2004, *Descrição de Modelos Matemáticos de Máquinas de Indução Convencional e Duplamente Alimentada e Estratégias de Controlo para Estudo Dinâmico e de Estabilidade Transitória*. Trabalho de Consultoria para o ONS Brasil. INESC, PORTO.
- MATLAB/SIMULINK. “MathWorks Inc”. <<http://www.mathworks.com>>.
- MOLINAS, M., SUUL, J.A., UNDELAND, T., 2008, “Low Voltage Ride Through of Wind Farms With Cage Generators: STATCOM Versus SVC”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, nº 3 (Mai), pp. 1104-1107.
- MORALES, A., ROBE, X., SALA, M. *et al.*. “Advanced grid requirements for the integration of wind farms into the Spanish transmission system”. In: *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, nº 1, pp. 47-59, Mar. 2008.
- MORREN, J., DE HAAN, S.W.H., 2005, “Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-fed Induction Generator during a Voltage Dip”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 20, nº 2 (Jun), pp. 435-441.
- MORREN, J., de HAAN, S.W.H., 2007, “Short-Circuit Current of Wind Turbines with Doubly Fed Induction Generator”. *IEEE Transaction on Energy Conversion*, vol. 22, nº 1 (Mar), pp. 174-180.
- MÜLLER, S., DEICKE, M., DE DONCKER, R.W., 2002, “Doubly Fed Induction Generator Systems for Wind Turbines”. *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 8, nº 3, pp. 26-33.
- NATIONAL GRID ELECTRICITY TRANSMISSION, “The grid code:revision 31”. Disponível em: <<http://www.nationalgrid.com/uk>>. Acesso em: 3 de Out. 2008.

- NÆSS, B.I., MOLINAS, M., UNDELAND, T., “Laboratory tests of ride through for doubly fed induction generators”. In: *Nordic Wind Power Conference*, Espoo, Finlândia, Mai. 2006.
- NOVOTNY, D.W., LIPO, T.A., 1996, **Vector Control and Dynamics of AC Drives**. 1ª ed. New York: Oxford University Press.
- NUNES, M.V.A., BEZERRA, U.H., ZURN, H.H., “Transient stability margin of variable versus fixed speed wind systems in electrical grids”. In: *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 3, 7p., Bologna, Jun. 2003.
- NUNES, M.V.A., LOPES, J.A.P., BEZERRA, U.H. *et al.*, 2004, “Influence of the Variable-Speed Wind Generators in Transient Stability Margin of the Conventional Generators Integrated in Electrical Grids”. **IEEE Transactions Energy Conversion**, vol. 19, nº 4 (Dez), pp. 692-701.
- OLIVEIRA, R.G., SILVA, J.L., SILVA, S.R. *et al.*, 2008, “Desenvolvimento de uma Nova Estratégia de Controle de Potência Reativa em Gerador de Indução de Dupla Alimentação para Turbinas Eólicas”. **Revista de Eletrônica de Potência**, vol. 13, nº 4 (Dez), pp. 267-275.
- PENA, R., CLARE, J.C., ASHER, G.M., 1996, “Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-Back PWM Converters and its Application to Variable-Speed Wind-Energy Generation”. **IEE Proceedings - Electric Power Applications**, vol. 143, nº 3 (Mai), pp. 231-241.
- PENA, R., CLARE, J.C., ASHER, G.M., 1996, “A Doubly Fed Induction Generator Using Back-to-Back PWM Converters Supplying an Isolated Load From a Variable Speed Wind Turbine”. **IEE Proceedings - Electric Power Applications**, vol. 143, nº 5 (Set), pp. 380-387.
- PETERSSON, A., LUNDBERG, S., TORBJÖRN, T., “A DFIG wind-turbine ride-through system influence on the energy production”. In: *Nordic Wind Power Conference*, Göteborg, Mar. 2004.
- PETERSSON, A., HARNEFORS, L., THIRINGER, T., “Comparison between stator-flux and grid-flux-oriented rotor current control of doubly-fed induction generators”. In: *IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference*, vol. 1, pp. 482-486, Aachen, Jun. 2004.
- PETERSSON, A., 2005, *Analysis, modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines*. Ph.D. dissertation, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Göteborg.
- PETERSSON, A., THIRINGER, T., HARNEFORS, L. *et al.*, 2005, “Modeling and Experimental Verification of Grid Interaction of a DFIG Wind Turbine”. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, vol. 20, nº 4 (Dez), pp. 878-886.
- POURBEIK, P., KOESSLER, R.J., DICKMANDER, D.L. *et al.*, “Integration of large wind farms into utility grids (Part 2 - Performance issues)”. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, vol. 3, pp. 1520-1525, Toronto, Jul. 2003.

