



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

STEFÂNIA DE OLIVEIRA SILVA

ESTRATÉGIA DE CONTROLE E PROTEÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS COM
GERADORES DUPLAMENTE ALIMENTADOS PARA SUPORTABILIDADE A
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

CAMPINA GRANDE

ABRIL 2020

STEFÂNIA DE OLIVEIRA SILVA

ESTRATÉGIA DE CONTROLE E PROTEÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS COM
GERADORES DUPLAMENTE ALIMENTADOS PARA SUPORTABILIDADE A
AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Doutor em Ciências, no domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia

Orientador: Prof. Ph.D. Washington Luiz Araújo Neves

Coorientador: Prof. Ph.D. Wellington Santos Mota

CAMPINA GRANDE

ABRIL 2020

S586e Silva, Stefânia de Oliveira.
Estratégias de controle e proteção das turbinas eólicas com geradores duplamente alimentados para suportabilidade a afundamentos de tensão / Stefânia de Oliveira Silva. – Campina Grande, 2020.
123 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2020.
"Orientação: Prof. Dr. Washington Luiz Araújo Neves, Prof. Dr. Wellington Santos Mota".
Referências.

1. Energia Eólica. 2. Energia Renovável – Sistema de Proteção. 3. Modelagem dos Aerogeradores - Energia Eólica. 4. Processamento de Energia. 5. Crowbar. I. Neves, Washington Luiz Araújo. II. Mota, Wellington Santos. III. Título.

CDU 621.548(043)

Dedico à minha família, Gisélio, Conceição, Socorro, Marcel, Cristiane e Ingrid, por sempre acreditarem na minha capacidade e por investirem em mim.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por me amparar nos momentos difíceis, me dar força e sabedoria para superar as dificuldades, mostrar o caminho nas horas incertas, suprimindo todas as minhas necessidades. A nossa Senhora que intercedeu junto à Deus por todos os meus anseios, para que eu pudesse me desenvolver como pessoa e profissional ao longo do doutorado, sentindo profunda gratidão pela permissão de concluir uma missão tão importante da minha vida.

Aos meus pais, Gisélío e Conceição, a minha tia Socorro, e aos meus irmãos Marcel, Cristiane e Ingrid por tanto amor, por toda dedicação, pelas palavras de apoio e incentivo constantes, sempre me amparo nos momentos mais difíceis da minha vida.

Aos professores Washington e Wellington pela confiança em me orientar. Palavras para externar minha gratidão a todo o empenho e dedicação, não terei como expor, mas fica aqui o meu mais profundo agradecimento. Com eles, eu aprendi o que é ser abraçada como pessoa e como profissional, além de todos os aprendizados, conselhos e experiências compartilhados que me inspiraram a ser uma pessoa melhor e ter empatia com o próximo.

Aos professores José Carlos, André Maitelli, Núbia Brito e Benemar Alencar, pelas críticas e sugestões que buscaram contribuir com o enriquecimento de meu trabalho, apesar que eu não os vejo como avaliadores, mas sim como parte essencial de um trabalho que se transformou em minha vida.

Às minhas amigas Jamile (grande protetora), Jeane (distração mais que gostosa), Érica (bonequinha delicada), Daphne (equilíbrio em pessoa), Yonatha (doce sensibilidade), Renata (simpatia bela), Nayara Ingrid (minha menina), pela amizade, pelo amor e apoio incondicional durante todo o doutorado, sendo meu porto seguro em Campina Grande, transformando momentos desafiadores e desestimulantes ao longo desse processo em boas risadas, com muita união e cumplicidade. A cada uma delas levo momentos inesquecíveis.

Aos meus amigos Mateus Costa, que sempre se preocupou comigo e vice-versa, a Marcos e Bruno que fizeram dos meus finais de semana super felizes, fazendo me distrair um pouco dos dias estressantes.

Aos meus amigos, Damyres, Ayla, Rayane, Gabriel Cavalcante, Felipe Bahia, Louelson, Amanda, Nayara Brandão, Reuben, Melyna, que contribuíram de alguma forma para a conclusão dessa etapa.

A Seu Hélio, Dona Adriana e Heliangela pelas orações incessantes, pelos abraços de conforto e de motivação; e pelos almoços que quando não tinha tempo de ir pra casa sempre

faziam lanches maravilhosos para me manter ativa.

Aos funcionários do DEE, Pedro, Leandro e em especial a Ângela, que desde quando cheguei à UFCG tem sido não só uma funcionária, mas uma mãe e protetora nata, sempre me amparando, me guiando, me protegendo. A ela o meu muito obrigada.

A Capes pelo apoio financeiro.

E aos meus amigos da UFOB e companheiros de trabalho, Manoel, Ademário, Kleymilson, Andressa, Nuccia, Erick, Leandro e Antonio Sobrinho pelo incentivo em terminar logo essa etapa que foi o doutorado.

“Deus é como o vento, em que tudo toca!!”

(O Menino que Descobriu o Vento)

RESUMO

A contínua incorporação de geração distribuída às redes de energia elétrica no mundo, a partir de fontes renováveis, tem contribuído positivamente no fornecimento de energia. Dentre as fontes renováveis, a energia eólica tem-se destacado por ser promissora devido a sua viabilidade econômica e rápido desenvolvimento tecnológico. Entretanto, o setor de energia eólica baseado em geradores de indução de dupla alimentação, tem sido seriamente desafiado pelas novas exigências dos códigos de rede. Para cumprir os requisitos cada vez mais rigorosos sem reduzir a vantagem econômica dos sistemas eólicos, novas estratégias de controle e proteção para afundamentos estão sendo estudados. Para o sistema eólico, o *crowbar* com resistência constante é uma abordagem popular que protege os aerogeradores e melhora o percurso de baixa tensão. No entanto, as respostas do sistema dependem do grau de queda de tensão, uma vez que a resistência constante do *crowbar* pode estar sub ou sobre-estimada, resultando em danos a máquina. Portanto, a resistência do *crowbar* é um parâmetro importante e deve ser selecionado levando em consideração os limites de sobrecorrentes do rotor e sobretensão do barramento. Assim, nesta Tese apresenta-se uma estratégia de controle que permite regular as potências ativa e reativa do gerador de indução duplamente alimentado de forma estável e independente, e um sistema de proteção de controle adaptativo para seleção da resistência do *crowbar* decorrente do grau de afundamento. É apresentada uma expressão analítica para a resistência, juntamente com a estratégia de controle. A eficácia do método proposto é validada por meio de análise teórica e simulações no Matlab/Simulink[®]

Palavras-chave: Energia Renovável; Sistema de Proteção; Seletividade; Modelagem dos Aero-geradores; *Crowbar*.

ABSTRACT

The continuous integration of distributed generation into the world's electricity networks, from renewable sources, has contributed positively to the generation of energy. Among the renewable sources, wind energy has stood out for being promising due to its economic viability and rapid technological development. To satisfy the increasingly stringent requirements without reducing the economic advantage of wind power systems, new control and protection strategies for sags are being studied. For the wind system, crowbar with constant resistance is a popular approach that protects aerogenerators and improves the low voltage path. However, the system's responses depend on the degree of voltage drop, as the constant crowbar resistance may be under or over-estimated, resulting in damage to the machine. Therefore, the crowbar resistance is an important parameter and should be selected taking into consideration the limits of rotor overcurrent and bus overvoltage. Thus, this Thesis presents a control strategy that allows regulating the active and reactive powers of the induction generator doubly fed in a stable and independent way, and an adaptive control protection system for selecting the crowbar resistance due to the degree of sag. An analytical expression for the resistance is presented together with the control strategy. The effectiveness of the proposed method is validated through theoretical analysis and simulations in Matlab/Simulink®.

Keywords: Renewable energy; Protection System; Selectivity; Wind Turbine Modeling; *Crowbar*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Aerogerador de eixo horizontal conectado à rede.	26
Figura 2 – Estrutura do modelo do vento.	28
Figura 3 – Diagrama de blocos da velocidade do vento.	28
Figura 4 – Coeficiente de potência em relação λ, β	30
Figura 5 – Curva MPPT da turbina eólica.	30
Figura 6 – Gerador de indução de dupla alimentação.	32
Figura 7 – Fator espacial e suas componentes nos eixos coordenados.	32
Figura 8 – Circuito equivalente por fase da máquina de indução com rotor bobinado.	34
Figura 9 – Conjugado eletromagnético para a máquina assíncrona de 1,5 MW.	35
Figura 10 – Conjugado Eletromagnético com rotor bobinado de 1,5 MW.	36
Figura 11 – Potência ativa do gerador assíncrono de 1,5 MW.	36
Figura 12 – Potência reativa do gerador assíncrono de 1,5 MW.	36
Figura 13 – Conjugado eletromagnético para um DFIG de 1,5 MW.	37
Figura 14 – Potência ativa para um DFIG de 1,5 MW.	37
Figura 15 – Potência reativa para um DFIG de 1,5 MW.	37
Figura 16 – Conversor bidirecional <i>back-to-back</i>	38
Figura 17 – Conversores Multiníveis	38
Figura 18 – Curva genérica de suportabilidade à tensão.	40
Figura 19 – Curva de suportabilidade a afundamentos de tensão no Brasil.	40
Figura 20 – LCS entre o DFIG e a rede.	48
Figura 21 – LCS no rotor do DFIG.	49
Figura 22 – LCS no barramento do conversor.	49
Figura 23 – Esquemático do circuito <i>dc-chopper</i>	50
Figura 24 – DFIG equipado com <i>crowbar</i>	51
Figura 25 – Configuração do <i>crowbar</i>	52
Figura 26 – <i>Crowbar</i> convencional.	53
Figura 27 – Topologia de circuitos <i>crowbar</i>	53
Figura 28 – Classificação das faltas.	56
Figura 29 – Tensão sob afundamento trifásico de tensão.	63
Figura 30 – Corrente no rotor sob afundamento trifásico de tensão.	63
Figura 31 – Potência ativa e reativa sob afundamento trifásico de tensão.	64

Figura 32 – Tensão no barramento sob afundamento trifásico.	64
Figura 33 – Velocidade do gerador.	65
Figura 34 – Torque eletromagnético sob afundamento trifásico.	65
Figura 35 – Tensão trifásica na rede sob afundamento monofásico.	68
Figura 36 – Tensão trifásica na rede sob afundamento monofásico.	69
Figura 37 – Potência ativa e reativa sob afundamento monofásico.	69
Figura 38 – Velocidade rotórica do gerador sob afundamento monofásico.	69
Figura 39 – Torque eletromagnético sob afundamento monofásico.	70
Figura 40 – Tensão no barramento sob afundamento monofásico.	70
Figura 41 – Tensão trifásica na rede sob afundamento bifásico.	71
Figura 42 – Corrente no rotor sob afundamento bifásico de Tensão.	72
Figura 43 – Potência ativa e reativa sob afundamento bifásico.	72
Figura 44 – Velocidade do Gerador sob Afundamento Bifásico.	72
Figura 45 – Torque eletromagnético sob afundamento bifásico.	73
Figura 46 – Tensão no barramento sob afundamento bifásico.	73
Figura 47 – Sistema eólico - DFIG - 1.5 MW.	76
Figura 48 – Circuito equivalente do sistema DFIG.	76
Figura 49 – Modelo do filtro de rede.	77
Figura 50 – Modelo do barramento CC.	78
Figura 51 – Diagrama do vetor de espaço da tensão da rede e do fluxo do estator. a) Orientação do fluxo do estator. b) Orientação do fluxo de rede.	79
Figura 52 – Característica de seguimento potência-velocidade	81
Figura 53 – Controle interno da corrente no conversor RSC.	83
Figura 54 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de corrente no conversor do lado do rotor.	83
Figura 55 – Diagrama de blocos do controle RSC.	85
Figura 56 – Diagrama da malha de controle GSC.	85
Figura 57 – Diagrama da malha de controle GSC.	86
Figura 58 – Diagrama de blocos para controle da tensão com controle interno da corrente.	87
Figura 59 – Diagrama de blocos para controle da tensão com controle interno de corrente.	88
Figura 60 – Controle do conversor do lado da rede - GSC.	88
Figura 61 – Esquema de controle do ângulo de passo.	89

Figura 62 – Circuito de proteção <i>Crowbar</i> conectado ao rotor.	91
Figura 63 – Circuito equivalente de DFIG com o elemento de resistência do <i>crowbar</i> . . .	92
Figura 64 – Fluxograma do controle adaptativo do <i>crowbar</i>	97
Figura 65 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 14 barras.	99
Figura 66 – Amplitude das tensões nos barramentos.	101
Figura 67 – Diagrama unifilar do sistema teste de 4 barras.	101
Figura 68 – Comparação entre sistemas orientado ao fluxo de estator e orientado ao fluxo de rede	102
Figura 69 – Comparação do estratégia proposta com a tradicional para a tensão trifásica na rede, sob condições normais.	103
Figura 70 – Comparação da estratégia proposta com o tradicional para velocidade angular do rotor.	103
Figura 71 – Comparação da estratégia proposta com o tradicional para tensão de barramento.	104
Figura 72 – Comparação da estratégia proposta com o tradicional para o torque eletro- magnético.	104
Figura 73 – Comparação do estratégia proposta como tradicional.	105
Figura 74 – Comparação do estratégia proposta como tradicional.	105
Figura 75 – Tensão trifásica na rede sob afundamento monofásico.	107
Figura 76 – Corrente Rotórica sob afundamento de tensão.	107
Figura 77 – Potência ativa e reativa sob afundamento monofásico.	108
Figura 78 – Tensão de barramento sob afundamento monofásico.	108
Figura 79 – Torque eletromagnético sob afundamento de tensão.	108
Figura 80 – Tensão trifásica sob afundamento de 100%.	109
Figura 81 – Corrente rotórica sob afundamento total de tensão.	110
Figura 82 – Tensão do barramento sob afundamento total de tensão.	110
Figura 83 – Potência ativa e reativa sob afundamento total de tensão.	110
Figura 84 – Torque eletromagnética sob afundamento total de tensão.	111
Figura 85 – Velocidade rotórica Eixo Horizontal.	111
Figura 86 – Tensão trifásica sob afundamento trifásico de 60%.	112
Figura 87 – Corrente rotórica sob afundamento de 60%.	112
Figura 88 – Tensão do barramento sob afundamento de 60%.	113
Figura 89 – Potência ativa e reativa sob afundamento de 60%.	113

Figura 90 – Velocidade rotórica do gerador sob afundamento de 60%.	113
Figura 91 – Torque eletromagnético sob afundamento de 60%.	114
Figura 92 – Correntes rotóricas sob proteção do <i>Crowbar</i> proposto e tradicional.	115
Figura 93 – Correntes estatóricas sob proteção do <i>Crowbar</i> proposto e tradicional.	115
Figura 94 – Torque eletromagnético sob proteção proposta e <i>crowbar</i> tradicional.	116
Figura 95 – Tensão de Barramento sob proteção do <i>crowbar</i> proposto e tradicional.	117
Figura 96 – Potências Ativa e Reativa sob proteção proposta e <i>crowbar</i> tradicional.	118
Figura 97 – Tensão de Barramento sob proteção do <i>crowbar</i> proposto e LCS.	119
Figura 98 – Potências ativa e reativa sob proteção do <i>crowbar</i> proposto e tradicional.	119

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Valores das constantes para cálculo do coeficiente de desempenho.	29
Tabela 2 – Sumário da suportabilidade à faltas de parques eólicos para diferentes países.	41
Tabela 3 – Síntese da Revisão Bibliográfica	46
Tabela 4 – Valores por unidade de fluxo de acordo com o tipo de afundamento	74
Tabela 5 – Ganhos dos Controladores do Sistema.	90
Tabela 6 – Nível de impacto do distúrbio.	100
Tabela 7 – Estudo de casos.	106
Tabela 8 – Proteção <i>Crowbar</i> , na Barra 02	106
Tabela 9 – Análise Numérica na Barra 02.	109
Tabela 10 – Proteção <i>Crowbar</i> , na Barra 03	109
Tabela 11 – Análise Numérica na Barra 04.	111
Tabela 12 – Variação da resistência <i>crowbar</i> , no sistema teste de 14 barras	112
Tabela 13 – Valores numéricos do sistema-teste IEEE 14 barras.	114
Tabela 14 – Comparação do método proposto com o tradicional - corrente rotórica.	114
Tabela 15 – Comparação do método proposto com o tradicional - corrente estatórica.	116
Tabela 16 – Comparação do método proposto com o tradicional - torque eletromagnético.	116
Tabela 17 – Comparação do método proposto com o tradicional - tensão no barramento.	117
Tabela 18 – Comparação do método proposto com o tradicional - potência ativa e reativa.	118
Tabela 19 – Comparação do método proposto com o LCS - tensão no barramento.	118
Tabela 20 – Comparação do método proposto com o tradicional - potência ativa e reativa.	119

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AMT Afundamentos Momentâneos de Tensão

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

DFIG Gerador de Indução de Dupla Alimentação - *Doubly-Fed Induction Generator*

DTC Controle Direto de Torque - *Direct Torque Control*

DVR Restaurador Dinâmico de Tensão

GSC Conversor do lado da Rede - *Grid Side Converter*

IGBT Transistor Bipolar de Porta Isolada - *Insulated Gate Bipolar Transistor*

LCS Limitador de Corrente de Falta

LMI Desigualdade Matricial Linear - *Linear Matrix Inequality*

LPV Variação Linear de Parâmetros

LQR Controlador Linear Quadrático - *Linear Quadratic Regulator*

LVRT Suportabilidade a Afundamento de Tensão - *Low-Voltage Ride Through*

MPPT Ponto de Rastreamento de Máxima Potência - *Maximum Power Point Tracking*

NPC Conversor com Neutro Grampeado - *Neutral-Point Clamped*

ONS Operador Nacional do Sistema Elétrico

PMSG Gerador Síncrono de Ímã Permanente-*Permanent Magnet Synchronous Generator*

PRODIST Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PROINFA Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PAC Ponto de Acoplamento Comum

P.U. Por Unidade

PI Proporcional Integral

PWM Modulação por Largura de Pulso - *Pulse Width Modulation*

RSC Conversor do lado do Rotor - *Rotor Side Converter*

SCIG Gerador de Indução de Rotor Gaiola de Esquilo - *Squirrel Cage Induction Generator*

SDBR Resistência de frenagem dinâmica - *Series Dynamic Braking Resistor*

SDR Resistor Dinâmico em Série - *Series Dynamic Resistor*

SEP Sistema Elétrico de Potência

SD Sistema de Distribuição

SMC Controle em Modo Deslizante - *Sliding Mode Control*

ST Sistema de Transmissão

THD Distorção Harmônica - *Total Harmonic Distortion*

VSC Conversores Fonte de Tensão - *Voltage Source Converter*

VTDC Variação de Tensão de Curta Duração

WECS Sistema de Conversão da Energia Eólica - *Wind Energy Conversion System*

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área varrida pelas pás
α	Ângulo de ataque
β	Ângulo de passo
C_p	Coefficiente de Potência
D	Coefficiente de atrito
d	Eixo direto
\vec{f}	Fasor espacial
h	Altura da torre
J_{wg}	Inércia da turbina eólica
λ	Velocidade de ponta da pá
λ_i	Grandeza intermediária no cálculo de C_p
$\vec{\lambda}_r^e$	Fluxo do rotor no referencial síncrono
$\vec{\lambda}_s^e$	Fluxo do estator no referencial síncrono
L_m	Indutância mútua
L_{rr}	Indutância própria do rotor
L_{ss}	Indutância própria do estator
P	Potência ativa
Q	Potência reativa
q	Eixo em quadratura
R	Comprimento da pá
R_r	Resistência do rotor
R_s	Resistência do estator
ρ	Densidade do ar
s	Escorregamento
T_e	Torque eletromagnético
T_g	Torque eletromagnético do gerador

T_w	Torque aerodinâmico da turbina
θ_{wtr}	Amostragem rotacional
v	Velocidade do vento
v_m	Velocidade média do vento
v_t	Velocidade da componente turbulenta do vento
v_{eq}	Velocidade equivalente do vento
v_{hub}	Velocidade no cubo
ω_r	Velocidade mecânica da máquina
w_t	Velocidade rotacional da turbina
W_{wtr}	Velocidade do rotor da turbina
z_o	Rugosidade
$\Re \Im$	Parte Real e Imaginária do número complexo
*	Referencial

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Relevância da Tese	23
1.2	Objetivos	24
1.3	Contribuições da Tese	24
1.4	Produção Intelectual	24
1.5	Organização do Trabalho	25
2	ESTADO DA ARTE	26
2.1	Velocidade do Vento	27
2.2	Modelo Aerodinâmico da Turbina Eólica	29
2.3	Modelo Mecânico da Turbina Eólica	30
2.4	Modelo Elétrico da Turbina Eólica	31
2.4.1	<i>Gerador de Indução Dupla Alimentação</i>	31
2.4.1.1	<i>Regime Dinâmico e Permanente</i>	32
2.5	Conversores Eletrônicos de Potência	38
2.6	Código de Rede	39
2.6.1	<i>Suportabilidade a Afundamentos de Tensão</i>	39
2.7	Revisão Bibliográfica	41
2.7.1	<i>Técnicas Para o Controle Operacional de Aerogeradores DFIG</i>	41
2.7.2	<i>Síntese da Revisão Bibliográfica</i>	45
2.8	Resumo	46
3	SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA OS AEROGERADORES	47
3.1	Limitador de Corrente de Falta Supercondutor - LCS	47
3.2	<i>DC-Chopper</i>	49
3.3	<i>Crowbar</i>	50
3.4	Resumo	54
4	ANÁLISE DOS AEROGERADORES EM RELAÇÃO ÀS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO	55
4.1	Caracterização dos Afundamentos de Tensão	56
4.2	Desempenho do DFIG diante dos Afundamentos de Tensão	57
4.3	Afundamentos Simétricos	58

4.3.1	<i>Afundamento de Tensão Total</i>	59
4.3.2	<i>Afundamento de Tensão Parcial</i>	61
4.3.3	<i>Falta Trifásica</i>	62
4.4	Afundamentos Assimétricos	66
4.4.1	<i>Falta Monofásica</i>	67
4.4.2	<i>Falta Bifásica</i>	70
4.5	Modelo DFIG Durante os Afundamentos de Tensão	73
4.6	Resumo	74
5	PROPOSIÇÃO DE ESTRATÉGIA PARA CONTROLE E PROTEÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA	75
5.1	Modelo da Velocidade do Vento	75
5.2	Estratégia de Controle Proposta	75
5.2.1	<i>DFIG Conectado ao Sistema Elétrico</i>	76
5.2.1.1	<i>Filtro de Rede</i>	77
5.2.1.2	<i>Barramento CC</i>	78
5.2.2	<i>Orientação ao Fluxo</i>	79
5.2.2.1	<i>Orientação do Fluxo do Estator</i>	79
5.2.2.2	<i>Orientação do Fluxo de Rede</i>	80
5.2.3	<i>Controle do Conversor do Lado do Rotor (RSC)</i>	81
5.2.3.1	<i>Controle da Corrente no Rotor</i>	82
5.2.4	<i>Controle do Conversor do Lado da Rede (GSC)</i>	84
5.2.4.1	<i>Controle da Corrente na Rede</i>	85
5.3	Controle do Ângulo de Passo	88
5.4	Estratégia do Controle Digital	89
5.5	Estratégia de Proteção Crowbar Proposta	90
5.5.1	<i>Seleção Adaptativa da Resistência do Crowbar</i>	94
5.5.2	<i>Estratégia de Controle do Crowbar</i>	96
5.6	Resumo	98
6	ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS	99
6.1	Descrição dos Sistemas-Testes Simulado	99
6.2	Comparação da Estratégia de Controle Proposta × Estratégia Tradicional	101

6.3	Resultados das Simulações do Sistema de Proteção Proposto	105
6.4	Comparação do Método de Controle Proposto com Métodos Tradicionais	114
6.5	Resumo	120
	7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	121
7.1	Trabalhos Futuros	123
	REFERÊNCIAS	124

INTRODUÇÃO

O crescente interesse em fontes complementares de geração de energia em contraponto às fontes convencionais, a energia eólica vem crescendo significativamente no espaço da matriz energética nacional. No Brasil, essa geração vem apresentando um crescimento com predominância na região Nordeste. Com este aumento, estas precisam agir de forma semelhante às fontes tradicionais contribuindo para o equilíbrio do sistema.

A energia eólica tornou-se realidade na geração de novas fontes energéticas, devido à sua viabilidade econômica, competitividade, custo/benefício de exploração e por apresentar um rápido desenvolvimento tecnológico (ACKERMANN *et al.*, 2005), (HEIER, 2014). Em 2010, mais de 10% da energia elétrica da Europa provinha deste tipo de fonte (HANSEN; MICHALKE, 2007). Atualmente a indústria produtora de energia eólica da Europa tem como meta atingir 180 GW em 2020 e 300 GW no final de 2030. A participação da energia eólica na produção energética no Brasil ainda apresenta pequena parcela, porém é o país da América Latina que mais tem investido nesse tipo de geração, segundo o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). A perspectiva do setor é que a capacidade instalada siga crescendo. Estão sendo contratados ou em construção mais 4,6 GW, e previstos para entregar para 2023 ao menos 19,7 GW, o qual um dos fatores que se destaca é a qualidade do vento.

A capacidade total de 15 GW da energia eólica no Brasil vem de mais de 7 mil aerogeradores instalados em 601 parques eólicos distribuídos em 12 estados do país. O Nordeste concentra 86% da produção, com destaque para os estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Ceará e Piauí; fora desta região, o principal produtor é o Rio Grande do Sul. A média mundial do fator de capacidade está em cerca de 25%, e a média brasileira em 2018 foi de 42%, sendo que no Nordeste é bastante comum que parques passem dos 80%. Isso faz com que a produção dos aerogeradores instalados em solo brasileiro seja muito maior que as mesmas máquinas em outros países (BLUEVISION, 2020).

O processo de conversão da energia eólica é viabilizado por geradores de velocidade fixa ou velocidade variável. A potência gerada pelo de velocidade variável tende a ser maior que os de velocidade fixa, pois os mesmos melhoram o desempenho dinâmico da turbina reduzindo o ruído nas situações de baixas velocidades de vento (MORREN; HAAN, 2005). Dentre eles, destacam-se o Gerador de Indução de Dupla Alimentação - *Doubly-Fed Induction Generator* (DFIG) e o Gerador Síncrono de Ímã Permanente-*Permanent Magnet Synchronous Generator* (PMSG).

Segundo Datta e Ranganathan (2002), o DFIG vem sendo muito utilizado nos últimos anos no sistema eólico, devido às suas vantagens, como controle de velocidade variável e fator de potência ajustável dado pelos conversores, o que evita a necessidade de inserir banco de capacitores. O fator de potência do DFIG não necessariamente precisa ser unitário, pois depende da corrente i_{dr} e da tensão do terminal do estator. O DFIG tem o estator conectado diretamente à rede elétrica e o rotor por meio de conversores CA/CC/CA de topologia *back-to-back*, que trabalha com cerca de 25-30% da potência total da máquina. O conversor é capaz de controlar a potência ativa e reativa nos quatro quadrantes. A topologia é de grande importância, uma vez que a geração eólica provoca problemas no sistema de distribuição de energia no qual está conectado, tais como instabilidade e problemas de qualidade de energia.

Para que os aerogeradores operem de forma correta no sistema, os países adotam padrões de operação identificados como códigos de rede, *Grid Codes*. Estes exigem que os aerogeradores suportem afundamentos de tensão por um período determinado, efeito conhecido como Suportabilidade a Afundamento de Tensão - *Low-Voltage Ride Through* (LVRT). Além disso, também determinam que os parques eólicos tenham capacidade de controle das potências ativa e reativa na saída. Os códigos apresentam um conjunto de exigências e sugestões para a adequação da conexão do parque eólico à rede elétrica, e para mantê-los conectados durante os afundamentos, grande parte dos trabalhos que abordam o desempenho do DFIG descrevem formas de melhorar a suportabilidade, e uma delas é o uso do dispositivo *crowbar* (LOPEZ *et al.*, 2007), o qual consiste em um conjunto de resistências externas de alta densidade de dissipação de energia conectadas aos enrolamentos do rotor ou estator. O objetivo dessa proteção é, durante os instantes iniciais do afundamento, aumentar a resistência dos enrolamentos do rotor, a fim de proporcionar amortecimento no fluxo magnético. Com isso, conter picos de correntes nos enrolamentos do rotor e do estator, protegendo, principalmente, o conversor do lado da máquina, evitando que os interruptores eletrônicos sejam avariados devido aos efeitos negativos das sobrecorrentes.

1.1 Relevância da Tese

No passado, a maioria dos códigos e padrões de rede não exigiam que as turbinas eólicas suportassem o sistema de energia durante uma perturbação. Assim, durante um curto-circuito no sistema ou queda repentina de frequência, as turbinas eram desligadas automaticamente. Entretanto, com o crescimento da inserção de energia eólica no sistema elétrico, fica inviável a desconexão de todos os aerogeradores, visto que se todas as turbinas forem desconectadas em regime de falta, os geradores renováveis não conseguiriam suportar a tensão e frequência da rede no período durante e pós falta. Isso causaria grandes problemas para a estabilidade do sistema, visto que os parques eólicos teriam que continuar a operar durante os distúrbios e suportar a tensão e frequência de rede. Desta forma, os códigos de rede estão sendo revisados para refletir essas novas normas de qualidade.

A tecnologia DFIG nos aerogeradores, com conversores em escala parcial, apresentam-se sensíveis às perturbações do sistema, especialmente às quedas de tensão. As faltas, mesmo longe da localização do sistema eólico, podem causar uma queda de tensão no ponto de conexão comum da turbina, e essa queda abrupta provoca sobrecorrente nos enrolamentos do rotor e sobretensão no barramento, ocasionando excesso de velocidade da turbina eólica. Deste modo, muitos trabalhos de pesquisa vêm sendo realizados sobre a capacidade LVRT dos aerogeradores DFIG sob falta na rede. Essas estratégias de LVRT podem ser divididas em método ativo e método passivo com dispositivos adicionais de proteção de *hardware*.

Para atender às determinações normativas dos códigos de rede, dentre outras exigências como melhorar a capacidade de manter a continuidade operativa do sistema eólico, muitas pesquisas sobre estratégias de controle e proteção têm sido desenvolvidas (BARROS; MOTA, 2006), (MENDES *et al.*, 2015). Em geral, recorre-se ao uso de circuitos auxiliares (*hardware*) e/ou estratégias de controle (*software*). Esta Tese inova-se nesse contexto e propõe uma nova estratégia de controle e proteção para aumentar a capacidade de suportabilidade dos aerogeradores durante os afundamentos momentâneos de tensão. A nova estratégia utiliza um controle que direciona o sistema a um fluxo virtual de rede, com o propósito de garantir uma melhor estabilidade e qualidade de energia. Utiliza também, um sistema adaptativo de resistência do *crowbar*, para atender a demanda do grau de afundamento ocasionado no sistema. Para atingir esses objetivos realizou-se um estudo da influência dos afundamentos de tensão nos sistemas eólicos com DFIG, com soluções convencionais, com propósito de melhorar a robustez do sistema quando submetido a afundamentos de tensão.

1.2 Objetivos

O objetivo desta Tese foi propor o desenvolvimento de um sistema integrado de controle e proteção, por meio da modelagem computacional de um complexo eólico com tecnologia DFIG, diante das influências dos afundamentos e com a finalidade de atender os códigos de rede. E como o objetivo específico, tem se:

- Desenvolver uma estratégia de controle e proteção para melhorar a suportabilidade dos aerogeradores sob condições de afundamentos de tensão advindos da rede de conexão.

1.3 Contribuições da Tese

As contribuições presumidas da Tese são:

- Desenvolvimento de uma nova estratégia de proteção *crowbar*, para os diversos tipos de afundamentos de tensão, por meio da seleção matemática e adaptativa da resistência ao sistema não-linear.
- Desenvolvimento da estratégia de controle discreto alimentado pela tensão de rede para o sistema eólico interligado à rede, visando redução dos impactos na qualidade de energia, em função dos diversos regimes e transitoriedade do vento.
- Determinação do tempo crítico de eliminação de falta.

1.4 Produção Intelectual

As principais publicações decorrentes da pesquisa foram:

1. **SILVA, S. O.**; NEVES, W. L. A.; MOTA, W. S. Seleção da Resistência do Crowbar Ativo para Afundamentos de Tensão em Geradores Eólicos Equipados com DFIG. In: Congresso Brasileiro de Automática, 2018, João Pessoa. CBA - Congresso Brasileiro de Automática - João Pessoa - PB - 2018. João Pessoa: , 2018.
2. **SILVA, S. O.**; NEVES, W. L. A.; MOTA, W. S. Space Vector PWM Nine Switch Converter Topology. In: Congresso Brasileiro de Automática, 2018, João Pessoa. CBA - Congresso Brasileiro de Automática - João Pessoa - PB - 2018. João Pessoa: , 2018.

3. SANTOS, N. I. L.; SILVA, S. O.; CORREA, M. B. Desenvolvimento de uma Interface Gráfica para Análise de Máquinas Elétricas de Indução In: Congresso Brasileiro de Educação em Engenharia, 2017, Joinville, Santa Catarina. Inovação no Ensino/ Aprendizagem em Engenharia., 2017.
4. SILVA, S. O.; NEVES, W. L. A.; MOTA, W. S. A DFIG Wind Generator Crowbar Protection Scheme for Voltage Sags. IEEE PES Transactions on Sustainable Energy, 2020 (submetido)

1.5 Organização do Trabalho

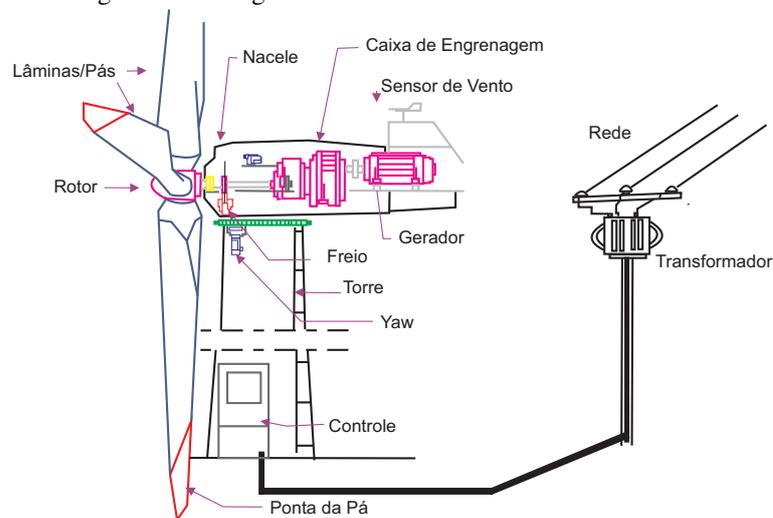
Esta Tese está organizada em 7 capítulos. Após este capítulo introdutório, tem-se a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2 apresenta-se o estado da arte do tema a ser desenvolvido, sendo abordados alguns dos principais conceitos sobre geração eólica, máquina de indução duplamente alimentada, os códigos de rede que regem normas para a garantia da qualidade no fornecimento do serviço para interconexão dos aerogeradores à rede elétrica e uma revisão bibliográfica abordando as técnicas para o controle operacional de aerogeradores DFIG.
- No Capítulo 3 são apresentadas algumas alternativas para sistemas de proteção para os aerogeradores em relação aos afundamentos de tensão.
- No Capítulo 4 apresenta-se a análise dos curto-circuitos sob condições variáveis de vento e quando as faltas são introduzidas no sistema.
- No Capítulo 5 apresenta-se o método proposto para estratégia de controle e proteção para o sistema sob afundamentos de tensão.
- No Capítulo 6 apresenta-se as análises computacionais do método de controle e proteção propostos.
- No Capítulo 7 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

ESTADO DA ARTE

A estrutura da turbina eólica de eixo horizontal é apresentada na Figura 1. O rotor compreende as lâminas/pás, o qual é responsável pela conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica e por uni-las ao sistema de transmissão. A nacelle é a cabine que abriga a caixa de engrenagem, o gerador e parte das unidades de controle. A torre constitui o elemento de sustentação da nacelle, e deve ter altura elevada para reduzir a probabilidade de turbulências, pois capta uma melhor velocidade de vento.

Figura 1 – Aerogerador de eixo horizontal conectado à rede.



Fonte: Autoria Própria.

Para o desenvolvimento de um sistema de geração que se utiliza o vento como “combustível”, são necessários vários estudos que avaliem a viabilidade do projeto. Um sistema eólico é constituído por componentes que devem trabalhar em harmonia de forma a propiciar um bom rendimento. Para efeito de estudo da conversão eólica, existem muitos conceitos que devem ser bem compreendidos, dentre eles, vale ressaltar a relevância das variáveis de interesse, como a velocidade do vento e os modelos aerodinâmico, mecânico e elétrico.

2.1 Velocidade do Vento

Para implantação de um parque eólico, a primeira atividade a ser desenvolvida é a medição periódica do vento. Um tratamento estatístico deve e pode ser feito para obter um diagrama de frequências da ocorrência da velocidade, tipicamente integralizadas em uma média de 10 minutos, a cada duas vezes por semana (ROSAS, 2004).

