



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"



Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica

ESTUDO DA CAPACIDADE *LVRT* DE SISTEMAS EÓLICOS COM DFIG DURANTE A OCORRÊNCIA DE FALTAS ELÉTRICAS

CHRISTIELLY FERNANDES DA COSTA

Bauru - São Paulo

2020



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTUDO DA CAPACIDADE *LVRT* DE SISTEMAS
EÓLICOS COM DFIG DURANTE A OCORRÊNCIA DE
FALTAS ELÉTRICAS**

CHRISTIELLY FERNANDES DA COSTA

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Faculdade de Engenharia de Bauru (FEB) – UNESP, para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Andreoli

Bauru - São Paulo

2020

Da Costa, Christielly Fernandes.

Estudo da Capacidade LVRT de Sistemas Eólicos com DFIG
Durante a Ocorrência de Falhas Elétricas/ Christielly
Fernandes da Costa, 2020

101 f.

Orientador: Prof. Dr. André Luiz Andreoli

Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual
Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2020

1. Geração eólica. 2. Gerador de indução duplamente
alimentado. 3. *Low Voltage Ride Through*. 4. Afundamento de
Tensão. 5. Falhas Elétricas. I. Universidade Estadual
Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE CHRISTIELLY FERNANDES DA COSTA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURUR.

Ao 1º dia do mês de junho do ano de 2020, às 14:00 horas, via sistemas de videoconferência e outras ferramentas para comunicação a distância, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRE LUIZ ANDREOLI - Orientador do Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. PAULO JOSÉ AMARAL SERNI do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia - UNESP - Câmpus de Sorocaba, Prof. Dr. RICARDO AUGUSTO SOUZA FERNANDES do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal de São Carlos - UFSCar, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de CHRISTIELLY FERNANDES DA COSTA, intitulada ESTUDO DA CAPACIDADE LVRT DE SISTEMAS EÓLICOS COM DFIG DURANTE A OCORRÊNCIA DE FALTAS ELÉTRICAS. Após a exposição, a discente foi arguida oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: **APROVADA**. Nada mais havendo, foi lavrada a presente Ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. ANDRE LUIZ ANDREOLI

Ag. Q.

Prof. Dr. PAULO JOSÉ AMARAL SERNI

Prof. Dr. RICARDO AUGUSTO SOUZA FERNANDES

Ricardo Ferraz

AGRADECIMENTOS

À Deus, pela vida e pela oportunidade de estar neste mundo para crescer, evoluir e aprender.

Ao professor Dr. André Luiz Andreoli, pela orientação e amizade ao longo desses anos. Obrigada por todos os ensinamentos e conselhos profissionais, dados com base na sua grande experiência de vida e de engenheiro.

À minha família, pelo amor e pelo carinho, apesar da distância. Obrigada por apoiarem meus sonhos e projetos e por compreenderem a minha ausência na busca por alcançá-los.

Aos meus amigos e colegas de pós-graduação, pelo companheirismo durante esses anos e por toda a ajuda pessoal e profissional. Vou levar vocês para toda a vida.

Aos meus amigos de fora da UNESP, especialmente, aos meus queridos amigos de Uberlândia. Obrigada pela afeição durante todo esse tempo.

Aos alunos de graduação, por todo o feedback e pela oportunidade de aprender um pouco sobre como é a vida docente.

Aos servidores técnico-administrativos e a todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru. Em especial, agradeço aos funcionários da seção de pós-graduação por todo atendimento.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Nível Superior (CAPES), pelo apoio financeiro para realização deste trabalho acadêmico.

Finalmente, agradeço a todos que me acompanharam ou me ajudaram de alguma forma na conquista deste sonho.

*“Se você acha que a educação é cara,
experimente a ignorância.”*

Derek Bok

RESUMO

Nos últimos anos, questões relacionadas ao meio ambiente, principalmente, ao uso de combustíveis fósseis e à emissão de gases poluentes na atmosfera, ganharam grande destaque internacional. Com os avanços da comunidade científica e o aumento no preço do petróleo no começo da década de 1970, o uso de fontes renováveis, não poluentes e limpas teve grande investimento por parte de diversos países. Nesse contexto, a geração eólica vem se destacando como uma das mais promissoras, especialmente devido a sua viabilidade econômica e ao seu rápido desenvolvimento tecnológico. Entre as diferentes topologias utilizadas nos sistemas de geração eólica, destaca-se a configuração elaborada para operação em velocidade variável, que emprega o gerador de indução duplamente alimentado (DFIG), associado ao conversor eletrônico *back-to-back* para controle de sua operação. Como principais vantagens da utilização do DFIG, destacam-se sua maior eficiência na conversão de energia, menor estresse mecânico do rotor, controle independente de potência ativa e reativa limitada a valores típicos de 30% da potência nominal. Por outro, sabe-se que, durante a ocorrência de um distúrbio, as correntes do rotor podem atingir altas magnitudes e causar danos ao conversor. Além disso, sobretensões no capacitor do elo CC ocorrem devido à perda de capacidade de transferência de energia do conversor do lado da rede. Entretanto, os aerogeradores podem ser requisitados a permanecerem em funcionamento mesmo durante uma falta, além de contribuírem para o restabelecimento dos níveis de tensão do sistema elétrico, característica conhecida como *Low Voltage Ride Through* (LVRT). Dessa maneira, este trabalho acadêmico apresenta um estudo da capacidade do LVRT durante curtos-circuitos simétrico e assimétricos, usando MATLAB/Simulink®. Além disso, propõe um modelo de divisor de tensão para separar as componentes de queda de tensão positiva e negativa com resultados de simulação do desempenho do gerador durante os distúrbios. Por fim, apresenta uma revisão bibliográfica de diversas soluções em hardware para o aprimoramento da capacidade LVRT, que têm como finalidade proteger os circuitos eletrônicos contra sobrecorrentes e sobretensões, e, em alguns casos, injetar potência reativa na rede.

Palavras-chave: Geração eólica, gerador de indução duplamente alimentado, *Low Voltage Ride Through*, afundamento de tensão, faltas elétricas.