- PSCAD. “Manitoba HVDC Research Centre Inc”. <<http://www.pscad.com>>.
- RODRIGUEZ, M., ABAD, G., SARASOLA, I. *et al.*, “Crowbar control algorithms for doubly fed induction generator during voltage dips”. In: *European Conference on Power Electronics and Applications*, pp. 1-10, Dresden, Set. 2005.
- RODRÍGUEZ, P., LUNA, A., CIOBOTARU, M. *et al.*, “Advanced Grid Synchronization System for Power Converters under Unbalanced and Distorted Operating Conditions”. In: *IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, pp. 5173-5178, Paris, Nov. 2006.
- RODRÍGUEZ, P., TEODORESCU, r., CANDELA, I. *et al.*, “New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions”. In: *IECON 2006 - 32nd Annual Conference on IEEE Industrial Electronics*, pp. 1-7, Montreal, Jun. 2006.
- ROSAS, P.A.C., 2003, *Dynamic influences of wind power on the power system*. Ph.D. dissertation, Technical University of Denmark, Denmark.
- RÜNCOS, F., CARLSON, R., OLIVEIRA, A.M. *et al.*, “Performance analysis of a brushless double fed cage induction generator”. In: *Nordic Wind Power Conference*, Göteborg, Mar. 2004.
- RÜNCOS, F., 2006, *Modelagem, projeto e análise de máquinas assíncronas trifásicas duplamente alimentadas sem escovas*. Tese de D.Sc., UFSC, Florianópolis, SC, Brasil, 2006.
- SACCOMANDO, G.; SVENSSON, J., “Transient operation of grid-connected voltage source converter under unbalanced voltage conditions”. In: *Industry Applications Conference. Thirty-Sixth IAS Annual Meeting*, vol. 4, pp. 2419-2424, Set. 2001.
- SALMAN, S.K., BADRZADEH, B., “New approach for modeling doubly-fed induction generator (DFIG) for grid-connection studies”. In: *The 8th European Wind Energy Conference and Exhibition*, London-UK, Nov. 2004.
- SANTOS-MARTIN, D.; RODRIGUEZ-AMENEDO, J.L.; ARNALTE, S., 2008, “Direct Power Control Applied to Doubly Fed Induction Generator under Unbalanced Grid Voltage Conditions”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, n° 5 (Set), pp. 2328-2336.
- SANTOS-MARTIN, D.; RODRIGUEZ-AMENEDO, J.L.; ARNALTE, S., 2008, “Dynamic Programming Power Control for Doubly Fed Induction Generators”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, n° 5 (Set), pp. 2337-2345.
- SILVA, S.R., PINHEIRO, E.L.R., CARDOSO, E.N. *et al.*, “Análise da integração de usinas eólicas na rede elétrica”. In: *II Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica*, pp. 209-214, Salvador, Nov. 2003.
- SILVA, K.F., 2006, *Controle e integração de centrais eólicas à rede elétrica com geradores de indução duplamente alimentados*. Tese de D.Sc., Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, USP, São Paulo.