A velocidade do vento é diferente em cada posição das pás no rotor. Como a velocidade de rotação depende do gerador, assume-se que a energia elétrica produzida pela velocidade média equivalente seja a mesma produzida por uma turbina. O procedimento de tomar a velocidade média do vento e estimar a energia média como base, pode se obter resultados não realistas, devido à variação aleatória do vento. Uma simplificação comum é assumir o equilíbrio térmico da atmosfera, dado que a turbulência é resultante do atrito do ar com a terra, devido à rugosidade do solo. Assim, a velocidade do vento pode ser modelada pela soma das componentes determinística e estocástica:

$$v(t) = v_m(t) + v_t(t), \quad (1)$$

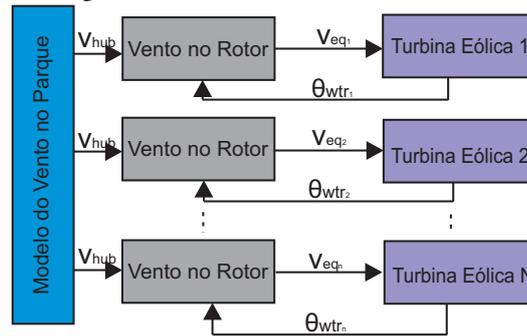
sendo, $v_m(t)$ a componente de baixa frequência e $v_t(t)$ a componente de turbulência.

Para se fazer a previsão da velocidade do vento na turbina, os modelos levam em consideração as mudanças rápidas causadas principalmente pela turbulência. A variação da velocidade do vento na modelagem tende a desempenhar um papel importante na análise da qualidade de energia e sua interação com o sistema. O modelo é baseado na descrição espectral da turbulência, juntamente com o efeito da amostragem rotacional de cada lâmina. As variações espaciais da turbulência e as sombras das torres estão incluídas no modelo de amostragem rotacional, o qual é adicionado devido às rápidas flutuações de energia durante a operação contínua do aerogerador.

A estrutura do modelo do vento no parque da Figura 2, é construído em duas etapas. A primeira etapa representa o modelo de vento que simula a velocidade no rotor (v_{hub}), dada a altura da torre. E a segunda etapa representa o modelo do vento no rotor, que inclui a influência da amostragem rotacional (θ_{wtr}) e a integração ao longo das pás quando estão girando. A velocidade equivalente do vento (v_{eq}) é usada como entrada para simplificar o modelo aerodinâmico da turbina, que é essencialmente uma média ponderada da velocidade ao longo das pás.

A Figura 3 apresenta a posição do rotor calculada pela integração da velocidade do vento em cada pá da turbina. O filtro Kaimal aplicado aos números aleatórios que simulam a velocidade do vento, dado a turbulência, é introduzida nas funções de admitância, representando o efeito de

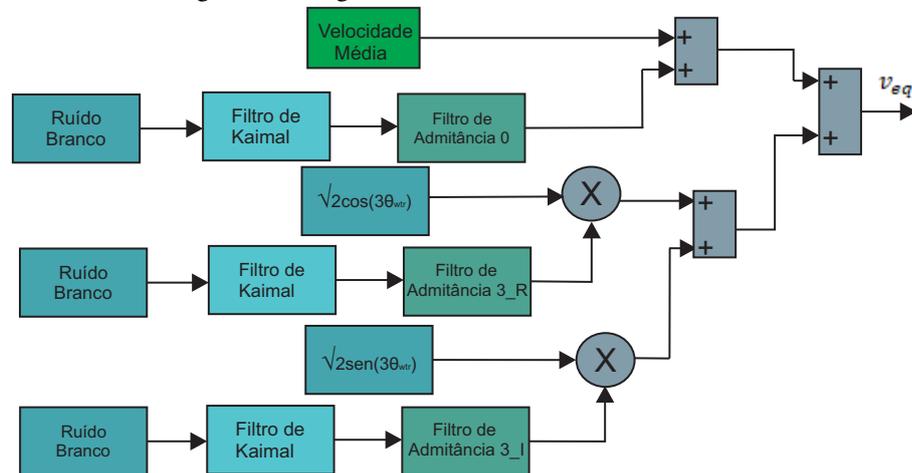
Figura 2 – Estrutura do modelo do vento.



Fonte: Autoria Própria.

suavização na área do rotor. Os três componentes são adicionados resultando na parte estocástica adicionada à determinística, conforme Equação (1).

Figura 3 – Diagrama de blocos da velocidade do vento.



Fonte: Autoria Própria.

A velocidade média do vento é inserida como parte do módulo determinístico e a posição do rotor de cada turbina ($3\theta_{wtr}$), é realimentada a partir do modelo mecânico. O ruído branco representa a turbulência em cada pá. O filtro Kaimal converte o sinal do ruído branco em sinal espectral normalizado, que representa a turbulência no projeto. Os parâmetros do filtro podem ser modificados de modo a se considerar diferentes velocidades do vento, intensidades e escalas de comprimento da turbulência. O filtro de admitância pode ser entendido como um procedimento de suavização para as variações da turbulência que são transferidas para a potência mecânica. No entanto, o efeito de redução é muito maior em comparação com a função de admitância, porque a coerência decai muito devido à frequência mais alta (três vezes a velocidade de rotação) (ROSAS, 2004).

2.2 Modelo Aerodinâmico da Turbina Eólica

O modelo aerodinâmico da turbina permite o cálculo do torque ou da potência mecânica aplicada ao eixo do rotor. O modelo depende da velocidade do vento, do ângulo de passo, do tipo de turbina, da quantidade de pás e do controle do ângulo, mas independe do tipo do gerador elétrico ou do tipo de controle utilizado nos conversores. Assim, a potência extraída do vento pela turbina é:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v_w^3 C_p(\lambda, \beta), \quad (2)$$

sendo, ρ a densidade do ar, v_w a velocidade do vento, A a área varrida pelas pás da turbina e $C_p(\lambda, \beta)$ o coeficiente de potência, a qual $\lambda = \frac{\omega_t R}{v_w}$.

O coeficiente de potência, C_p , depende do ângulo de passo das pás, β e da relação linear entre a velocidade do vento e a velocidade de ponta da pá, λ . Esse coeficiente indica a eficiência que a turbina transforma a energia cinética em mecânica. Segundo o limite de Betz, para turbinas de eixo horizontal com três pás, o valor máximo possível é aproximadamente 0,593 (AKHMATOV, 2003). As Equações (3) e (4), foram propostas por Heier (2014):

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \right) e^{-\frac{c_5}{\lambda_i}} + c_6 \lambda, \quad (3)$$

em que λ_i é dado por:

$$\lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + c_7 \beta} - \frac{c_8}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}. \quad (4)$$

Na Tabela 1 é apresentado os valores para os coeficientes propostos por Heier para turbinas de velocidade variável:

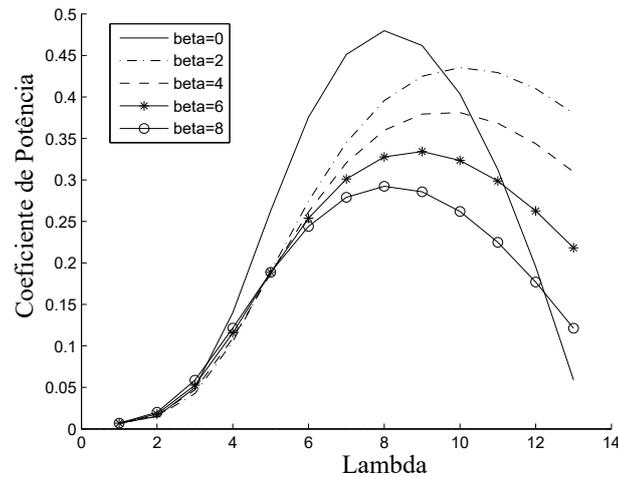
Tabela 1 – Valores das constantes para cálculo do coeficiente de desempenho.

Autor	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8
Heier	0,5176	116	0,4	5	21	0,0068	0,8	0,035

Fonte: Adaptado de Ackerman (2005).

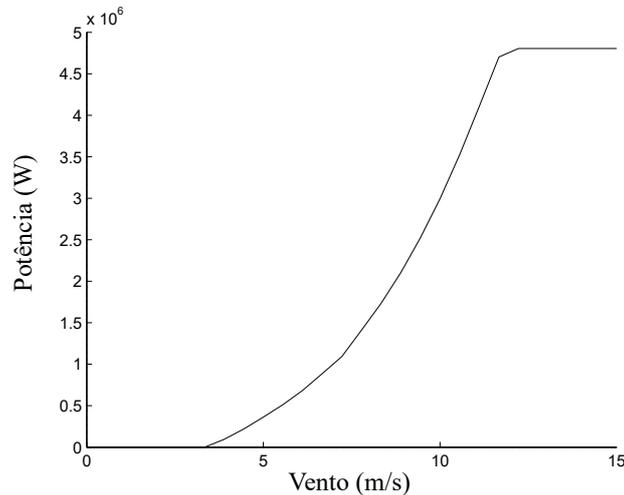
Usualmente os projetos das turbinas eólicas tem buscado a minimização do custo de geração, o que resulta em coeficientes de potência de valor médio na ordem de 0,2 a 0,5. A Figura 4 apresenta a curva típica do $C_p \times \lambda$ para diferentes ângulos de passo.

Para $\beta = 0$, o C_p é máximo ($C_p = 0,48$) quando $\lambda = 8,1$. Estes valores particulares de λ e C_p correspondem aos respectivos valores nominais, conforme apresentado na Figura 5.

Figura 4 – Coeficiente de potência em relação λ, β .

Fonte: Autoria Própria.

Figura 5 – Curva MPPT da turbina eólica.



Fonte: Autoria Própria.

As turbinas são projetadas para fornecerem a máxima potência mecânica, no entanto, devido aos limites da turbina, do gerador e dos conversores de potência, ventos com produção de potência superior à nominal deverão ser desperdiçados para não danificar o conjunto. Para evitar que a produção seja superior recorre-se ao controle da potência.

2.3 Modelo Mecânico da Turbina Eólica

No modelo mecânico, a ênfase é dada às partes da estrutura dinâmica da turbina que contribuem para a interação à rede. Por conseguinte, apenas o sistema de acionamento é considerado, pois parte da turbina tem o impacto mais significativo na potência de saída, enquanto as outras partes da estrutura, como os modos de flexão de torre e *flap*, (rigidez à flexão em torna da corda

do aerofólio da lâmina), podem ser negligenciados.

Ao desconsiderar a dinâmica das partes mecânicas, o sistema de acionamento pode ser modelado com uma única massa. Como existe uma caixa de engrenagem, as altas velocidades são direcionadas para o lado da baixa velocidade. Assim, o modelo concentrado do sistema de acionamento mecânico é expresso por:

$$J_{wg} \frac{dW_{wtr}}{dt} = T_w - T'_g - DW_{wtr}, \quad (5)$$

sendo, J_{wg} a inércia da turbina eólica e gerador, W_{wtr} a velocidade do rotor da turbina, T_w o torque aerodinâmico, T'_g o torque eletromagnético do gerador referente ao lado de baixa velocidade, e D o coeficiente de atrito.

A modelagem do sistema de acionamento mecânico da turbina tem impacto na análise transitória do sistema eólico em situações de falta externa por curto-circuito. O sistema de acionamento pode ser modelado pelo uso do modelo concentrado ou modelo de eixo. No modelo de eixo, a resposta transitória do sistema está suscetível a oscilações relativamente altas, enquanto a do modelo concentrado quase não contém oscilações, sendo o mais usual no mercado eólico.

2.4 Modelo Elétrico da Turbina Eólica

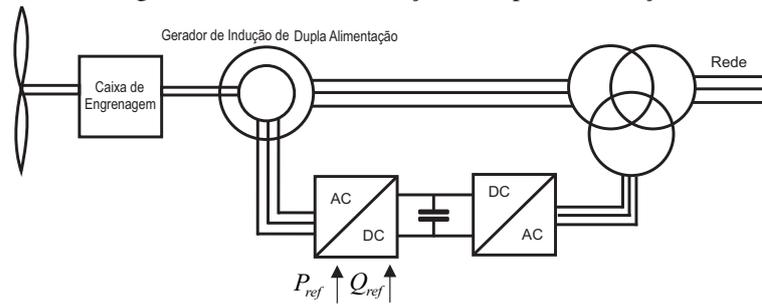
O gerador elétrico converte a potência mecânica da turbina em elétrica, que pode alimentar a rede isolada ou conectada ao sistema de distribuição ou transmissão. Os tipos de máquinas elétricas mais comuns utilizados como geradores eólicos são: indução com rotor em gaiola de esquilo, indução de dupla alimentação, relutância variável e síncronas de ímã permanente.

2.4.1 Gerador de Indução Dupla Alimentação

O gerador de indução duplamente alimentado apresentado na Figura 6, possui o rotor com enrolamentos que são utilizados para o controle da máquina conectados ao sistema de energia, por meio de conversores eletrônicos, que permite a operação em velocidade variável, o que aumenta a possibilidade de captura da energia do vento.

O gerador pode entregar energia ao sistema acima ou abaixo da velocidade síncrona. O escorregamento varia com o fluxo de potência por meio do circuito do conversor, em que o valor da potência do conversor é aproximadamente de 30% do valor da potência da turbina, possibilitando uma variação da velocidade do rotor de $\pm 30\%$ da velocidade nominal.

Figura 6 – Gerador de indução de dupla alimentação.



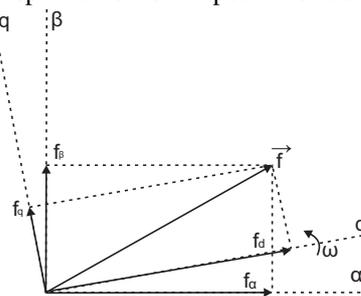
Fonte: Autoria Própria.

2.4.1.1 Regime Dinâmico e Permanente

O modelo dinâmico da máquina de indução baseia-se em modelos tradicionais, realizando, entretanto, adaptações para sua representação. Partindo originalmente do equacionamento da máquina trifásica sob as diversas transformações de coordenadas, pode-se obter a descrição do sistema de eixos bifásicos para o desenvolvimento do controle rente a turbina-gerador.

Para simplificar o modelo, reduzindo o número de equações diferenciais proposto por Kovács (1983), a notação vetorial utiliza o conceito de fasores espaciais e sua decomposição em eixos coordenados, conforme apresentado na Figura 7. Os eixos podem estar fixos no estator, representados pelos índices de α e β . O modelo simplificado da máquina é adequado para estudos de estabilidade, pois é possível incluir outras características que são desprezadas e assim, considerar outros efeitos dinâmicos.

Figura 7 – Fasor espacial e suas componentes nos eixos coordenados.



Fonte: Autoria Própria.

O eixo α é alinhado a uma das fases do estator da máquina e o eixo β adiantado 90° . Para os eixos coordenados fixos no estator ou girando a uma velocidade arbitrária, tem-se o referencial representado pelos índices d (eixo direto) e q (eixo em quadratura). O fasor espacial (\vec{f}) representa as variáveis da máquina como tensão, corrente, fluxo do estator e rotor, e suas componentes nos dois eixos coordenados estacionário ($\alpha\beta$) e girante (dq).

Quando a velocidade de referência é igual a síncrona, $\omega = \omega_s$, tem-se o referencial

síncrono. Neste caso, os fasores são definidos em relação às grandezas de fase por eixos fixos no estator e rotor:

$$\vec{v}_x = \frac{2}{3}(v_{ax} + av_{bx} + a^2v_{cx}) = v_{x\alpha} + jv_{x\beta}, \quad (6)$$

$$\vec{i}_x = \frac{2}{3}(i_{ax} + ai_{bx} + a^2i_{cx}) = i_{x\alpha} + ji_{x\beta}, \quad (7)$$

$$\vec{\lambda}_x = \frac{2}{3}(\lambda_{ax} + a\lambda_{bx} + a^2\lambda_{cx}) = \lambda_{x\alpha} + j\lambda_{x\beta}. \quad (8)$$

Visando o modelo orientado a um único referencial, adotou-se uma orientação arbitrária ($\omega = \omega_a$) para os fasores do estator e rotor, respectivamente:

$$\vec{v}_s^a = \vec{v}_s e^{-j\theta_a}, \quad (9)$$

$$\vec{i}_s^a = \vec{i}_s e^{-j\theta_a}, \quad (10)$$

$$\vec{\lambda}_s^a = \vec{\lambda}_s e^{-j\theta_a}, \quad (11)$$

$$\vec{v}_r^a = \vec{v}_r e^{-j(\theta_a - \theta_r)}, \quad (12)$$

$$\vec{i}_r^a = \vec{i}_r e^{-j(\theta_a - \theta_r)}, \quad (13)$$

$$\vec{\lambda}_r^a = \vec{\lambda}_r e^{-j(\theta_a - \theta_r)}. \quad (14)$$

Para os vetores estacionários em relação ao referencial adotado e para que se permita uma orientação em diversas grandezas eletromagnéticas da máquina, fez-se a velocidade arbitrária igual à velocidade angular síncrona do sistema, gerando o referencial síncrono, dado $L_m = \frac{3}{2}L_{ms}$:

$$\vec{v}_s^e = R_s \vec{i}_s^e + \frac{d}{dt} \vec{\lambda}_s^e + j\omega_s \vec{\lambda}_s^e, \quad (15)$$

$$\vec{\lambda}_s^e = L_{ss} \vec{i}_s^e + L_m \vec{i}_r^e, \quad (16)$$

$$\vec{v}_r^e = R_r \vec{i}_r^e + \frac{d}{dt} \vec{\lambda}_r^e + j(\omega_s - \omega_r) \vec{\lambda}_r^e, \quad (17)$$

$$\vec{\lambda}_r^e = L_{rr} \vec{i}_r^e + L_m \vec{i}_s^e. \quad (18)$$

Com a notação fasorial, as potências ativa (P_s), reativa (Q_s) e o conjugado eletromagnético (T_e) podem ser calculados como:

$$P_s = \frac{3}{2} \Re(\vec{v}_s \vec{i}_s^*), \quad (19)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} \Im(\vec{v}_s \vec{i}_s^*), \quad (20)$$

$$T_e = \frac{3}{2} \Im(\vec{\lambda}_s^* \vec{i}_s). \quad (21)$$

Para análise em regime permanente da máquina, as taxas de variação do fluxo são consideradas nulas, ou seja:

$$\frac{d}{dt} \vec{\lambda}_s = \frac{d}{dt} \vec{\lambda}_r = 0. \quad (22)$$

Portanto, ao reescrever as equações diante das análises apresentadas, obtém-se as expressões de tensão que servem como base para o estudo em regime permanente:

$$\vec{V}_s = R_s \vec{I}_s + j\omega_s \vec{\lambda}_s, \quad (23)$$

$$\vec{V}_r = R_r \vec{I}_r + j(\omega_s - \omega_r) \vec{\lambda}_r. \quad (24)$$

Dada as equações para os circuitos de estator e rotor nos eixos coordenados dq , pode-se calcular as variáveis de interesse como conjugado, potência ativa e reativa em função da velocidade ou escorregamento:

$$V_{sd} = R_s I_{sd} - \omega_s L_{ss} I_{sq} - \omega_s L_m I_{rq}, \quad (25)$$

$$V_{sq} = R_s I_{sq} + \omega_s L_{ss} I_{sd} + \omega_s L_m I_{rd}, \quad (26)$$

$$V_{rd} = R_r I_{rd} - (\omega_s - \omega_r) L_{rr} I_{rq} - (\omega_s - \omega_r) L_m I_{sq}, \quad (27)$$

$$V_{rq} = R_r I_{rq} + (\omega_s - \omega_r) L_{rr} I_{rd} + (\omega_s - \omega_r) L_m I_{sd}. \quad (28)$$

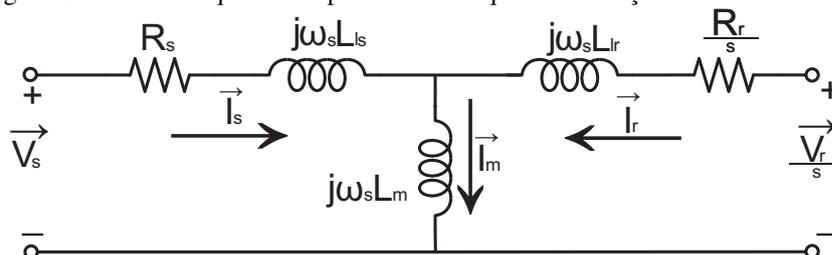
O escorregamento da máquina (29), representado por “s” é dado por:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s}. \quad (29)$$

sendo ω_r é a velocidade mecânica da máquina.

Um grande número de máquinas de indução possui o rotor em curto-circuito, mas quando necessário, o controle da corrente rotórica utiliza a máquina de indução com rotor bobinado, conforme apresentado na Figura 8.

Figura 8 – Circuito equivalente por fase da máquina de indução com rotor bobinado.

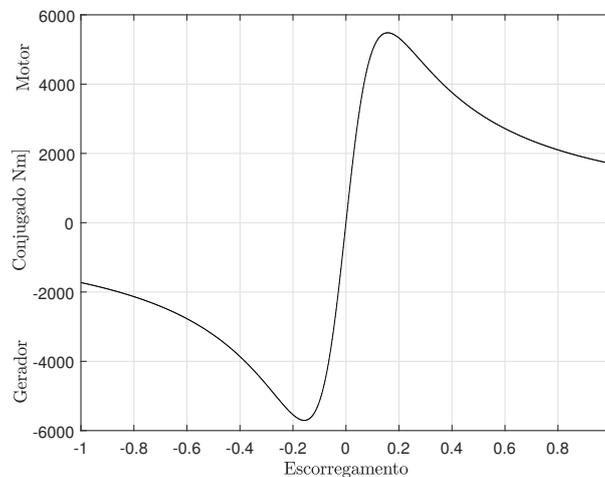


Fonte: Adaptado Barros (2006)

Com o acesso aos terminais de rotor da máquina, por meio das escovas e anéis deslizantes, tem-se a possibilidade de aplicar tensões e, conseqüentemente, controlar as correntes no circuito de rotor. Para a máquina de indução de 1,5 MW, 575 V e 60 Hz como parâmetros, foram obtidas as características operativas em regime permanente em função do escorregamento com intervalo de $-1 < s < 1$, considerando inicialmente nula a tensão aplicada no rotor.

Na Figura 9 apresenta-se o conjugado eletromagnético em função do escorregamento, observam-se os modos de operação da máquina. A operação com escorregamento positivo caracteriza a máquina como motor e a operação com escorregamento negativo, como gerador.

Figura 9 – Conjugado eletromagnético para a máquina assíncrona de 1,5 MW.



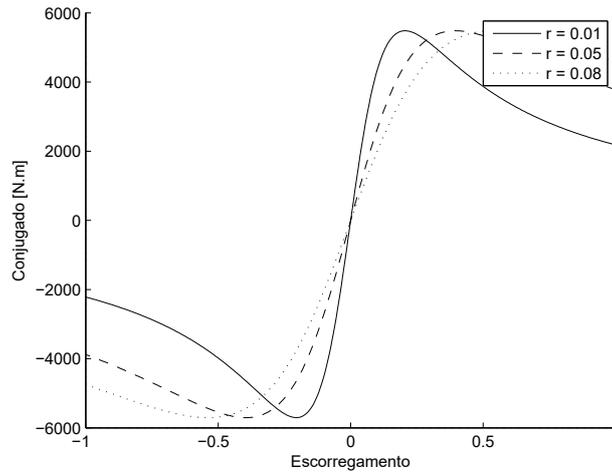
Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 10 apresenta-se o resultado da máquina DFIG, que por meio dos terminais do rotor foi inserido resistências externas com o objetivo de variar o conjugado eletromecânico. Com a adição de resistências externas nas três fases no circuito do rotor, observa-se a alteração da curva do torque e conseqüentemente a velocidade da máquina dentro da faixa limitada de variação.

Nas Figuras 11 e 12 apresentam-se as potências ativa e reativa do estator. No modo de operação da máquina, seja motor ou gerador, os valores de potência reativa são sempre positivos indicando que a máquina de indução precisa consumir potência reativa.

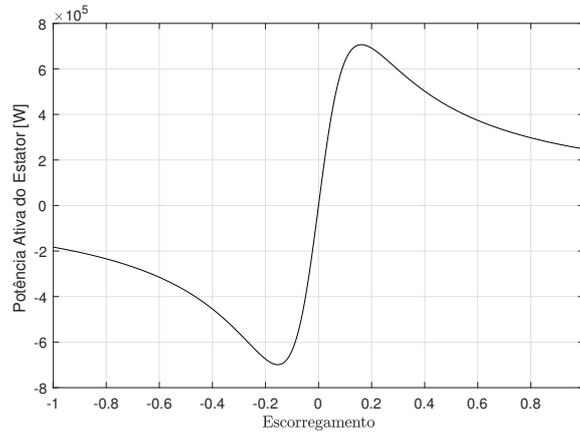
Para entender o funcionamento da máquina, realizou-se uma análise inserindo uma fonte de tensão no circuito rotórico. Na Figura 13 é apresentado a inserção de tensões rotóricas. A máquina pode operar no modo motor, tanto na velocidade sub-síncrona, quanto na super-síncrona. No modo gerador, pode fornecer potência tanto acima quanto abaixo da velocidade síncrona, apresentado na Figura 14.

Figura 10 – Conjugado Eletromagnético com rotor bobinado de 1,5 MW.



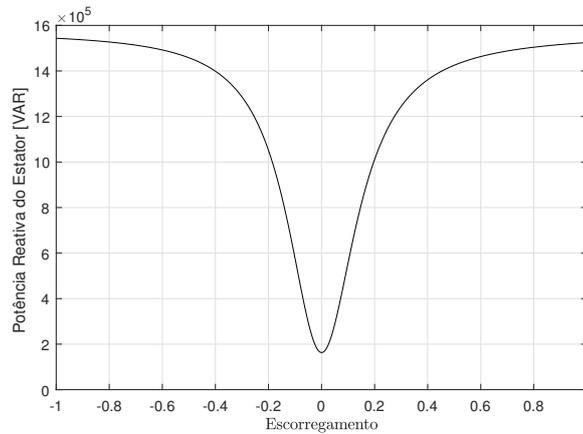
Fonte: Autoria Própria.

Figura 11 – Potência ativa do gerador assíncrono de 1,5 MW.



Fonte: Autoria Própria.

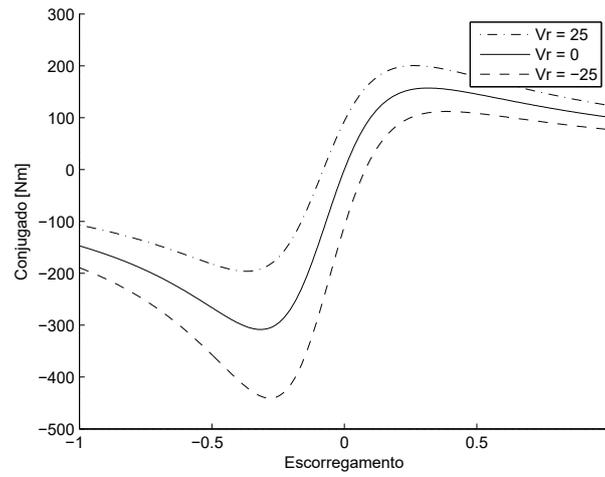
Figura 12 – Potência reativa do gerador assíncrono de 1,5 MW.



Fonte: Autoria Própria.

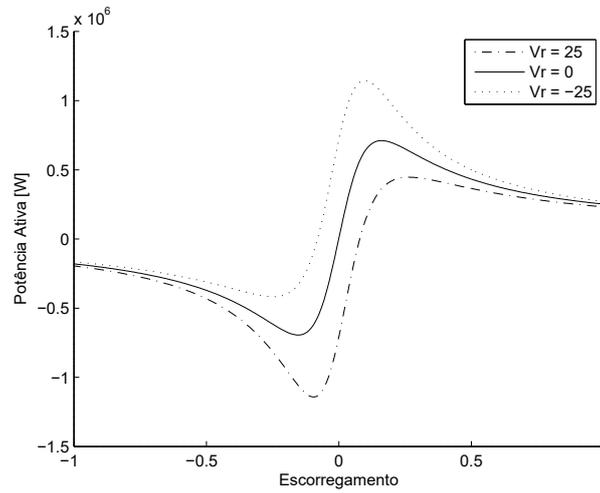
Na Figura 15 apresenta-se o consumo de potência reativa, que a depender do valor do escorregamento, a máquina pode fornecer potência reativa, igual ao motor síncrono.

Figura 13 – Conjugado eletromagnético para um DFIG de 1,5 MW.



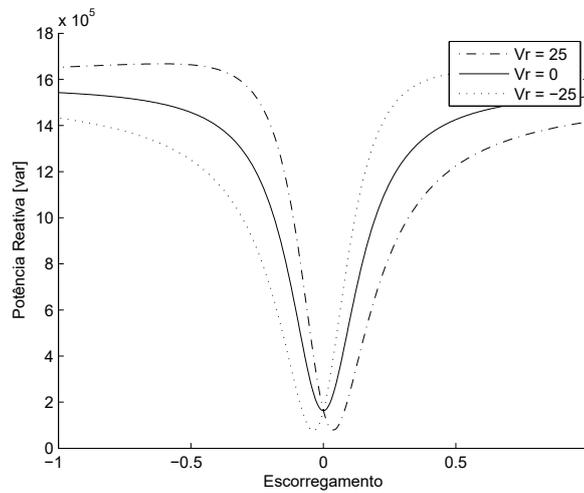
Fonte: Autoria Própria.

Figura 14 – Potência ativa para um DFIG de 1,5 MW.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 15 – Potência reativa para um DFIG de 1,5 MW.



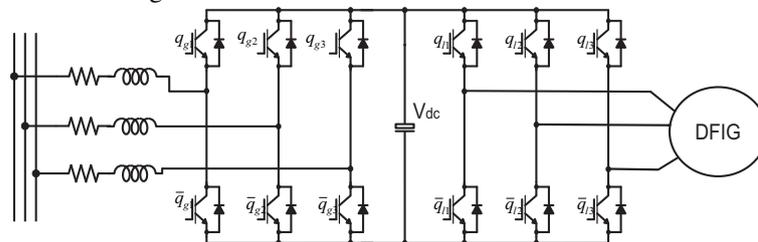
Fonte: Autoria Própria.

2.5 Conversores Eletrônicos de Potência

Os conversores estáticos podem ser constituídos por Transistor Bipolar de Porta Isolada - *Insulated Gate Bipolar Transistor* (IGBT) que possibilitam a troca bidirecional de potência ativa entre rotor e rede. O conversor ligado à rede opera com a frequência do sistema elétrico controlando a tensão do barramento, e durante situações de curto-circuito como compensador estático de potência reativa. O conversor ligado ao rotor opera com diferentes frequências conforme velocidade da turbina.

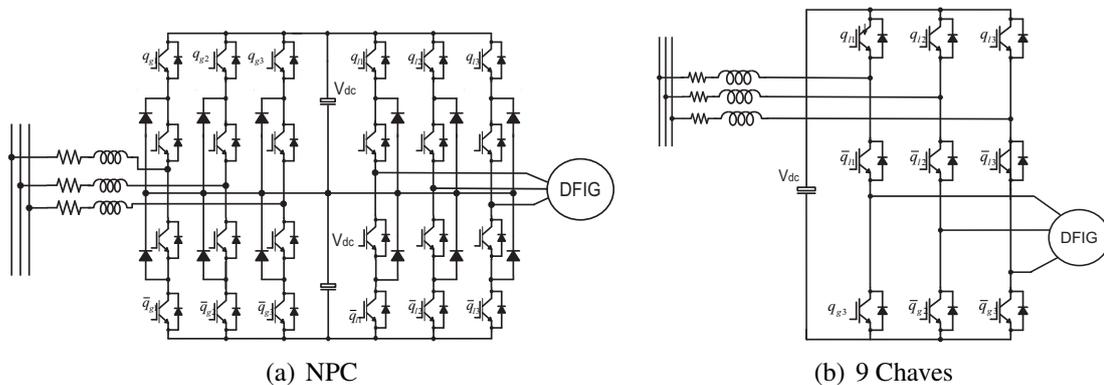
Os conversores com Modulação por Largura de Pulso - *Pulse Width Modulation* (PWM), modelam os Conversores Fonte de Tensão - *Voltage Source Converter* (VSC). Estes possuem uma série de fatores dos quais permite um melhor controle sobre os fluxos de potência, controle na tensão do barramento com respostas transitórias rápidas, controle do fator de potência e baixas distorções harmônicas. Algumas destas topologias de conversores utilizados no sistema de conversão de energia eólica, incluem conversores de dois níveis de tensão, na configuração *back-to-back*, apresentado na Figura 16, Conversor com Neutro Grampeado - *Neutral-Point Clamped* (NPC), na Figura 17 (a), e conversor 9S apresentado na Figura 17 (b).

Figura 16 – Conversor bidirecional *back-to-back*.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 17 – Conversores Multiníveis



(a) NPC

(b) 9 Chaves

Fonte: Autoria Própria.

O conversor *back-to-back* fonte de tensão é conectado por um barramento capacitivo, que assegura um fluxo bidirecional de potência tanto do rotor da máquina quanto à rede e vice-versa. Esta topologia permite o conversor operar nos quatros quadrantes aumentando sua capacidade de desempenho e de potência rente ao sistema elétrico. Os conversores multiníveis e o de nove chaves, apesar de apresentarem um conteúdo harmônico inferior, tem-se como desvantagem a necessidade de manter o equilíbrio das tensões nos capacitores do barramento, tornando complexo a estratégia de controle (SILVA *et al.*, 2018).

2.6 Código de Rede

Parques eólicos que produzem elevadas quantidades de energia elétrica são desenvolvidos para se conectarem a um sistema estável. A rede elétrica fornece as referências de tensão e frequência para operação dos aerogeradores, os quais são utilizadas para o controle do sistema de geração e a garantia da estabilidade dos geradores.

Para garantir a qualidade e confiabilidade da energia elétrica disponibilizada pelas unidades geradoras, foram elaboradas normas a fim de estabelecer as diretrizes operativas do setor elétrico. Procedimentos técnicos são estabelecidos pelos órgãos competentes de cada país a fim de regular a operação do sistema elétrico de forma correta e coerente aos requisitos técnicos exigidos. No Brasil, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) elaborou o documento PROREDE, cujo foco é dado à conexão à rede básica com tensão igual ou superior à 230 kV, compreendendo os sistemas de transmissão. Para os sistemas de distribuição, existe o documento elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), denominado Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Dentre os requisitos técnicos, tem-se a suportabilidade a afundamentos de tensão.

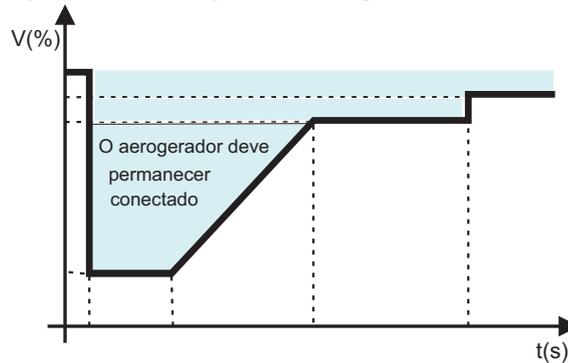
2.6.1 Suportabilidade a Afundamentos de Tensão

De acordo com o ONS, suportabilidade a afundamentos de tensão está relacionada à habilidade que os aerogeradores tendem em permanecerem conectados ao sistema elétrico durante a ocorrência de grandes distúrbios. Até 2001, todos os aerogeradores deveriam ser imediatamente desligados na ocorrência de uma perturbação, não sendo permitido inclusive, a permanência da conexão do aerogerador com a concessionária, quando este atingisse um valor inferior a 85% tensão no ponto de conexão. Estas exigências se justificavam para evitar o

ilhamento em sistemas elétricos com baixa penetração de aerogeradores. Com o aumento dos aerogeradores no SEP, a desconexão dos mesmos tornou-se altamente indesejável.

Cada aerogerador apresenta sua própria suportabilidade, o qual é determinada pelo fabricante. Uma particularidade da falta refere-se à suportabilidade a afundamentos de tensão ou LVRT, cuja curva é apresentada na Figura 18. De acordo com o PROREDE, caso haja afundamento de tensão em uma ou mais fases no ponto de conexão comum da geração eólica, a central deve continuar operando.

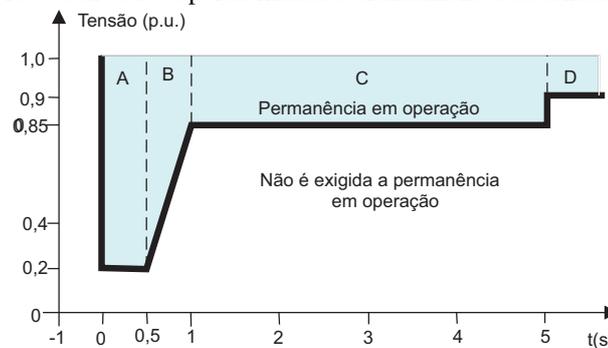
Figura 18 – Curva genérica de suportabilidade à tensão.



Fonte: Adaptado de Lima (2010).

Na Figura 19 apresenta-se a curva de suportabilidade de tensão no Brasil. A área em azul indica a região que o parque eólico deve permanecer em operação e a área em branco, a região que o parque pode ou não permanecer conectado à rede. Dividindo a curva em quatro regiões, a região A é a mais crítica, pois o parque eólico deve permanecer conectado mesmo com queda de tensão de 80%. A região B, indica a restauração do sistema, cuja queda varia de 80% a 15%. A região C, indica a restauração do sistema, cuja queda é de 15% até o instante de 5 s, e a região D, indica a normalização do sistema, cuja queda é de 10%.

Figura 19 – Curva de suportabilidade a afundamentos de tensão no Brasil.



Fonte: ONS.

As especificações dos requisitos do código de rede variam com o nível de tensão do

sistema de transmissão e da potência instalada do parque eólico. Na Tabela 2, apresenta-se um sumário da suportabilidade à falta de cinco países. Os perfis de tensão são dados especificando a profundidade do afundamento de tensão, assim como o tempo de restauração do sistema.