ABSTRACT

In the last years, issues related to the environment, especially the use of fossil fuels and the emission of polluting gases into the atmosphere, have gained great international prominence. With the advances of scientific community and the increase of the oil price in the beginning of the 1970s, the use of renewable, non-polluting and clean sources had a great investment by several countries. In this context, wind generation has stood out as one of the most promising, especially due to its economic viability and its fast technological development. Among the different topologies used in wind generation systems, the configuration developed for operation at variable speed is highlighted, which employs the doubly-fed induction generator (DFIG) associated with back-to-back electronic converter to control its operation. The main advantages of using DFIG include its greater efficiency in energy conversion, less mechanical rotor stress, independent control of active and reactive power limited to typical values of 30% of the rated power. On the other hand, it is known that, during the occurrence of a disturbance, such as an electrical fault, the rotor currents can reach high magnitudes in order to damage the rotor side converter. In addition, overvoltages in the DC link capacitor occur due to the loss of power transfer capacity on grid side converter. However, wind turbines may be required to main in operation even during a fault, in addition to contributing the restoration of voltage levels in the electrical system, a feature known as Low Voltage Ride Through (LVRT). In this way, this academic paper presents a study of LVRT capacity during symmetrical and asymmetrical short-circuits, using MATLAB/Simulink®. In addition, it proposes a voltage divider model to separate positive and negative voltage sag components, showing results of simulation of generator's performance during the disturbances. Finally, it presents a bibliographic review of several hardware solutions to improve LVRT capacity, which aim to protect electronic circuits against overcurrents and overvoltages, plus, in some cases, inject reactive power into the network.

Keywords: Wind generation, doubly-fed induction generator, Low Voltage Ride Through, voltage sag, electrical faults.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Evolução da capacidade eólica global anual.....	6
Figura 2. Ranking dos 10 países com total da capacidade eólica instalada em 2018.	6
Figura 3. Matriz energética brasileira no fim de 2018.	7
Figura 4. Aerogerador de eixo horizontal.....	9
Figura 5. Aerogerador experimental de eixo vertical.	9
Figura 6. Principais componentes de uma turbina eólica à velocidade fixa.....	12
Figura 7. Característica de uma turbina eólica de velocidade fixa.....	13
Figura 8. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade fixa com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.	14
Figura 9. Característica de uma turbina eólica de velocidade variável.	15
Figura 10. Zonas de operação de uma turbina eólica.	16
Figura 11. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado.	18
Figura 12. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade variável com gerador síncrono de imã permanente.	19
Figura 13. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade variável com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.	19
Figura 14. Estrutura de um motor de indução trifásico com rotor gaiola de esquilo.	21
Figura 15. Característica de conjugado <i>versus</i> velocidade de uma máquina de indução.....	21
Figura 16. Modos de operação do DFIG.	24
Figura 17. Circuito elétrico equivalente monofásico em regime permanente do DFIG referido ao estator.....	24
Figura 18. Circuito equivalente do DFIG no campo de referência síncrono a) eixo direto; b) eixo quadratura.	27
Figura 19. Conversor CC – CA trifásico de dois níveis.	29
Figura 20. Conversor CA – CC trifásico de dois níveis.	30
Figura 21. Requisitos de códigos de rede para LVRT de diferentes países.	32
Figura 22. Requisitos do ONS para LVRT no Brasil.	32
Figura 23. Valor eficaz de um afundamento de tensão.	35
Figura 24. Sistema eólico com proteção <i>Crowbar</i>	39
Figura 25. Sistema eólico equipado com proteção <i>Chopper</i>	41
Figura 26. Configuração do circuito <i>Chopper</i>	41

Figura 27. Sistema de controle do circuito <i>Chopper</i>	42
Figura 28. a) Configuração BESS <i>standalone</i> ; b) Configuração BESS conectado indiretamente ao elo CC; c) Configuração BESS conectado diretamente ao elo CC, sem conversor CC-CC.	44
Figura 29. Turbina eólica com STATCOM tradicional.	46
Figura 30. Parque eólico com STATCOM/ESS.....	46
Figura 31. Sistema de controle do circuito STATCOM.....	47
Figura 32. Diagrama de blocos de um modelo de turbina eólica de velocidade variável.	50
Figura 33. Representação do fluxo de vento através de uma turbina eólica.	50
Figura 34. Representação do modelo sistema eólico turbina-gerador de duas massas.	52
Figura 35. Modelo do Sistema <i>Pitch</i>	53
Figura 36. Malhas interna e externa de controle do RSC.....	55
Figura 37. Malhas interna e externa de controle do GSC.	56
Figura 38. Intervalos de tempo da capacidade LVRT de um sistema de conversão eólica no Brasil.....	58
Figura 39. Modelo divisor de tensão para afundamentos de tensão.....	59
Figura 40. Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.	61
Figura 41. Faltas aplicadas no sistema de distribuição teste.	63
Figura 42. Falta no barramento da subestação - Corrente trifásica no rotor do DFIG.....	64
Figura 43. Falta no barramento da subestação - Potência reativa do DFIG.	65
Figura 44. Falta no barramento da subestação - Potência ativa do DFIG.	66
Figura 45. Falta no barramento da subestação - Tensão no elo CC.	66
Figura 46. Falta no barramento da subestação - Tensão no estator do DFIG.	67
Figura 47. Falta no barramento do PAC - Corrente trifásica no rotor do DFIG.	68
Figura 48. Falta no barramento do PAC - Potência reativa do DFIG.	68
Figura 49. Falta no barramento do PAC - Potência ativa do DFIG.	69
Figura 50. Falta no barramento do PAC - Tensão no elo CC.	70
Figura 51. Falta no barramento do PAC - Tensão no estator do DFIG.....	70
Figura 52. Falta no barramento da subestação – Tensões de sequência positiva para diferentes faltas.	71
Figura 53. Falta no barramento da subestação – Tensões de sequência negativa para diferentes faltas.....	72
Figura 54. Falta no barramento da subestação – Correntes trifásicas no rotor para diferentes faltas.	73

Figura 55. Falta no barramento da subestação – Tensão no elo CC para diferentes faltas.	73
Figura 56. Falta no barramento do PAC – Tensões de sequência positiva para diferentes faltas.	74
Figura 57. Falta no barramento do PAC – Tensões de sequência negativa para diferentes faltas.	75
Figura 58. Falta no barramento do PAC – Correntes trifásicas no rotor para diferentes faltas.	75
Figura 59. Falta no barramento do PAC – Tensão no elo CC para diferentes faltas.....	76