- SLOOTWEG, J.G.; POLINDER, H., KLING, W.L., “Dynamic modelling of a wind turbine with doubly fed induction generator”. In: *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, pp. 644-649, vol. 1, Jul. 2001.
- SLOOTWEG, J.G., POLINDER, H., KLING, W.L., “Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations”. In: *IEEE Porto Power Tech Proceedings*, pp. 6p., vol. 4, Set. 2001.
- SLOOTWEG, J.G., POLINDER, H., KLING, W.L., 2003, “Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 18, n° 4 (Dez), pp. 516-524.
- SONG, H-S., NAM, K., 1999, “Dual current control scheme for PWM converter under unbalanced input voltage conditions”. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 46, n° 5 (Out), pp. 953-959.
- SUN, T.; CHEN, Z.; BLAABJERG, F., “Voltage recovery of grid-connected wind turbines after a short-circuit fault”. In: *The 29th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, vol. 3, pp. 2723-2728, Nov. 2003.
- SUN, T., CHEN, Z., BLAABJERG, F., “Transient analysis of grid-connected wind turbines with DFIG after an external short-circuit fault”. In: *Nordic Wind Power Conference*, Göteborg, Mar. 2004.
- TANG, Y., XU, L., “Stator field oriented control of doubly-excited induction machine in wind power generating system”. In: *Proceedings of the 35th Midwest Symposium Circuits and Systems*, vol. 2, pp. 1446-1449, Washington, Ago. 1992.
- TRANSMISSION LINES DEPARTMENT (DK). “Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV - Technical Regulations TF 3.2.6”. Disponível em: <<http://www.energinet.dk>>. Acesso em: 10 de Out. 2008.
- WASYNEZUK, O., YI-MIN DIAO, KRAUSE, P.C., 1985, “Theory and Comparison of Reduced Order Models of Induction Machines”. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, n° 3 (Mar), pp. 598-606.
- XIANG, D., RAN, L., TAVNER, P.J., YANG, S., 2006, “Control of a Doubly Fed Induction Generator in a Wind Turbine During Grid Fault Ride-Through”. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, n° 3 (Set), pp. 652-662.
- XU, L., TANG, Y., 1992, “A Flexible Active and Reactive Power Control Strategy for a Variable Speed Constant Frequency Generating System”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 10, n° 4 (Jul), pp. 472-478.
- XU, L., 2008, “Coordinated Control of DFIG’s Rotor and Grid Side Converters During Network Unbalance”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 23, n° 3 (Mai), pp. 1041-1049.
- YAMAMOTO, M., MOTOYOSHI, O., 1991, “Active and Reactive Control for Doubly-Fed Wound Rotor Induction Generator”. *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 6, n° 4 (Out), pp. 624-629.

APÊNDICE A

Dados de Simulações e Experimental

A.1 Dados das Simulações Realizadas

Todas as simulações realizadas neste trabalho utilizaram a ferramenta de simulação no domínio do tempo PSCAD/EMTDC (MANITOBA). O modelo do gerador eólico desenvolvido em PSCAD, tem o seu diagrama de blocos mostrado na Figura A.1. As simulações foram realizadas com passos de integração que variaram entre 1 e 5 μs .

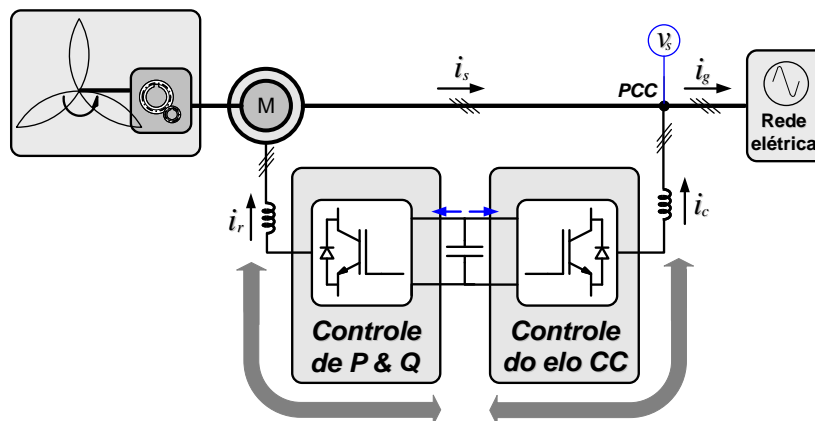


Figura A.1: Diagrama de blocos do modelo simulado.

Os dados dos modelos simulados são apresentados na Tabela A.1

Tabela A.1: Especificações do estágio de potência.

Características do DFIG	Valores
Potência nominal	100 kW
Tensão nominal do estator	220 V
Frequência nominal	60 Hz
Resistência do estator	2,6 m Ω
Resistência do rotor	2,9 m Ω
Indutância de dispersão do estator	138,66 μ H
Indutância de dispersão do rotor	141,22 μ H
Indutância de magnetização	5,6 mH
Momento de inércia ($J = 2H$)	0,5 pu
Número de pares de pólos	1
Características do elo CC	Valores
Capacitância	9400 μ F
Tensão nominal	500 V

Tabela A.2: Especificações do conversores.