Planos de normatização para os requisitos técnicos e códigos de rede têm gerado fortes dificuldades, visto que cada país possui características próprias na infraestrutura do sistema elétrico, o que torna questionável se uma eventual harmonização seria viável. Sendo assim, os fabricantes de aerogeradores devem garantir que seus equipamentos sejam capazes de suportar todos os estresses elétricos causados pela ocorrência de distúrbios no sistema, de modo que as configurações das máquinas cumpram com os regulamentos técnicos.

Tabela 2 – Sumário da suportabilidade à faltas de parques eólicos para diferentes países.

País	Nível de Tensão	Duração da Falta (ms)	Afundamento (%)	Tempo de Restab. (s)
Dinamarca	ST/SD	100	25	1
Portugal	ST/SD	500	25	1
EUA	ST	625	15	n/d
Canadá	ST	625	15	3
Brasil	ST/SD	500	20	5

Fonte: Adaptado de Pinto (2013).

2.7 Revisão Bibliográfica

Com a exigência dos códigos de rede em manter os parques eólicos conectados durante os afundamentos, vários trabalhos que abordam o desempenho do DFIG vem sendo desenvolvidos. Esta seção tem como objetivo realizar uma revisão bibliográfica dos trabalhos mais relevantes, com a qual pretende-se apresentar o atual estado da arte, e ao longo desta seção são apresentados algumas referências com suas respectivas contribuições para o assunto em estudo.

2.7.1 Técnicas Para o Controle Operacional de Aerogeradores DFIG

Lopez *et al.* (2007) e Lopez *et al.* (2008) apresentaram o desempenho do aerogerador DFIG em relação aos afundamentos equilibrados e desequilibrados. Os autores propuseram reduzir a corrente no conversor de potência combinando ao uso do *crowbar* com o ajuste da corrente de desmagnetização. Assim, quando ocorre um afundamento de tensão, o *crowbar* é ativado durante os primeiros instantes, e em seguida, quando o gerador estiver parcialmente desmagnetizado, desconectado. Ao mesmo tempo em que se conecta o conversor e se injeta

uma corrente de desmagnetização do fluxo do rotor, evita-se a saturação do sinal de tensão no conversor e a perda do controle.

Lima *et al.* (2010) propuseram uma técnica de controle para melhorar a capacidade a sobrevivência do DFIG diante de afundamentos de tensão. A proposta aborda a retroalimentação das correntes do estator no ponto da corrente de referência do conversor do lado da rede quando este apresenta o afundamento. O conversor sintetiza as informações e, no rotor, geram-se correntes que se refletirão no estator com igual forma de onda, mas em oposição a fase da corrente registrada durante o afundamento.

Rahimi e Parniani (2010a) apresentaram um esquema de controle coordenado. A primeira etapa foi realizada mediante o controle de amortecimento ativo do fluxo usando Resistor Dinâmico em Série - *Series Dynamic Resistor* (SDR) no circuito do estator, e a segunda parte foi por meio do Controlador Linear Quadrático - *Linear Quadratic Regulator* (LQR) no conversor do lado da rede. Durante o curto período de inserção do SDR, a energia é dissipada no resistor. Ainda em 2010 Rahimi e Parniani (2010b), propuseram uma nova estratégia de controle para melhorar a capacidade de transmissão de baixa tensão, em que o esquema consiste em compensadores passivos e ativos. O compensador passivo é baseado no arranjo do *crowbar* localizado em série com enrolamentos de estator, e o compensador ativo no controle de tensão do rotor no qual sua atuação se dá na redução das oscilações de torque elétrico, potência instantânea do rotor e na resposta transitória do DFIG durante o afundamento de tensão.

Hu *et al.* (2011), propuseram uma estratégia de controle aprimorada para reduzir a corrente do rotor durante o afundamento de tensão no sistema. O sistema de controle proposto consiste no controlador vetorial normal, um controlador LVRT e um módulo de cálculo de potência reativa. O esquema de controle orientado ao fluxo do estator é usado como um controlador vetorial normal, que pode realizar o controle de dissociação de potência ativa e reativa sob condições normais. O esquema de controle de magnetização depende dos parâmetros do DFIG. Como a dispersão do DFIG é pequena, a corrente do rotor pode ser muito grande durante a queda de tensão, especialmente quando o afundamento é severo.

Yang *et al.* (2012) propuseram uma estratégia de controle para os conversores do lado do rotor e da rede. Dentro da nova estratégia de controle, o conversor do lado da máquina permite a transformação em energia cinética da energia desequilibrada que a máquina libera durante os afundamentos de tensão. Para o conversor do lado da rede foi proposta, uma compensação que permite suavizar as flutuações da tensão do barramento. Quando a velocidade do rotor

aumenta ultrapassando um limiar, o controle de passo da turbina pode ser ativado para minimizar a extração de energia do vento. A estratégia foi comparada com o *crowbar* e os resultados mostraram que a proposta melhora o comportamento do DFIG e contribui com manutenção da rede durante as perturbações.

Okedu *et al.* (2012) propuseram duas novas estratégias de controle usando um *dc-chopper* inserido no circuito do barramento capacitivo do DFIG, e um pequeno valor de Resistência de frenagem dinâmica - *Series Dynamic Braking Resistor* (SDBR) conectado em série no estator. Em 2016, Okedu Okedu (2016) apresentaram um novo esquema de controle com configuração de conversores intercalados paralelos e uma SDBR conectado no estator. A intercalação dos conversores na turbina possibilitou o aumento da capacidade da corrente, enquanto o SDBR ajudou na recuperação dos curto-circuitos.

Elshiekh *et al.* (2013) propuseram o uso do Limitador de Corrente de Falta (LCS) para reduzir o nível da corrente de falta no lado do estator e melhorar a capacidade de detecção de faltas. O LCS é um método que não requer qualquer ação de controle para ter os estados alterados. Além disso, a mudança na queda de tensão nos terminais do gerador é obtida com diferentes valores de resistência limitante como alternativa convencional.

Hu *et al.* (2014) avaliaram a otimização do valor da resistência da proteção *crowbar*, a partir da influência das condições pré-falta das correntes do rotor e da influência do valor da resistência sobre as correntes do rotor e estator, durante uma perturbação.

Mendes *et al.* (2015) propuseram o uso de um controlador PI ressonante modificado para controlar o DFIG durante os afundamentos de tensões desequilibradas. A diferença entre essa abordagem das apresentadas na literatura é que a resposta natural foi levada em consideração. Além disso, a capacidade do conversor foi analisada para que a operação viável dessa estratégia e algumas observações para a melhoria do suportabilidade dos afundamentos de tensão fossem analisadas. Propôs o uso do controlador ressonante com dois termos: um para controlar o componente de sequência negativa e o outro para componente natural. No entanto, como a limitação para as operações de controle foi o limite de tensão do conversor, a capacidade de controle pôde ser melhorada, aumentando os limites de tensão do IGBT ou usando um conversor multinível com capacidade de maior tensão. Porém, a estratégia fez as correntes do rotor aumentarem, o que foi de encontro com a solução para os afundamentos de tensão, e as oscilações do torque tendem ser prejudiciais para o sistema de transmissão.

Zhu *et al.* (2016) propuseram uma estratégia de controle por intermédio da emulação

de indutância para o aerogerador DFIG para suprimir a corrente de rotor pré-existente. Sob a estratégia de controle proposta, uma vez que a falta na rede foi detectada, o conversor do lado do rotor foi controlado para emular a indutância. Além disso, com o valor de indutância apropriada, tanto a tensão quanto a corrente do rotor requeridas, podem ser reduzidas em uma variação permissível do conversor do lado do rotor. Portanto, o controle do sistema pode ser mantido durante o processo transitório.

Ahmed *et al.* (2017) analisaram o comportamento do DFIG durante a ativação das proteções do *crowbar* e propuseram um novo esquema em série do conversor do lado do rotor. Com uma estratégia de controle coordenada para os distúrbios do sistema, foram considerados os piores casos de curto-circuito que podem ocorrer perto dos terminais do estator. O uso do *crowbar* em série tende a limitar a sobre-corrente do chaveamento dos semicondutores no conversor do lado do rotor. Além disso, um *dc-chopper* no barramento também foi envolvido para limitar a sobretensão. Na estratégia de proteção do esquema DFIG, foram utilizadas duas barras de comando paralelas, uma no lado do rotor e outra no barramento. No entanto, em tal configuração, o esquema de conexão paralela não pôde limitar a sobrecorrente do conversor de forma direta, pois opera com base na sobretensão do enrolamento do rotor da DFIG durante a falta.

Zou *et al.* (2018) elaboraram teoricamente uma maneira de coordenar a corrente e a tensão do rotor para passagem de faltas severas no sistema, por meio de uma análise de tempo-domínio. Os autores apresentaram os requisitos fundamentais da corrente do rotor e da tensão rotórica para passagem por faltas severas simétricas. Os resultados da análise possibilitaram entender as estratégias de controle de desvio de faltas existentes.

Li *et al.* (2018) apresentaram um novo modelo representando os processos completos de passagem de faltas considerando o comportamento de recuperação de energia de turbinas eólicas. As estratégias de controle da potência ativa e reativa durante o percurso da falta foram formuladas, e os controladores para os conversores do lado da rede e do rotor foram projetados. Uma característica notável deste estudo, é que o modelo proposto foi verificado não apenas por simulação, mas também em testes de campo utilizando turbinas eólicas operando em parques eólicos.

Alsmadi *et al.* (2018) apresentaram uma investigação do comportamento dinâmico do sistema eólico sob condições LVRT e propuseram uma estratégia de controle direcionada a mitigar a tensão do lado do rotor e choque de corrente durante condições anormais da rede, por meio do decaimento forçado do fluxo natural. A abordagem proposta foi capaz de direcionar o

torque a zero durante faltas severas como pretendido, no entanto, apresenta oscilações severas no processo, tanto durante quanto após o curto-circuito.

Din *et al.* (2019) propuseram um método aprimorado para analisar o desempenho LVRT do sistema DFIG com o *crowbar* no rotor, levando em consideração a influência da impedância da rede.

2.7.2 *Síntese da Revisão Bibliográfica*

A revisão permitiu identificar os desafios tecnológicos para os aerogeradores baseados em DFIG em relação à operação LVRT e às oportunidades de contribuição científica resultantes. Observou-se que a operação de LVRT não é trivial nos aerogeradores DFIG devido aos desenvolvimentos eletromagnéticos que ocorrem na máquina durante e após uma falta. As recentes estratégias propostas buscam melhorar o uso da capacidade de saída de tensão do barramento, que é uma das restrições de operação do LVRT, e superar os métodos de *hardware* por meio de controle. Apesar do uso generalizado das técnicas de controle, poucos parâmetros de projetos foram efetivamente desenvolvidos para reduzir os impactos na qualidade de energia, visando a transitoriedade do vento. Desta forma, essa lacuna tecnológica relacionada ao controle, identificada na pesquisa bibliográfica, constitui um dos focos desta Tese.

Para um cenário de faltas leves ou intermediárias, o gerador apresenta grandes estresses, desta forma, necessitam de estratégias de controle específicas para defrontar com esses tipos de casos. Porém, quando a queda de tensão na rede elétrica é severa, melhorar a estratégia de controle nos conversores pode não resultar um bom desempenho, pois torna-se difícil controlar as variáveis do DFIG, haja vista o conversor do lado do rotor não fornece tensão de controle suficiente. Desta forma, uma estratégia é o uso do *hardware crowbar* com o circuito de *by-pass*, usando resistência para tornar o conversor do rotor em curto. Como a seleção da resistência do *crowbar* constitui um problema devido à influência dos parâmetros do circuito não-linear, uma seleção adaptativa deve ser adequada para obter uma corrente suave do rotor e uma ondulação (*ripple*) de tensão de barramento pequena. Além disso, o processo de recuperação pós-falta não é abordado pelas técnicas do LVRT. Essas questões relacionadas ao LVRT identificadas na pesquisa bibliográfica também foram objetos desta Tese.

Os trabalhos mais relevantes para esta pesquisa, estão resumidos na Tabela 3.

Tabela 3 – Síntese da Revisão Bibliográfica

Referência (Ano)	Foco	Técnica	Limitações
López et al. (2007-2008)	Proteção do Sistema	Combina crowbar com corrente de desmagnetização	Exige altas correntes no RSC, mas não é atendido
Lima et al. (2010)	Controle nos Conversores	Algoritmo para controlar as sobre-correntes do gerador	Sistema dependente dos parâmetros
Rahimi e Parniani (2010)	Controle e Proteção do Sistema	Controle coordenado com SDR e LQR	Controle LQR complexo
Hu et al. (2011)	Controle	Controle vetorial, associado ao módulo da Potência Ativa	Controle de magnetização dependente dos parâmetros
Yang et al. (2012)	Controle nos Conversores	RSC transforma energia desequilibrada em cinética	Controle complexo, depende dos parâmetros
Okedu et al. (2012 e 2016)	Controle e Proteção do Sistema	DC-Chopper, crowbar, SDBR, conversores intercalados	Circuito de chaveamento complexo
Elshiek et al. (2013)	Proteção do Sistema	Limitador de Corrente de Falta (LSC)	Algumas correntes diante da falta não são atendidas
Hu et al. (2014)	Proteção do Sistema	Avalia a resistência do crowbar	Resposta lenta
Mendes et al. (2015)	Controle nos Conversores	Controlador PI ressonante modificado	Controle dependente dos parâmetros
Zhu et al. (2016)	Controle nos Conversores	RSC é controlado para emular indutância	Controle complexo
Ahmed et al. (2017)	Proteção do Sistema	Crowbar conectado em série	Resistência indefinida
Zhou et al. (2018)	Controle	Controle coordenado a corrente e tensão rotórica	Controle complexo, análise temporal
Li et al. (2018)	Controle	Controle da Potência Ativa e Reativa	Controle complexo
Alsmadi et al. (2018)	Controle	Controle direcionado ao RSC	Oscilações severas no torque eletromagnético
Din et al. (2019)	Proteção do Sistema	Resistência do crowbar pela impedância de rede	Equacionamento complexo
Método Proposto	Controle e Proteção do Sistema	Controle e Seleção Adaptativa da Resistência do Crowbar	Sistema teste pequeno

Fonte: Autoria Própria.

2.8 Resumo

Este capítulo apresentou os principais componentes do sistema de conversão de energia eólica, incluindo o controle de passo, geradores e conversores. As curvas de potência e características das turbinas foram apresentadas mediante o processo de extração de energia cinética dos ventos. Foi apresentado também a regulamentação técnica para conexão dos parques, o qual deve se assegurar o controle para a operação do sistema de potência com relação à segurança do suprimento e a qualidade da tensão. E para finalizar, uma revisão bibliográfica com os trabalhos mais relevantes sobre as técnicas para o controle operacional dos aerogeradores DFIG.

SISTEMAS DE PROTEÇÃO PARA OS AEROGERADORES

O propósito de garantir a qualidade da energia elétrica e a integridade dos equipamentos constituintes nos parques eólicos, tornam-se necessários a utilização de um conjunto coerente de proteções. Neste capítulo apresentam-se algumas filosofias de proteções empregadas em aerogeradores, no qual um esquema adequado de proteção deve e pode ser inserido para minimizar os efeitos de possíveis perturbações e anomalias, visando assegurar a continuidade da alimentação do sistema.

Durante os curtos-circuitos, os geradores absorvem grandes correntes oriundas de faltas no sistema. As correntes elevadas circulando pelos conversores estáticos provocam danos significativos aos componentes, por este motivo, antigamente, recomendava-se a desconexão do gerador. As atuais normas e regulamentações propõem que a desconexão seja efetuada seguindo algumas especificações que obrigam os geradores a suportar as variações de tensão devidas às perturbações que ocorrem no sistema.

Apresentam-se as proteções mais usuais empregadas nos aerogeradores como LCS, *dc-chopper*, *crowbar*.

3.1 Limitador de Corrente de Falta Supercondutor - LCS

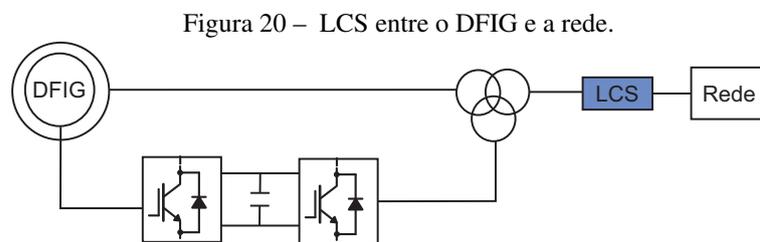
Recentemente, têm sido propostos alternativas para a proteção do DFIG durante os afundamentos de tensão, dos quais tem-se o dispositivo LCS (ELSHIEKH *et al.*, 2013), (KARAIPOOM; NGAMROO, 2015), (CHEN *et al.*, 2015). Os estudos, sempre realizados por simulação, têm apresentado resultados promissores na limitação das correntes do estator, rotor e na proteção dos conversores eletrônicos.

Limitadores de corrente de falta são dispositivos que quando submetidos a uma situação de curto-circuito, evitam que a circulação das correntes de falta sejam prejudiciais aos elementos percorridos pela mesma. Em termos gerais, durante a operação normal, esses dispositivos devem possuir impedância mínima para não causar queda de tensão significativa no circuito em que estão inseridos. Quando ocorre um curto-circuito e a corrente se eleva ao valor limite, o limitador atua limitando a corrente excessiva.

Existem diversas tecnologias utilizadas para realizar essa função, porém os materiais supercondutores apresentam características específicas. Há quatro arquiteturas de limitadores de corrente: resistivo, indutivo, híbrido e de fluxo fechado. Dentre estas, o limitador de corrente de falta resistivo apresenta o menor peso, volume, perdas, potência de refrigeração, investimentos e custos operacionais em relação aos demais. Ao utilizar o limitador de corrente de falta resistivo, insere-se o dispositivo em série no circuito que se deseja proteger. Na operação normal, o limitador apresenta resistência nula, porém ao ser percorrido por uma corrente superior à corrente crítica, uma resistência é inserida no caminho da corrente, limitando-a.

O fator que determina a transição dos estados sob condições adequadas de temperatura e indução magnética, é a densidade de corrente no supercondutor. Portanto, a corrente que irá fazê-lo transitar está associada à área com que o limitador foi construído. Além disso, o valor da corrente durante o curto-circuito, com a atuação do dispositivo, é determinado pela resistência inserida. Assim, todas as características necessárias para o projeto do limitador de corrente são determinadas em sua construção (OLIVEIRA, 2005).

Diversos trabalhos científicos apresentaram propostas de utilização do LCS no DFIG como Elshiekh *et al.* (2013), no qual propõem o uso do LCS resistivo na conexão do aerogerador, apresentado na Figura 20.



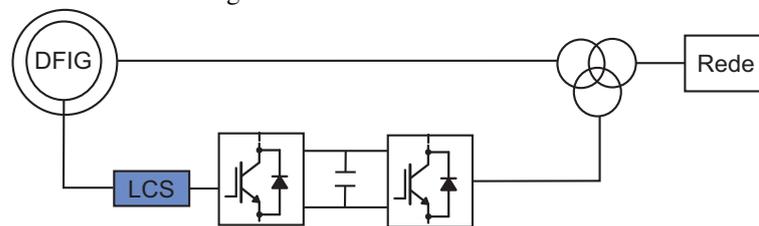
Fonte: Autoria Própria.

Essa configuração insere uma impedância entre a falta e a máquina, de forma que a queda de tensão “vista” pelo gerador seja pequena. Com isso, tem-se as menores correntes no estator e no rotor, devido ao acoplamento magnético entre os enrolamentos. Demonstra-se também a

obtenção de um melhor desempenho na dinâmica do fluxo de potência, diminuindo a aceleração indesejada do motor, fornecendo reativos ao sistema durante o curto-circuito. Entretanto, a corrente rotórica que circula para o conversor *back-to-back* ainda alcança valores expressivos.

Oliveira *et al.* (2014a) comparou os resultados de Elshiekh *et al.* (2013) com uma nova proposta do LCS. Nesse caso, utilizou-se o dispositivo no rotor do DFIG, apresentado na Figura 21. Para essa configuração, a limitação das correntes no rotor tornou-se mais efetiva, garantindo a proteção do conversor. Contudo, as referências para o sistema de controle de potência são ajustadas em zero, ou seja, a máquina não fornece reativos durante o afundamento.

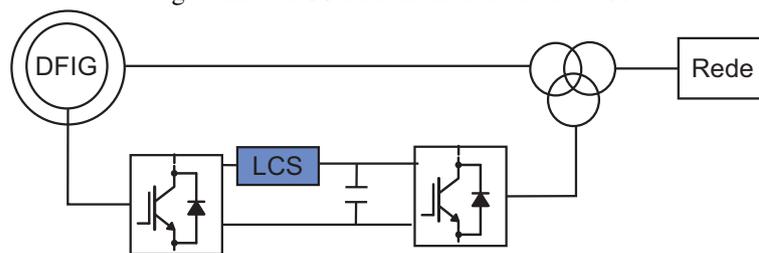
Figura 21 – LCS no rotor do DFIG.



Fonte: Autoria Própria.

Alguns avanços nesses resultados foram apresentados por Oliveira *et al.* (2014b), no qual adotou uma nova configuração para o LCS, dessa vez no barramento capacitivo do conversor, apresentado na Figura 22. O controle permitiu fornecer potência reativa durante o afundamento e manter a limitação das correntes no rotor.

Figura 22 – LCS no barramento do conversor.



Fonte: Autoria Própria.

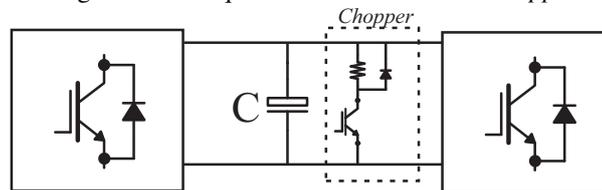
3.2 DC-Chopper

O *dc-chopper* é uma solução empregada em todos os sistemas que contém um conversor estático com barramento capacitivo. É um circuito de proteção utilizado para evitar o aumento excessivo da tensão do barramento, evitando danos aos capacitores e nas chaves estáticas do conversor, os quais têm um limite definido de tensão. Passou a ser não somente uma solução de

suportabilidade do sistema, mas uma proteção para os conversores.

Na Figura 23 apresenta-se o diagrama esquemático de um circuito *chopper*, o qual é constituído de uma resistência, uma chave estática e um diodo. Sempre que a tensão do barramento, representado pelo capacitor, extrapolar o valor limite, a chave é acionada de modo que a resistência fique em paralelo com o barramento, descarregando sua energia. Em condições normais, a chave é mantida aberta e nenhuma corrente circula pelo *dc-chopper*. O diodo é usado apenas para garantir o chaveamento da corrente no momento da transição entre o *dc-chopper* estar ligado ou não.

Figura 23 – Esquemático do circuito *dc-chopper*.



Fonte: Autoria Própria.

Quando a tensão aumenta até um certo limite, o *dc-chopper* atua diminuindo a tensão, abaixo disso, o *dc-chopper* é desligado. Caso o afundamento não tenha finalizado e a tensão volte a crescer, o processo se repete até que a tensão no sistema se recupere. O dimensionamento do *dc-chopper* e da resistência (valor e potência) deve ser algo criterioso, pois estará submetido a valores expressivos de dissipação de energia para o sistema de conversão de energia eólica. Em sistemas com conversores plenos, espera-se que ele dissipe a potência nominal do gerador, ao passo que, em conversores parciais, apenas uma parcela dessa potência é dissipada.

O *dc-chopper* é uma alternativa simples e efetiva, porém, em função da alta potência que pode ser dissipada nos resistores, estes podem ter um custo elevado e dimensões consideráveis, incluindo um sistema de refrigeração.

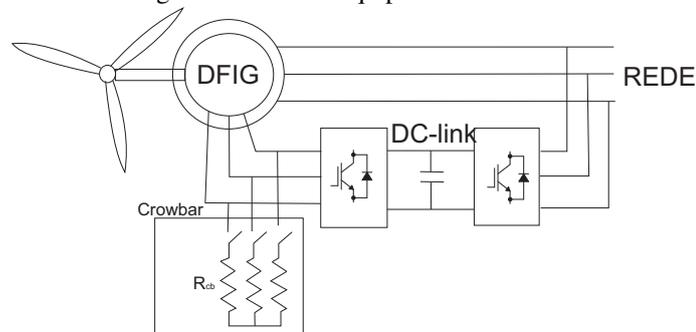
3.3 Crowbar

Para minimizar os impactos ocasionados pelos afundamentos de tensão, são desenvolvidos no DFIG a proteção do tipo *crowbar* que consiste em um conjunto de resistências externas, conectadas aos enrolamentos do rotor ou estator da máquina. A atuação do *crowbar* deve ser condicionada à ultrapassagem da corrente do rotor em certo limite, protegendo conversor dessas correntes. Portanto, espera-se a atuação do mesmo nos instantes iniciais do afundamento e nos instantes após o seu término.

O objetivo desse equipamento é aumentar a resistência nos enrolamentos do rotor, amortecendo o fluxo natural. Durante sua atuação, os pulsos do conversor do lado do rotor devem ser bloqueados e essa dinâmica de amortecimento ditada pela constante de tempo elétrica da máquina. Quando ocorre a queda de tensão, a componente natural não-rotativa do fluxo do estator aparece, decai a constante de tempo do estator. Esta componente estática induz no rotor uma força eletromotriz que pode forçar a circulação de grandes correntes por meio do circuito rotórico, colocando em risco a integridade do conversor (LOPEZ *et al.*, 2008). A circulação de tais correntes, que é condicionada à saturação do conversor do lado do rotor, ocorre quando a força eletromotriz torna-se grande o suficiente para estabelecer nos terminais do rotor uma tensão maior que a tensão de saída máxima do conversor.

O circuito de proteção *crowbar* é uma estratégia utilizada pelos fabricantes do DFIG, destinado a manter a tensão nos terminais do rotor sob um valor seguro pré-definido. Em caso de detecção de uma situação anômala, sobre-corrente no rotor, sobretensão no barramento ou baixa tensão no estator, a estratégia propõe a conexão de um grupo de resistências entre os terminais do rotor, apresentado na Figura 24.

Figura 24 – DFIG equipado com *crowbar*



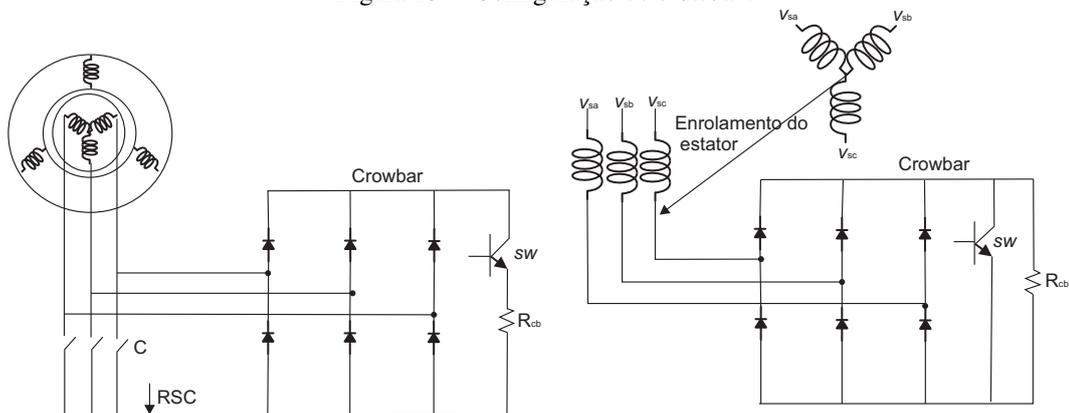
Fonte: Adaptado de Abad (2011).

A introdução das resistências estabelece um divisor de tensão para manter a amplitude da tensão sob o ponto de saturação do conversor. Se o valor da resistência for pequena, a corrente terá um valor alto, exigindo a seleção de um chaveamento do *crowbar* super dimensionado para que possa resistir a corrente. As correntes altas aceleram o decaimento do fluxo natural do estator e conseqüentemente da força eletromotriz induzida. Na Figura 25 (a) apresenta-se o circuito de proteção *crowbar* ativo. Quando um afundamento é detectado, a chave desconecta o conversor do lado do rotor ativando a chave *sw* da proteção. A resistência R_{cb} estará conectada no lado CC do retificador, aumentando a resistência rotórica, resultando na redução das correntes induzidas.

Em alguns casos utiliza-se o amortecimento do fluxo estático. Assim, o ponto central

dos enrolamentos deixa de existir e ao invés disso, tende a se conectar a uma ponte trifásica de diodos. Essa configuração é apresentada na Figura 25 (b), que em condições normais de operação a chave sw estará ligada. A partir do instante em que o sistema identifica o afundamento de tensão, sw é desligado, fazendo o resistor R_{cb} ficar em série com as fases do estator, que estarão conduzindo correntes. Assim, a resistência estatórica pode ser aumentada proporcionando amortecimento nas correntes transitórias (LIMA, 2009). O *crowbar* estatórico é composto de chaves bidirecionais e resistores de amortecimento conectados em série com o estator. O princípio consiste em aumentar a resistência estatórica durante o curto-circuito, proporcionando um amortecimento passivo do fluxo e uma melhor resposta transitória do sistema durante os curto-circuitos.

Figura 25 – Configuração do *crowbar*.



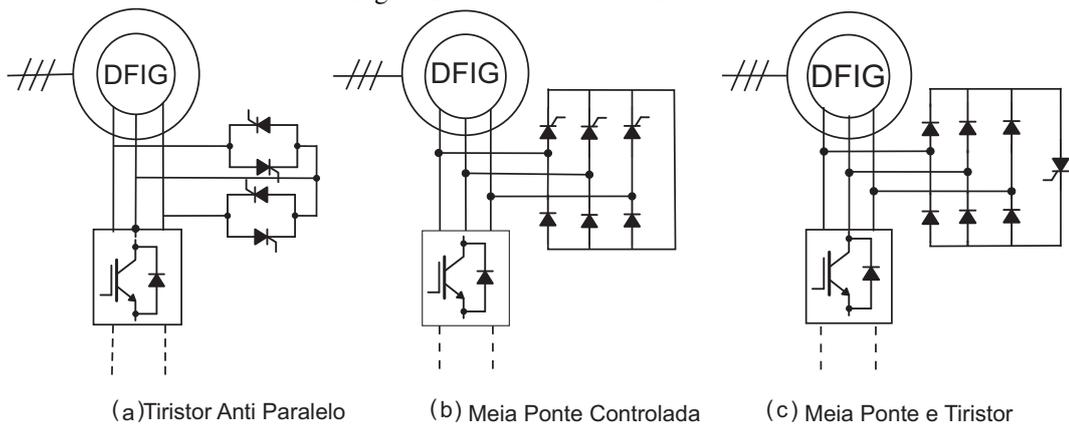
(a) Crowbar no rotor DFIG

(b) Crowbar no estator DFIG

Fonte: Adaptado de Lima (2009).

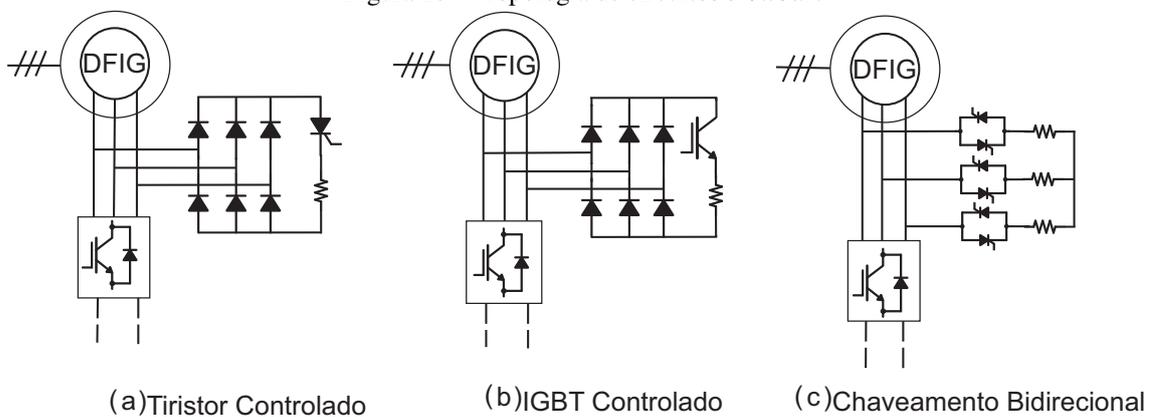
Uma vantagem dessa topologia ocorre durante a ativação, em que o conversor do lado do rotor permanece operacional e auxilia o amortecimento do fluxo, fornecendo corrente reativa à rede, conforme exigido pelos códigos de rede. Como desvantagem, têm-se as perdas de chaveamento durante a operação normal. Portanto, uma consideração especial deve ser avaliada ao projetar os conversores para minimização das perdas.

O circuito convencional *crowbar* apresenta-se de várias maneiras. Na Figura 26 (a), o rotor é curto-circuitado por dois pares de tiristores antiparalelos conectados entre as fases ou por uma ponte de tiristor parcialmente controlado, apresentado na Figura 26 (b). Na Figura 26 (c) as correntes de fase são retificadas com ponte de diodos e usa-se um único tiristor para acioná-lo. A principal desvantagem destas soluções é a incapacidade de retomar a operação normal cooperando com a rede, devido ao seu problema de desligamento.

Figura 26 – *Crowbar* convencional.

Fonte: Autoria Própria

Entretanto, para cumprir as requisitos dos códigos de rede, o circuito de proteção *crowbar* deve ser desativado após a liberação das faltas. Para isso, são necessárias chaves totalmente controláveis, para construir um *crowbar* ativo. Os *crowbars* convencionais, com o tiristor anti-paralelo, é difícil de converter em *crowbars* ativo devido ao grande número de componentes controlados. O mesmo problema é enfrentado pela ponte semi-controlada. No entanto, o circuito do *crowbar* com ponte de diodos possui apenas uma componente controlada, sendo, portanto, ideal nesta transformação. Os IGBTs podem ser usados como chaves totalmente controláveis para o circuito ativo, o qual é apresentado na Figura 27 (a) e (b). Como melhoria no *crowbar* ativo, as resistências são adicionadas para restringir a alta corrente do rotor. Esta solução é atualmente usada pelos fabricantes. Outra configuração de *crowbar* ativo apresenta-se na Figura 27 (c), a qual permite manter os aerogeradores conectados à rede durante os afundamentos. Como o gerador e o conversor podem permanecer conectados durante o curto-circuito, os mesmos podem retomar a operação normal imediatamente após o curto-circuito ter sido cessado.

Figura 27 – Topologia de circuitos *crowbar*.

Fonte: Autoria Própria

3.4 Resumo

Neste capítulo apresentou-se o dispositivo LCS, *dc-chopper* e *crowbar* como sistemas de proteções como melhoria a suportabilidade dos afundamentos de tensão. Três configurações diferentes de LCS foram discutidas: um limitador em série com o sistema de potência na saída do gerador DFIG, e as outras duas com o LCS no caminho das correntes de rotor. As três configurações são capazes de limitar a corrente no RSC durante os afundamentos, entretanto as configurações com o limitador no circuito do rotor limitam a própria corrente rotórica.

O *dc-chopper* foi outra alternativa apresentada, entretanto, apresenta um custo elevado diante das suas dimensões.

O sistema *crowbar* apresentou-se um método econômico e confiável de proteger o conversor de energia do DFIG contra as correntes excessivas do rotor e indiretamente protege o barramento. O *crowbar* conecta as fases do rotor por meio um retificador de diodo trifásico, um resistor externo e uma chave IGBT. Quando ativado, as chaves do conversor do lado do rotor são desligadas. O uso do *crowbar* é um exemplo interessante, pois aumenta substancialmente e significativamente a resistência do circuito do rotor levando a uma constante de tempo do rotor pequena.

ANÁLISE DOS AEROGERADORES EM RELAÇÃO ÀS VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

Dentre os fenômenos que contribuem para a perda de qualidade da energia de um determinado suprimento elétrico, àqueles associados às variações das tensões ocupam posição de destaque. Em particular, os afundamentos de tensão destacam-se como as alterações mais preocupantes no sistema. Isto se justifica pelo fato de que os afundamentos de tensão, quer sejam momentâneos ou temporários, são os que mais notadamente se fazem presentes nas situações operativas anormais, tais como os curto-circuitos. O ONS (2019) define em seus Procedimentos de Rede que, os Afundamentos Momentâneos de Tensão (AMT) ou *voltage sag*, consistem na redução do valor eficaz da tensão na rede para um valor entre 0,1 e 0,9 p.u. da tensão nominal, durante um intervalo de tempo.

A dificuldade em identificar a origem dos afundamentos é suprida pela análise das medições obtidas. Este é um passo importante, não só para determinação de responsabilidades, mas também para que se possam direcionar as possíveis ações.

Os afundamentos de tensão podem ser equilibrados (simétricos) ou desequilibrados (assimétricos). O primeiro é caracterizado por uma redução simétrica nas tensões das três fases. No segundo caso, há uma redução assimétrica das tensões, podendo ser um afundamento fase-fase, fase-terra ou, ainda, fase-fase-terra. Nos dois casos, a depender do tipo de falta, existem diferentes tipos de componentes de fluxo que surgem no estator.