LISTA DE TABELAS

Tabela I. Porcentagem de curto-circuito no sistema elétrico de potência.	34
Tabela II. Taxa de ocorrência dos curtos-circuitos.....	34
Tabela III. Classificação das VTCDs segundo a regulamentação brasileira.	36
Tabela IV. Classificação das VTCDs segundo a regulamentação americana.	36
Tabela V. Classificação das VTCDs segundo a regulamentação europeia.	37
Tabela VI. Dados da Subestação do sistema de distribuição teste.	61
Tabela VII. Dados dos Transformadores do sistema de distribuição teste.....	62
Tabela VIII. Dados do Alimentador do sistema de distribuição teste.	62
Tabela IX. Parâmetros elétricos e mecânicos do gerador de indução duplamente alimentado.	83
Tabela X. Parâmetros da turbina eólica e do vento.	83
Tabela XI. Parâmetros elétricos do conversor do lado da rede.	83

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EMF	<i>Electromotive Force</i>
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmission System</i>
GSC	<i>Grid Side Converter</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
ITC	<i>Indirect Torque Control</i>
LQR	<i>Linear-Quadratic Regulator</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride-Through</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PCR	Ponto de Conexão à Rede
PI	Proporcional Integral
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>

PRODIST	Procedimentos de Distribuição
p.u.	Por unidade
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
RSC	<i>Rotor Side Converter</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SCR	<i>Silicon Controlled Rectifiers</i>
STATCOM	<i>Static Synchronous Compensator</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
VTCD	Variações de Tensão de Curta Duração

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Organização do Trabalho Acadêmico	3
CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	5
2.1 Considerações Iniciais	5
2.1.1 Energia Eólica	5
2.1.2 Geração Eólica Mundial.....	6
2.1.3 Geração Eólica no Brasil.....	7
2.2 Turbinas Eólicas	8
2.2.1 Tipos de Turbinas.....	8
2.2.2 Controle de Potência em Turbinas	9
2.3 Conceitos Básicos de Turbinas Eólicas de Velocidade Fixa.....	11
2.3.1 Sistema Elétrico de Uma Turbina Eólica de Velocidade Fixa	14
2.4 Conceitos Básicos de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável	15
2.4.1 Controle de Uma Turbina de Velocidade Variável.....	16
2.4.2 Sistema Elétrico de Uma Turbina Eólica de Velocidade Variável	17
2.5 Princípios Gerais das Máquinas Elétricas de Indução.....	19
2.5.1 Gerador de Indução Duplamente Alimentado.....	22
2.5.2 Modelo DFIG de Regime Permanente	22
2.5.3 Modelo DFIG de Regime Dinâmico	26
2.6 Conversor <i>Back-to-Back</i>	28
2.6.1 Sistema do Lado da Rede	28
2.6.2 Sistema do Lado do Rotor	30
2.7 Princípios Gerais da Capacidade <i>Low Voltage Ride Through</i>	31
2.7.1 Origem e Definição dos Afundamentos de Tensão.....	33

2.7.2	Revisão das Principais Estratégias em Hardware para Aprimoramento da Capacidade LVRT	38
2.7.2.1	Proteção <i>Crowbar</i>	39
2.7.2.2	Proteção <i>Chopper</i>	40
2.7.2.3	Sistemas Armazenadores de Energia.....	42
2.7.2.4	STATCOM	45
CAPÍTULO 3 – IMPLEMENTAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA BASE		49
3.1	Considerações Iniciais	49
3.2	Modelo de Turbinas Eólicas de Velocidade Variável	49
3.2.1	Sistema Mecânico.....	52
3.2.2	Sistema <i>Pitch</i>	53
3.3	Modelo Simplificado Do Gerador de Indução Duplamente Alimentado.....	54
3.3.1	Controle do RSC.....	54
3.3.2	Controle do GSC	55
3.3.3	DFIG sob Afundamentos de Tensão	56
3.4	Caracterização da Capacidade LVRT e dos Afundamentos de Tensão	57
3.4.1	Caracterização da Capacidade LVRT.....	57
3.4.2	Modelo Divisor de Tensão para Afundamentos de Tensão.....	59
1)	Falta Fase-Terra	60
2)	Falta Fase-Fase	60
3)	Falta Fase-Fase-Terra	61
3.5	Modelo do Sistema de Distribuição Teste	61
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO.....		63
4.1	Considerações Iniciais	63
4.2	Falta Simétrica.....	64
A.	Falta no Barramento da Subestação	64
B.	Falta no Barramento do PAC.....	67

4.3 Faltas Assimétricas	71
A. Falta no Barramento da Subestação	71
B. Falta no Barramento do PAC	74
CONCLUSÃO.....	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
ANEXO A	83
Dados do Aerogerador.....	83
ANEXO B	84
Trabalhos Científicos.....	84

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

O vento tem sido usado como fonte de energia há, pelo menos, três mil anos. Até o começo do século XX, esse uso era destinado para fornecer energia mecânica a fim de bombear água ou moer grãos. Com o avanço da tecnologia e o aumento no preço do petróleo no começo da década de 1970, o uso dessa fonte teve seu foco voltado, também, para a geração de energia elétrica (ACKERMANN, 2012).

Nos últimos anos, questões relacionadas ao meio ambiente, como o uso de combustíveis fósseis e a emissão de gases poluentes na atmosfera, ganharam grande destaque internacional. Nesse contexto, com o intuito de diversificarem suas matrizes energéticas, muitos países têm investido no uso de fontes renováveis para geração de energia elétrica, entre as quais se destaca a geração eólica, principalmente devido a sua viabilidade econômica, baixa relação custo/benefício de exploração e por apresentar rápido desenvolvimento tecnológico (ACKERMANN, 2012).

A geração de energia elétrica por meio das turbinas eólicas é realizada pelo emprego de diferentes topologias. Esses sistemas podem operar com velocidade fixa ou variável. Os sistemas de geração eólica com turbinas de velocidade fixa são normalmente equipados com geradores de indução do tipo gaiola de esquilo (SCIG, do inglês *Squirrel Cage Induction Generator*). Embora possuam como vantagem o emprego de uma máquina simples e robusta, suas principais desvantagens são o fato de que a potência extraída não é otimizada, visto que variações na velocidade do vento refletem-se diretamente em flutuações na tensão e na potência ativa. Além disso, esse sistema conta com uma precária manutenção da potência reativa necessária à operação do gerador, o que torna necessário a adição de banco de capacitores para reduzir a demanda de energia reativa a ser suprida pelo sistema elétrico (REKIOUA, 2014).