Características do CLM	Valores	Características do CLR	Valores
Indutor do filtro	1,0 mH	Indutor do filtro	1,7 mH
Frequência de comutação	5 kHz	Frequência de comutação	10 kHz
Frequência de amostragem	10 kHz	Frequência de amostragem	10 kHz
Controlador de P_s		Controlador de V_{cc}	
Ganho proporcional, K_p	2	Ganho proporcional, K_p	1
Ganho integral, K_i	20	Ganho integral, K_i	10
Controlador de Q_s		Controlador de Q	
Ganho proporcional, K_p	1	Ganho proporcional, K_p	-
Ganho integral, K_i	20	Ganho integral, K_i	-
Controlador de i_{rd}		Controlador de i_d	
Ganho proporcional, K_p	2	Ganho proporcional, K_p	2
Ganho integral, K_i	100	Ganho integral, K_i	100
Controlador de i_{rq}		Controlador de i_q	
Ganho proporcional, K_p	2	Ganho proporcional, K_p	2
Ganho integral, K_i	100	Ganho integral, K_i	100

Foi utilizado o próprio modelo de máquina de indução de rotor bobinado presente no PSCAD, o qual representa um modelo de 5^a ordem. Os parâmetros da máquina utilizados nas simulações foram retirados de informações fornecidas por fabricantes de geradores.

Os conversores, tanto do lado da máquina quanto do lado da rede, foram construídos a partir dos modelos de semicondutores presentes no PSCAD. Da mesma forma, o sistema de controle foi desenvolvido a partir de blocos, visando a implementação do controle vetorial, fornecidos pelo fabricante do simulador.

A Tabela A.2 mostra os dados utilizados no controle dos dois conversores.

A.2 Especificações do Protótipo Construído

Esta seção mostra os detalhes do experimento, que consiste de uma máquina de indução duplamente alimentada conectada à rede. Nos ensaios realizados, o DFIG foi acionado por um motor de corrente contínua. Então, o motor CC era ajustado para uma velocidade capaz de produzir um determinado escorregamento, geralmente com valor igual a 20%. Dada a baixa capacidade de corrente dos conversores, além da relação de tensão estator/rotor do DFIG igual a 1:1, não foi possível processar a potência nominal da máquina.

Foram utilizados ainda um motor de indução, a fim de proporcionar afundamentos de tensão no ponto de conexão com a rede, por ocasião de sua partida. A Figura A.2 ilustra o sistema ensaiado.

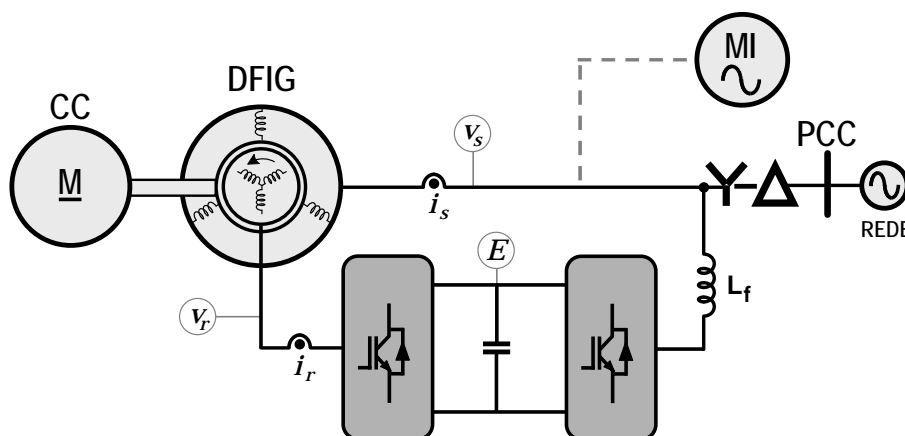


Figura A.2: Diagrama do sistema ensaiado.

A base experimental que deu apoio a este trabalho foi formada pelos seguintes itens:

- ★ 1 gerador de indução de rotor bobinado com potência igual a 7,5 kVA;
- ★ 1 motor de corrente contínua com potência igual a 6,0 kW;
- ★ 1 motor de indução com rotor em gaiola de esquilo com potência de 5,0 kW;

- ★ 1 Transformador trifásico;
- ★ 2 Conversores trifásicos *Danfoss* 380V/7A;
- ★ 4 Placas de condicionamento e medição;
- ★ 1 Plataforma DSPACE DS1103 para o desenvolvimento do sistema de controle e acionamento dos conversores;
- ★ 2 Capacitores para o elo CC;

Com respeito ao sistema de controle, este foi implementado em plataforma DSPACE (DSPACE), que permite utilizar modelos diretamente escritos em Simulink (MATHEWORKS). De posse desses modelos e utilizando os *toolboxes* do DSPACE, esta plataforma permite de forma simples o controle de protótipos em tempo real.