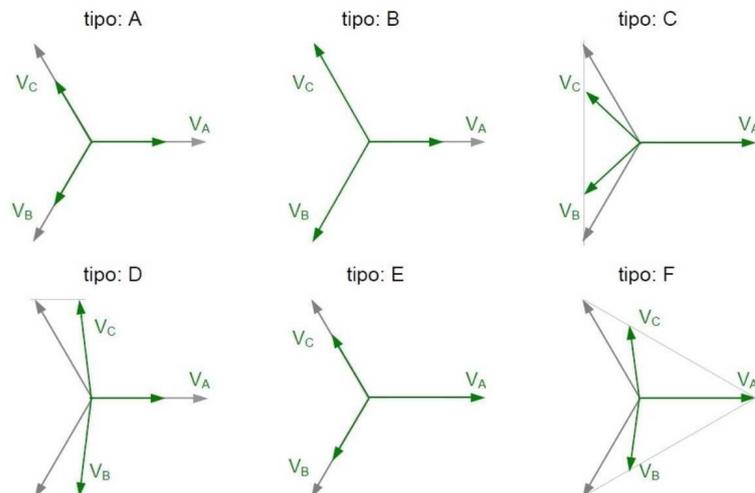
4.1 Caracterização dos Afundamentos de Tensão

Nos eventos monofásicos a caracterização das VTCDs ocorre a partir do valor eficaz da tensão em função do tempo. Assim, intensidade do afundamento de tensão é o menor valor da tensão remanescente durante a ocorrência do distúrbio (KOVAL; CARTER, 1997). A profundidade da queda de tensão é medido no ponto mais profundo da falta. Para uma tensão que cai 70% do seu valor nominal, a falta é dita com profundidade de 30%. A tensão é geralmente medida pelo seu valor efetivo calculado para cada meio período e a duração é definida como o período de tempo em que a tensão é inferior a 90% do valor nominal.

A ocorrência de distúrbio no sistema de potência pode afetar uma, duas ou as três fases. A amplitude e a duração do afundamento de tensão, resultante em cada fase, podem diferenciar-se substancialmente a depender da sua localização. Na análise dos afundamentos de tensão deve-se definir, portanto, como os eventos trifásicos são obtidos, tendo em vista que pode ocorrer o evento com amplitudes distintas nas três fases do sistema. Como resultado, conclui-se que os diferentes tipos de afundamento pertencem a uma das categorias apresentadas na Figura 28.

O tipo A é devido às faltas trifásicas; os tipos B, C são devido às faltas monofásicas, C e D são devido às faltas bifásicas; e os tipos E, F são devidos às faltas bifásicas-terra.

Figura 28 – Classificação das faltas.



Fonte: López (2008).

O fenômeno do afundamento de tensão é classificado em vários tipos, de acordo com as formas de conexão das cargas trifásicas (estrela ou triângulo) e os tipos de ligação dos transformadores.

4.2 Desempenho do DFIG diante dos Afundamentos de Tensão

Com o propósito de analisar os distúrbios VTCDs, modelou-se por meio de equações matemáticas e simulações computacionais a teoria dos curto-circuitos trifásicos no gerador. Prever as correntes de curto-circuito nas três fases, pode ser uma maneira de calcular as correntes máximas para diferentes faltas. Assim, as equações dinâmicas do gerador de indução antes da falta podem ser apresentadas por meio do referencial estatórico:

$$V_a(t) = V_{pre} \cos(\omega t + \varphi); \quad (30)$$

$$V_b(t) = V_{pre} \cos(\omega t + \varphi - 2/3\pi); \quad (31)$$

$$V_c(t) = V_{pre} \cos(\omega t + \varphi - 4/3\pi). \quad (32)$$

A amplitude do vetor espacial de tensão, calculado na Equação (33), é igual à amplitude de pico da tensão instantânea, no qual \vec{V}_s é um fasor:

$$\vec{V}_s(t) = 2/3 (V_a(t) + aV_b(t) + a^2V_c(t)) = \hat{V} e^{j\varphi} e^{j\omega t} = V e^{j\omega t} \quad (33)$$

sendo $a = e^{j2/3\pi}$, $a^2 = e^{-j2/3\pi}$, $V = \hat{V} e^{j\varphi}$.

A primeira parte da Equação (33) é válida somente, se as quantidades trifásicas não formarem um sistema balanceado. Nesse caso, sob a suposição de que nenhuma sequência zero está presente, tem-se:

$$\vec{V}_s(t) = \hat{V}_1 e^{j\varphi_1} e^{j\omega t} + \hat{V}_2 e^{-j\varphi_2} e^{-j\omega t} = V_1 e^{j\omega t} + V_2 e^{-j\omega t}. \quad (34)$$

Expressões semelhantes são obtidas para correntes e fluxos, entretanto, a sequência zero não é considerada nessa relação, pois geralmente um gerador de indução não é aterrado e, portanto, nenhuma corrente de sequência zero pode fluir. Neste caso, os valores instantâneos das correntes nas três fases são obtidos a partir do vetor espacial:

$$i_a(t) = \text{Re}(\vec{i}_s); \quad (35)$$

$$i_b(t) = \text{Re}(a^2 \vec{i}_s);$$

$$i_c(t) = \text{Re}(a \vec{i}_s).$$

Ao usar a notação vetorial e o quadro de referência estacionário, as equações que descrevem a dinâmica elétrica de uma máquina de indução, é:

$$\begin{cases} \vec{V}_s = R_s \vec{i}_s + \frac{d\varphi_s}{dt}; \\ \vec{V}_r = R_r \vec{i}_r + \frac{d\varphi_r}{dt} - j\omega_r \varphi_r; \end{cases} \quad (36)$$

$$\begin{cases} \varphi_s = L_s \vec{i}_s + L_m \vec{i}_r; \\ \varphi_r = L_m \vec{i}_s + L_r \vec{i}_r; \end{cases} \quad (37)$$

sendo $L_s = L_{ls} + L_m$ e $L_r = L_{lr} + L_m$.

De acordo com a Equação (37), as correntes do estator e do rotor são calculada como:

$$\begin{cases} i_s = \frac{L_r \varphi_s - L_m \varphi_r}{L_s L_r - L_m^2}, \\ i_r = \frac{L_r \varphi_r - L_m \varphi_s}{L_s L_r - L_m^2}, \end{cases} \quad (38)$$

que tem como premissas:

- O gerador operando sem carga e sem perdas, o que resulta em escorregamento zero;
- Devido à grande inércia das turbinas eólicas, supõem-se que a velocidade do gerador não mude após o curto-circuito;
- Supõem-se que o DFIG esteja conectado a um sistema forte, o que significa que a tensão de falta não é influenciada pela corrente de curto-circuito;
- O gerador é linear, ou seja, não satura, o que permite usar o princípio de superposição para estimar a corrente total de curto-circuito como soma dos diferentes componentes, aproximando para uma máquina real.

A corrente de curto-circuito na máquina é composta por três componentes, em que a primeira componente é devido à tensão de estado estacionário após o curto-circuito nos terminais do gerador, que pode ser simétrica e assimétrica, dado como corrente de curto-circuito forçado. A segunda componente é devido o fluxo natural do estator e a terceira componente é devido ao fluxo natural do rotor. Os fluxos naturais surgem logo após a falta. Os termos “forçado” e “natural” são utilizados por Lopez *et al.* (2008). Uma vez conhecidos os fluxos transitórios do estator e do rotor após o curto-circuito, a corrente é calculada pela Equação (37).

4.3 Afundamentos Simétricos

Um curto-circuito trifásico são quando todas as três fases experimentam a mesma perturbação no sistema. Para uma representação mais realista a falta é induzida longe do sistema de energia eólica. Um curto-circuito teórico é representado por uma impedância nula. Na prática, a impedância de terra é de alguns miliohms causando perdas de energia como resultado do

fluxo das correntes subterrâneas. Da mesma forma, a tensão medida na saída do DFIG torna-se diferente da tensão da rede no local da falta devido à impedância do transformador e da linha.

A análise apresentada nessa seção aplica-se a qualquer tipo de afundamento. Entretanto, será particularizada para um afundamento instantâneo, no qual, o valor da amplitude das tensões muda acentuadamente no momento t_0 de seu valor inicial V_1 para um valor final V_2 :

$$\begin{cases} \vec{v}_s = V_1 e^{j\omega_s t} & \text{para } (t < t_0); \\ \vec{v}_s = V_2 e^{j\omega_s t} & \text{para } (t \geq t_0),. \end{cases} \quad (39)$$

Em um sistema real, a tensão cai rapidamente, dependendo da causa da diferença de tensão e das características da rede elétrica.

4.3.1 Afundamento de Tensão Total

Se as correntes do rotor forem nulas, elas podem ser ignoradas e a máquina é reduzida a um enrolamento trifásico. Sob essas condições, o fluxo do estator é determinada apenas pela tensão da rede e seu valor é calculado via diagrama fasorial. Considerando que a tensão da rede é a soma da queda de tensão na resistência junto a tensão induzida pelo fluxo, tem-se:

$$\vec{V}_{red} = R_s \vec{i}_s + j\omega_s \varphi_s. \quad (40)$$

A parte resistiva, quando negligenciada, implica em queda de tensão menor que a tensão da rede ($\pm 1\%$ em uma máquina de alta potência). Assim a expressão anterior é reduzida à Equação (41), no qual o fluxo é proporcional à amplitude da tensão:

$$\vec{V}_{red} = j\omega_s \varphi_s. \quad (41)$$

Antes do curto-circuito, o fluxo é um vetor rotativo cuja amplitude φ_1 é proporcional a V_1 :

$$\varphi_s = \frac{V_1}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}. \quad (42)$$

No afundamento total, a tensão da rede cai para zero e o fluxo torna-se nulo:

$$\begin{cases} \varphi_s = \frac{V_1}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & \text{para } (t < t_0) \\ \varphi_s = 0 & \text{para } (t \geq t_0). \end{cases} \quad (43)$$

O fluxo não pode passar de um valor para outro instantaneamente, pois é uma variável de estado contínua. Quando o intervalo de tensão aparece e a tensão da rede elétrica cai de V_1 para

O um transitório ocorre fazendo com que o fluxo diminua gradualmente de seu valor inicial. A evolução do fluxo no transitório calculado pela equação dinâmica do estator em circuito aberto é:

$$\frac{d\varphi_s}{dt} = V_s - \frac{R_s}{L_s}\varphi_s. \quad (44)$$

A solução desta expressão é dividida em duas componentes:

- Regime “forçado”, no qual a solução particular é proporcional à excitação, e;
- Regime natural, que é a equação homogênea (44), que depende apenas do estado inicial da máquina.

O fluxo natural é calculado a partir da Equação (44), sendo $V_s = 0$:

$$\begin{cases} \frac{d\varphi_{sl}}{dt} = -\frac{R_s}{L_s}\varphi_{sl}; \\ \varphi_{sl} = \Psi_0 e^{-t/T_s}. \end{cases} \quad (45)$$

sendo φ_{sl} a componente do fluxo forçado, Ψ_0 o valor inicial do fluxo (para $t=0$), e $T_s = L_s/R_s$ a constante de tempo estatórica. O valor de Ψ_0 é calculado pela evolução do fluxo antes e depois do afundamento:

$$\begin{cases} \varphi_s = \varphi_{sl} = \frac{V_{red}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & \text{para } (t < t_0); \\ \varphi_s = \varphi_{sl} = \Psi_0 e^{-t/T_s} & \text{para } (t \geq t_0). \end{cases} \quad (46)$$

Para que o fluxo não sofra descontinuidades, as expressões devem fornecer o mesmo resultado no início do intervalo:

$$\Psi_0 = \frac{V_{red}}{j\omega_s}. \quad (47)$$

Uma característica importante do fluxo natural é sua posição fixa em relação ao estator. Sua amplitude decai exponencialmente do seu valor inicial para zero com a constante de tempo do estator da máquina.

Ao usar a Equação (46) do fluxo, a corrente do estator pode ser obtida antes e durante o intervalo do afundamento:

$$i_s(t < t_0) = \frac{\varphi_s(t < t_0)}{L_s} = \frac{V_{red}}{j\omega_s L_s} e^{j\omega_s t} \quad (48)$$

$$i_s(t \geq t_0) = \frac{\varphi_s(t \geq t_0)}{L_s} = \frac{\Psi_0 e^{j\omega_s t}}{L_s}. \quad (49)$$

A tensão induzida pelo fluxo natural é calculada pela equação da máquina:

$$V_r = R_r i_r + \frac{d\varphi_r}{dt} - j\omega_r \varphi_r, \quad (50)$$

que considera a corrente do rotor nula e o fluxo do rotor proporcional ao estator. Assim, o fluxo natural, é:

$$\varphi_r = L_m i_s = \frac{L_m}{L_s} \varphi_{sl}. \quad (51)$$

e a tensão induzida, segundo a Equação (50), é:

$$V_r = \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{d\varphi_{sl}}{dt} - j\omega_r \varphi_{sl} \right). \quad (52)$$

4.3.2 Afundamento de Tensão Parcial

A maioria dos afundamentos de tensão não é total, e sim parcial. Quando ocorre, a amplitude da tensão da rede cai instantaneamente do seu valor nominal:

$$V_s = \begin{cases} V_1 e^{j\omega_s t} = V_{red} e^{j\omega_s t}, & \text{para } (t < t_0) \\ V_2 e^{j\omega_s t} = V_{red}(1-p) e^{j\omega_s t}, & \text{para } (t \geq t_0) \end{cases} \quad (53)$$

onde p é a profundidade do afundamento.

O fluxo forçado torna-se proporcional à tensão do estator:

$$\varphi_{sf} = \begin{cases} \varphi_{sf1} = \frac{V_1}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}, & \text{para } (t < t_0) \\ \varphi_{sf2} = \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}, & \text{para } (t \geq t_0), \end{cases} \quad (54)$$

e o fluxo natural, que independente da tensão do estator tende ser a mesma para o afundamento total:

$$\varphi_{sl} = \Psi_0 e^{-t/T_s}. \quad (55)$$

O valor inicial Ψ_0 é calculado considerando o fluxo total, que é a soma do forçado com o natural. Logo, o valor antes e depois do intervalo é:

$$\varphi_s(t < t_0) = \varphi_{sf1} = \frac{V_1}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}, \quad (56)$$

$$\varphi_s(t \geq t_0) = \varphi_{sf2} + \varphi_{sl} = \frac{V_2}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \Psi_0 e^{-t/T_s}. \quad (57)$$

Assumindo que o afundamento ocorre no instante $t_0 = 0$:

$$\Psi_0 = \frac{V_1 - V_2}{j\omega_s} \quad (58)$$

e, expressando as tensões em função da rede e da profundidade do afundamento, tem se:

$$\Psi_0 = \frac{pV_{red}}{j\omega_s}. \quad (59)$$

O fluxo pode induzir uma tensão no rotor descrita pela soma das duas tensões:

$$V_{ro} = v_{rf} + v_{rl}, \quad (60)$$

no qual a primeira componente é induzido pelo fluxo forçado,

$$v_{rf} = R_r i_r + \frac{d\phi_{rf}}{dt} + j\omega_r \phi_{rf}, \quad (61)$$

e a segunda componente corresponde à tensão induzida pelo fluxo natural, semelhante à que ocorre no afundamento total:

$$v_{rl} = -\frac{L_m}{L_s} j\omega_s \phi_{sl} e^{-j\omega t}. \quad (62)$$

Importante salientar, que o fluxo natural não ocorre apenas durante o afundamento de tensão, mas em qualquer tensão ou energia transitória fornecida ao sistema.

Assim, a tensão total no rotor diante da intensidade do afundamento, é:

$$v_{r0} = \frac{L_m}{L_s} V_{red} \left(s(1-p)e^{j\omega_r t} - (1-s)pe^{j\omega t} e^{-t/T_s} \right). \quad (63)$$

em que:

- A primeira componente é devido à nova tensão do sistema, e;
- A segunda componente é o termo transitório causado pela presença de fluxo natural. Sua amplitude não é proporcional ao escorregamento, mas a $(1-s)$. Seu valor dependerá da queda de tensão $V_1 - V_2$, ou seja, da profundidade do afundamento.

4.3.3 Falta Trifásica

Para afundamento da tensão simétrico com mudança de amplitude de fase trifásica, V_s para $(1-p)V_s$, a tensão máxima do conversor pode exceder, o que faz o controle atual falhar. Assim, a tensão é:

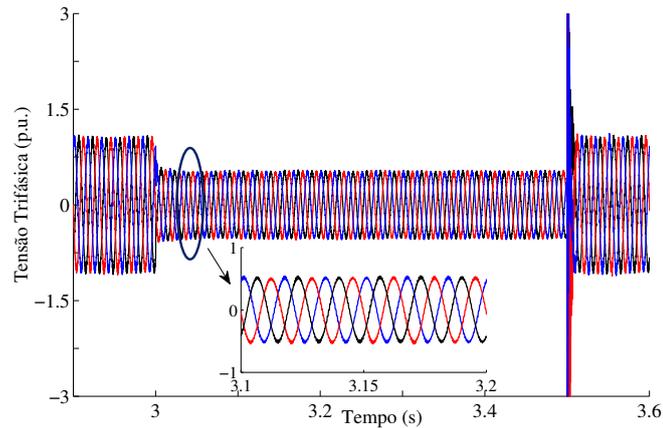
$$\vec{V}_r = (1-p)V_s \frac{L_m}{L_s} s e^{js\omega_s t} - \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{1}{T_s} + j\omega_r \right) \frac{pV_s}{j\omega_s} e^{-\frac{t}{T_s}}. \quad (64)$$

A Equação (64) pode ser simplificada, devido $\frac{1}{T_s}$ ser pequena na resistência estatórica do gerador, assim:

$$\vec{V}_r \approx V_s \frac{L_m}{L_s} \left[s(1-p)e^{js\omega_s t} - (1-s)pe^{js\omega_s t} e^{-\frac{t}{T_s}} \right]. \quad (65)$$

A tensão característica do afundamento trifásico é apresentada na Figura 29.

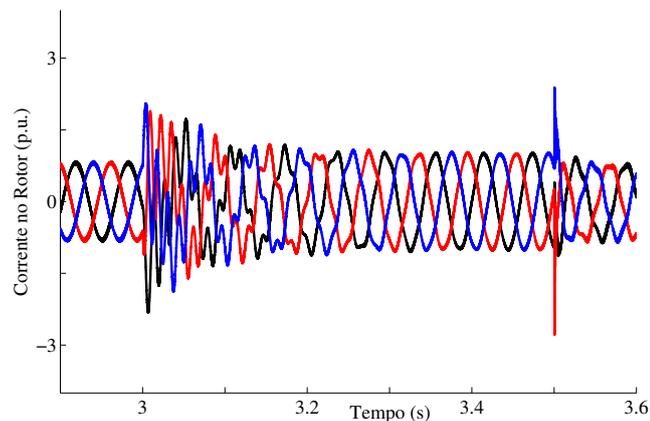
Figura 29 – Tensão sob afundamento trifásico de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 30 apresenta-se a corrente rotórica apresentada. Ao exceder o valor nominal de 1,0 p.u. nos enrolamentos do rotor, aumenta-se a tensão no barramento capacitivo. O afundamento de tensão tem um impacto significativo na corrente do rotor. Existem dois procedimentos transitórios durante a falta. Primeiro, a tensão do rotor diminui e o conversor do lado do rotor perde o controle. E segundo, a corrente atinge um valor muito alto e a tensão do barramento aumenta consideravelmente.

Figura 30 – Corrente no rotor sob afundamento trifásico de tensão.

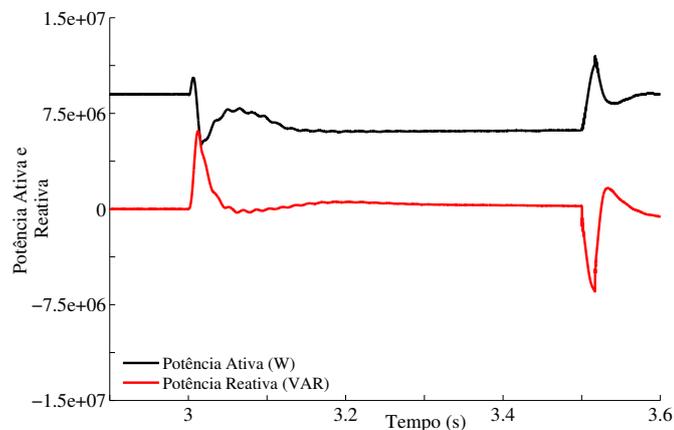


Fonte: Autoria Própria.

Espera-se que a corrente transitória do rotor exceda de duas a três vezes o valor nominal, pois a tensão da rede pode diminuir para mais de 80%.

Para o instante em que a falta ocorre no sistema, a tensão de entrada do DFIG no barramento fica defasada e a potência ativa P diminui como resultado da impedância do solo. Para um sistema real, a oscilação tende a causar um grande estresse na caixa de transmissão, provocando uma redução na vida útil do equipamento. Na Figura 31 apresentam se as potências ativa e reativa. Na potência ativa verifica-se o decréscimo no valor médio, enquanto na potência reativa uma queda levemente acentuada.

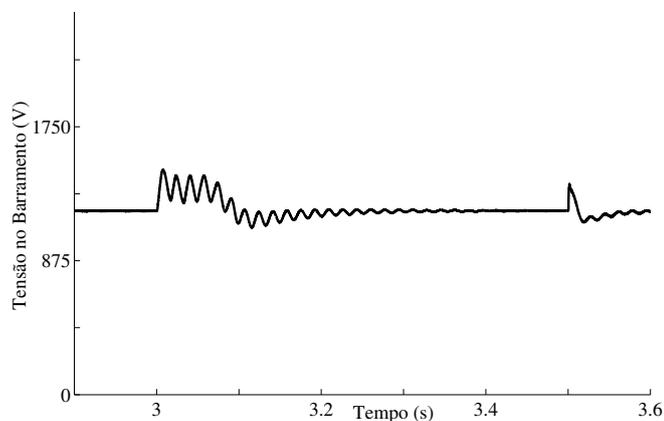
Figura 31 – Potência ativa e reativa sob afundamento trifásico de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 32 apresenta-se a tensão no barramento que durante o transitório inicial e final do afundamento ocorre uma perturbação. A corrente do rotor desenvolvida durante a falta é transferida para o capacitor do barramento que pode aumentar a potência nominal do rotor.

Figura 32 – Tensão no barramento sob afundamento trifásico.

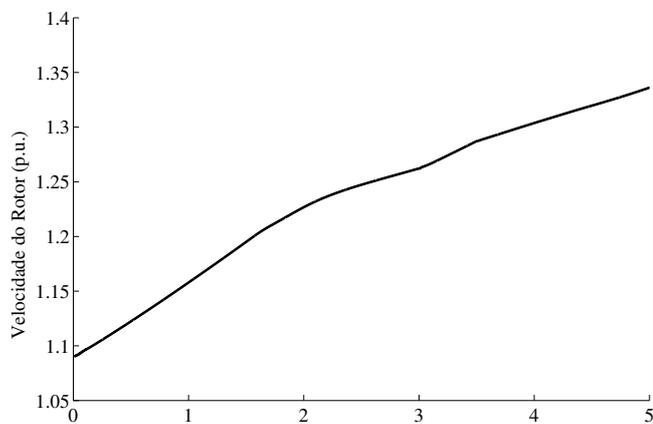


Fonte: Autoria Própria.

A corrente desenvolvida pelo rotor precisa ser controlada, pois o conversor é classificado apenas para uma fração da potência total do aerogerador. Essa perturbação ocorre porque no instante dos transitórios, a tensão natural induzida assume um valor alto, enquanto a tensão sintetizada pelo conversor é baixa. Assim a diferença de potencial faz com que surja uma corrente que flui do rotor para o barramento. Durante o início da falta, a tensão do capacitor pode exceder do seu valor nominal chegando a alcançar de 1330 V até 2000 V.

Na Figura 33 apresenta-se a velocidade rotórica do gerador. Durante o afundamento, a velocidade rotórica cresce para atender as sobrecorrentes do rotor, enquanto o torque eletromagnético decresce.

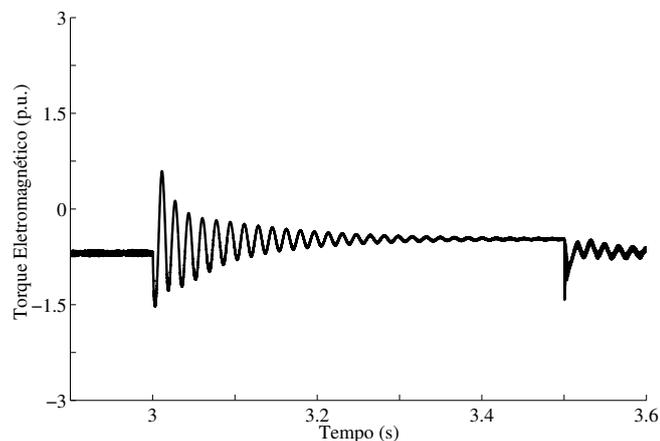
Figura 33 – Velocidade do gerador.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 34 apresenta-se o torque eletromagnético que é dado pela corrente rotórica e tensão do estator. No início do afundamento ocorre uma grande oscilação, assumindo valores positivos. Após estabilizar o torque volta ao seu estado nominal.

Figura 34 – Torque eletromagnético sob afundamento trifásico.



Fonte: Autoria Própria.

Essa oscilação tem frequência de 50 Hz dada pela frequência da componente natural (60 Hz) menos a frequência de escorregamento (10 Hz). Essa vibração não se reflete na velocidade, pois a inércia do sistema atenua o torque, fazendo com que apenas o seu valor médio afete a velocidade.

O conversor do lado da rede tenta estabilizar a tensão do barramento, por meio do controle. A corrente do conversor do lado da rede aumenta até 50% da corrente nominal do aerogerador, representando uma condição de sobrecarga.

4.4 Afundamentos Assimétricos

Os afundamentos de tensão não ocorrem nas três fases com a mesma intensidade, na maioria deles são curto-circuitos fase-terra ou curto-circuitos entre duas fases. As tensões desequilibradas denominam-se por afundamento de tensão assimétrico. De acordo com a teoria das três componentes, um sistema de tensão desbalanceado pode ser decomposta como a soma de três sistemas:

- Tensão direta, cuja sequência de fase é normal (fase A → fase B → fase C);
- Tensão reversa, cuja sequência é invertida (fase A → fase C → fase B);
- A tensão homopolar, um sistema em que as três tensões têm a mesma fase.

A máquina elétrica balanceada, com enrolamentos simétricos dispostos a cada 120°, a componente de tensão direta cria um fluxo magnético de amplitude rotativa constante a 60 Hz. A componente inversa cria um fluxo de amplitude constante, com rotação no sentido anti-horário, e a componente homopolar não cria nenhum fluxo líquido, uma vez que o fluxo de cada fase é compensada com as outras duas.

Ao ignorar a componente homopolar, a tensão é a soma das tensões direta e reversa, utilizando a notação vetorial:

$$V_s = V_d e^{j\omega_s t} + V_i e^{-j\omega_s t}, \quad (66)$$

em que as duas tensões dão origem aos fluxos no estator, que são referidos como fluxo direto φ_{sd} e reverso φ_{si} , e as amplitudes são proporcionais às tensões desconsiderando o pequeno efeito da

resistência do estator:

$$\varphi_{sd} = \frac{V_d}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \quad (67)$$

$$\varphi_{si} = \frac{V_i}{-j\omega_s} e^{-j\omega_s t} \quad (68)$$

Como nos afundamentos trifásicos, a tensão transitória surge com o fluxo natural, sendo o fluxo total, a soma das três componentes:

$$\varphi_s = \varphi_{sd} + \varphi_{si} + \varphi_{sl}. \quad (69)$$

Assim como o fluxo direto e o reverso são uma função da tensão da rede, o fluxo natural é independente e evolui durante os afundamentos trifásicos. Se a corrente do rotor for nula, o fluxo cai exponencialmente.

4.4.1 Falta Monofásica

A maioria dos curtos-circuitos são monofásicos. A fase “A” em curto-circuito à rede, sob mesma impedância nas sequências direta e reversa, faz as tensões das fases “B” e “C” não variarem. Assim, as tensões nas três fases são:

$$\begin{cases} \vec{V}_d = V_s(1 - p/3); \\ \vec{V}_i = V_s(-p/3); \\ \vec{V}_h = V_s(-p/3). \end{cases} \quad (70)$$

A tensão homopolar não influencia o desempenho da máquina, pois não ocasiona o aparecimento do fluxo. Entretanto, as outras duas tensões dão origem aos fluxos por meio da Equação (67). O fluxo natural surge a partir do valor Ψ_0 é obtido pela continuidade do fluxo natural antes e depois do afundamento:

$$\Psi_0 = \varphi_{sf}(t_0^-) - \varphi_{sd}(t_0^+) - \varphi_{si}(t_0^+) \quad (71)$$

Diferente dos afundamentos trifásicos, o fluxo natural inicia na intensidade do afundamento, que depende do momento que ocorre. Se o afundamento inicia em $t_0 = 0$ o fluxo natural é nulo, pois nesse momento os fluxos diretos e reversos são alinhados, e sua soma é igual ao fluxo na máquina no momento antes do afundamento:

$$\begin{aligned} \varphi_s(0^-) &= \frac{V_{red}}{j\omega_s} \\ \varphi_s(0^+) &= \frac{V_{red}(1 - p/3)}{j\omega_s} + \frac{-V_{red}p/3}{-j\omega_s} = \frac{V_{red}}{j\omega_s}, \end{aligned} \quad (72)$$

na ausência de fluxo natural, não há transitório, assim o fluxo do estator já inicia em regime permanente.

Se o intervalo iniciar em $t_0 = T/4$ (T o período do sistema), a pior situação ocorre, pois é quando o fluxo natural máximo aparece. Neste momento, o fluxo reverso está em oposição ao direto, sendo suas amplitudes subtraídas. E para que o fluxo total seja mantido, um fluxo natural surge cujo valor é:

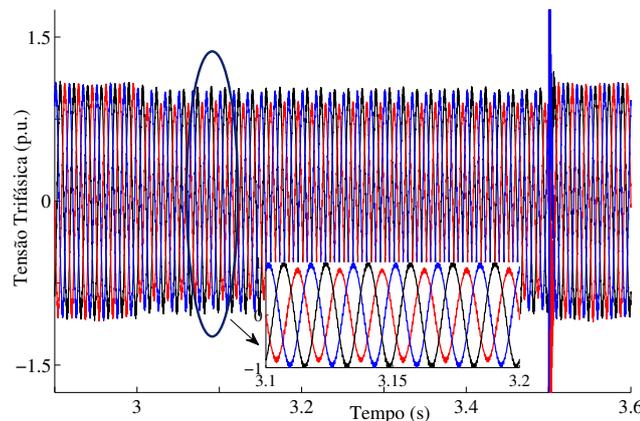
$$\varphi_s(T/4^-) = \frac{jV_{red}}{j\omega_s} \quad (73)$$

$$\varphi_s(T/4^+) = \frac{jV_{red}(1-p/3)}{j\omega_s} + \frac{jV_{red}p/3}{-j\omega_s} + \Psi_0 \quad (74)$$

$$\Psi_0 = \frac{V_{red}2/3p}{\omega_s} \quad (75)$$

A simulação de falta monofásica é apresentada 35. A maioria dos sistemas elétrico podem trabalhar com curto-circuitos monofásicos, pois não são imediatas ao sistema de geração.

Figura 35 – Tensão trifásica na rede sob afundamento monofásico.



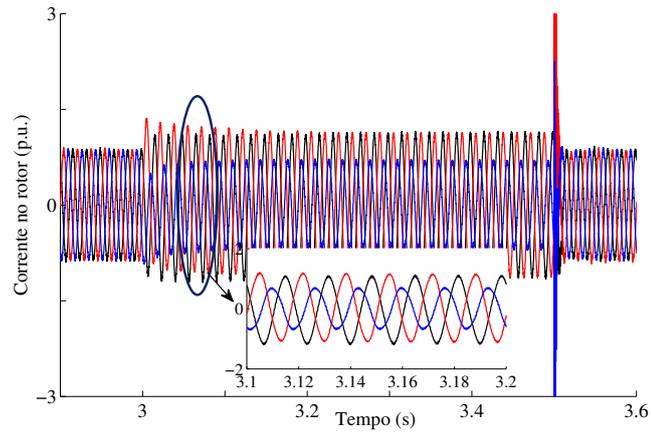
Fonte: Autoria Própria.

No início do afundamento, a componente direta aumenta levemente a amplitude das tensões com a inserção de um pequeno transitório que se extingue com a constante de tempo do estator. Após esse transitório a tensão induzida passa ser igual ao estado anterior.

Com a tensão desequilibrada, apresenta-se na Figura 36 as grandes correntes do rotor que excedem 1,0 p.u., extrapolando a classificação nominal do conversor.

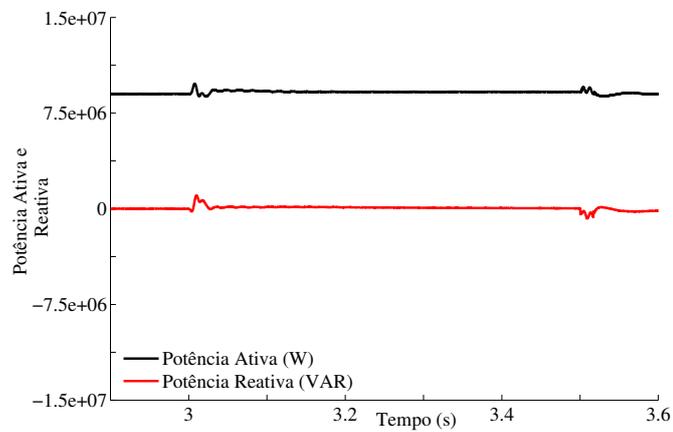
Na Figura 37 apresentam-se as potências ativa e reativa. A potência ativa, permanece inalterada em 8 MW durante a falta, e a potência reativa, sofre uma pequena alteração na liberação de reativo no início e no final do afundamento.

Figura 36 – Tensão trifásica na rede sob afundamento monofásico.



Fonte: Autoria Própria.

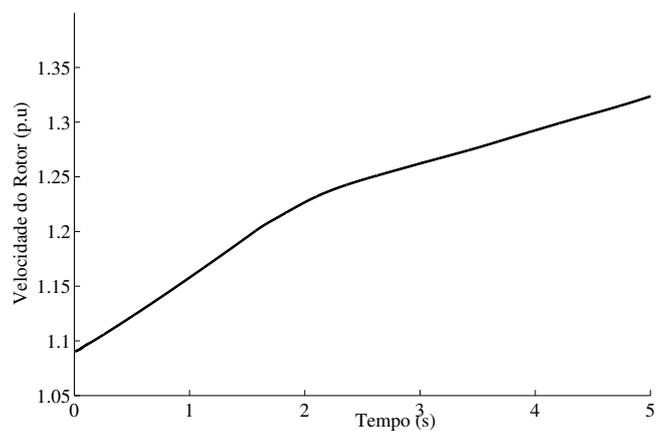
Figura 37 – Potência ativa e reativa sob afundamento monofásico.



Fonte: Autoria Própria.

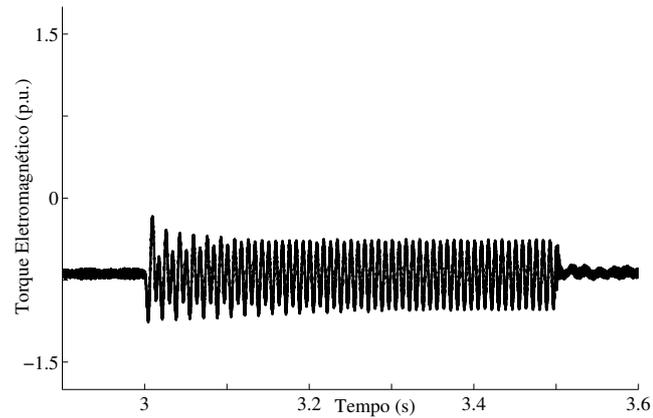
A Figura 38 apresenta-se a velocidade do rotor. E na Figura 39 apresenta-se o torque eletromagnético que mede uma pequena oscilação no eixo causando estresse na caixa de transmissão.

Figura 38 – Velocidade rotórica do gerador sob afundamento monofásico.



Fonte: Autoria Própria.

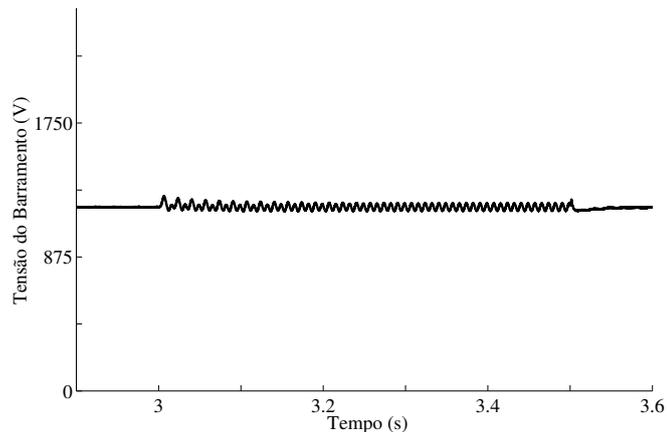
Figura 39 – Torque eletromagnético sob afundamento monofásico.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 40 apresenta-se a tensão do barramento, que não varia muito do valor de referência. No entanto, uma ondulação de 120 Hz é imposta à tensão do barramento.

Figura 40 – Tensão no barramento sob afundamento monofásico.



Fonte: Autoria Própria.

As faltas monofásicas representam um problema sério para o DFIG, devido a corrente do rotor não apresentar de forma clara a alteração, o que coloca todo o sistema sob estresse. E apesar do DFIG ainda poder operar com faltas desbalanceadas, torna-se um sistema não recomendável.