Já os sistemas de geração eólica com turbinas de velocidade variável podem ser equipados com geradores síncronos ou geradores de indução duplamente alimentado (DFIG, do inglês, *Doubly Fed Induction Generator*). Esses sistemas são caracterizados por permitirem a operação no ponto de extração de máxima potência, possibilitado pelo emprego de conversores eletrônicos no controle e acoplamento das unidades geradoras à rede elétrica. A utilização de geradores síncronos requer a aplicação de conversores plenos, ou seja, projetados para manipular 100% da potência nominal do sistema, o que eleva seus custos

iniciais. Além disso, uma vez que essa topologia dispensa o uso de caixa de engrenagens entre a turbina e o gerador, a inércia mecânica total do sistema de geração eólica diminui, reduzindo também a estabilidade do sistema elétrico durante distúrbios (HANSEN et al., 2004). Nesse contexto, a configuração de velocidade variável em conjunto com o gerador de indução duplamente alimentado tem sido amplamente utilizada por fabricantes ao redor do mundo, e, por essa razão, é objeto de estudo em diversos trabalhos científicos (HU et al., 2011).

Assim, entre as principais vantagens da utilização do DFIG, destacam-se sua maior eficiência na conversão de energia, menor estresse mecânico do rotor, controle independente de potência ativa e reativa e limitação da potência manipulada pelos conversores a valores típicos de 30% da potência nominal do sistema, uma vez que estes conversores estão conectados entre o rotor da máquina e a rede (WU et al., 2011). Essas características fazem com que essa topologia esteja instalada em mais de 50% dos sistemas com turbinas para geração eólica (OUYANG; XIONG, 2014).

Apesar do crescimento do número de parques eólicos espalhados pelo mundo, os impactos devido à conexão desses sistemas à rede elétrica não estão bem caracterizados. Em razão da disseminação do uso dessa fonte nos sistemas elétricos de potência, pesquisadores da área têm dado mais atenção para os aspectos relacionados à qualidade da energia e à estabilidade transitória devido à preocupação com a robustez frente a distúrbios do sistema (PEREIRA, 2007). Além disso, o cumprimento de *Low Voltage Ride Through* (LVRT) para turbinas eólicas, operação que caracteriza a permanência da estação geradora conectada ao sistema elétrico mesmo durante a ocorrência de uma falta e, conseqüentemente, de um afundamento de tensão, tornou-se um requisito importante dos operadores dos sistemas de transmissão e distribuição por todo o mundo (ABAD et al., 2011). Assim, muitos países especificam requisitos mínimos para o cumprimento de LVRT em documentos oficiais, conhecidos como “códigos de rede”, nos quais são apresentados gráficos de tensão *versus* tempo para caracterizar a permanência do aerogerador conectado ao sistema durante um afundamento de tensão.

Na literatura, é possível encontrar muitos estudos que envolvem a análise do DFIG sob condições anormais de operação. Em Hu et al., (2011), é apresentado um modelo matemático do gerador de indução duplamente alimentado sob condições de tensão distorcida na rede elétrica para descrever as oscilações de torque eletromagnético e das potências ativa e reativa do estator. Em Wang, Shu e Wang, (2015), é analisado o comportamento transitório

do DFIG durante os três tipos mais recorrentes de faltas assimétricas: faltas fase-terra, fase-fase-terra e fase-fase. Em Gupta, Verma e Niazi, (2017), é mostrado que o amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência é afetado pela introdução do DFIG em sistemas com geradores síncronos convencionais, que podem ter impactos positivos ou negativos dependendo da localização do gerador de indução dentro do sistema elétrico. Em Ghafouri et al., (2017), é mostrado um regulador quadrático linear (LQR, do inglês *Linear-Quadratic Regulator*) para amortecimentos de interações sub-síncronas em parques eólicos que utilizam DFIG. Esse controlador emprega observadores de estado para implementação do controle ótimo e estimação de todas as variáveis de estado. Tal técnica é implementada e avaliada em simulações de transitórios eletromagnéticos para verificar o atendimento dos requisitos de código de rede referentes à permanência da geração durante uma falta, ou *Fault Ride Through* (FRT), similar ao LVRT.

1.2 OBJETIVOS

A partir do contexto exposto, no qual se apresentam as preocupações com os impactos causados por faltas ou distúrbios na rede elétrica com sistemas eólicos baseados em DFIG, este trabalho tem como objetivo realizar um estudo sobre a capacidade LVRT em sistemas de geração eólica baseados em geradores de indução duplamente alimentados (DFIG), além de apresentar uma revisão das principais estratégias em *hardware* para o seu aprimoramento.

Para tal, os objetivos específicos são:

- Caracterização geral dos sistemas de energia eólica, com foco na velocidade variável e utilização do DFIG;
- Modelagem matemática dos componentes do sistema de geração eólica, incluindo a máquina de indução, os conversores eletrônicos em configuração *back-to-back*, e os sistemas de controle associados a esse tipo de gerador;
- Caracterização da capacidade LVRT de sistemas eólicos e revisão bibliográfica das principais soluções em *hardware* aplicadas aos sistemas baseados em DFIG;
- Implementação do sistema eólico no ambiente de simulação computacional Matlab®/Simulink® para realização de estudos de faltas elétricas;
- Análise e discussão dos resultados obtidos.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO ACADÊMICO

O texto desta dissertação está organizado conforme a seguinte estrutura:

- No Capítulo 2, é apresentada uma revisão bibliográfica sobre as turbinas eólicas, as máquinas elétricas de indução, o conversor de potência *back-to-back* e a capacidade LVRT, bem como estratégias em *hardware* para realizar o seu aprimoramento;
- No Capítulo 3, é apresentada a implementação do sistema eólico no ambiente de simulação computacional para estudo de diferentes faltas elétricas frente à capacidade LVRT do aerogerador. Além disso, este capítulo traz um modelo divisor de tensão para afundamentos de tensão.
- No Capítulo 4, são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da simulação computacional do sistema eólico em estudo sob diferentes condições de faltas na rede elétrica, tanto simétrica quanto assimétricas.
- Por fim, conclui-se o trabalho com a discussão do comportamento do aerogerador baseado em DFIG e sua capacidade LVRT, além da proposição de atividades futuras relacionadas ao tema.