Tabela A.3: Especificações do protótipo.

Características do DFIG	Valores
Potência nominal	7,5 kVA
Tensão nominal do estator	220 V
Tensão nominal do rotor	220 V
Frequência nominal	50 Hz
Resistência do estator	0,462 Ω
Resistência do rotor	0,473 Ω
Indutância de dispersão do estator	3,93 mH
Indutância de dispersão do rotor	3,93 mH
Indutância de magnetização	130,4 mH
Número de pares de pólos	2
Características do elo CC	Valores
Capacitância	4700 μ F
Tensão nominal	500 V

Para o CLM, neste trabalho, foram utilizados 4 controladores, a saber: controlador de potência ativa, controlador de potência reativa, controlador da componente direta da corrente e, por último, controlador da componente em quadratura da corrente do rotor.

Para o CLR, igualmente, foram utilizados 4 controladores, os quais são listados a seguir: controlador de tensão do elo CC, controlador de potência reativa, controlador da componente direta da corrente e controlador da componente em quadratura da corrente deste conversor. A Tabela A.4 mostra os dados relativos aos dois conversores.

Uma aplicação foi desenvolvida no programa *ControlDesk*, contido no pacote DSPACE, para o controle dos conversores do lado da máquina e da rede elétrica, cujas interfaces estão mostradas nas Figuras A.3 e A.4.

Tabela A.4: Características dos conversores.

Características do CLM	Valores	Características do CLR	Valores
Indutor do filtro	-	Indutor do filtro	1,7 mH
Frequência de comutação	10 kHz	Frequência de comutação	10 kHz
Frequência de amostragem	10 kHz	Frequência de amostragem	10 kHz
Controlador de P_s		Controlador de V_{cc}	
Ganho proporcional, K_p	0,001	Ganho proporcional, K_p	0,100
Ganho integral, K_i	0,050	Ganho integral, K_i	5
Controlador de Q_s		Controlador de Q	
Ganho proporcional, K_p	0,001	Ganho proporcional, K_p	0,050
Ganho integral, K_i	0,050	Ganho integral, K_i	1,0
Controlador de i_{rd}		Controlador de i_d	
Ganho proporcional, K_p	30	Ganho proporcional, K_p	5
Ganho integral, K_i	100	Ganho integral, K_i	100
Controlador de i_{rq}		Controlador de i_q	
Ganho proporcional, K_p	30	Ganho proporcional, K_p	5
Ganho integral, K_i	100	Ganho integral, K_i	100