4.4.2 Falta Bifásica

Os afundamentos bifásicos são curto-circuitos entre duas fases. Este tipo de curto-circuito provocam o aparecimento da componente inversa de maior amplitude que um afundamento

monofásico de mesma intensidade, entretanto, não produzem a componente homopolar:

$$\begin{cases} \vec{V}_d = V_s(1 - p/2); \\ \vec{V}_i = V_s(p/2); \\ \vec{V}_h = 0. \end{cases} \quad (76)$$

Tanto a tensão direta quanto a inversa dão origem aos fluxos correspondentes, e seus valores são proporcionais às tensões que os originaram, portanto:

$$\varphi_{sd} = (1 - p/2) \frac{V_{red}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \quad (77)$$

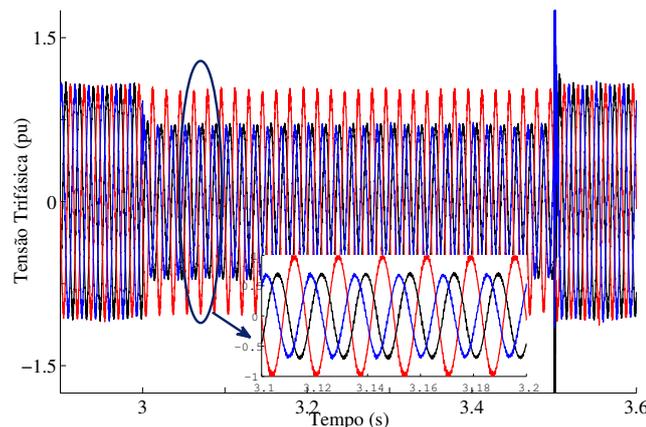
$$\varphi_{si} = (p/2) \frac{V_{red}}{-j\omega_s} e^{-j\omega_s t}. \quad (78)$$

Semelhante aos afundamentos monofásicos, o fluxo natural surge e seu valor depende da fase da tensão do estator. O valor inicial do fluxo natural é calculado substituindo os fluxos obtidos da Equação (77) na Equação (71):

$$\Psi_0 = \frac{V_{red} p}{j\omega_s} \quad (79)$$

Ao iniciar o afundamento em $t_0 = T/4$, não há fluxo natural, e na sua ausência, não há transitório na tensão induzida no rotor. Na Figura 41 apresentam-se as duas fases em curto:

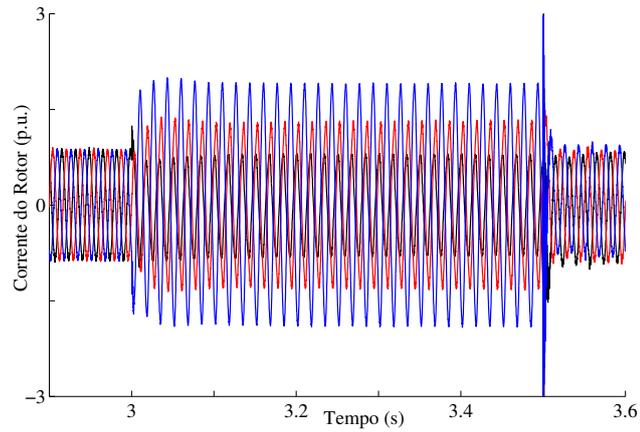
Figura 41 – Tensão trifásica na rede sob afundamento bifásico.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 42 apresenta-se a corrente do rotor que pode alcançar duas vezes o valor nominal. Assim como na falta monofásica, a componente de sequência negativa é vista tanto na tensão do circuito intermediário quanto na corrente do rotor. Devido ao desequilíbrio da tensão, a componente de sequenciamento negativa é imposta à corrente do rotor, cuja frequência é somada a frequência de escorregamento duas vezes a frequência fundamental do DFIG.

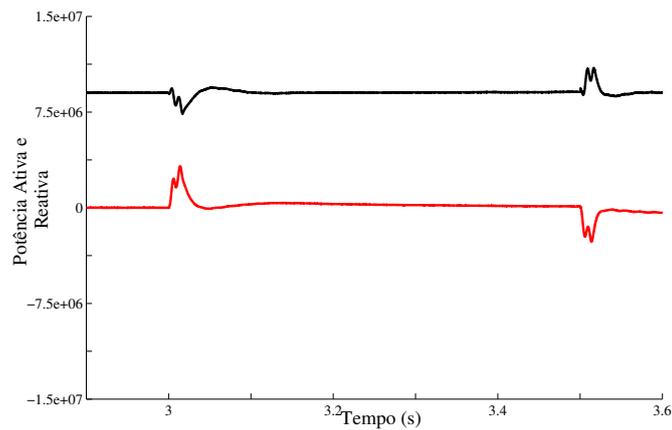
Figura 42 – Corrente no rotor sob afundamento bifásico de Tensão.



Fonte: Autoria Própria.

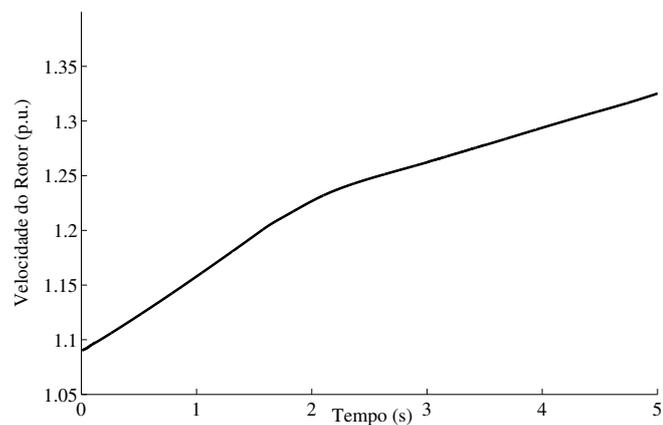
Na Figura 43 apresentam-se as potências ativa e reativa. E na Figura 44 apresenta-se a velocidade do rotor operando acima da velocidade síncrona.

Figura 43 – Potência ativa e reativa sob afundamento bifásico.



Fonte: Autoria Própria.

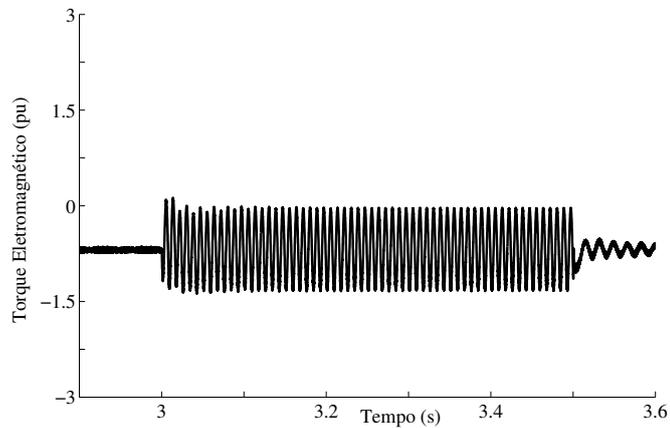
Figura 44 – Velocidade do Gerador sob Afundamento Bifásico.



Fonte: Autoria Própria.

A oscilação natural das correntes se reflete no torque eletromagnético apresentada na Figura 45. A oscilação de deve à sequência negativa gerada pela pulsação da frequência de rede, provocando estresse mecânico.

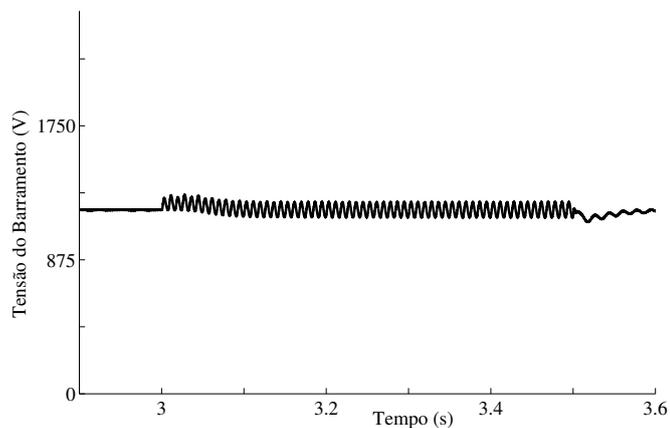
Figura 45 – Torque eletromagnético sob afundamento bifásico.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 46 apresenta-se a tensão no barramento, que sob a ocorrência do afundamento, uma elevação momentânea se dá no valor inicial devido às altas correntes que fluem pelo rotor.

Figura 46 – Tensão no barramento sob afundamento bifásico.



Fonte: Autoria Própria.

4.5 Modelo DFIG Durante os Afundamentos de Tensão

Constatou-se que a tensão induzida no rotor da máquina e a possibilidade de perda do controle da corrente se devem às presenças dos fluxos naturais e forçado que os afundamentos causam no estator da máquina. Os diferentes tipos de afundamentos podem, portanto, ser

caracterizados pela amplitude dos afundamentos. Apresenta-se na Tabela 4 os valores por unidade de fluxo direto, reverso e natural que surgem em função da intensidade do afundamento:

Tabela 4 – Valores por unidade de fluxo de acordo com o tipo de afundamento

Falta	φ_d	φ_i	φ_l
ϕn	$1-p/3$	$p/3$	0 a $p2/3$
$\phi\phi$	$1-p/2$	$p/2$	0 a p
$2\phi n$	$1-p2/3$	$p/3$	$p/3$ a p
3ϕ	$1-p$	0	p

Fonte: Autoria Própria.

Para mesma profundidade, os fluxos naturais e reversos ocorrem em fluxos bifásicos isolados. Essas faltas são portanto, as mais perigosas para o conversor, pois são nelas que uma maior quantidade de tensão são induzidas no rotor. Se a tensão nos terminais do rotor exceder o máximo do conversor, ela perderá o controle da corrente, levando a máquina à uma situação perigosa que deve ser evitada.

4.6 Resumo

O estudo realizado mostrou que cada tipo de perturbação possui características próprias. Neste capítulo, três tipos típicos de faltas foram impostas ao DFIG. Para condições de faltas balanceadas uma corrente induzida elevada no lado do rotor é transferida para o capacitor do circuito intermediário. A tensão do barramento aumenta para além do capacitor antes do controlador de tensão do DFIG possa controlar. O impacto da baixa tensão faz com que a corrente do rotor aumente de duas a três vezes o valor nominal para compensar a redução de fluxo.

Nos casos de faltas desequilibradas, a tensão afeta o desempenho do DFIG. A componente de sequência negativa (120Hz) é imposta à corrente do rotor e na tensão do barramento. Como a tensão do barramento atende aos limites de controle interno do esquema de controle DFIG, a detecção da tensão do barramento não é ideal para determinar a falta. Além disso, as faltas podem ser refletidas na tensão da fase do estator.

PROPOSIÇÃO DE ESTRATÉGIA PARA CONTROLE E PROTEÇÃO DO SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICA

Tanto o controle quanto o sistema de proteção, desempenham um papel importante nos sistemas de conversão de energia eólica. O controle e o sistema de proteção se tornaram ainda mais valiosos diante de dois aspectos da natureza: (I) a velocidade variável e imprevisível do vento; e (II) a ocorrência de perturbações na rede elétrica.

Este capítulo apresenta a proposta de estratégia para controle e proteção do sistema eólico equipado com DFIG para aprimorar a integração do sistema de conversão de energia eólica à rede.

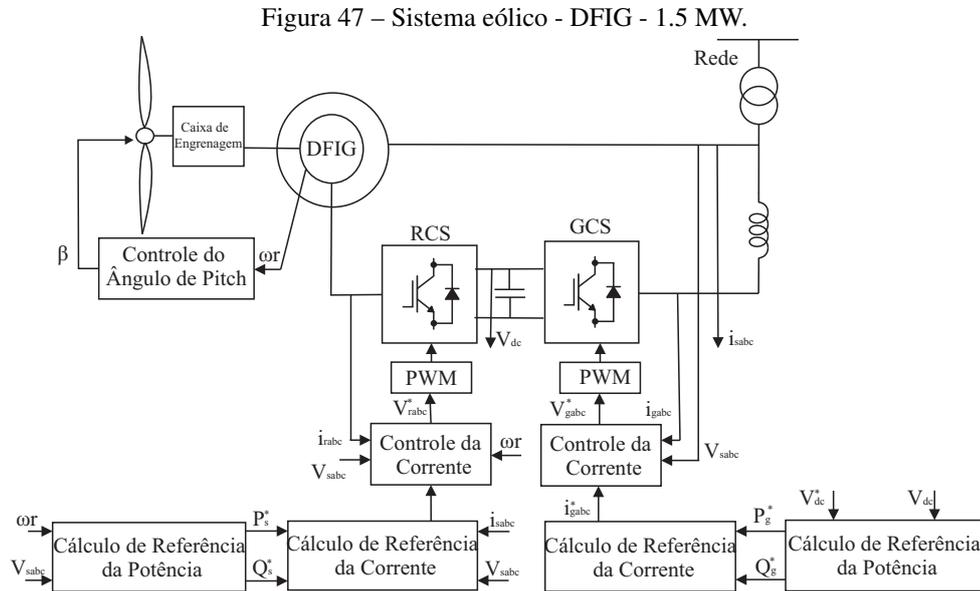
5.1 Modelo da Velocidade do Vento

O modelo equivalente da velocidade do vento estima as ações estocásticas e determinísticas já apresentadas no Capítulo 2, que simula o torque real no eixo principal das turbinas.

5.2 Estratégia de Controle Proposta

A estrutura da turbina eólica apresentada na Figura 47 detalha a máquina assíncrona com os conversores de potência, barramento CC e filtro de rede. O sistema apresenta uma fonte de tensão alternada sinusoidal trifásica de frequência 60 Hz. O modelo é adequado para visualizar as componentes harmônicas e o desempenho dinâmico do sistema de controle para períodos de tempo relativamente curtos. Além disso, o modelo permite analisar as formas de onda da tensão de entrada e de saída do conversor *back-to-back*.

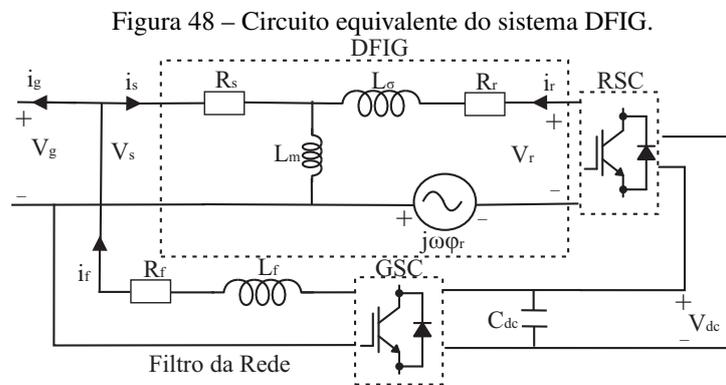
Para uma análise precisa do sistema, o tempo de amostragem foi de $T_s = 5\mu s$, uma vez que estes apresentam uma frequência de chaveamento de 2 kHz.



Fonte: Autoria Própria.

5.2.1 DFIG Conectado ao Sistema Elétrico

Na Figura 48 apresenta-se o circuito equivalente do DFIG conectado ao conversor fonte de tensão *back-to-back*. O filtro de rede é posicionado entre o GSC e a rede, pois a rede e o conversor fonte de tensão são rígidos e reduzem as componentes harmônicas causadas pelos conversores. Para conversores fonte de tensão, o filtro de rede usualmente são do tipo L ou LCL. Nesta Tese, o filtro do tipo L foi utilizado por ser mais prático e atender às necessidades de filtrar os harmônicos no sistema.



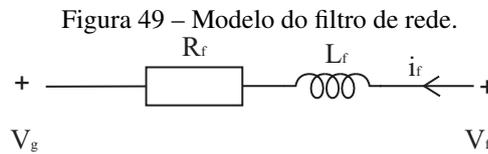
Fonte: Autoria Própria.

5.2.1.1 Filtro de Rede

Na Figura 49 apresenta-se o circuito equivalente do filtro de rede que consiste na indutância L_f e resistência R_f , tem como função filtrar as correntes que saem do GSC. Ao aplicar a lei da tensão de Kirchhoff ao circuito, tem-se o modelo em coordenadas síncronas:

$$V_g = -(R_f + j\omega L_f)i_f - L_f \frac{di_f}{dt} + V_f \quad (80)$$

sendo V_g a tensão de rede, i_f a corrente do filtro de rede, e V_f a tensão fornecido pelo conversor do lado da rede.



Fonte: Autoria Própria.

O dimensionamento do coeficiente L_{RL} para o funcionamento com modulação por largura de pulso, foi projetado para obter uma ondulação (*ripple*) de corrente inferior a um determinado valor:

$$L_{RL} = L_{min} = \frac{V_{dc}}{6 \times f_{PWM} \times \Delta i_L}, \quad (81)$$

sendo, V_{dc} a tensão de barramento, f_{PWM} a frequência de chaveamento e Δi_L a ondulação (*ripple*) máxima da corrente.

Um filtro com esta dimensão tem perdas por efeito joule que não podem ser desprezadas, assim, o modelo apresenta uma resistência em série, R_{RL} , 100 vezes inferior ao coeficiente do indutor, ou seja:

$$L_{RL}(p.u.) = L_{RL} \times \frac{S_{nom}}{0,9} \times \frac{2\pi \times f_{nom}}{V_{nom}^2} = 23,75; \quad (82)$$

$$R_{RL}(p.u.) = \frac{L_{RL}(p.u.)}{100} = 0,2375. \quad (83)$$

O valor da resistência foi calculado de forma a obter uma constante de tempo $\tau = L_{RL}/R_{RL}$ na ordem dos décimos de segundos:

$$R_{RL} = R_{RL}(p.u.) \times \frac{0,9}{S_{nom}} \times V_{nom}^2 = 47,12m\Omega \Rightarrow \tau = \frac{30}{47,12} = 0,64s. \quad (84)$$

Harmônicos

A função de transferência, $G_f(s)$, na análise da componente harmônica do filtro de rede, pode ser expressa como:

$$G_f(s) = \frac{i_f}{V_f} = \frac{1}{L_f s + R_f}, \quad (85)$$

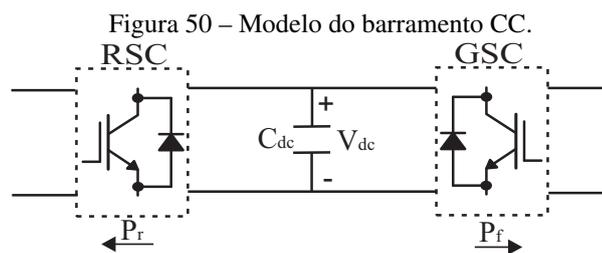
o qual amortecimento do filtro, é dado por:

$$|G_f(j\omega)| = \frac{1}{\sqrt{L_f^2 \omega^2 + R_f^2}}. \quad (86)$$

Se $L_f \omega \gg R_f$, o ganho pode ser aproximado como $|G_f(j\omega)| \approx 1/(L_f \omega)$. Caso a frequência de chaveamento do conversor seja $\omega = 100 p.u.$, e $L_f = 0,2 p.u.$, o ganho do filtro é $|G_f(j100)| \approx 0,05 p.u.$, o que corresponde a um amortecimento de 26 dB, se R_f puder ser negligenciado.

5.2.1.2 Barramento CC

A energia, W_{dc} , armazenada no capacitor do barramento, C_{dc} , é fornecida pela tensão do barramento V_{dc} . Na Figura 50 apresenta-se o circuito equivalente do modelo do barramento, que é definido pelo fluxo da potência, dado pelo conversor do lado da rede (GSC) e da máquina (RSC).



Fonte: Autoria Própria.

A energia do barramento capacitivo é dependente da energia fornecida ao filtro da rede, P_f , e da energia fornecida ao circuito do rotor do DFIG, P_r , como:

$$\frac{dW_{dc}}{dt} = \frac{1}{2} C_{dc} V_{dc}^2 = -P_f - P_r, \quad (87)$$

o que significa que a tensão do barramento varia conforme Equação (88):

$$C_{dc} V_{dc} \frac{dV_{dc}}{dt} = -P_f - P_r \quad (88)$$

dado $P_f = -P_r$ para uma tensão constante no barramento CC.

A variação desta tensão determina a troca da potência ativa entre conversor e rede. A energia armazenada no capacitor colocado em paralelo no barramento depende da diferença entre as potências nos conversores. Esta variação é calculada por:

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{C} \int i_{cc} dt \right) \Leftrightarrow \frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{C} i_{cc}. \quad (89)$$

A capacidade do capacitor projetado deve ser 10 mF para que o tempo de armazenamento seja aproximadamente $\frac{1}{4}$ do ciclo, a uma frequência de 60 Hz:

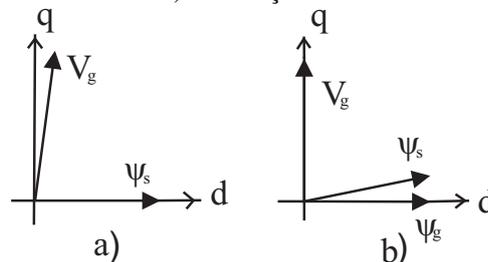
$$C = \frac{S_{nom}}{2 \times f_{nom} \times V_{dc}^2} \Rightarrow C = \frac{1,5 \times 10^6 / 0,9}{2 \times 60 \times 1200^2} = 9,64 \times 10^{-3} \approx 10mF. \quad (90)$$

5.2.2 Orientação ao Fluxo

Para controlar vetorialmente a corrente do rotor do DFIG, o quadro de referência deve ser alinhado a uma orientação de fluxo. A forma usual consiste em controlar sob a orientação do fluxo do estator. Se a resistência do estator for pequena, a orientação do fluxo estatórico fornece também orientação à tensão do estator. E de acordo com Datta e Ranganathan (1999), a orientação da tensão do estator pode ser realizada sem grandes erros significativos.

Para esta Tese, a orientação da tensão do estator está referenciada como orientação do fluxo de rede, isto é, a máquina está alinhada com um fluxo da rede virtual. Na Figura 51 apresenta-se os vetores espaciais da tensão da rede e do fluxo do estator, que existe uma pequena variação angular entre os vetores espaciais de tensão de rede e fluxo de estator.

Figura 51 – Diagrama do vetor de espaço da tensão da rede e do fluxo do estator. a) Orientação do fluxo do estator. b) Orientação do fluxo de rede.



Fonte: Adaptado de Barros (2006).

5.2.2.1 Orientação do Fluxo do Estator

Para um sistema orientado ao fluxo do estator, o ângulo síncrono θ_1 é definido como:

$$\theta_1 = \angle \Psi_s, \quad (91)$$

sendo, Ψ_s o fluxo do estator nas coordenadas do estator, que pode ser transformado em coordenadas síncronas:

$$\Psi_s = \Psi_s e^{-j\hat{\theta}_1} = \psi_s e^{-j\hat{\theta}_1}, \quad (92)$$

sendo, $\hat{\theta}_1$ o estimado de θ_1 , ψ_s a amplitude do fluxo do estator. O erro entre o ângulo síncrono e sua estimativa é $\tilde{\theta}_1 = \theta_1 - \hat{\theta}_1$, que para uma orientação perfeita do campo, $\theta_1 = \hat{\theta}_1$ e $\Psi_s = \psi_s$, seja o vetor espacial do fluxo do valor real.

Além disso, se a corrente do estator e do rotor, juntamente com a posição do rotor forem medidas, o fluxo estatórico pode ser calculado e, assim, o ângulo de transformação encontrado.

5.2.2.2 Orientação do Fluxo de Rede

A orientação do fluxo de rede é definido por um fluxo de rede virtual, Ψ_g :

$$\Psi_g = \frac{V_g}{j\omega_g} = -\frac{jV_g e^{j\theta_g}}{\omega_g}, \quad (93)$$

sendo, ω_g a frequência de rede da tensão e θ_g o ângulo correspondente. Como ω_g é uma constante e o fluxo da rede virtual está conectado à tensão da rede, a relação entre o ângulo síncrono, θ_1 e o ângulo de tensão da rede, θ_g , no sistema orientado ao fluxo da rede, é:

$$\theta_1 = \angle \Psi_g = \angle -jV_g = \theta_g - \frac{\pi}{2}, \quad (94)$$

assim, a tensão de rede em coordenadas síncronas, é:

$$V_g = V_g e^{-j\hat{\theta}_1} = jV_g e^{\tilde{\theta}_1}, \quad (95)$$

sendo, V_g a amplitude da tensão da rede. Para uma orientação perfeita do campo, ou seja, $\theta_1 = \hat{\theta}_1$, que $V_g = jV_g$, o vetor espacial da tensão da rede é imaginário. A orientação do fluxo da rede é igual à orientação do fluxo do estator no estado estacionário, se a resistência do estator for negligenciada, logo:

$$V_s = V_g = R_s i_s + \frac{d\Psi_s}{dt} + j\omega_1 \Psi_s \approx j\omega_1 \Psi_s. \quad (96)$$

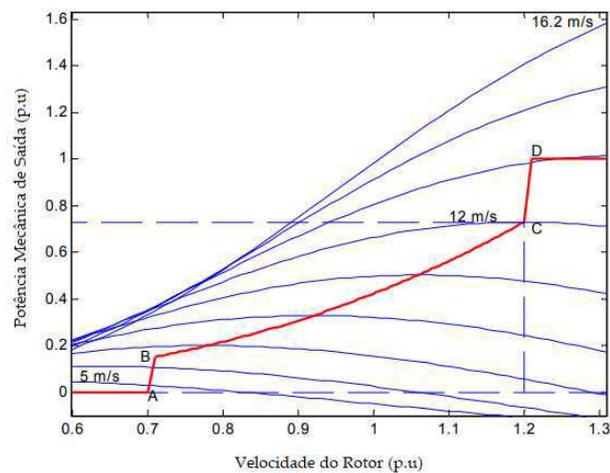
O ângulo de transformação para o sistema orientado ao fluxo de rede é obtido diretamente a partir das medições da tensão do estator. No entanto, para efeito de filtragem, um estimador PLL é usado para rastrear a frequência da rede e seu ângulo correspondente.

5.2.3 Controle do Conversor do Lado do Rotor (RSC)

O objetivo do sistema de controle do conversor do lado do rotor é controlar o fluxo da potência ativa e reativa. Este controlador é composto por uma malha externa que controla separadamente as potências ativa e reativa injetadas na rede e uma malha interna de controle de corrente. A orientação do campo é alinhado com o fluxo do estator do DFIG ou com o fluxo da rede. Para os quadros de referência, a componente q da corrente do rotor determina o torque eletromagnético produzido, enquanto a componente d controla as potências.

O controle da potência ativa segue a curva característica potência-velocidade do rotor, que determina o valor da potência mecânica para diferentes velocidades de vento. Quando o rotor se encontra a uma velocidade inferior a 0,7 p.u., (onde 1 p.u. corresponde à velocidade de sincronismo), a potência mecânica de saída é nula, conforme se apresenta na Figura 52. Para velocidades de vento inferiores a 10 m/s, a máquina necessita receber energia por meio do rotor, visto que funciona a velocidade sub-síncrona. Para velocidades superiores, o rotor funciona a uma velocidade super-síncrona sendo fornecida potência ativa à rede pelos circuitos estático e rotórico.

Figura 52 – Característica de seguimento potência-velocidade



Fonte: Ackerman (2005).

A potência elétrica é igual à potência mecânica, após subtraídas pelas perdas por atrito, bem como por efeito joule nos enrolamentos do estator e do rotor, representadas por P_{js} e P_{jr} , respectivamente, e no filtro de rede, P_{jRL} .

$$P_{js} = R_s i_s^2; \quad (97)$$

$$P_{jr} = R_r i_r^2; \quad (98)$$

$$P_{jRL} = R_{RL} i_{conv}^2. \quad (99)$$

A relação entre as potências mecânicas e elétricas são controladas por um controlador PI (Proporcional-Integral) cuja saída corresponde à componente em quadratura da corrente de referência que deve ser injetada nos enrolamentos do rotor. A potência reativa é transferida entre o conversor do lado do rotor e a rede por meio do gerador. No processo de troca, o gerador tem potência reativa positiva nos seus terminais devido à energia magnética presente nos enrolamentos. O excesso de potência reativa, que deve ser nulo, é enviado à rede ou para o conversor do lado do rotor. Para eliminar o excesso, o erro entre a potência reativa de referência (nula) e a potência reativa medida nos terminais do gerador, aplica-se um controlador **PI** cuja saída é a componente direta da corrente de referência.

5.2.3.1 Controle da Corrente no Rotor

Para determinar a função de transferência que descreve a dinâmica de controle do conversor do lado do rotor, procedeu-se ao ajuste por tentativa e erro dos parâmetros K_p (ganho proporcional) e T_i (tempo integral) dos controladores PI.

A diferença entre as corrente de referência e o medido nos enrolamentos do rotor são reduzidos a zero por um controlador de corrente. Este controlador é constituído por um controlador PI e um conjunto de termos *feed-forward* que ajudam a determinar a tensão que se pretende obter à saída do conversor do lado do rotor e que é imposta por um gerador.

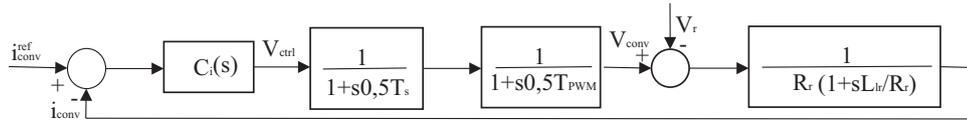
Na concepção do sistema de conversão PWM com o controle de corrente preditivo, a seleção do princípio de modulação e da frequência de chaveamento são importantes para um resultado preciso. A frequência de chaveamento tem impacto na distorção harmônica das correntes, nas perdas do filtro de rede, bem como na precisão da dinâmica do sistema de controle da corrente. Para obter uma operação linear do conversor, a razão entre a frequência de chaveamento e a frequência do sinal modulado devem ser altas.

Ao analisar o circuito rotórico, tem-se a expressão para corrente de saída do conversor do lado do rotor:

$$i_{con}(s) = \frac{V_{con} - V_r}{R_r + sL_{lr}} = \frac{V_{con} - V_r}{R_r(1 + sL_{lr}/R_r)}, \quad (100)$$

e o sistema de controle interno da corrente descrito pelo diagrama de blocos apresenta-se na Figura 53:

Figura 53 – Controle interno da corrente no conversor RSC.



Fonte: Autoria Própria.

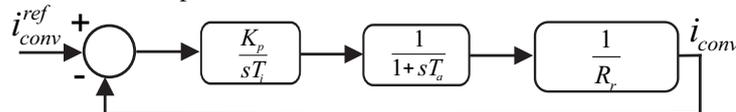
que $1/(1 + s0,5T_s)$ representa o bloco de atraso (o qual T_s é o tempo de amostragem do sistema), colocado antes do gerador de pulsos para segurar o valor da tensão de controle até o próximo ciclo. O bloco $1/(1 + s0,5T_{PWM})$ introduz no sistema o atraso provocado pelo conversor, dado $T_{PWM} = 1/f_{PWM}$. A tensão de saída do controlador V_{ctrl} é realizada pelo gerador PWM que comanda o conversor do lado da rede.

O projeto do controlador $C_i(s)$ considerou-se um sistema de segunda ordem (malha aberta), sem polos na origem e com dois polos reais em $-0,5T_{PWM}$ e $-R_r/L_{lr}$. Adotou-se o controlador PI para assegurar a dinâmica de segunda ordem em malha fechada, $C_i(s)$:

$$C_i(s) = \frac{V_{ctrl}(s)}{i_{conv}^{ref}(s) - i_{conv}(s)} = K_p \frac{1 + sT_i}{sT_i}. \quad (101)$$

De acordo com Silva (2007), o controlador é projetado para que o zero cancele o polo de menor frequência, ou seja, $T_i = L_{lr}/R_r$. Ao considerar as perturbações nulas, princípio da sobreposição com $V_r(s) = 0$, obtém-se o esquema simplificado com $T_a = 0,5(T_s + T_{PWM})$: sendo

Figura 54 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle de corrente no conversor do lado do rotor.



Fonte: Autoria Própria.

a função de transferência do sistema apresentado na Figura 54, é:

$$F(s) = \frac{i_{conv}(s)}{i_{conv}^{ref}(s)} = \frac{\frac{K_p}{sT_i} \frac{1}{1+sT_a} \frac{1}{R_r}}{1 + \frac{K_p}{sT_i} \frac{1}{1+sT_a} \frac{1}{R_r}} = \frac{K_p}{sT_i(1+sT_a)R_r + K_p}. \quad (102)$$

Ao passar para a forma canônica,

$$F(s) = \frac{K\omega_n^2}{s^2 + (2D\omega_n)s + \omega_n^2}, \quad (103)$$

em que K é o ganho estático, D fator de amortecimento e ω_n a frequência natural, tem-se:

$$\frac{i_{con}(s)}{i_{conv}^{ref}(s)} = \frac{\frac{K_p}{T_i T_a R_r}}{s^2 + \frac{1}{T_a} s + \frac{K_p}{T_i T_a R_r}} \quad (104)$$

sendo, $2D\omega_n = \frac{1}{T_a}$ e $\omega_n^2 = \frac{K_p}{T_i T_a R_r}$. A partir destes coeficientes tem-se a expressão:

$$K_p = \frac{R_r T_i}{4D^2 T_a}, \quad (105)$$

Com o fator de amortecimento $D = \sqrt{2}/2$, que representa geralmente o melhor compromisso entre velocidade de resposta e sobrelevação (SILVA, 2007), tem-se:

$$K_p = \frac{R_r T_i}{2T_a}. \quad (106)$$

Reescrevendo a Equação (104):

$$\frac{i_{con}(s)}{i_{conv}^{ref}(s)} = \frac{1}{s^2 + \frac{1}{T_a}s + \frac{1}{2T_a^2}}, \quad (107)$$

tem-se o controlador **PI** usado no controle interno da corrente, com os parâmetros:

$$K_p = \frac{L_{lr}}{2T_a}; \quad (108)$$

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} = \frac{R_r}{2T_a}. \quad (109)$$

Os termos *feed-forward* traduzem as equações do rotor da máquina em regime permanente o qual as derivadas dos fluxos ligados, $\frac{d\varphi_{ds}}{dt}$, $\frac{d\varphi_{qs}}{dt}$, $\frac{d\varphi_{dr}}{dt}$ e $\frac{d\varphi_{qr}}{dt}$ são zero:

$$V_{dr} = R_r i_{dr} - \frac{\omega - \omega_r}{\omega_{nom}} [(L_{lr} + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs}] \quad (110)$$

$$V_{qr} = R_r i_{qr} - \frac{\omega - \omega_r}{\omega_{nom}} [(L_{lr} + L_m) i_{dr} + L_m i_{ds}] \quad (111)$$

Na Figura 55 apresenta-se a estrutura do controle RSC com o loop de controle de corrente interna e o loop de controle de torque ou velocidade externa do sistema:

5.2.4 Controle do Conversor do Lado da Rede (GSC)

O conversor do lado da rede tem como objetivo controlar a tensão do barramento CC. Para esta Tese, o valor da tensão foi projetado para 1200 V. Este valor de referência foi calculado para obter uma tensão à saída do conversor igual a nominal, com um ciclo de trabalho de 70%. A imposição de um ciclo de trabalho mais elevado poder levar à saturação dos circuitos magnéticos.

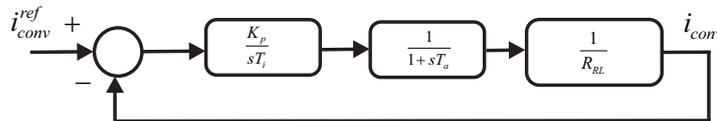
$$DutyCycle = \frac{\sqrt{2}V_{nom}}{V_{dc}} = \frac{\sqrt{2}575}{1200} = 0,68 \approx 70\%. \quad (112)$$

A tensão de saída do controlador, V_{ctrl} , dado pela onda senoidal realizada pelo gerador, comanda o conversor do lado da rede.

O controlador $C_i(s)$ é projetado para que o zero cancele o polo de menor frequência, $T_i = L_{RL}/R_{RL}$, e sob novas perturbações (princípio da sobreposição com $V_s(s) = 0$), obtém-se a expressão simplificada e o diagrama de blocos na Figura 57:

$$F(s) = \frac{i_{conv}(s)}{i_{conv}^{ref}(s)} = \frac{\frac{K_p}{sT_i} \cdot \frac{1}{1+sT_a} \cdot \frac{1}{R_{RL}}}{1 + \frac{K_p}{sT_i} \cdot \frac{1}{1+sT_a} \cdot \frac{1}{R_{RL}}} = \frac{K_p}{s \cdot T_i (1 + sT_a) R_{RL} + K_p}. \quad (114)$$

Figura 57 – Diagrama da malha de controle GSC.



Fonte: Autoria Própria.

De forma semelhante ao que fora projetado para o controle do rotor, o controlador **PI** utilizado para o controle interno da corrente no conversor do lado da rede tem-se os seguintes parâmetros:

$$K_p = \frac{L_{RL}}{2T_a}; \quad (115)$$

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} = \frac{R_{RL}}{2T_a}. \quad (116)$$

A saída deste controlador é compensada por termos *feed-forward*. Estes termos traduzem as equações do filtro *RL* em série em regime estacionário ($di_q/dt = 0$ e $di_d/dt = 0$ do conversor), que faz o elo entre conversor e rede:

$$V_d = V_{ds} - R_{RL}i_d + \frac{\omega}{\omega_{nom}} L_{RL}i_q \quad (117)$$

$$V_q = V_{qs} - R_{RL}i_q - \frac{\omega}{\omega_{nom}} L_{RL}i_d \quad (118)$$

Para $sT \ll 1$, a função de transferência do sistema de controle interno de corrente, pode ser simplificado para:

$$\frac{i_{conv}(s)}{i_{conv}^{ref}(s)} = \frac{1}{2T_a^2 s^2 + 2T_a s + 1} \approx \frac{1}{2T_a s + 1}. \quad (119)$$

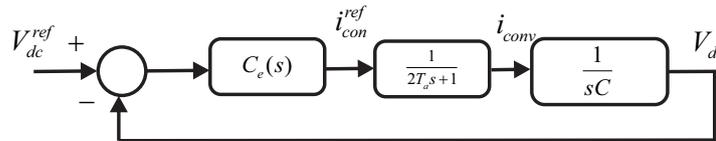
Com a tensão do barramento garantida por um condensador em paralelo com capacidade C , tem-se:

$$\frac{V_{dc}(s)}{i_{conv}} = \frac{1}{sC}. \quad (120)$$

Ao considerar o índice de amostragem igual a 1, e introduzindo no sistema um compensador $C_e(s)$, que também é um controlador **PI**, assegura-se uma dinâmica em malha fechada aproximada ao sistema de segunda ordem:

$$C_e(s) = \frac{i_{conv}^{ref}(s)}{V_{dc}^{ref}(s) - V_{dc}(s)} = K_p \frac{1 + sT_i}{sT_i}. \quad (121)$$

Figura 58 – Diagrama de blocos para controle da tensão com controle interno da corrente.