CAPÍTULO 2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O objetivo deste capítulo é apresentar os conceitos básicos para entender um sistema de geração de energia eólica e o modo como ele deve ser operado para ser conectado à rede elétrica. O capítulo aborda o cenário mundial e brasileiro no que tange ao desenvolvimento da geração eólica, bem como conhecimentos básicos sobre as turbinas eólicas relacionados às suas características elétricas, mecânicas e aerodinâmicas.

2.1.1 ENERGIA EÓLICA

O aumento da demanda por energia elétrica em todo o mundo, além da preocupação com o meio ambiente devido à poluição causada pela queima de combustíveis fósseis, fizeram com que houvessem investimentos na pesquisa e maior implementação de fontes renováveis de energia. Dessa maneira, justifica-se a utilização da energia eólica, a qual oferece diversas vantagens, como, por exemplo (SALLES, 2009):

- Tempo reduzido de construção do parque;
- Construção modular, podendo facilmente ser expandida;
- Não emissão de gases do efeito estufa;
- Independência da variação dos preços de combustíveis;
- Possibilidade de uso do terreno para outros fins, como agricultura e pecuária;
- Criação de novos empregos especializados;
- Facilidade de aplicação a sistemas híbridos, por exemplo, uma planta de geração solar-eólica.

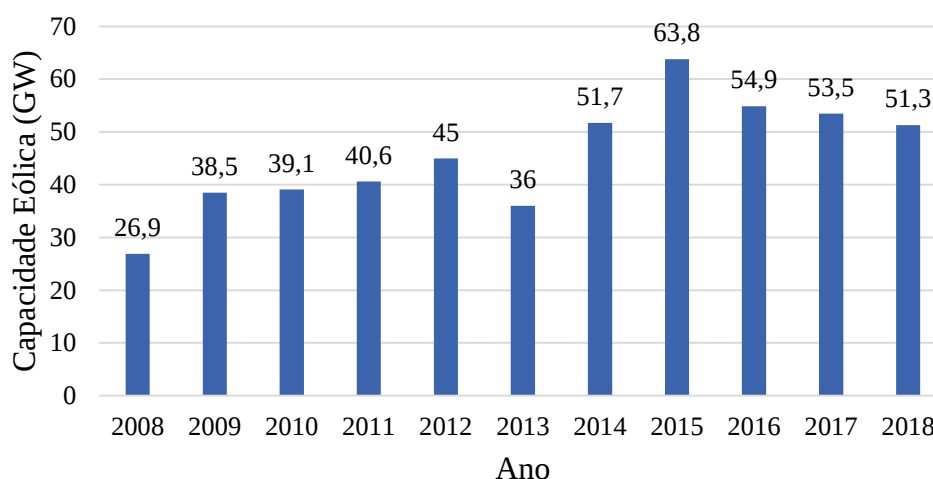
Já entre as principais desvantagens da energia eólica, apesar de que algumas sejam contestáveis, destacam-se (SALLES, 2009):

- Poluição visual;
- Instalação em rotas de pássaros;
- Ruído devido à rotação das pás;
- Alto custo inicial;
- Velocidade de ventos com intensidade variável e intermitente;
- Necessidade de uma grande área devido à baixa densidade da energia contida nos ventos.

2.1.2 GERAÇÃO EÓLICA MUNDIAL

O último relatório do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, do inglês *Global Wind Energy Council*), datado no ano de 2018, mostra que houve um total de 51,3 GW na capacidade eólica instalada mundial, como ilustra a Figura 1.

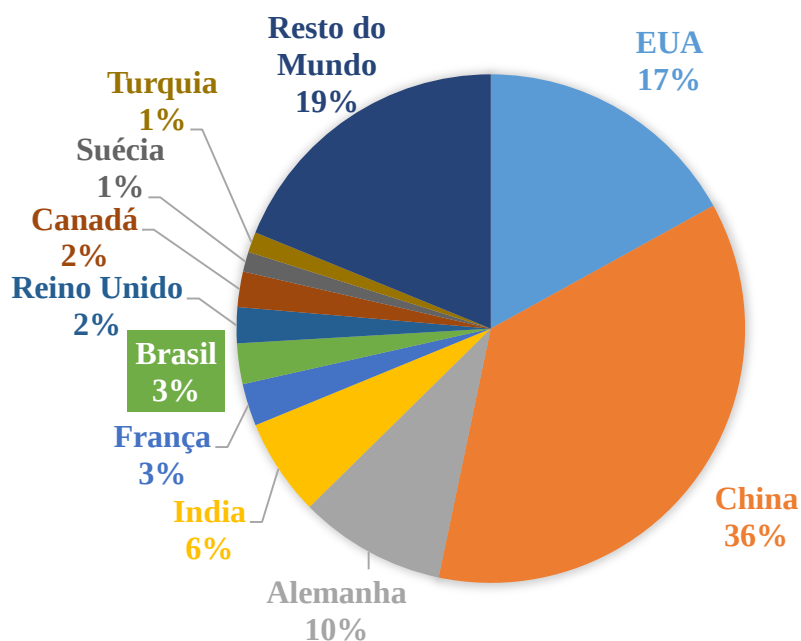
Figura 1. Evolução da capacidade eólica global anual.



Fonte: Adaptado de Global Wind Energy Council, (2018).

Por outro lado, a Figura 2 ilustra a relação dos dez países que mais contribuíram para esse montante da capacidade instalada no ano de 2018.

Figura 2. Ranking dos 10 países com total da capacidade eólica instalada em 2018.



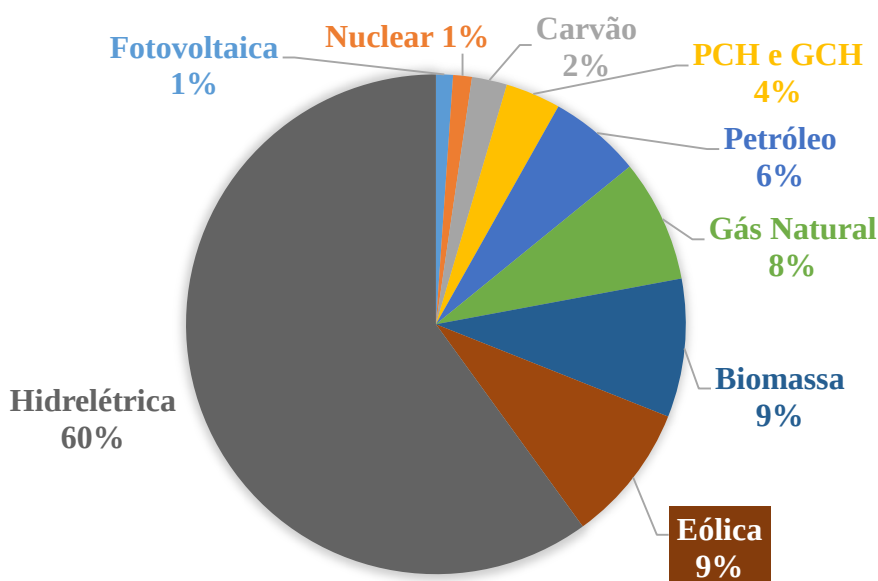
Fonte: Adaptado de Global Wind Energy Council, (2018).