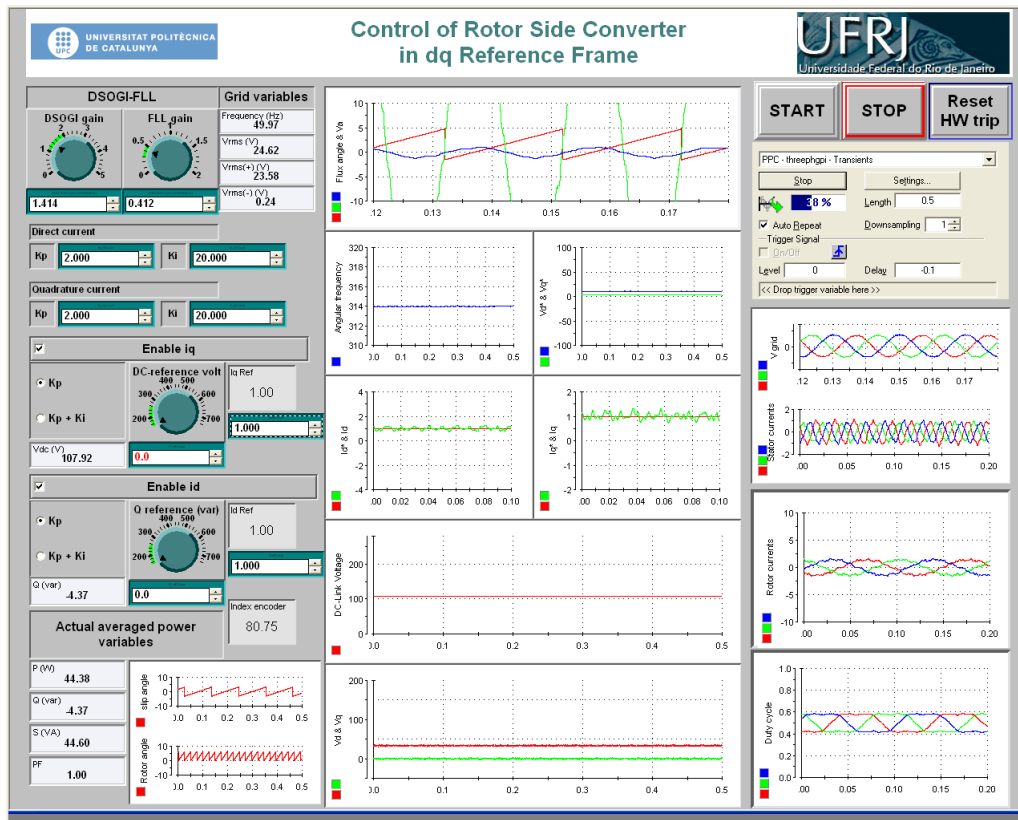


Figura A.3: Aplicação para o controle do CLM.

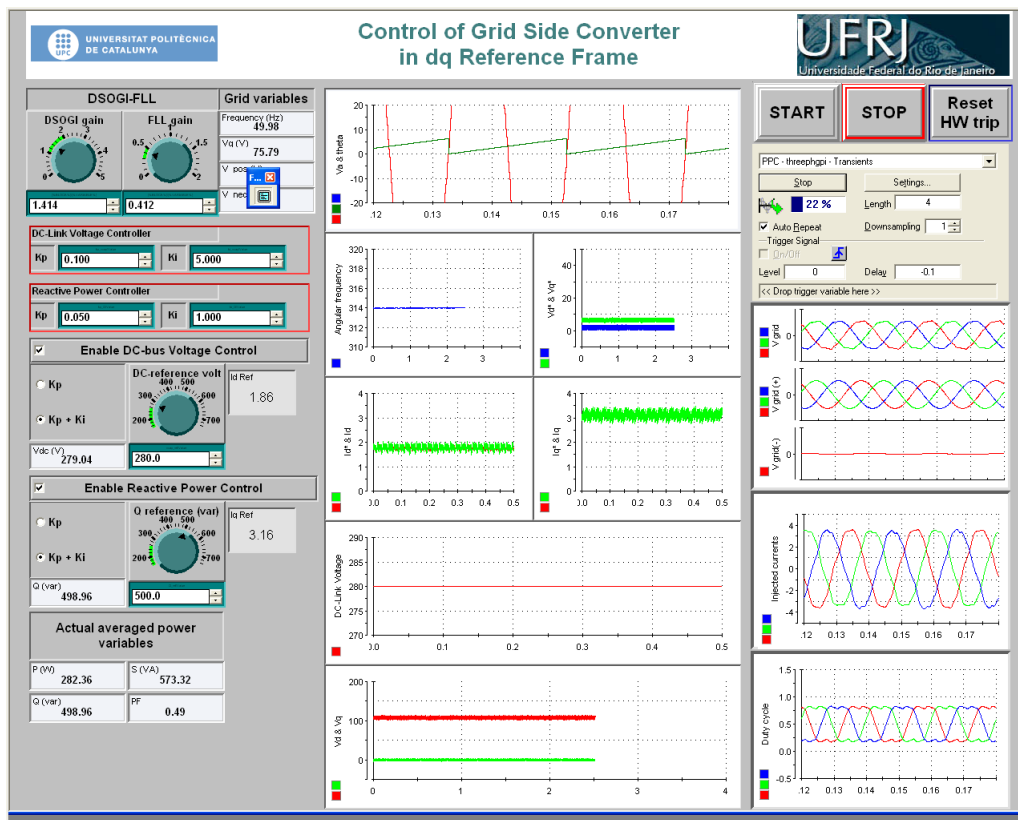


Figura A.4: Aplicação para o controle do CLR.