Fonte: Autoria Própria.

A parametrização deste controlador é dado inicialmente para ganho proporcional, $C(s) = K_p$. Assim, tem-se a função de transferência:

$$F(s) = \frac{V_{dc}(s)}{V_{dc}^{ref}(s)} = \frac{K_p \frac{1}{1 + s2T_a} \frac{1}{sC}}{1 + K_p \frac{1}{1 + s2T_a} \frac{1}{sC}} = \frac{\frac{K_p}{2T_a C}}{s^2 + \frac{2}{T_a}s + \frac{K_p}{2T_a C}}, \quad (122)$$

com $2D\omega_n = \frac{1}{2T_a}$ e $\omega_n^2 = \frac{K_p}{2T_a C}$. Dado o fator de amortecimento, $D = \sqrt{2}/2$, tem-se K_p :

$$K_p = \frac{C}{4T_a}. \quad (123)$$

Substituindo na função de transferência, Equação (122), tem-se:

$$\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc}^{ref}(s)} = \frac{1}{s^2 + \frac{1}{2T_a}s + \frac{1}{8T_a^2}}. \quad (124)$$

Ao comparar os valores de frequência natural, ω_n , do controlador interno de corrente com o controlado de tensão, verifica-se que a dinâmica do primeiro é duas vezes mais rápida que a do segundo, estando no limite da aproximação de Silva (2007).

Para uma rejeição mínima de perturbações por parte do controlador, a constante de tempo integral, T_i , foi calculada sob o critério *Symmetry Optimum* (UMLAND; SAFIUEDDIN, 1990). Para este método admitiu-se que a função de transferência (124) é aproximado por um sistema de primeira ordem:

$$\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc}^{ref}(s)} = \frac{1}{8T_a^2 s^2 + 4T_a s + 1} \approx \frac{1}{4T_a s + 1}, \quad (125)$$

sendo $\sigma = 4T_a$, tem -se:

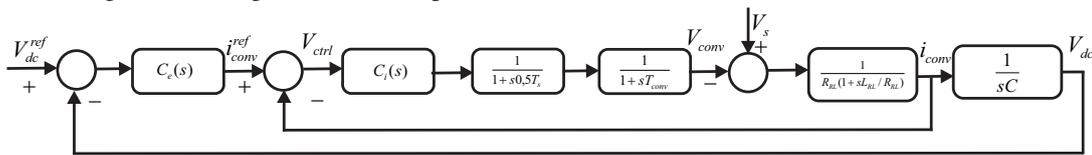
$$\frac{V_{dc}(s)}{V_{dc}^{ref}(s)} = \frac{1}{\sigma s + 1}. \tag{126}$$

De acordo com Umland e Safiuddin (1990), tem-se $T_i = 4\sigma$, logo $T_i = 14T_a$. Portanto:

$$K_i = \frac{K_p}{T_i} = \frac{C}{64T_a^2}. \tag{127}$$

A desenvoltura de funcionamento do sistema de controle do conversor do lado da rede reproduzida para o diagrama de blocos apresenta-se na Figura 59:

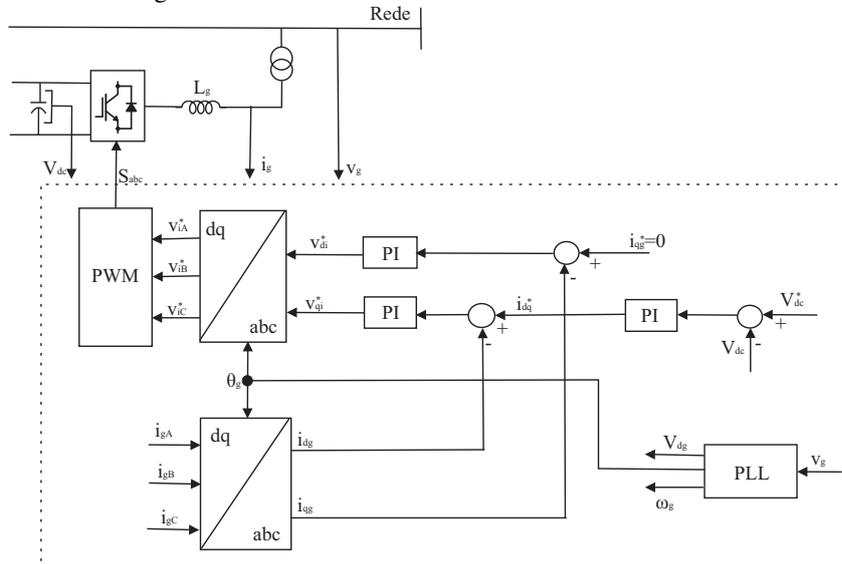
Figura 59 – Diagrama de blocos para controle da tensão com controle interno de corrente.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 60 apresenta-se a estratégia completa do controle do conversor do lado da rede. Os valores de K_p e K_i foram posteriormente ajustados de forma a melhorar a referida resposta do sistema.

Figura 60 – Controle do conversor do lado da rede - GSC.



Fonte: Autoria Própria.

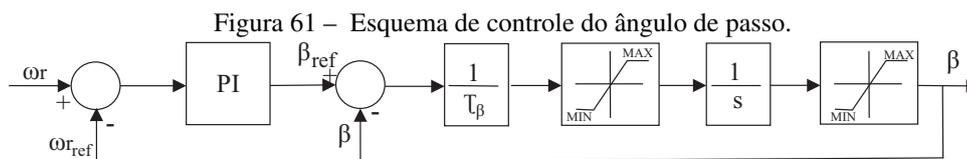
5.3 Controle do Ângulo de Passo

As turbinas projetadas com controle de velocidade com ajuste de ângulo de passo, possuem um dispositivo mecânico de variação de ângulo. As pás são giradas longitudinalmente,

reduzindo o ângulo de ataque por meio do ângulo de passo. Para ventos inferiores ao nominal, o ângulo de passo é fixado em um valor próximo a 0° que garante a extração da máxima potência pelo rotor eólico.

O controle do ângulo de passo, além de permitir a gerência da potência aerodinâmica, é também responsável pelas cargas aerodinâmicas transmitidas pelo rotor eólico à estrutura da torre. Os aerogeradores são controlados pelo ângulo de passo que variam dentro dos limites pré-definidos para uma operação segura.

Para ventos acima do nominal, o torque eletromagnético é utilizado para controlar e limitar a potência ativa na saída do gerador. No controle do rotor eólico, a grandeza de referência é a velocidade máxima permitida com um limite seguro de operação da turbina, sendo comparada com a velocidade medida. O erro de velocidade, comanda a atuação do ângulo de passo quando a velocidade limite for excedida. A estrutura de controle de passo utilizada nesta Tese é apresentada na Figura 61.



Fonte: Autoria Própria.

5.4 Estratégia do Controle Digital

O projeto das malhas de controle analógico apresentado nas seções 5.2.3 e 5.2.4 deu-se como uma primeira abordagem que permite uma análise quantitativa da resposta do sistema eólico às ações de controle e impactos na rede elétrica.

Nesta seção, as malhas de controle da máquina DFIG foram discretizadas, considerando os atrasos de tempo que ocorrem na operação dos conversores estáticos, da frequência de chaveamento e da amostragem do processo de discretização. A partir da formulação discreta do sistema, os controladores digitais foram projetados com o objetivo de melhorar o comportamento das tensões nas barras do sistema elétrico, principalmente as mais próximas do ponto de conexão comum a central eólica, quando na ocorrência de variações transitórias da velocidade do vento.

Para o projeto dos controladores digitais, foi adotado um tempo de amostragem de $50\mu s$, um coeficiente de amortecimento (ξ) de 0,8 e uma frequência natural não amortecida (ω_n) de 3.125 rad/s para os polos dominantes no plano-z, resultou numa frequência natural amortecida

(ω_{da}) de 1.875 rad/s. Como a frequência de amostragem é de 2 kHz, executou-se o processo de amostragem 33 vezes para cada ciclo completo de oscilação da resposta da planta, e como resultado, foi obtido a localização dos polos no plano-z:

$$|pi| = e^{-T\xi\omega_n} = 0,8825; \quad (128)$$

$$\angle pi = T\omega_{da} = 0,9375rad. \quad (129)$$

Ao discretizar a função de transferência da planta por meio da técnica do segurador de ordem zero (ZOH) obtém-se a função de transferência, utilizando a Transformada-Z. Ao modelar o conversor com um atraso de 2 intervalos de amostragem, tem-se a função de transferência:

$$PWM(z) = z^{-2}. \quad (130)$$

Por meio da técnica de posicionamento dos polos, utilizou-se as condições de ângulo e de módulo para que pi apresentado na Equação (128) seja o polo complexo de malha fechada dominante no semiplano-z positivo. Os ganhos resultantes para os controladores digitais são apresentados na Tabela 5:

Tabela 5 – Ganhos dos Controladores do Sistema.

Ganhos	Kp	Ki
Corrente - RSC	0,3	8
Corrente - GSC	2,5	500
Tensão no Barramento	0,002	0,05
Potência Reativa	0,05	5
Ângulo de Passo (Pitch)	500	

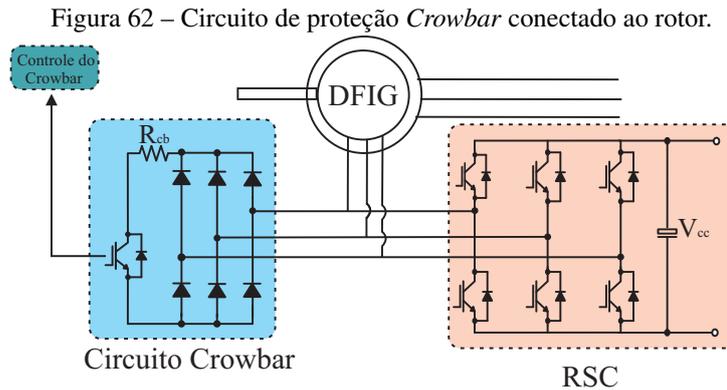
Fonte: Autoria Própria.

5.5 Estratégia de Proteção *Crowbar* Proposta

Melhorar a estratégia de controle dos conversores pode ter um efeito satisfatório quando o afundamento de tensão é leve. Entretanto, quando torna-se severo, passa a ser difícil controlar as variáveis do DFIG, pois o RSC não fornece tensão de controle suficiente. Para proteger o conversor do lado do rotor de disparos devido às altas correntes no circuito rotórico e sobretensão no barramento durante afundamentos de tensão, um circuito de proteção *crowbar* é instalado nas turbinas eólicas DFIG convencionais. O *crowbar* limita as tensões para fornecer uma rota segura para as correntes.

A estrutura típica do *crowbar* apresenta-se na Figura 62 conectado em paralelo com o rotor da máquina. A resistência do *crowbar*, R_{cb} , é difícil de ser determinado com exatidão,

devido a influência da não linearidade do sistema, logo, são apresentados dois requisitos que fornecem o limite superior e inferior para o sistema. Para limitar a corrente do rotor, a resistência deve ser alta, entretanto, para evitar uma tensão muito alta no circuito do rotor, a mesma deve ser pequena. Assim, é necessário um método de seleção de resistência apropriado para obter uma corrente de rotor suave e baixa ondulação (*ripple*) da tensão no barramento.



Fonte: Autoria Própria.

Na convenção motor, o modelo DFIG apresenta-se como:

$$V_s = R_s i_s + \frac{d\phi_s}{dt} + j\omega_s \phi_s, \quad (131)$$

$$V_r = R_r i_r + \frac{d\phi_r}{dt} + j(\omega_s - \omega_r) \phi_r, \quad (132)$$

$$\phi_s = L_s i_s + L_m i_r, \quad (133)$$

$$\phi_r = L_m i_s + L_r i_r, \quad (134)$$

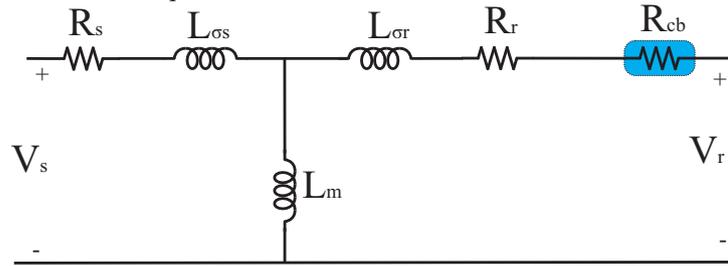
sendo, L_m a indutância mútua. Caso a indutância de dispersão do estator e do rotor sejam L_{σ_s} e L_{σ_r} , respectivamente, tem-se $L_s = L_{\sigma_s} + L_m$ e $L_r = L_{\sigma_r} + L_m$. Conforme Equações (133) e (134), as correntes apresentam-se:

$$i_s = \frac{L_r \phi_s - L_m \phi_r}{L_s L_r - L_m^2}, \quad (135)$$

$$i_r = \frac{L_s \phi_r - L_m \phi_s}{L_s L_r - L_m^2}. \quad (136)$$

Quando ocorre o afundamento de tensão, o *crowbar* é ativado, modificando o circuito equivalente DFIG apresentado na Figura 63. Quando a tensão da rede cai, correntes altas são geradas nos enrolamentos do estator e do rotor. Embora essas correntes possam mudar acentuadamente, o teorema do fluxo constante deve ser respeitado segundo Lopez *et al.* (2008).

Figura 63 – Circuito equivalente de DFIG com o elemento de resistência do *crowbar*.



Fonte: Autoria Própria.

Com a queda de tensão em $t_0 = 0$, o vetor do fluxo transitório do estator e do rotor podem ser expressa:

$$\begin{cases} \varphi_s(t) = \varphi_{sdc} + \varphi_{sf} = \frac{(1-p)V_s(t_0)}{j\omega_s} e^{-t/T_s} + \frac{pV_s(t_0)}{j\omega_s} e^{j\omega_s t}, \\ \varphi_r(t) = \varphi_{rdc} + \varphi_{rf} = \varphi_{rdc0} e^{j\omega_r t} e^{-t/T_r} + \varphi_{rf0} e^{j\omega_s t}, \end{cases} \quad (137)$$

sendo, p a proporção restante da tensão do estator após a queda de tensão, φ_{sf} a componente forçada do fluxo do estator, φ_{sdc} a componente CC do fluxo do estator, atenuado com o tempo transitório do estator, T_s ; φ_{rf0} e φ_{rdc0} são os valores iniciais dos componentes CC e do fluxo do rotor forçado no instante do afundamento, respectivamente. Da mesma forma, o fluxo do rotor CC também será atenuado, mas com a constante de tempo transitória do rotor T_r (MORREN; HAAN, 2005).

Ao assumir que a resistência do *crowbar*, R_{cb} , é muito maior que a resistência do estator e do rotor, ambas podem ser negligenciadas, sendo levadas apenas em consideração a resistência de desvio. As impedâncias equivalentes do estator (Z_s) e do rotor (Z_r), respectivamente, são descritas por Zhang *et al.* (2011):

$$Z_s = \frac{-\omega_s^2 L_m L_\sigma + j\omega_s L_s R_{cb}}{j\omega_s L_r R_{cb}}, \quad (138)$$

$$Z_r = j\omega_s L_\sigma + R_{cb}. \quad (139)$$

Com o princípio da superposição, quando há o afundamento, a tensão do gerador é equivalente ao aumento da fonte de tensão reversa. A corrente de excitação se impõe à corrente do estator após a falta na rede, e conforme princípio de conservação do fluxo, quando a tensão de rede cai, uma maior amplitude do fluxo CC irá gerar um aumento no enrolamento do estator. Com o circuito de proteção *crowbar* combinado com a impedância do sistema, a constante de tempo do estator torna-se:

$$T'_s = \frac{R_{cb}^2 + \omega_s^2 L_s L_\sigma}{\omega_s^2 (L_s - L_\sigma) R_{cb}}. \quad (140)$$

Quando o circuito de proteção *crowbar* detecta a falta, imediatamente é ativado, e o conversor do lado do rotor entra em curto acionando a chave IGBT do *crowbar*. A resistência é conectado ao circuito rotórico, que oferece um caminho de liberação para a energia excessiva no rotor do DFIG, evitando a sobrecorrente do enrolamento do rotor. Com o princípio de conservação, uma maior amplitude do fluxo de dispersão irá gerar aumento no enrolamento do rotor, do qual a constante de tempo é:

$$T_r' = \frac{L_\sigma}{R_{cb}}. \quad (141)$$

Devido à resistência de desvio do *crowbar*, a componente transitória do rotor acelera rapidamente, tornando a queda da constante de tempo rotórica mais rápida que a estática.

No estado estacionário, ignorando a resistência do estator, o fluxo de dispersão do estator e do rotor, são:

$$\begin{cases} \varphi_s = \frac{V_s}{j\omega_s} = \frac{V_s e^{j\omega_s t}}{j\omega_s} \\ \varphi_r = \phi_{r0} e^{j\omega_s t} \end{cases} \quad (142)$$

sendo $\phi_{r0} = (L_s L_r + L_m^2) \frac{2}{3L_m V_s} (P_s + jQ_s) + j \frac{V_s L_r}{\omega_s L_m}$, P_s , potência ativa e Q_s , potência reativa respectivamente, no estado estacionário.

A corrente do estator após um curto-circuito trifásico é:

$$i_s = -i_r = \frac{\varphi_s - \varphi_r}{L_\sigma} = \frac{\varphi_{sdc} - \varphi_{rdc}}{L_\sigma} = \frac{\varphi_{sdc0} e^{-t/T_s'} - \varphi_{rdc0} e^{-t/T_r'} e^{j\omega_s t}}{L_\sigma}, \quad (143)$$

e com *crowbar* sob falta simétrica na coordenada do estator, tem-se:

$$i_s = -i_r = \frac{\omega_r}{\omega_s} \frac{V_s}{j\omega_s L_\sigma + R_{cb}} e^{j\omega_s t} e^{-t/T_s'} - \frac{\phi_{r0}}{L_\sigma} e^{j\omega_s t} e^{-t/T_r'}. \quad (144)$$

No instante do afundamento, verifica-se que quanto maior for a velocidade do rotor ω_r , maiores serão as correntes defeituosas. Os valores das correntes dependem da intensidade da queda de tensão, e da razão entre a amplitude com a tensão nominal definido pelo coeficiente de queda, p . Como T_r' é pequeno, o termo $e^{-t/T_r'}$ atinge rapidamente o valor zero e, portanto, a amplitude máxima do termo $e^{-t/T_s'}$ se torna igual a 1.

$$i_s = -i_r = \frac{\omega_r}{\omega_s} \frac{V_s}{j\omega_s L_\sigma + R_{cb}} \left[(1-p) e^{-t/T_s'} + p e^{j\omega_s t} \right]. \quad (145)$$

Com a Equação (145) no domínio do tempo, tem-se:

$$i_{s_{max}} \approx -i_{r_{max}} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \frac{V_s}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \left[(1-p) e^{-t/T_s'} + p \cos(\omega_s t + \theta) \right], \quad (146)$$

sendo, θ o ângulo relacionado à condição de pré-falta do DFIG.

A gravidade do afundamento, varia de $0 < p < 1$. Se a tensão do estator cair para 20% do seu valor nominal, p será seu complemento, ou seja, $p = 0,8$.

5.5.1 Seleção Adaptativa da Resistência do Crowbar

Diante da resposta da corrente do rotor e da tensão do barramento, a depender do grau de severidade do afundamento, há variações para a resistência do *crowbar*. À medida que a resistência, R_{cb} aumenta, a corrente do rotor e o torque eletromagnético, mediante a falta, tornam-se menores, enquanto o *ripple* da tensão do barramento aumenta gradualmente.

Para avaliar a influência dos fatores de tensão do barramento e da corrente rotórica, é proposto um índice por duas integrações para descrever a complexidade da falta:

$$LV_1 = \int |V_{dc} - V_{dc}^{ref}| dt \quad (147)$$

$$LV_2 = \int |I_r^{max} - I_r^{ref}| dt \quad (148)$$

em que LV_1 e LV_2 são os índices LVRT, V_{dc} a tensão do barramento e V_{dc}^{ref} a tensão do barramento em estado normal. I_r^{max} é o valor máximo da corrente rotórica nas três fases, e I_r^{ref} é a sua referência nominal.

Há diversas maneiras de se chegar a um resultado para a resistência do *crowbar*. Entretanto, quando o afundamento da tensão é severo, o efeito da resposta na tensão de barramento é sentido, pois a tensão do rotor é regida pela tensão do barramento, torna a corrente transitória do curto-circuito menos dependente da resistência do *crowbar*.

A componente rotórica, não muda com o aumento da resistência, mas o valor do índice é determinante para a componente que reflete o *ripple* da tensão do barramento. A sobretensão do barramento deve ser controlado na faixa que a capacitância possa suportar. A resistência do *crowbar* é limitada para manter a tensão de linha abaixo da tensão do barramento. Durante a falta, quando o *crowbar* é ativado, conseqüentemente, o sistema protege o RSC e o capacitor do barramento. Assim:

$$V_{dc}^{max} = \sqrt{3}i_r R_{cb} \quad (149)$$

sendo,

$$V_{dc}^{max} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \frac{\sqrt{3}R_{cb}V_s}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} [(1-p)e^{-t/T_s'} + p \cos(\omega_s t + \theta)] \quad (150)$$

Ao integrar a tensão de barramento:

$$LV_1 = \int \left| \frac{\omega_r}{\omega_s} \frac{\sqrt{3}R_{cb}V_s}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} [(1-p)e^{-t/T'_s} + p \cos(\omega_s t + \theta)] - V_{ref} \right| dt, \quad (151)$$

resulta em:

$$LV_1 = \int \left(V_{ref} - K[(1-p)e^{-t/T'_s} + p \cos(\omega_s t + \theta)] \right) dt, \quad (152)$$

em que $K = \frac{\omega_r}{\omega_s} \frac{\sqrt{3}R_{cb}V_s}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}}$.

Após a integral resolvida, tem-se a expressão:

$$V_{dc}^{max} = V_{ref}t + K \left[(1-p)T'_s e^{-t/T'_s} - p \frac{1}{\omega_s} \sin(\omega_s t + \theta) \right]. \quad (153)$$

Quando o afundamento de tensão é severo, 100%, $p = 0$ para $t = 0$. A terceira componente é nula, não exercendo influência no sistema. E quando o tempo é constante, o primeiro termo da Equação (153) torna-se constante. Assim, a amplitude da segunda componente é:

$$KT'_s = \left[\frac{\omega_r}{\omega_s} \frac{\sqrt{3}R_{cb}V_s}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} * \frac{R_{cb}^2 + \omega_r^2 L_s L_\sigma}{\omega_r^2 (L_s - L_\sigma) R_{cb}} \right] \quad (154)$$

Simplificando a Equação (154), tem-se:

$$= \left[\frac{\sqrt{3}V_s}{\omega_s \omega_r (L_s - L_\sigma)} * \frac{R_{cb}^2 + \omega_r^2 L_s L_\sigma}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \right] \quad (155)$$

$$= \left[\frac{\sqrt{3}V_s}{\omega_s \omega_r (L_s - L_\sigma)} * \frac{R_{cb}^2 + (\omega_s L_\sigma)^2 - (\omega_s L_\sigma)^2 + \omega_r^2 L_s L_\sigma}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \right] \quad (156)$$

$$= \left[\frac{\sqrt{3}V_s}{\omega_s \omega_r (L_s - L_\sigma)} \right] * \left[\frac{(R_{cb}^2 + (\omega_s L_\sigma)^2)}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} - \frac{(\omega_s L_\sigma)^2 + \omega_r^2 L_s L_\sigma}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \right] \quad (157)$$

$$= \frac{\sqrt{3}V_s}{\omega_s \omega_r (L_s - L_\sigma)} * \frac{R_{cb}^2 + (\omega_s L_\sigma)^2}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} + \frac{\sqrt{3}V_s}{\omega_s \omega_r (L_s - L_\sigma)} * \frac{(\omega_s L_\sigma)^2 + \omega_r^2 L_s L_\sigma}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \quad (158)$$

Transformando o sistema para uma inequação, tem-se:

$$= \frac{\sqrt{3}V_s}{\omega_s \omega_r (L_s - L_\sigma)} * \frac{R_{cb}^2 + (\omega_s L_\sigma)^2}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \geq \frac{\sqrt{3}V_s}{\omega_s \omega_r (L_s - L_\sigma)} * \frac{(\omega_s L_\sigma)^2 + \omega_r^2 L_s L_\sigma}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \quad (159)$$

Ao eliminar os dois primeiros termos da inequação,

$$= \frac{R_{cb}^2 + (\omega_s L_\sigma)^2}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \geq \frac{(\omega_s L_\sigma)^2 + \omega_r^2 L_s L_\sigma}{\sqrt{(\omega_r L_\sigma)^2 + R_{cb}^2}} \quad (160)$$

como resultado para a resistência do *crowbar* (R_{cb}), para $p = 0$ tem-se:

$$R_{cb}(p = 0) = \sqrt{\omega_r^2 L_s L_\sigma} = \omega_r \sqrt{L_s L_\sigma} \quad (161)$$

Para a seleção adaptativa da resistência do *crowbar* para diferentes intensidades de afundamentos tem-se:

$$R_{cb}(p) = \sqrt{V_{dc}^{max}(\omega_r \omega_s (L_s - L_\sigma))p + \omega_r^2 L_\sigma L_s (1 - p)} \quad (162)$$

5.5.2 Estratégia de Controle do Crowbar

A corrente rotórica do gerador é controlada pelas tensões aplicadas ao rotor, nos quais são limitadas pela razão entre o número de espiras. Neste sentido, controlar a corrente rotórica, uma vez que é necessário aumentar a tensão em algumas situações operacionais da rede elétrica, torna-se difícil. Para evitar isto, adota-se um esquema de proteção do tipo *crowbar* para proteger o conversor interligado ao rotor da máquina dos elevados valores de correntes e sobretensões no barramento. A estratégia de proteção proposta, diferencia da tradicional, no que compete o parque eólico permanecer conectado à rede, sem desligar o conversor ao rotor. A operação normal é retomada sem a necessidade de sincronização do conversor após um período de tempo, que inclui a duração da falta mais um tempo após a extinção da mesma.

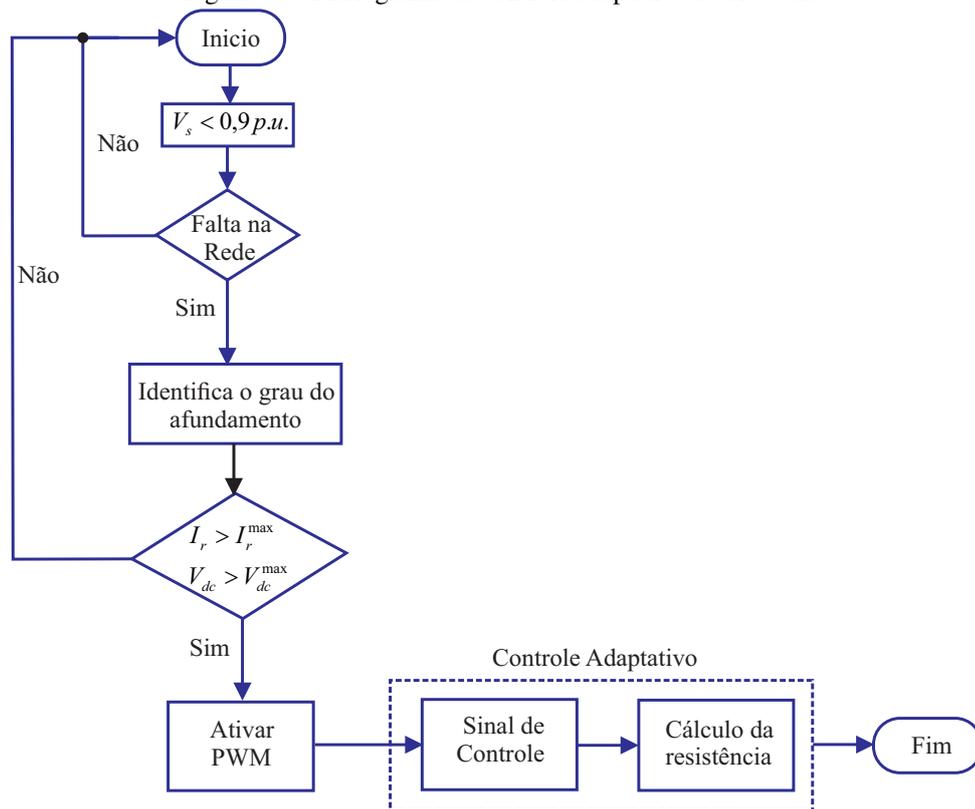
Durante este período de falta, o *crowbar* é ativado no circuito do rotórico, modificando a constante de tempo. Após a extinção da falta, grandes transitórios podem surgir nas variáveis monitoradas, ocasionando novamente a ativação da proteção. Para pequenos afundamentos, o sistema de proteção *crowbar* pode não ser ativado, devido as pequenas alterações da corrente e da tensão do barramento. Durante a ativação do sistema proposto, a corrente do rotor fluirá pelo circuito formado pelo resistor e enrolamentos do rotor, e não pelo conversor estático como na operação normal e tradicional da literatura.

Apresenta-se na Figura 64, o fluxograma de controle com o cálculo adaptativo da resistência do *crowbar*. O controle consiste em cinco fases:

1. Operação de proteção: Quando ocorre o curto-circuito no sistema, a proteção atua no momento em que a sobrecorrente do rotor e da tensão do barramento excede o valor nominal;

2. Ativação do Sinal de Controle: Ao detectar o grau de queda de tensão, o sinal de controle PWM é gerado, variando conforme intensidade da queda de tensão;
3. Ao identificar a corrente rotórica e a tensão do barramento, caso um dos parâmetros ultrapasse a limitação, o sinal de controle gerado no passo dois emite o sinal para ativação, caso contrário, o resistor *crowbar* não é inserido;
4. Cálculo da resistência: A resistência é calculada antes da operação de proteção, conforme intensidade do afundamento de tensão;
5. Saída de proteção: Se o resultado do cálculo atender o limiar de segurança, a proteção pode sair neste momento.

Figura 64 – Fluxograma do controle adaptativo do crowbar.



O *crowbar* é ativado quando a amplitude da corrente do rotor e a tensão do barramento excedem um valor limite. Quanto aos testes, o limite defini-se para um pulso IGBT máximo de:
Crowbar: $|I_r| > 2,0 pu$ e $|V_{dc}| > 1300V$.

5.6 Resumo

Neste capítulo apresentou-se a nova estratégia de controle para o sistema conectado à rede e proteção *crowbar* do sistema DFIG para melhorar a suportabilidade dos afundamentos de tensão.

No controle do conversor do lado rotor mostrou-se que, alinhando o eixo direto d referencial girante dq com o fluxo no entreferro, é possível controlar separadamente e de forma estável as potências ativa e reativa do DFIG. Apresentou o controle das pás como um método eficaz para limitar a potência gerada pelas turbinas eólicas permanecendo constante para velocidades de vento superiores à nominal.

O modelo apresentou-se adequado para visualizar as distorções harmônicas e o desempenho dinâmico do sistema de controle para períodos de tempo relativamente curtos (tipicamente centenas de milissegundos a um segundo). Além disso, este modelo permite também observar as formas de onda da tensão à entrada e à saída do conversor AC/DC/AC.

Depois de demonstrar o modelo computacional do aerogerador DFIG, apresentou-se um método para avaliar a resposta do DFIG após falha. Usando este método, as resistências do *crowbar* são ajustadas para diferentes graus de profundidade, por meio da equação matemática. A análise matemática avaliou o efeito do valor da resistência, mediante valor mínimo e o valor máximo para os parâmetros que são corrente rotórica e tensão de barramento.

ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

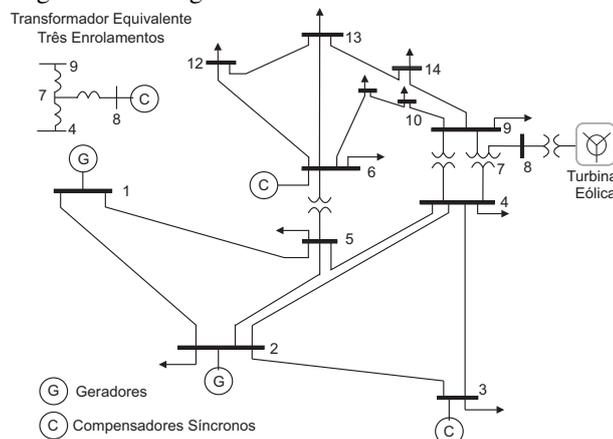
Neste capítulo apresentam-se os resultados das simulações das proposições de controle e proteção abordado no Capítulo 5.

6.1 Descrição dos Sistemas-Testes Simulado

Os afundamentos são causados por faltas no sistema de alimentação, e sua severidade depende das localizações relativas do gerador, da falta e do ponto de medição. Não existem estatísticas oficiais sobre a severidade e distribuição dos afundamentos, mas atualmente estão em desenvolvimento medições de média escala dos quais espera-se obter informações valiosas.

Um dos sistemas-testes utilizado foi o sistema IEEE 14 barras. O sistema consiste em um alimentador de distribuição radial composto por 14 barras, dos quais cinco são de geração com potência média ativa de 497,2 MW e reativa de 141,1 Mvar. O diagrama unifilar desse sistema apresenta-se na Figura 65.

Figura 65 – Diagrama unifilar do sistema IEEE 14 barras.



Fonte: Adaptado do IEEE.

A geração eólica foi inserida na barra 8, dado estudo que compete à área de vulnerabilidade. A determinação da área de vulnerabilidade foi realizada por meio de cálculos e simulações de curto-circuito ao longo do sistema elétrico, pois quanto mais sensível a carga, maior é a sua área de vulnerabilidade.

A partir da modelagem e avaliação computacional do sistema foi possível determinar a amplitude da depressão de tensão, experimentada pelos consumidores, para qualquer tipo de falta que ocorrer ao longo do sistema elétrico (FONSECA, 1999). De posse dos dados de sensibilidade da carga, é possível determinar qual é o valor de afundamento de tensão passível de afetá-la, e consequentemente, define qual a área geográfica (área de vulnerabilidade) do sistema capaz de causá-lo (MILANOVIC *et al.*, 2005).

Com a medição dos afundamentos por meio do sistema de monitoramento, é possível usar o mapeamento resultante dos estudos de curtos-circuitos e determinações de áreas de vulnerabilidade, para localização do trecho da rede o qual a falta pode estar localizada. É possível mapear à rede elétrica em função do tipo e local do curto calculando-se a correspondente variação de tensão vista de um ponto de monitoração. O afundamento aplicado constitui na menor amplitude, e este foi aplicado em todas as barras para ilustrar o grau de influência que cada ponto exerce sobre o consumidor. Assim, o comportamento do sistema perante a este distúrbio apresenta-se na Tabela 6.

Observa-se o nível de severidade entre as barras 6 e 8, conforme Tabela 6 e Figura 66. A região do sistema ou a localização mais provável que um curto-circuito possa provocar um afundamento de tensão cuja severidade é suficiente para ultrapassar o limite de sensibilidade é a barra 8.

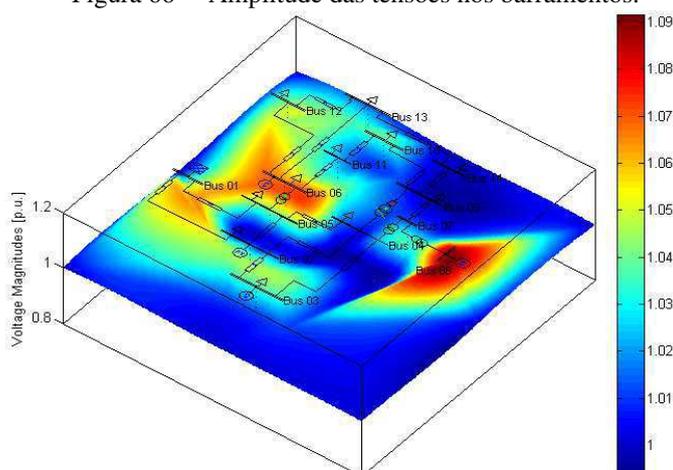
Tabela 6 – Nível de impacto do distúrbio.

Barra do Distúrbio	Nível do Afundamento visto pelo consumidor - B11
B1	82%
B2	71%
B3	81%
B6	87%
B8	66%

Fonte: Autoria Própria.

Considerar-se afundamentos de tensão dentro de sua conceituação, ou seja, contemplando os afundamentos temporários e momentâneos, com duração entre 1 ciclo e 1 minuto e amplitude compreendida entre 0,1 p.u. e 0,9 p.u. da tensão de referência (nominal), utilizando a tensão remanescente para caracterizar a amplitude do distúrbio.