Apesar de ter ocorrido um decréscimo de, aproximadamente, 4% quando comparado ao ano de 2017, desde 2014, as instalações eólicas continuam acima dos 50 GW mesmo com os altos e baixos de alguns mercados. Além disso, o GWEC espera que, até o ano de 2023, haja um total maior que 55 GW nas instalações eólicas *onshore*, que são turbinas em terra, e *offshore*, turbinas instaladas no mar (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018).

2.1.3 GERAÇÃO EÓLICA NO BRASIL

De acordo com o Boletim Anual de Geração Eólica da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), em 2016, com o acréscimo de mais de 2 GW na capacidade instalada, a participação dessa fonte na matriz energética brasileira foi de 10,75 GW, representando 7,10% do total. Já no final de 2018, o total eólico permitiu um aumento da capacidade total para 14,71 GW, representando 9% da matriz energética, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3. Matriz energética brasileira no fim de 2018.



Fonte: Adaptado de ABEEólica, (2018).

A capacidade instalada de 14,71 GW é composta por 14,44 GW de parques em operação comercial (98,2%) mais 0,27 GW de operação em teste (1,8%). Ao longo de 2018, ao todo, foram gerados 48,42 TWh de energia eólica no Brasil, sendo que os cinco estados com maior geração foram: Rio Grande do Norte (13,64 TWh), Bahia (11 TWh), Piauí (5,59 TWh), Rio Grande do Sul (5,56 TWh) e Ceará (5,53 TWh) (ABEEÓLICA, 2018).

Além disso, quando comparado com outros países, o Brasil é o país que apresenta uma das melhores condições naturais para o desenvolvimento da energia eólica. De acordo com o Relatório Eólico Global de 2018 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018), o Brasil está entre os cinco países que mais aumentaram a capacidade instalada do mercado *onshore*, com um acréscimo de 1,9 GW, juntamente com China (21,2 GW), Estados Unidos da América (7,6 GW), Alemanha (2,4 GW) e Índia (2,2 GW).

2.2 TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas são equipamentos projetados para extrair a energia cinética disponível no vento. O aproveitamento da energia eólica se dá pela conversão da potência do vento em potência mecânica, que poderá ser convertida em energia elétrica por meio de um gerador elétrico. As turbinas eólicas modernas são resultado de um avanço tecnológico ao longo dos anos a partir dos moinhos de vento, que foram amplamente utilizados nos séculos passados com a finalidade de bombeamento de água, moagem de grãos, entre outras (HANSEN, 2008).

2.2.1 TIPOS DE TURBINAS

Existem dois tipos de turbinas eólicas: turbinas de sustentação e turbinas de arraste. As turbinas de sustentação dependem, principalmente, da sustentação aerodinâmica das pás, que possuem uma força resultante composta de uma componente de arrasto na mesma direção da velocidade relativa do vento e uma componente perpendicular a esta. Além disso, a velocidade linear das pás é várias vezes maior que a velocidade do vento (HANSEN, 2008).

Já as turbinas de arraste dependem do arrasto aerodinâmico, ou seja, utilizam a força que atua sobre uma área perpendicular à direção do vento. Assim, o vento empurra as pás, forçando o rotor a girar. Para as turbinas que utilizam arrasto aerodinâmico, a velocidade linear da pá não pode exceder a velocidade do vento, isto é, são de baixa velocidade (HANSEN, 2008).

Ademais, as turbinas também podem ser classificadas por sua estrutura em eixo horizontal e eixo vertical. Os rotores de eixo horizontal são mantidos perpendiculares à direção do vento para captarem o máximo de energia. Atualmente, esse é o tipo de turbina mais utilizado, especialmente nas instalações de geração de potência mais elevada.

A seguir, a Figura 4 ilustra um exemplo de aerogerador do tipo eixo horizontal.

Figura 4. Aerogerador de eixo horizontal.



Fonte: “CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica”, (2014).

Por outro lado, as turbinas de eixo vertical não necessitam de mecanismos direcionais, ou seja, são aptas a receber vento de qualquer direção. O gerador elétrico desse tipo de turbina pode ser instalado no solo, o que se mostra uma vantagem em relação às turbinas de eixo horizontal, que têm o gerador instalado no alto. Entretanto, as turbinas de eixo vertical não permitem o controle de sua potência de maneira tão simples como as de eixo horizontal. A Figura 5 apresenta uma turbina de eixo vertical.

Figura 5. Aerogerador experimental de eixo vertical.



Fonte: “CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica”, (2014).

2.2.2 CONTROLE DE POTÊNCIA EM TURBINAS

As turbinas eólicas são projetadas para produzirem energia elétrica com o menor custo possível, ou seja, elas devem entregar a potência máxima nas velocidades de vento próximas de 15 m/s. Além disso, não é interessante projetá-las para capturar potência de

ventos mais fortes, pois estes são raros. Portanto, quando ocorrem ventos mais fortes, é necessário descartar parte da energia em excesso a fim de evitar danos na estrutura das turbinas (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014; SLOOTWEG, 2003).

Existem duas maneiras de se realizar o controle de potência com segurança em turbinas eólicas modernas: controle *pitch* e controle *stall*, além de uma combinação ativa dos dois controles.

- **Controle *Pitch***

No controle *pitch*, ou controle por passo, o controlador eletrônico checa a saída de potência da turbina diversas vezes por segundo. Quando a potência alcança valores elevados, o controlador envia um sinal para o mecanismo *pitch* que, imediatamente, gira as pás do rotor ligeiramente para fora do vento, protegendo sua estrutura de grandes esforços mecânicos. Assim que a velocidade do vento cai novamente, as pás voltam de encontro para sua direção.