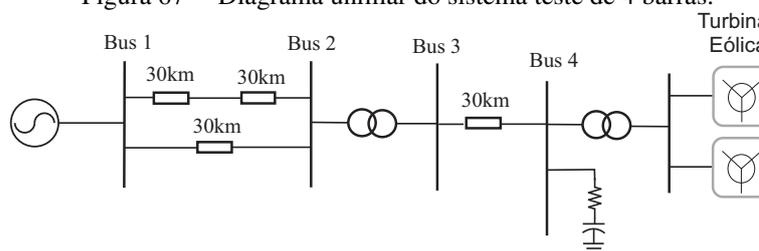
Figura 66 – Amplitude das tensões nos barramentos.



Fonte: Autorial Própria.

O segundo sistema-teste utilizado apresenta-se na Figura 67. O sistema corresponde a uma adaptação de Muljadi e Ellis (2010), composto por cinco barras, seis linhas de distribuição e uma barra de geração. O sistema assemelha-se ao sistema elétrico do parque eólico conectado a um barramento infinito.

Figura 67 – Diagrama unifilar do sistema teste de 4 barras.



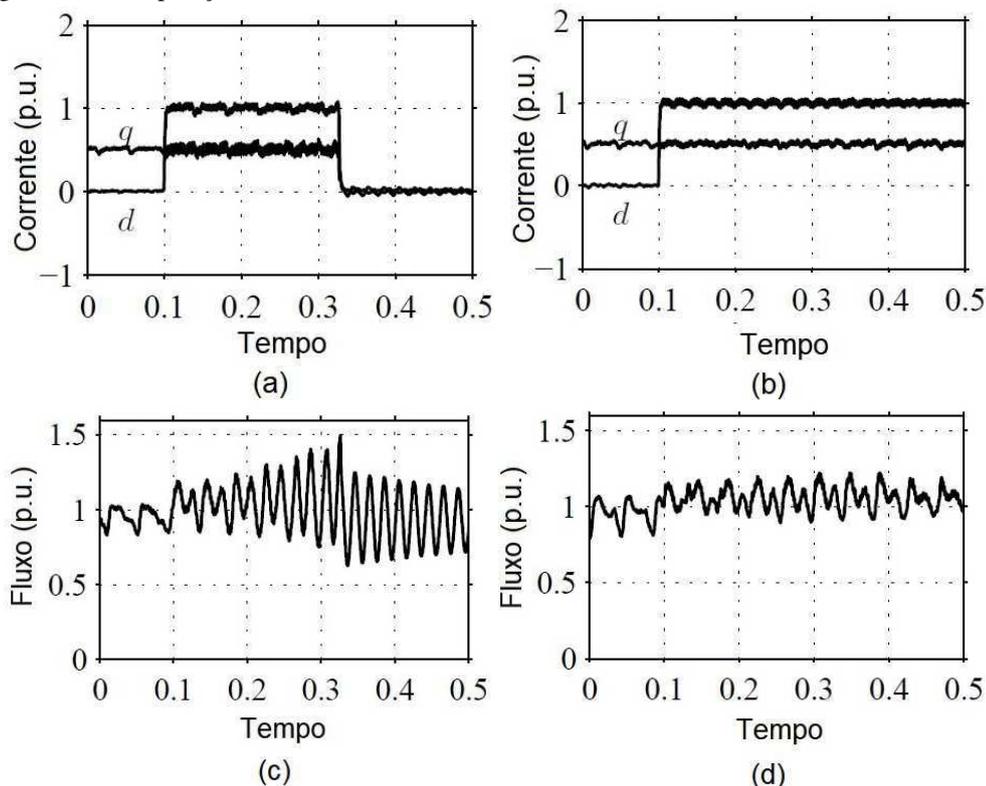
Fonte: Adaptado de Muljadi e Ellis (2010).

6.2 Comparação da Estratégia de Controle Proposta × Estratégia Tradicional

Ao utilizar a orientação do fluxo da rede no sistema de geração eólica, foi possível verificar a estabilidade e o amortecimento que são independentes da corrente do rotor, em contraste com a orientação do fluxo do estator. Isso implica que, para um sistema orientado ao fluxo da rede, é possível magnetizar o DFIG por inteiro no circuito rotórico sem reduzir o amortecimento do sistema.

Para o sistema orientado ao fluxo da rede, é possível produzir a quantidade de energia reativa desejada e ainda ter um sistema estável com o mesmo amortecimento, do ponto de vista da estabilidade. Na Figura 68 apresenta-se o controle de corrente de rotor orientado ao fluxo de estator e orientado ao fluxo de rede.

Figura 68 – Comparação entre sistemas orientado ao fluxo de estator e orientado ao fluxo de rede



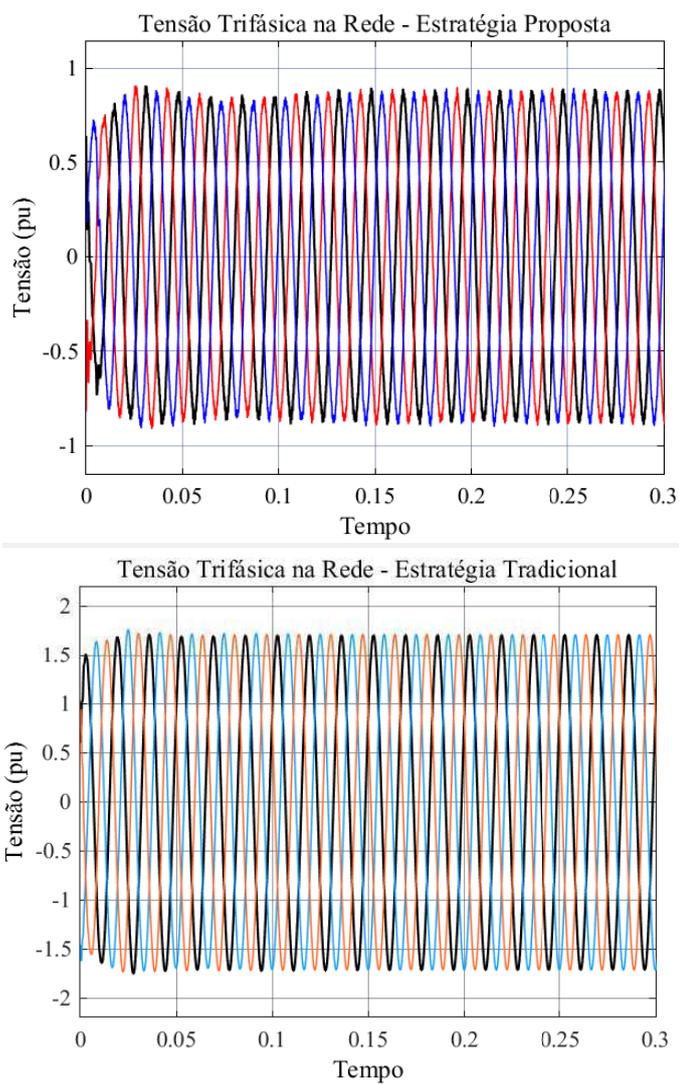
Quando a corrente rotórica do eixo d é elevada para 1 p.u., na Figura 68 (a), verifica-se que o sistema orientado ao fluxo do estator se torna instável com uma amplitude crescente das oscilações do fluxo. Aproximadamente após 0,32 segundos, na Figura 68 (c), a corrente do rotor é zerada, para colocar o sistema em uma condição operacional estável. Para o sistema orientado ao fluxo da rede, apresenta-se na Figura 68 (b) a corrente estável durante todo o período da simulação. Durante esta avaliação, a largura de banda do circuito de controle atual foi ajustada e a velocidade do rotor, ω_r , controlada por uma corrente contínua de 1 p.u., Figura 68 (d).

Para validar a estratégia proposta que concerne a orientação do fluxo de rede virtual com a estratégia tradicional que é a orientação do fluxo do estator, fez-se uma comparação, em qual é possível observar o desempenho do sistema.

Na Figura 69 apresentam-se as tensões trifásicas na rede, sob condições normais. Observa-se que o sistema proposto desempenha uma melhor resposta ao sistema dentro da faixa de 1 p.u., enquanto a estratégia tradicional se excede para 1,5p.u.

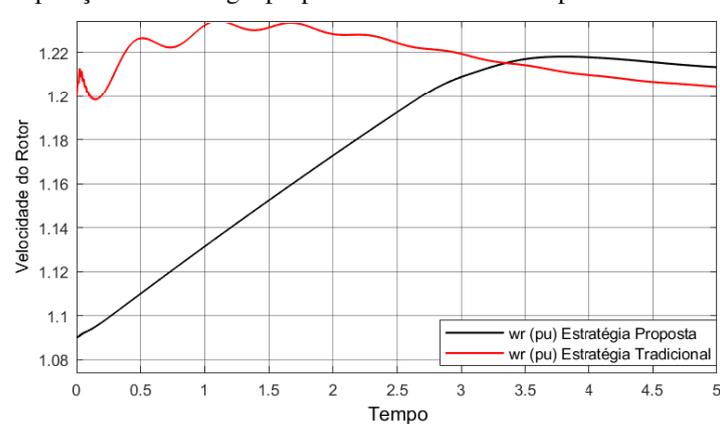
Para a velocidade angular do rotor, ω_r , o método tradicional se apresentou variável em relação ao método proposto. Apesar de ambos estarem regidos por uma mesma velocidade de vento de 15m/s com turbulência de 12%, o método proposto se tornou estável aos 3,5 segundos, enquanto o tradicional após 5 segundos.

Figura 69 – Comparação do estratégia proposta com a tradicional para a tensão trifásica na rede, sob condições normais.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 70 – Comparação da estratégia proposta com o tradicional para velocidade angular do rotor.



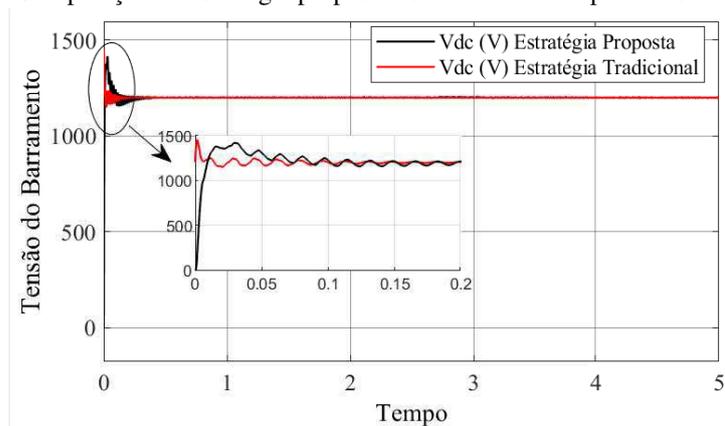
Fonte: Autoria Própria.

Saindo de uma geração de 1,09 p.u. e estabilizando em 1.2 p.u., o método proposto exerceu menores variações, acompanhando a variação da velocidade do vento e da potência

aerodinâmica. Entretanto o método tradicional, já inicializou com 1,2 p.u. delineando um *overshoot*, o que acarreta a necessidade de mais tempo para se estabilizar. O método proposto apresenta um processo na velocidade angular do rotor suave para o início da geração.

Para a tensão do barramento apresentado na Figura 71, o método proposto apresenta melhor desempenho em relação ao método tradicional. O *overshoot* do método proposto é menor diante do tradicional e o amortecimento é mais suave e rápido.

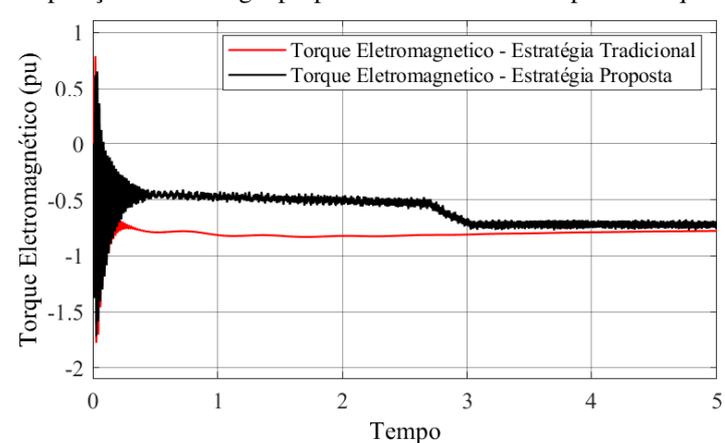
Figura 71 – Comparação da estratégia proposta com o tradicional para tensão de barramento.



Fonte: Autoria Própria.

O torque eletromagnético na Figura 72 apresenta-se com maior precisão sob a variação da velocidade do vento. A máquina no momento que é acionada, tem se o estresse mecânico do torque, e após os 3 segundos, a variação da velocidade do vento o torque é estabilizado.

Figura 72 – Comparação da estratégia proposta com o tradicional para o torque eletromagnético.

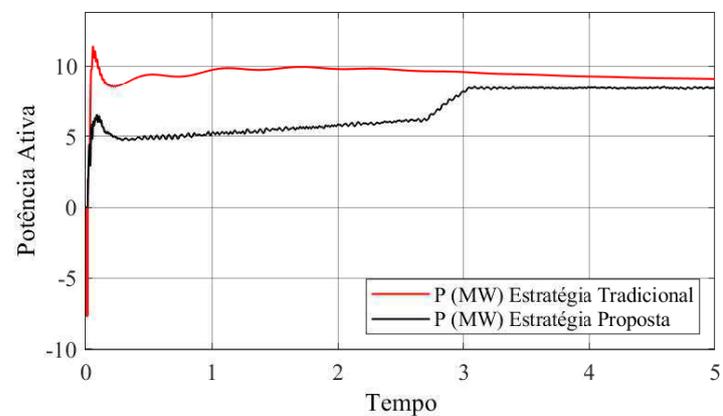


Fonte: Autoria Própria.

As Figuras 73 e 74 apresentam a comparação da estratégia proposta com a tradicional das potências ativa e reativa do sistema. Para a Figura 73, o sistema atende, de acordo com que a

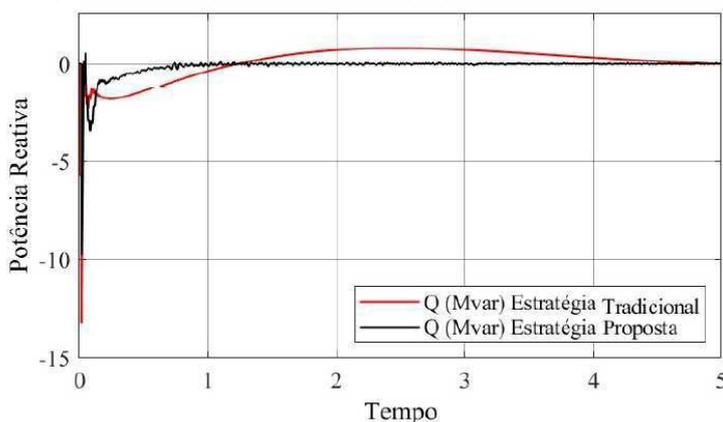
velocidade vai atingido seu valor nominal de funcionamento. Na Figura 74, a potência reativa se estabiliza aos 0,8 segundos o valor nominal que é de 0 Mvar.

Figura 73 – Comparação do estratégia proposta como tradicional.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 74 – Comparação do estratégia proposta como tradicional.



Fonte: Autoria Própria.

6.3 Resultados das Simulações do Sistema de Proteção Proposto

Foram escolhidos três barras no sistema modificado de 4 barras, e dez barras no sistema IEEE 14 barras, os quais seriam as origens dos distúrbios. As direções foram determinadas de forma aleatória para uma variedade de condições, com o propósito de verificar a eficácia do sistema de proteção. Os testes incluíram diferentes locais de falta, velocidade do vento, variação das resistências de falta e variação das resistências do *crowbar* conforme intensidade do afundamento.

Para sistemas de distribuição, as concessionárias realizam estudos com o objetivo de identificar quais são os percentuais de ocorrência para cada tipo de falta (CANGUÇU, 2006). Os números de casos escolhidos baseia-se em sua maior e menor severidade, com uma abordagem

mais criteriosa de eventos àqueles com maior número de ocorrências registradas na literatura. Os conjuntos de dados utilizados para treinamento, validação e teste foram gerados combinando os diversos tipos de falta detalhados na Tabela 7.

Para o sistema de 4 Barras, tem-se: 11 tipos de faltas x 03 localizações x 3 resistências de falta x 3 variações de velocidade de vento = 297 faltas. Sistema IEEE 14 Barras: 11 tipos de falta x 10 localizações x 3 resistências de falta x 3 variações de velocidade de vento = 990 faltas

Tabela 7 – Estudo de casos.

Considerações da Simulação	Valores Ajustados	
	4 Barras Modificado	14 Barras IEEE
Localização	B02; B03; B04	B4;B5;B6;B8;B9; B10;B11;B12;B13;B14
Tipo de Falta	AT; BT;CT;AB;BC;CA; ABT;BCT;ACT;ABCT	AT; BT;CT;AB;BC;CA; ABT;BCT;ACT;ABCT
Resistências de Falta (Ω)	0;001; 0;01; 0;1	0;001; 0;01; 0;1
Velocidade do Vento (m/s)	12;15;20	12;15;20

Fonte: Autoria Própria.

No sistema teste de 4 barras, foi realizada as primeiras simulações, aplicando a falta na barra 02. A resistência de falta aplicada para a simulação em questão foi de 0,001 Ω . Como resultado tem-se Tabela 8:

Tabela 8 – Proteção *Crowbar*, na Barra 02

Localização da Falta	Grau do Afundamento	Tipo de Falta	Velocidade do Vento	Turbulência	R_{cb}	V_{dc}	I_r
Barra 02	50%	ABCT	20	12%	0,1	1,3	1,0
					0,2	1,3	1,2
					0,3	1,4	1,5
Barra 02	10%	AT	20	12%	0,1	1,2	1,0
					0,2	1,2	1,0
					0,3	1,2	1,3
Barra 02	30%	BC	20	12%	0,1	1,3	2,0
					0,2	1,3	2,0
					0,3	1,3	2,0
Barra 02	30%	BCT	20	12%	0,1	1,3	2,0
					0,2	1,3	2,0
					0,3	1,3	2,0

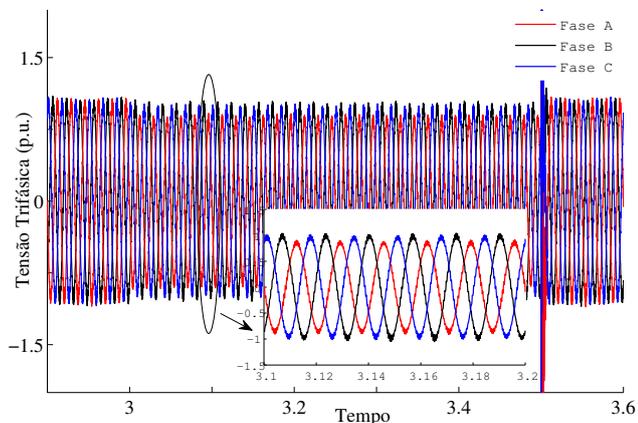
Fonte: Autoria Própria.

A falta monofásica é uma dos curto-circuitos mais recorrentes no sistema elétrico, e uma das que se deve ter maiores atenções. Com a tensão desequilibrada, grandes correntes do rotor são induzidas nos enrolamentos do rotor, excedendo 1,0 p.u. com grande facilidade.

Graficamente, apresenta-se na Figura 75 a resposta da proteção *crowbar* para o curto-

circuito monofásico na barra 02. O afundamento consiste em 10%, ou seja $p = 0,9$. A resistência do *crowbar* pouco influencia, mediante estar ainda no limite da ativação do *crowbar*.

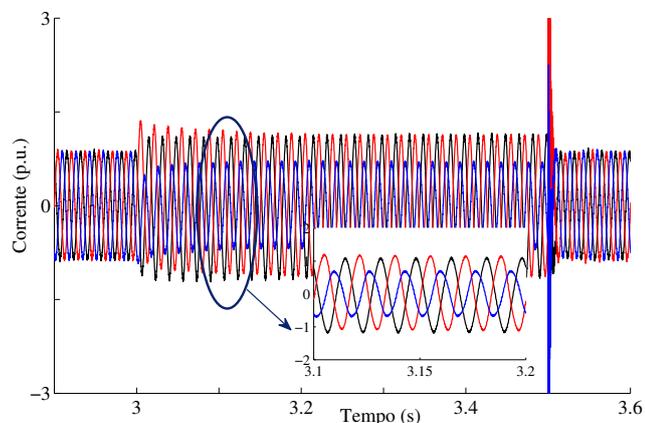
Figura 75 – Tensão trifásica na rede sob afundamento monofásico.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 76 apresenta-se a corrente do rotórica abaixo de 2 p.u., valor limite pré-definido para a ativação do *crowbar*.

Figura 76 – Corrente Rotórica sob afundamento de tensão.



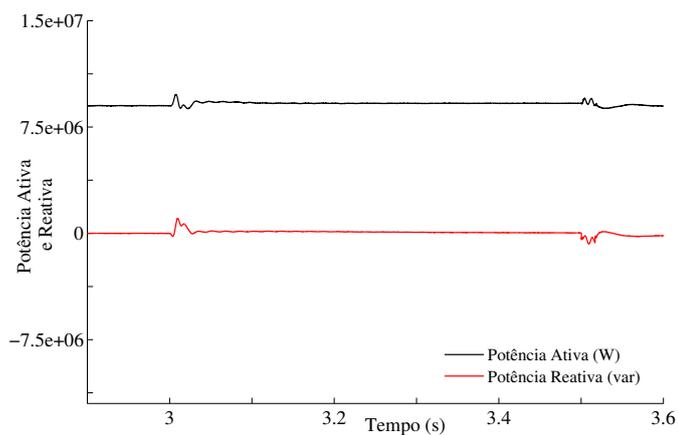
Fonte: Autoria Própria.

A potências ativa e reativa na Figura 77, apresentam uma pequena elevação devido ao impacto do curto-circuito. Entretanto, com a estratégia de controle desenvolvida e o sistema de proteção atuante, as potências ativas e reativas durante os 500 milissegundos se mantem o valor nominal.

A tensão do barramento, apresentado na Figura 78, é mantido no seu valor nominal.

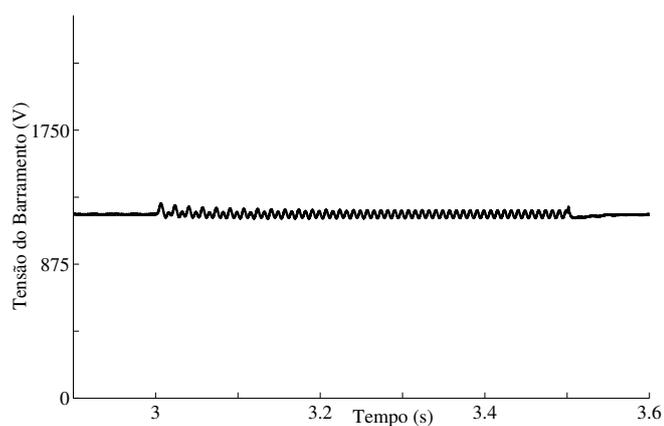
O torque eletromagnético mesmo sob estresse permanece constante, conforme apresenta-se na Figura 79.

Figura 77 – Potência ativa e reativa sob afundamento monofásico.



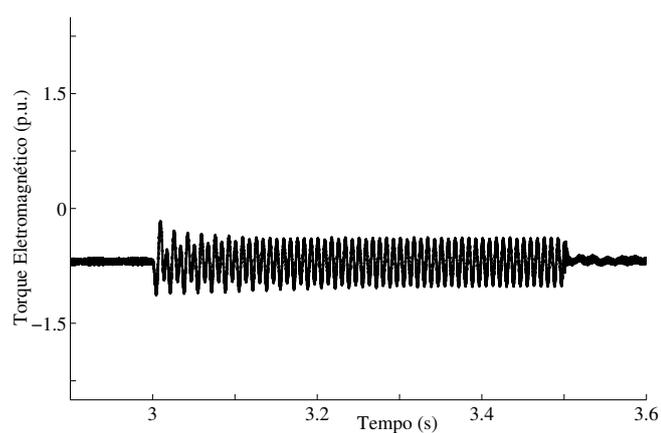
Fonte: Autoria Própria.

Figura 78 – Tensão de barramento sob afundamento monofásico.



Fonte: Autoria Própria.

Figura 79 – Torque eletromagnético sob afundamento de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

Com aplicação dos distúrbios nas barras, obtém-se os resultados numericamente para a barra 02, conforme Tabela 9. A análise deu-se sob variação do afundamento e o tipo de falta, para que assim houvesse a medição das tensões e correntes do sistema.

Tabela 9 – Análise Numérica na Barra 02.

Afundamento (%)	Amplitude da Tensão (p.u)			Amplitude da Corrente (p.u)			Tensão de Barramento (V)	Tempo de Restabelecimento (s)
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C		
50%	0,5	0,5	0,5	1,5	1,5	1,5	1200	0,002
10%	1,0	1,0	0,9	1,2	1,1	0,85	1200	0,001
30%	1,0	0,7	0,7	1,4	1,1	1,1	1200	0,002
100%	0,01	0,01	0,01	2,0	1,8	2,0	1200	0,002

Ainda no sistema teste de 4 barras, apresenta-se na Tabela 10 o afundamento mais severo, ou seja, de 100%. A resistência de falta aplicada na barra foi de $0,01\Omega$, variações de velocidade entre 15 a 20m/s sob efeito da turbulência do vento de 12%.

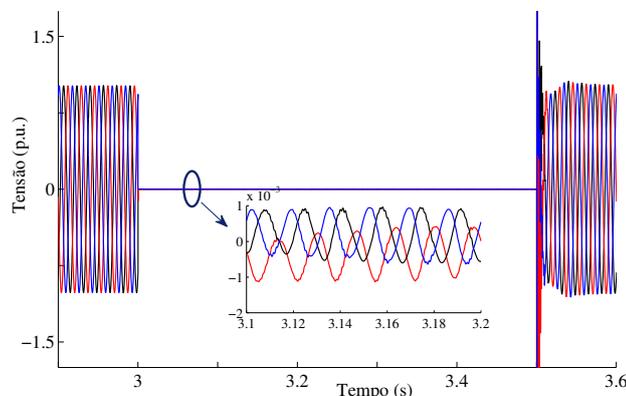
Tabela 10 – Proteção *Crowbar*, na Barra 03

Localização da Falta	Grau do Afundamento	Tipo de Falta	Velocidade do Vento	Turbulência	R_{cb}	V_{dc}	I_r
Barra 03	100%	ABCT	15	12%	0,03	1,4	2,0
Barra 03	100%	BC	20	12%	0,03	1,4	2,0
Barra 03	100%	AT	20	12%	0,03	1,4	2,0

Fonte: Autoria Própria.

Graficamente, na Figura 80 apresenta-se a falta bifásica - BC, como afundamento total.

Figura 80 – Tensão trifásica sob afundamento de 100%.



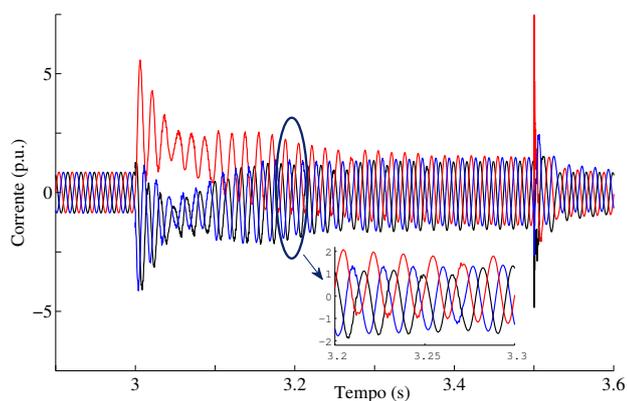
Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 81 apresenta-se a corrente rotórica do sistema. No início do afundamento, mesmo com o sistema de proteção a corrente alcança 5 p.u., e ao findar, da mesma forma. Entretanto, após 100 ms do afundamento, o sistema proposto atua fazendo o controle e a proteção da máquina.

A tensão do barramento na Figura 82 apresentada-se como o sistema de proteção limitando o carregamento do capacitor.

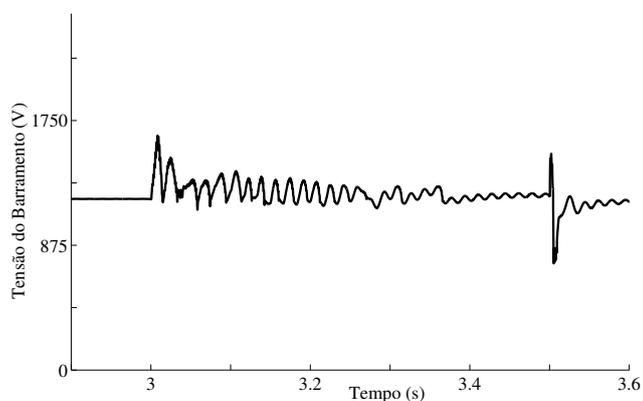
As potências ativas e reativas apresentam-se na Figura 83 em que demonstram ganho e absorção momentâneo. A potência ativa, demonstra uma queda acentuada. Porém, a máquina

Figura 81 – Corrente rotórica sob afundamento total de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

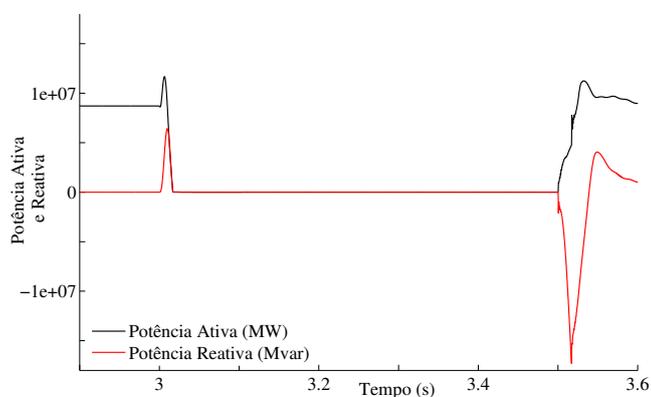
Figura 82 – Tensão do barramento sob afundamento total de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

continua em operação e seu restabelecimento, se dá em menos de 0,05 segundos, conforme definição da ONS.

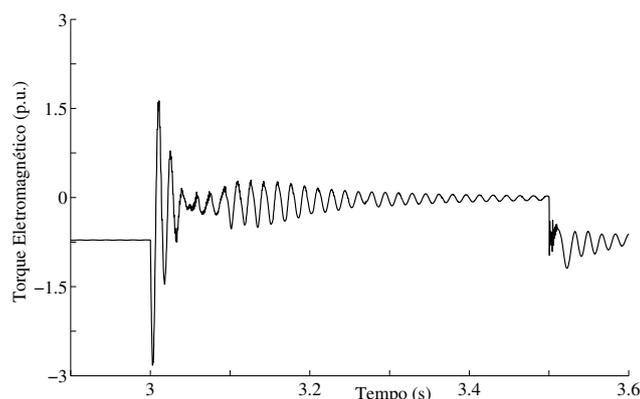
Figura 83 – Potência ativa e reativa sob afundamento total de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

O torque eletromagnético na Figura 84, apresenta um estresse mecânico momentâneo, mas com o sistema de proteção, suas oscilações são amenizadas.

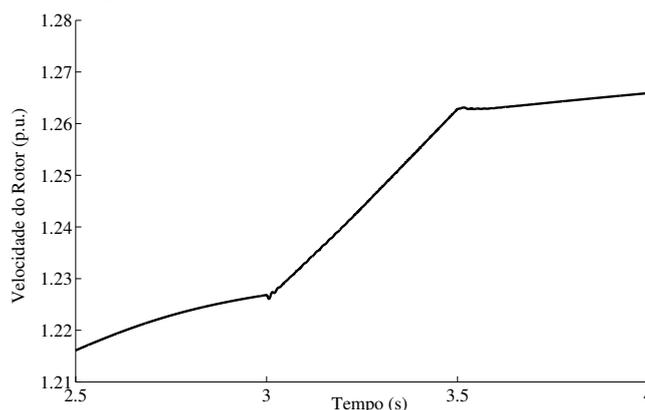
Figura 84 – Torque eletromagnética sob afundamento total de tensão.



Fonte: Autoria Própria.

A velocidade angular do rotor apresenta-se na Figura 85, sob um desvio em linha reta, de 0,17, para assegurar as correntes defeituosas do afundamento.

Figura 85 – Velocidade rotórica Eixo Horizontal.



Fonte: Autoria Própria.

Apresenta-se na Tabela 11 os resultados numéricos da barra 04, o desempenho dinâmico para um sistema trifásico, bifásico e monofásico, com velocidade variável de 20m/s e perturbação de 12%:

Tabela 11 – Análise Numérica na Barra 04.

Afundamento (%)	Amplitude da Tensão (p.u)			Amplitude da Corrente (p.u)			Tensão de Barramento (V)	Tempo de Restabelecimento (s)
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C		
100%	1,5	1,5	0,01	0,75	0,75	0,55	1200	0,002
50%	0,9	0,5	0,5	1,5	1,5	1,3	1230	0,001
70%	0,3	0,3	0,3	1,5	1,5	1,5	1200	0,002

Para o sistema teste IEEE 14 barras, foi realizado novamente as variações. Na barra 06 foi aplicado a falta trifásica, na barra 12 monofásica e na barra 08 bifásica, conforme apresenta-se na Tabela 12:

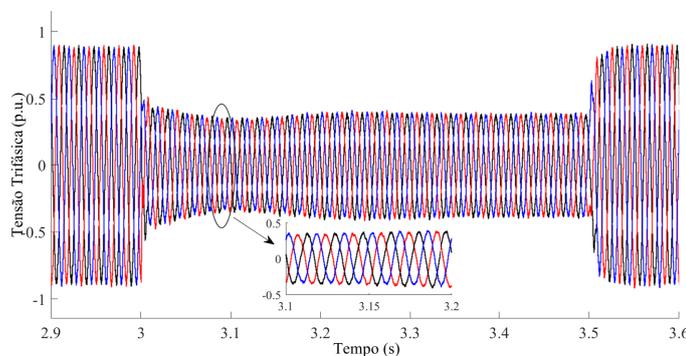
Tabela 12 – Variação da resistência crowbar, no sistema teste de 14 barras

Localização da Falta	Grau do Afundamento	Tipo de Falta	Velocidade do Vento	Turbulência	Resistência da Falta	R_{cb}	V_{dc}	I_r
Barra 06	60%	ABCT	15	10%	Ron=0,01	0,3	1,3	1,5
					Rg=0,01	0,4	1,32	1,6
Barra 12	30%	AT	12	20%	Ron=0,1	0,2	1,2	1,0
					Rg=0,1	0,4	1,23	1,0
Barra 08	80%	BC	12	0%	Ron=0,01	0,02	1,35	2,1
					Rg=0	0,03	1,3	2,3

Fonte: Autoria Própria.

Graficamente, na barra 06, a Figura 86 do sistema teste IEEE 14 barras apresenta-se a falta trifásica:

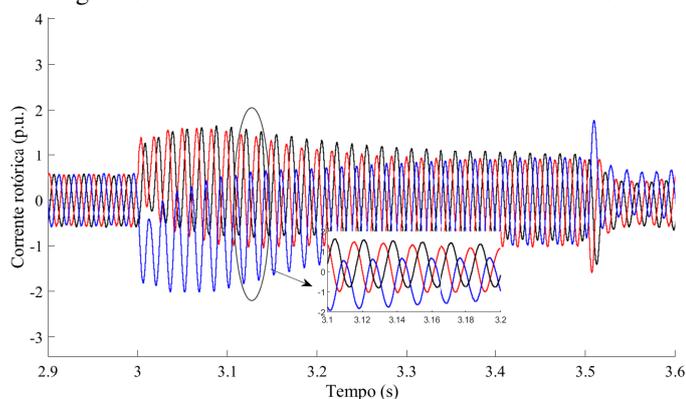
Figura 86 – Tensão trifásica sob afundamento trifásico de 60%.



Fonte: Autoria Própria.

Na corrente rotórica, a Figura 87 apresenta um afundamento alto, entretanto, o controle atua imediatamente limitando-o em 2,0 p.u.

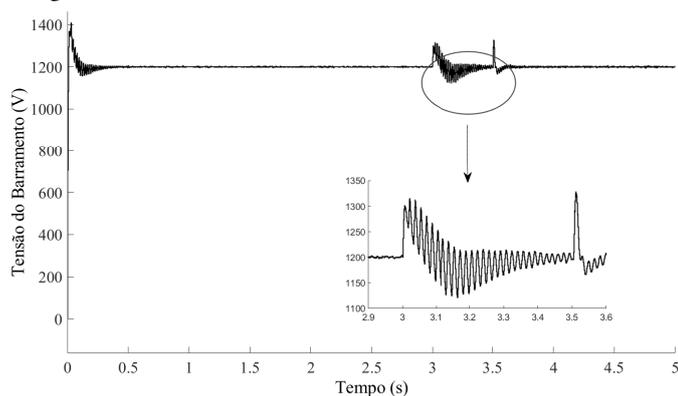
Figura 87 – Corrente rotórica sob afundamento de 60%.



Fonte: Autoria Própria.

A tensão do barramento na Figura 88 apresenta-se controlado na faixa estipulada de até 1300 V, sendo que o valor nominal é de 1200 V.

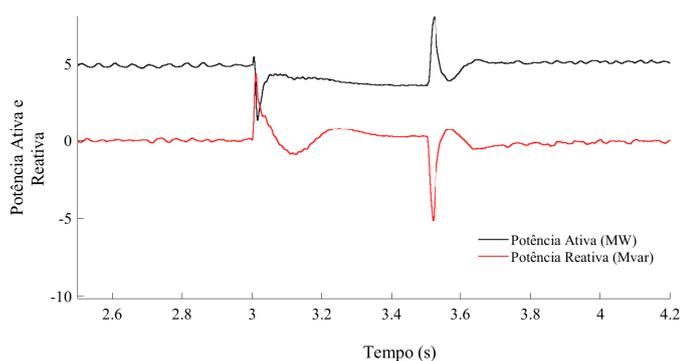
Figura 88 – Tensão do barramento sob afundamento de 60%.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 89 apresentam-se as potências ativa e reativa, que durante o início e o fim do afundamento, demonstra uma pequena absorção e liberação de energia momentânea.

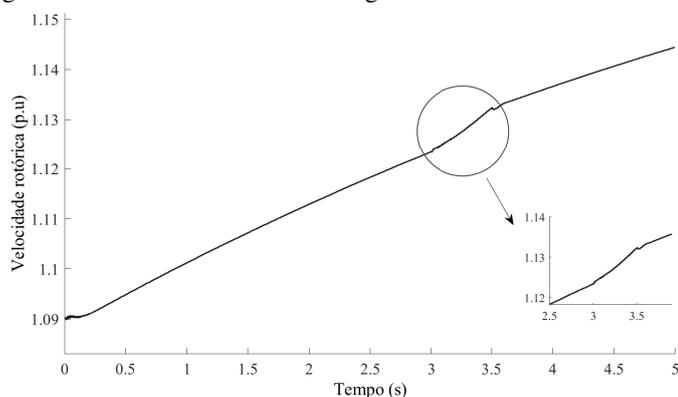
Figura 89 – Potência ativa e reativa sob afundamento de 60%.



Fonte: Autoria Própria.

A velocidade do rotor apresenta-se na Figura 90 e sofre uma variação para corrigir as correntes defeituosas.

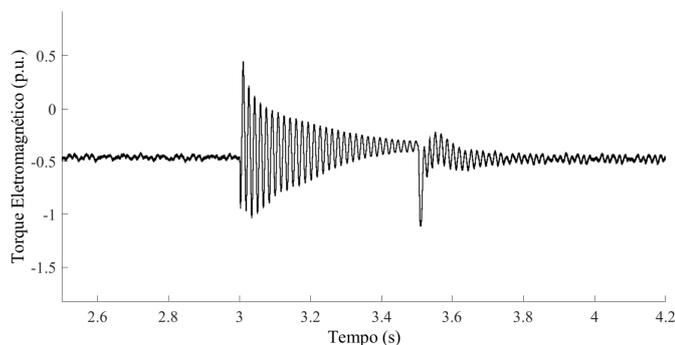
Figura 90 – Velocidade rotórica do gerador sob afundamento de 60%.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 91 apresenta-se o torque eletromagnético.

Figura 91 – Torque eletromagnético sob afundamento de 60%.



Fonte: Autoria Própria.

Apresenta-se na Tabela 13 os resultados numéricos do sistema-teste IEEE 14 Barras.

Tabela 13 – Valores numéricos do sistema-teste IEEE 14 barras.

Barra	Afundamento (%)	Amplitude da Tensão (p.u)			Amplitude da Corrente (p.u)			Tensão de Barramento (V)	Tempo de Restabelecimento (s)
		Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C		
06	60%	0,4	0,4	0,4	1,5	1,5	0,4	1300	0,002
12	50%	0,5	0,5	0,5	1,1	1,1	1,1	1250	0,005
08	80%	0,5	0,5	0,2	2,5	2,5	1,8	1250	0,005
04	55%	0,85	0,85	0,55	1,1	0,8	0,5	1230	0,005

6.4 Comparação do Método de Controle Proposto com Métodos Tradicionais

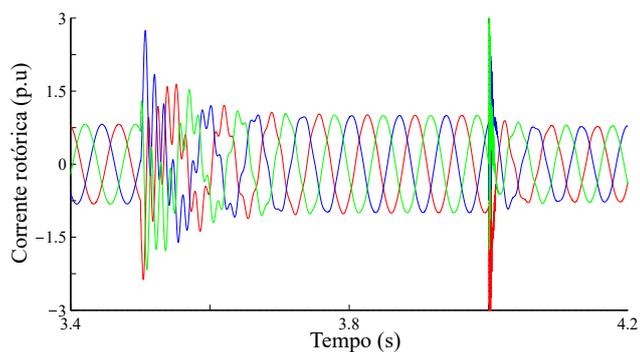
O resultado do método proposto é comparado com o *crowbar* tradicional e o LCS durante uma velocidade variável de 15m/s com perturbação de 12%.

Apresentam-se na Figura 92 as correntes rotóricas durante o curto-circuito e na Tabela 14 os resultados numéricos. Para garantir a precisão na comparação do sistema, os mesmos foram analisados no tempo de 3,6 segundos.

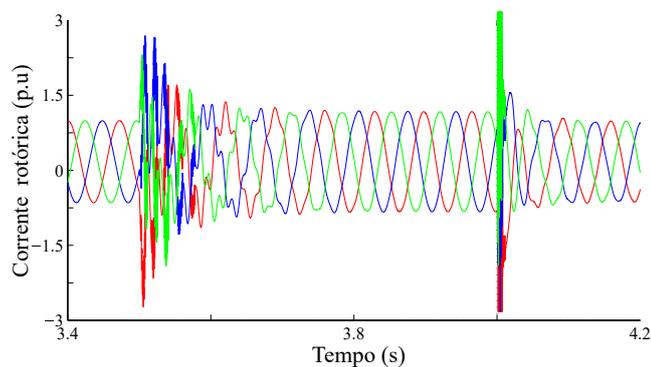
Tabela 14 – Comparação do método proposto com o tradicional - corrente rotórica.

	Amplitude da Corrente Estatórica (p.u.)			Tempo de Restabelecimento (s)
	Fase A	Fase B	Fase C	
Método Proposto	1,5	1,5	1,4	0,001
Método Tradicional	1,5	1,5	1,5	0,003

O método proposto apresenta menores oscilações, em comparação com o *crowbar* tradicional, em que é demonstrado no início do afundamento.

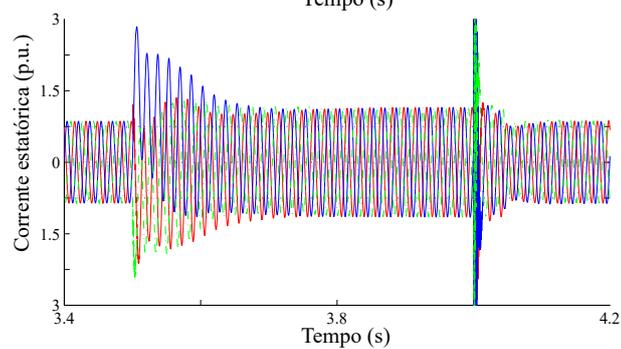
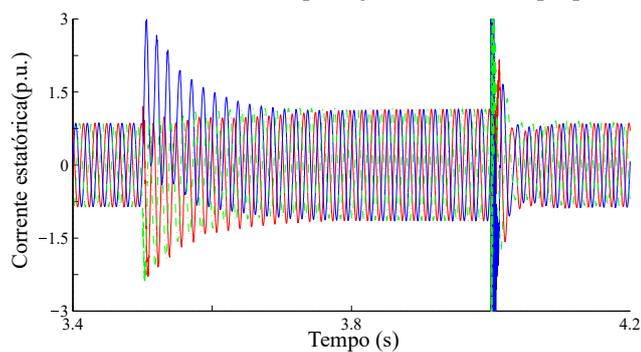
Figura 92 – Correntes rotóricas sob proteção do *Crowbar* proposto e tradicional.

Fonte: Autoria Própria.



Fonte: Autoria Própria.

Na Figura 93 apresenta-se a corrente estatórica em que é possível avaliar o sistema proposto com o tradicional.

Figura 93 – Correntes estatóricas sob proteção do *Crowbar* proposto e tradicional.

Fonte: Autoria Própria.

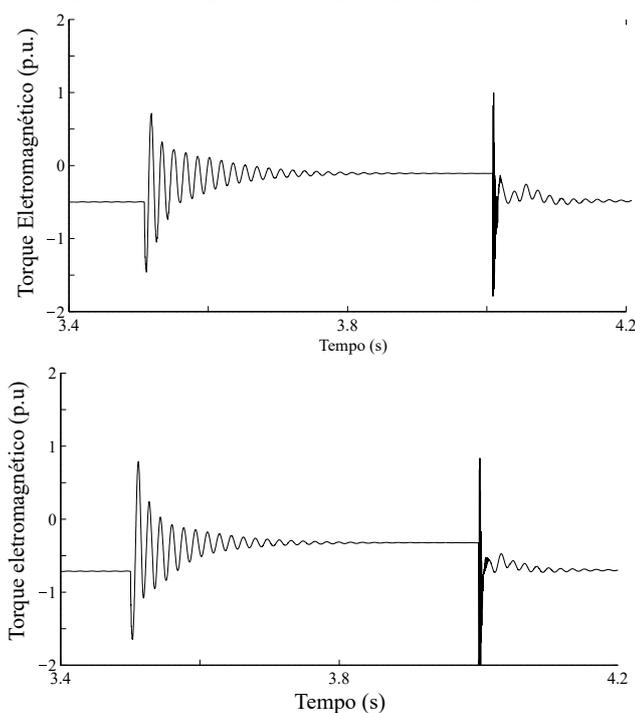
Na Tabela 15 apresenta-se a análise numérica. Ao findar o curto-circuito, nota-se que o método proposto é mais eficiente e rápido à sua reestruturação de pós falta.

Tabela 15 – Comparação do método proposto com o tradicional - corrente estatórica.

	Amplitude da Corrente Estatórica (p.u.)			Tempo de Restabelecimento (s)
	Fase A	Fase B	Fase C	
Método Proposto	1,5	1,3	1,3	0,001
Método Tradicional	1,7	1,4	1,4	0,006

O torque eletromagnético do sistema proposto, apresenta-se na Figura 94 com menores oscilações comparado ao método tradicional. Isso pode ser mostrado por meio da restauração de seus valores normais e pelo *overshoot*, no qual o *crowbar* tradicional alcança.

Figura 94 – Torque eletromagnético sob proteção proposta e *crowbar* tradicional.



Fonte: Autoria Própria.

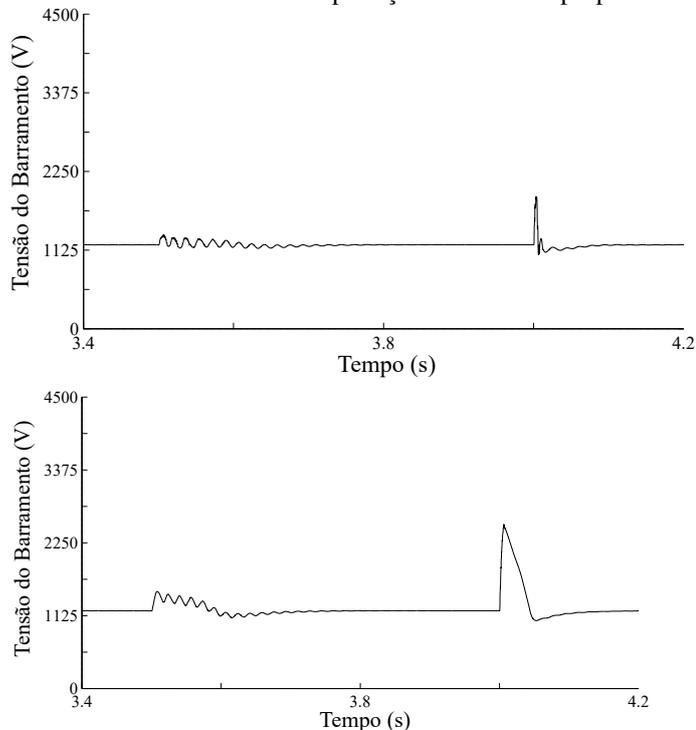
Tabela 16 – Comparação do método proposto com o tradicional - torque eletromagnético.

	Oscilação no Afundamento (p.u.)		Tempo de Restabelecimento (s)
	Início	Fim	
Método Proposto	1,3	-1,5	0,001
Método Tradicional	1,4	-2,0	0,003

A Figura 95 apresentam os efeitos positivos da estrutura proposta sobre o valor da tensão do barramento durante o período de falta, e na Tabela 17 apresenta-se os resultados numéricos

no início e no fim do afundamento. O método proposto responde naturalmente ao valor nominal da tensão do barramento após ativação do *crowbar*.

Figura 95 – Tensão de Barramento sob proteção do *crowbar* proposto e tradicional.



Fonte: Autoria Própria.

Tabela 17 – Comparação do método proposto com o tradicional - tensão no barramento.

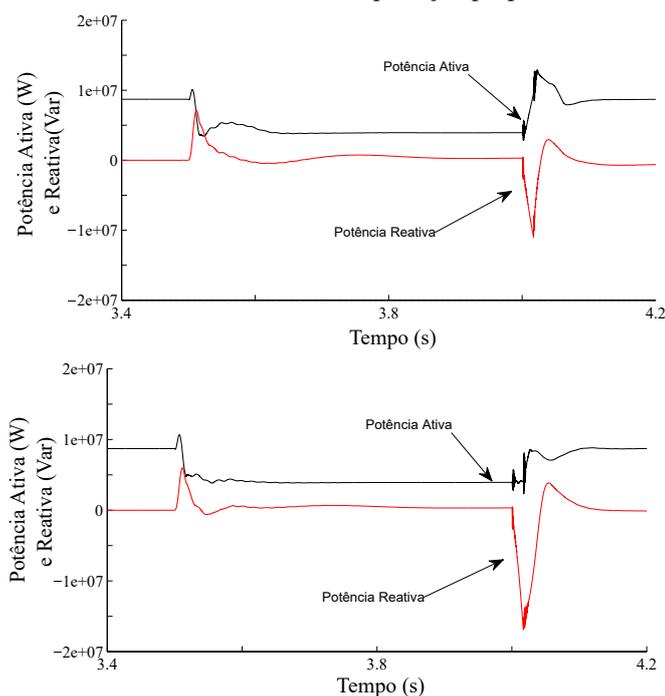
	Tensão no Barramento (V)		Tempo de Restabelecimento (s)
	Início	Fim	
Método Proposto	1200	1280	0,001
Método Tradicional	1250	2250	0,005

Em contrapartida, a estrutura do *crowbar* tradicional, adotando os mesmos parâmetros, não tem uma resposta rápida, sendo visível o carregamento do capacitor no início e no fim do curto-circuito.

O desempenho da potência ativa e reativa do sistema sob o curto-circuito na rede apresentam-se na Figura 96. O sistema normalmente apresenta uma tendência ao gerador absorver potência reativa durante o período de falta, mas o esquema proposto permite uma redução nessa absorção. O valor de potência reativa durante a falta é aproximadamente 1,18 vezes da nominal, melhorando assim a estabilidade na rede.

Na Tabela 18 apresenta-se a dinâmica de absorção da potência reativa.

Figura 96 – Potências Ativa e Reativa sob proteção proposta e crowbar tradicional.



Fonte: Autoria Própria.

Tabela 18 – Comparação do método proposto com o tradicional - potência ativa e reativa.

	Potência Ativa (W)		Potência Reativa (Var)		Tempo de Restabelecimento (s)
	Início	Fim	Início	Fim	
Método Proposto	1,1e07	1,3e07	0,8e07	-1,1e07	0,01
Método Tradicional	1,1e07	1,2e07	0,5e07	-1,8e07	0,03

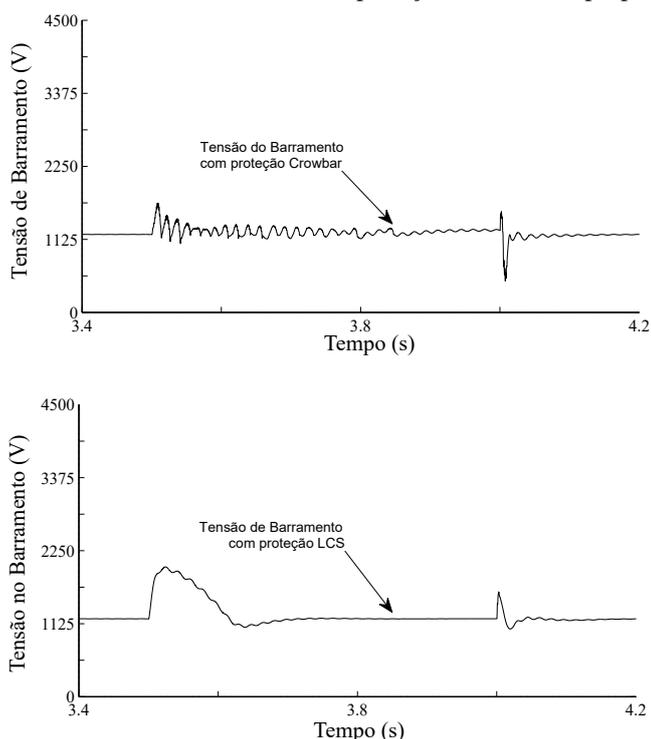
A operação normal do DFIG é então restaurada e os valores medidos de potência ativa são retornados para a sua faixa normal. De acordo com o esquema proposto, a restauração se torna mais rápida que com o método *crowbar* tradicional.

Com a falta localizada no ponto em que o afundamento é mais severo, foi testado com o sistema de proteção LSC. O sistema proposto conseguiu controlar com destreza quando comparado com a técnica LCS.

Apresenta-se na Figura 97 a tensão de barramento no qual deonstra a robustez do sistema proposto em relação ao LCS. Ao desviar a corrente do rotor, evita-se a sobretensão do barramento em resposta a tensão de 100% de falta.

Tabela 19 – Comparação do método proposto com o LCS - tensão no barramento.

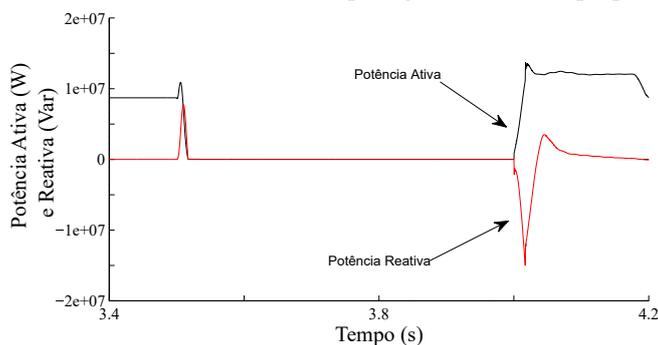
	Tensão no Barramento (V)		Tempo de Restabelecimento (s)
	Início	Fim	
Método Proposto	1280	1230	0,001
Método Tradicional	2250	1280	0,005

Figura 97 – Tensão de Barramento sob proteção do *crowbar* proposto e LCS.

Fonte: Autoria Própria.

E como consequência desse resultado as estimativas dos parâmetros de grandes geradores sugerem que um desempenho seja alcançado com um valor apropriado maximizando a resistência.

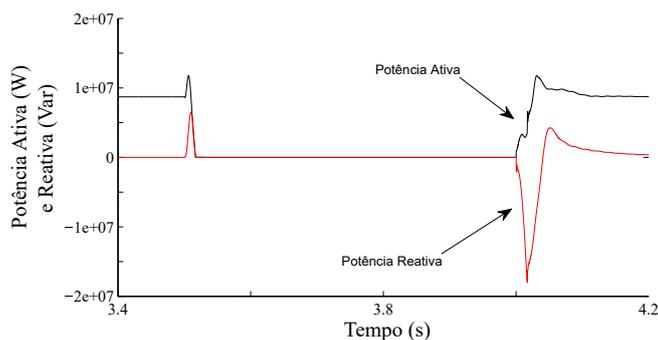
Na Figura 98 apresenta-se o sistema proposto para potências ativa e reativa. De acordo com a Tabela 20 o sistema proposto apresenta menores absorções de potência reativa em relação ao sistema LCS. O tempo de restauração é dado em alguns milissegundos.

Figura 98 – Potências ativa e reativa sob proteção do *crowbar* proposto e tradicional.

Fonte: Autoria Própria.

Tabela 20 – Comparação do método proposto com o tradicional - potência ativa e reativa.

	Potência Ativa (W)		Potência Reativa (Var)		Tempo de Restabelecimento (s)
	Início	Fim	Início	Fim	
Método Proposto	1,1e07	1,3e07	0,8e07	-1,5e07	0,01
Método Tradicional	1,1e07	1,2e07	0,5e07	-2,0e07	0,03



Fonte: Autoria Própria.

6.5 Resumo

A estratégia de controle apresentada no Capítulo 5, possibilitou uma nova solução para o controle do gerador de indução duplamente alimentado aplicado a turbina eólica integrada numa rede de elevada potência. No controle do conversor do lado rotor mostrou-se que, alinhando o eixo direto do referencial girante dq com o fluxo no entreferro, é possível controlar separadamente e de forma estável as potências ativa e reativa da máquina DFIG. E o controle do passo das pás revelou-se um método eficaz para limitar a potência gerada pela turbina eólica permanecendo constante para velocidades de vento superiores à nominal.

Neste capítulo apresentou-se também os resultados das simulações do sistema proposto para controle e proteção do sistema de geração eólico. A estratégia de proteção e controle do *crowbar* apresentou melhora em relação à suportabilidade dos afundamentos de tensão. Analisou-se os curtos-circuitos nos dois sistemas testes em localizações diferentes.

O esquema do circuito proposto apresentou que o *crowbar* pode desviar as sobrecorrentes transitórias da resposta de falta e encurtar a escala de tempo de decaimento do fluxo do circuito rotórico. Desta forma, o DFIG “acompanhou” o controle transitório e remanescente durante o período de falta ou recuperação do sistema. O *crowbar* mostrou-se comportar-se de forma semelhante a um circuito fechado de rotor trifásico por meio de uma maior resistência por fase, isso tem como impacto encurtar a constante de tempo transitória do circuito do rotor.

Com base nos resultados como, torque eletromagnético, potência reativa, tensão do barramento e corrente do rotor, o esquema proposto, confirmou que o valor da resistência no presente estudo é apropriado e, portanto, o método de computação para o valor da resistência a depender do grau de afundamento é válido.

CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A integração da energia eólica nos sistemas de geração de energia tem sido um assunto de grande interesse atualmente. Tradicionalmente, as grandes redes de eletricidade baseiam-se na operação de geração de energia centralmente nas grandes usinas convencionais. Ademais, a geração pode ser controlada à vontade, aumentando ou diminuindo a energia gerada de acordo com os requisitos que a rede elétrica possui a cada momento.

A produção de eletricidade de origem eólica é realizada de forma distribuída, o que muitas vezes dificulta sua gestão. A produção, pelo menos por enquanto, depende apenas da força do vento e é independente das necessidades da energia da rede elétrica. Entretanto, seu comportamento diante dos afundamentos de tensão é completamente diferente das grandes usinas convencionais. As grandes fornecem altas correntes de curto-circuitos que acionam as proteções, ajudando a limitar, enquanto os aerogeradores se desconectam da rede elétrica ou, quando não estão, consomem energia reativa aumentando a queda de tensão.

O principal objetivo deste trabalho de Tese, foi o desenvolvimento de uma nova estratégia de controle e proteção para melhorar a capacidade de afundamentos de tensão em sistemas de conversão de energia eólica equipados com a tecnologia do DFIG. O trabalho se concentrou nessa tecnologia por ser a mais utilizada e a mais sensível às perturbações da rede. A metodologia, então, apresenta as influências da energia eólica nas características de estabilidade de tensão, estabilidade do sistema de potência e qualidade da energia.

O trabalho apresentou o desenvolvimento do estudo do controle da máquina DFIG em regime permanente bem como suas características de operação em modo motor e gerador. Esta Tese, apresentou como proposta a solução para o sistema de controle aplicado ao aerogerador integrado à rede de elevada potência. O controle do conversor do lado do rotor, mostrou se que alinhado o eixo direto do referencial girante dq com o fluxo no entreferro, é possível controlar separadamente e de forma estável as potências ativa e reativa do DFIG. Os resultados das

simulações revelaram que a potência ativa varia em função das mudanças na velocidade do vento que incide nas pás da turbina, enquanto a potência reativa se mantém nula otimizando o fator de potência da rede.

A orientação do fluxo de rede virtual, permitiu uma simplificação nas equações do gerador, alocando toda a tensão em seu eixo em quadratura, e todo o fluxo no eixo direto, o que facilitou a análise do sistema. O desenvolvimento deste trabalho se aplica a qualquer sistema de geração eólica à velocidade variável. O controle do passo revelou-se um método eficaz para limitar a potência gerada pela turbina eólica permanecendo constante para velocidades de vento superiores à nominal.

O estudo do desempenho do DFIG durante os afundamentos de tensão são extensivamente abordados na literatura, mas este trabalho vai um passo adiante analisando o efeito do controle sobre o sistema. Com os resultados obtidos, as seguintes conclusões são:

- Para afundamentos simétricos de tensão:
 - A questão principal é causada pelo componente natural do fluxo do estator, que aparece devido aos transitórios e quedas da tensão de acordo com os ganhos de controle;
 - O componente natural induz altas tensões de rotor, o que causam altas correntes rotóricas;
 - As oscilações nas correntes do rotor causam torque eletromagnético e pulsações de potência do estator que possuem a frequência de tensão da rede.

- Para quedas de tensão assimétricas:
 - Além do componente natural, aparece também sequência negativa no fluxo do estator;
 - O comportamento do componente natural é semelhante ao caso equilibrado;
 - As pulsações do torque eletromagnético e da potência do estator na frequência da rede, também apresentam oscilações no dobro da frequência da rede devido ao componente de sequência negativa.

Ao analisar a resposta transitória do DFIG à queda de tensão da rede, foi apresentado um método de seleção adaptativa de resistência e uma estratégia de controle para melhorar a capacidade de LVRT no sistema. O método de integração ponderada, avalia a resposta do sistema DFIG com diferentes resistências do *crowbar*. A expressão da corrente do rotor em condição de

falta e a resistência do *crowbar* selecionado, produz menores ondulações (*ripple*) da tensão do barramento. O método considera o impacto do grau de afundamento da tensão na resistência estimada do *crowbar*. A abordagem de controle proposta pôde realizar o controle da resistência de acordo com o grau de queda de tensão, e modelo de simulação baseado em Matlab/Simulink foi realizado para comparar a corrente do rotor e a tensão do barramento em diferentes graus de afundamentos. Os resultados mostraram que o método proposto pôde melhorar a capacidade de LVRT do sistema eólica sob diferentes graus de queda de tensão.

E ao comparar o sistema proposto, com sistemas validados na literatura, foi possível verificar sua robustez, dado que em afundamentos severos, o esquema da literatura não se comportou devidamente quanto o sistema proposto.

Por fim, através da utilização da estratégia de controle proposta do circuito de proteção neste projeto de pesquisa, turbinas eólicas equipadas com DFIG podem contribuir efetivamente para a estabilidade transitória pós-falta.

7.1 Trabalhos Futuros

O trabalho realizado ao longo desta Tese, serviu para esclarecer dúvidas e incertezas sobre o desempenho da máquina DFIG diante de quedas de tensão. É verdade também, que ainda há situações a fazer e que certas respostas suscitam de novas questões a serem resolvidas. E como trabalhos futuros seria interessante validar os resultados obtidos neste trabalho por meio da realização de ensaios experimentais numa situação real (montagem experimental), aplicando novas técnicas de controle, como o controle preditivo e controles ótimos - LQR, ou LQI;

A análise dos afundamentos de tensão resultantes de faltas na rede de distribuição foi realizada usando um modelo de sistema padrão do IEEE. Seria interessante realizar o mesmo tipo de análise em um modelo de sistema de energia real. Dessa maneira, a extensão da queda de tensão no sistema poderia ser diretamente correlacionada com as áreas geográficas e poderia ser feita uma previsão mais precisa da quantidade de energia eólica enfrentando problemas de afundamentos. A modelagem mais realista do comportamento da carga e dos dispositivos de compensação de potência reativa no sistema também resultaria em previsão mais precisa da queda de tensão. Medições de campo do quedas de tensão em barramentos selecionados podem ajudar a validar a análise teórica;

Desenvolver a estratégia de proteção *crowbar*, utilizando um micro-controlador (DSP), fazendo uma comparação com os resultados simulados com o experimental;

REFERÊNCIAS

- ACKERMANN, T. *et al.* **Wind power in power systems**. [S.l.]: Wiley Online Library, 2005. v. 140.
- AHMED, M.; KASHEM, M. M.; MEHRDAD, T. H. A coordinated control approach for dc link and rotor crowbars to improve fault ride-through of dfig-based wind turbine. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 53, n. 5, 2017.
- AKHMATOV, V. Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power. 2003.
- ALSMADI, Y. M.; XU, L.; BLAABJERG, F.; ORTEGA, A. J. P.; ABDELAZIZ, A. Y.; WANG, A.; ALBATAINEH, Z. Detailed investigation and performance improvement of the dynamic behavior of grid-connected dfig-based wind turbines under lvrt conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 54, n. 5, p. 4795–4812, 2018.
- BARROS, L.; MOTA, W. **Uma estratégia de controle para o melhoramento do comportamento dinâmico de máquinas de indução duplamente alimentadas operando como geradores eólicos. 2006. 136 f.** Tese (Doutorado) — Tese (Doutorado)-Centro de Engenharia Elétrica e Informática Universidade Federal de Campina Grande, 2006.
- BLUEVISION. **Energia Eólica já é a segunda maior fonte energética do Brasil**. 2020. <<https://bluevisionbraskem.com/inovacao/energia-eolica-ja-e-a-segunda-maior-fonte-energetica-do-brasil/>>. Acessado 18-Abril-2020.
- CANGUÇU, N. A. Contribuições para avaliação dos impactos econômicos causados por mergulho de tensão em sistema elétrico industrial. Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2006.
- CHEN, L.; DENG, C.; ZHENG, F.; LI, S.; LIU, Y.; LIAO, Y. Fault ride-through capability enhancement of dfig-based wind turbine with a flux-coupling-type sfcl employed at different locations. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 1–5, 2015.
- DATTA, R.; RANGANATHAN, V. Decoupled control of active and reactive power for a grid-connected doubly-fed wound rotor induction machine without position sensors. In: **IEEE Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting (Cat. No. 99CH36370)**. [S.l.], 1999. v. 4, p. 2623–2630.
- DATTA, R.; RANGANATHAN, V. Variable-speed wind power generation using doubly fed wound rotor induction machine-a comparison with alternative schemes. **IEEE transactions on Energy conversion**, IEEE, v. 17, n. 3, p. 414–421, 2002.
- DIN, Z.; ZHANG, J.; ZHU, Y.; XU, Z.; EL-NAGGAR, A. Impact of grid impedance on lvrt performance of dfig system with rotor crowbar technology. **IEEE Access**, IEEE, v. 7, p. 127999–128008, 2019.
- ELSHIEKH, M. E.; MANSOUR, D.-E. A.; AZMY, A. M. Improving fault ride-through capability of dfig-based wind turbine using superconducting fault current limiter. **IEEE Transactions on Applied Superconductivity**, IEEE, v. 23, n. 3, p. 5601204–5601204, 2013.

FONSECA, V. R. d. C. Cálculo estocástico do afundamento de tensão. **PPGEE-11199. PUC-MG. Belo Horizonte**, 1999.

HANSEN, A.; MICHALKE, G. **Fault Ride-Through Capability of Wind Turbines in Renewable Energy**, v. 32, n. 8. [S.l.]: Jul, 2007.

HEIER, S. **Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014.

HU, S.; LIN, X.; KANG, Y.; ZOU, X. An improved low-voltage ride-through control strategy of doubly fed induction generator during grid faults. **IEEE transactions on power electronics**, IEEE, v. 26, n. 12, p. 3653–3665, 2011.

HU, S.; ZOU, X.; KANG, Y. A novel optimal design of dfig crowbar resistor during grid faults. In: IEEE. **Power Electronics Conference (IPEC-Hiroshima 2014-ECCE-ASIA), 2014 International**. [S.l.], 2014. p. 555–559.

KARAIPOOM, T.; NGAMROO, I. Optimal superconducting coil integrated into dfig wind turbine for fault ride through capability enhancement and output power fluctuation suppression. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 6, n. 1, p. 28–42, 2015.

KOVÁCS, P. K. Transient phenomena in electrical machines. **394 pp**, 1983.

KOVAL, D. O.; CARTER, C. Power quality characteristics of computer loads. **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 33, n. 3, p. 613–621, 1997.

LI, W.; CHAO, P.; LIANG, X.; SUN, Y.; QI, J.; CHANG, X. Modeling of complete fault ride-through processes for dfig-based wind turbines. **Renewable Energy**, Elsevier, v. 118, p. 1001–1014, 2018.

LIMA, F. d. A. Aerogerador baseado em máquina de indução duplamente alimentada-suportabilidade para afundamento de tensão. **Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Elétrica COPPE/UFRJ**, 2009.

LIMA, F. K.; LUNA, A.; RODRIGUEZ, P.; WATANABE, E. H.; BLAABJERG, F. Rotor voltage dynamics in the doubly fed induction generator during grid faults. **IEEE Transactions on power electronics**, IEEE, v. 25, n. 1, p. 118–130, 2010.

LOPEZ, J.; GUBIA, E.; SANCHIS, P.; ROBOAM, X.; MARROYO, L. Wind turbines based on doubly fed induction generator under asymmetrical voltage dips. **IEEE Transactions on Energy conversion**, IEEE, v. 23, n. 1, p. 321–330, 2008.

LOPEZ, J.; SANCHIS, P.; ROBOAM, X.; MARROYO, L. Dynamic behavior of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips. **IEEE Transactions on energy conversion**, IEEE, v. 22, n. 3, p. 709–717, 2007.

MENDES, V. F.; SOUSA, C. V. de; HOFMANN, W.; SILVA, S. R. Doubly-fed induction generator ride-through fault capability using resonant controllers for asymmetrical voltage sags. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 9, n. 7, p. 783–791, 2015.

MILANOVIC, J. V.; AUNG, M. T.; GUPTA, C. The influence of fault distribution on stochastic prediction of voltage sags. **IEEE Transactions on Power Delivery**, IEEE, v. 20, n. 1, p. 278–285, 2005.

- MORREN, J.; HAAN, S. W. D. Ride-through of wind turbines with doubly-fed induction generator during a voltage dip. **IEEE Transactions on energy conversion**, IEEE, v. 20, n. 2, p. 435–441, 2005.
- OKEDU, K. E. Enhancing dfig wind turbine during three-phase fault using parallel interleaved converters and dynamic resistor. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 10, n. 8, p. 1211–1219, 2016.
- OKEDU, K. E.; MUYEEN, S.; TAKAHASHI, R.; TAMURA, J. Wind farms fault ride through using dfig with new protection scheme. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, IEEE, v. 3, n. 2, p. 242–254, 2012.
- OLIVEIRA, F. D.; AMORIM, A. E.; FARDIN, J. F.; ORLANDO, M. T.; SILVA, S. R.; SIMONETTI, D. S. Efeito de um limitador supercondutor no desempenho de um dfig durante afundamento de tensão. **Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE**, 2014.
- OLIVEIRA, F. D.; AMORIM, A. E.; FARDIN, J. F.; ORLANDO, M.; SILVA, S.; SIMONETTI, D. Metodologia e desempenho de um projeto de um limitador de corrente supercondutor para um dfig. In: **Anais do Congresso Brasileiro de Automática (CBA) de 2014**. [S.l.: s.n.], 2014.
- OLIVEIRA, F. D. C. **Limitador de corrente de falta supercondutor**. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado. UFES, Vitória, ES, 2005.
- ONS, O. N. do S. E. **Procedimentos de Rede**. 2019. <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/o-que-sao>>. Acessado 08-Março-2019.
- RAHIMI, M.; PARNIANI, M. Coordinated control approaches for low-voltage ride-through enhancement in wind turbines with doubly fed induction generators. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, IEEE, v. 25, n. 3, p. 873–883, 2010.
- RAHIMI, M.; PARNIANI, M. Efficient control scheme of wind turbines with doubly fed induction generators for low-voltage ride-through capability enhancement. **IET Renewable Power Generation**, IET, v. 4, n. 3, p. 242–252, 2010.
- ROSAS, P. A. C. Dynamic influences of wind power on the power system. Technical University of Denmark, 2004.
- SILVA, J. F. A. da. **Sistemas de Energia em Telecomunicações: Texto de apoio**. [S.l.]: Set, 2007.
- SILVA, S. de O.; NEVES, W. L. A.; MOTA, W. S.; GRANDE, C. Space vector pwm nine switch converter topology. 2018.
- UMLAND, J. W.; SAFIYUDDIN, M. Magnitude and symmetric optimum criterion for the design of linear control systems: what is it and how does it compare with the others? **IEEE Transactions on Industry Applications**, IEEE, v. 26, n. 3, p. 489–497, 1990.
- YANG, L.; XU, Z.; OSTERGAARD, J.; DONG, Z. Y.; WONG, K. P. Advanced control strategy of dfig wind turbines for power system fault ride through. **IEEE Transactions on power systems**, IEEE, v. 27, n. 2, p. 713–722, 2012.
- ZHANG, S.; TSENG, K.-J.; CHOI, S. S.; NGUYEN, T. D. *et al.* Advanced control of series voltage compensation to enhance wind turbine ride through. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 27, n. 2, p. 763–772, 2011.

ZHU, D.; ZOU, X.; DENG, L.; HUANG, Q.; ZHOU, S.; KANG, Y. Inductance-emulating control for dfig-based wind turbine to ride-through grid faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, 2016.

ZOU, X.; ZHU, D.; HU, J.; ZHOU, S.; KANG, Y. Mechanism analysis of the required rotor current and voltage for dfig-based wts to ride-through severe symmetrical grid faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, IEEE, v. 33, n. 9, p. 7300–7304, 2018.