Dessa maneira, as pás devem ser capazes de girar em torno de seu próprio eixo longitudinal. Durante a operação em condição normal, as pás giram a uma fração de grau por vez, ao mesmo tempo que o rotor gira. Assim, a potência de saída para quaisquer velocidades de vento é maximizada em turbinas eólicas que utilizam o controle *pitch*, pois este mantém as pás do rotor sempre num ângulo ótimo (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014; SLOOTWEG, 2003).

- **Controle *Stall* Passivo**

No controle *stall* passivo, ou estol passivo, à medida em que se aumenta o ângulo de ataque em que o vento relativo atinge as lâminas da turbina, reduz-se o arrasto induzido nesta. Ou seja, esse controle é um sistema passivo que reage à velocidade do vento. Além disso, as pás do rotor, que possuem uma pequena torção longitudinal, são fixas em seu ângulo de passo (β) e não podem girar em torno de seu eixo, conforme visto anteriormente no controle *pitch*.

O ângulo de passo é escolhido de forma que, para velocidades de vento superiores à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá descola da superfície desta, reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto. Tal situação serve para limitar um aumento da potência do rotor (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014; SLOOTWEG, 2003).

- **Controle *Stall* Ativo**

Um grande número de turbinas eólicas com potências maiores (na faixa de 1 MW) vem se desenvolvendo com o mecanismo de *stall* ativo. Do ponto de vista técnico, as máquinas de estol ativo são parecidas com as de controle *pitch*. Para se obter um torque razoavelmente grande em baixas velocidades de vento, as turbinas são programadas para girarem suas pás analogamente ao que ocorre no controle *pitch*.

Entretanto, a partir do momento que o gerador elétrico atinge sua potência nominal e fica próximo da condição de sobrecarga, o controle gira a pá da turbina de modo contrário ao que o controle *pitch* faz, ou seja, ele aumenta o ângulo de ataque das pás contra o vento para que ocorra um maior estol e o excesso de energia seja descartado. A vantagem de tal técnica é a possibilidade de controlar com mais precisão a saída de potência, além de evitar a ultrapassagem da potência nominal da máquina no início de uma rajada de vento (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014; SLOOTWEG, 2003).

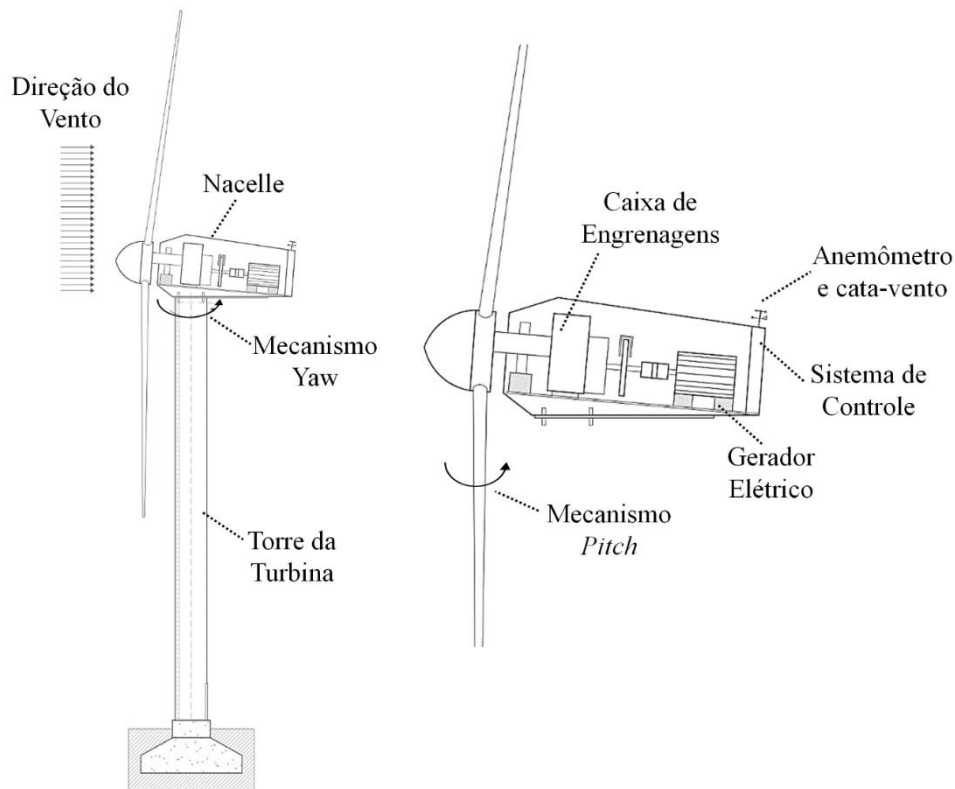
2.3 CONCEITOS BÁSICOS DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE FIXA

A tecnologia de turbinas de velocidade fixa foi desenvolvida no final dos anos 1970 e amplamente utilizada durante os anos 1980 e 1990. Seus componentes básicos são descritos por meio de uma turbina baseada em um gerador do tipo rotor gaiola de esquilo com controle de potência *pitch*. Os principais conceitos são (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014; SLOOTWEG, 2003):

- A velocidade fixa está relacionada ao fato de que uma máquina assíncrona acoplada à rede elétrica, que possui frequência fixa, gira a uma velocidade quase constante, independente da velocidade do vento.
- O controle *pitch* e *stall* estão relacionados ao modo que a turbina eólica limita ou controla a potência extraída do vento.

A Figura 6 mostra os principais componentes de uma turbina eólica de velocidade fixa.

Figura 6. Principais componentes de uma turbina eólica à velocidade fixa.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

A função dos principais componentes é descrita a seguir (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014; SLOOTWEG, 2003):

- **Caixa de engrenagens:** transforma a velocidade rotacional da turbina, aproximadamente de 19 a 30 rpm, para cinquenta vezes mais rápida, ou cerca de 1500 rpm, acionando o gerador elétrico.
- **Gerador elétrico:** geralmente de indução, do tipo rotor gaiola de esquilo, chamado também de assíncrono. Numa turbina eólica moderna, a potência elétrica máxima geralmente está entre 500 e 1500 kW.
- **Controlador eletrônico:** monitora continuamente as condições da turbina eólica e o mecanismo yaw. Em caso de qualquer mau funcionamento (aquecimento da caixa de engrenagens ou do gerador, por exemplo), ele para a turbina eólica e emite um sinal remotamente para o computador do operador.
- **Torre da turbina:** suporta a nacelle e o rotor. Geralmente, são torres altas, visto que a velocidade do vento aumenta em maiores alturas.
- **Mecanismo yaw:** utiliza-se de motores elétricos para girar a nacelle e o rotor de modo que fiquem contra o vento. Esse mecanismo é operado pelo controlador

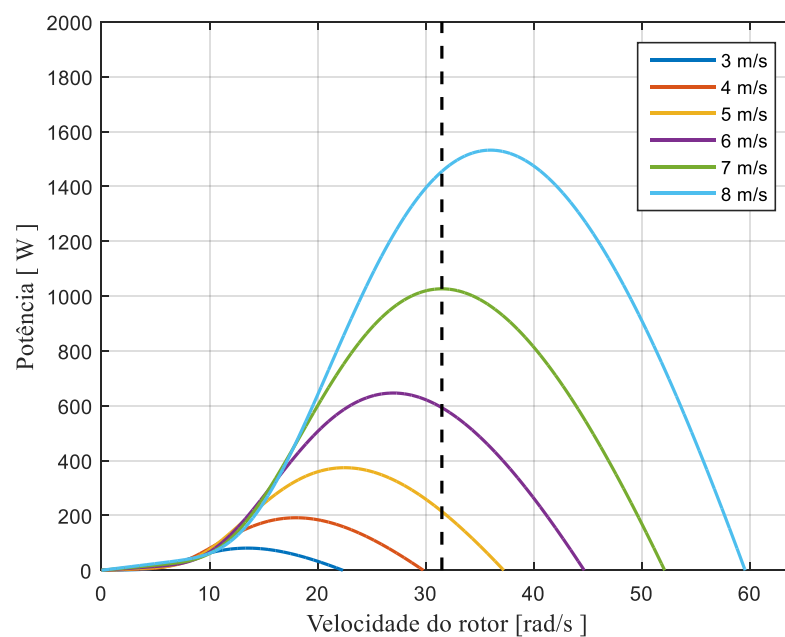
eletrônico, que monitora a direção do vento. Normalmente, a turbina gira apenas poucos graus em um intervalo de tempo quando o vento muda de direção.

- **Anemômetro e cata-vento:** são usados para medir a velocidade e a direção do vento, respectivamente. Os sinais elétricos do anemômetro são utilizados para partir a turbina eólica quando a velocidade do vento atinge, aproximadamente, 5 m/s. O computador pára a turbina automaticamente se a velocidade do vento exceder 25 m/s para protegê-la.

Para os primeiros modelos de turbina eólica, as saídas de tensão eram baixas, entre 380, 400 ou 440 volts (modelos de 20 a 500 kW), sendo, portanto, conectadas diretamente à rede de distribuição trifásica de baixa tensão. Mas a crescente demanda de potência elétrica e a integração de parques eólicos aumentaram essa tensão para faixas acima de 690 V. Dessa maneira, quando a turbina é conectada à rede de distribuição de média ou alta tensão, é necessário incluir um transformador.

A principal desvantagem da utilização de turbinas eólicas que operam à velocidade fixa se baseia no fato de que a potência extraída do vento não é otimizada, levando-se em conta uma velocidade fixa do rotor para diferentes velocidades de vento incidente, como pode ser observado na Figura 7.

Figura 7. Característica de uma turbina eólica de velocidade fixa.



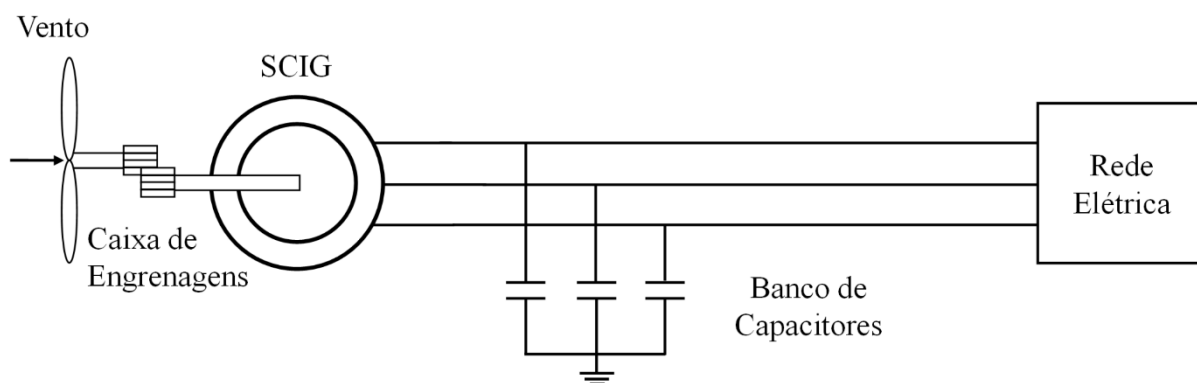
Fonte: Rocha, (2018).

Pela análise da Figura 7, é possível observar que existe somente um ponto de operação em que a potência de saída da turbina é máxima. Além disso, a maioria das turbinas eólicas que operam à velocidade constante são acopladas a geradores de indução em gaiola de esquilo, que necessitam de reativos para seu funcionamento. Logo, é preciso inserir bancos de capacitores adicionais para reduzir a energia reativa requerida da rede elétrica (REKIOUA, 2014; SLOOTWEG, 2003).

2.3.1 SISTEMA ELÉTRICO DE UMA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDADE FIXA

A Figura 8 mostra o sistema elétrico de uma turbina de velocidade fixa, que utiliza o gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo. Nesse tipo de tecnologia, o estator da máquina é conectado diretamente à rede elétrica, sem a necessidade de utilização de conversores (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014).

Figura 8. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade fixa com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

As principais características dessa configuração são o custo relativamente baixo; boa robustez; limitada eficiência aerodinâmica; necessidade de caixa de engrenagens com constante manutenção; e, por fim, instalação de banco de capacitores para realização da compensação de potência reativa (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014).

Dessa forma, diversos trabalhos já evidenciaram as vantagens do sistema eólico de velocidade variável em comparação ao sistema de velocidade fixa (MULLER; DEICKE; DONCKER, 2002).

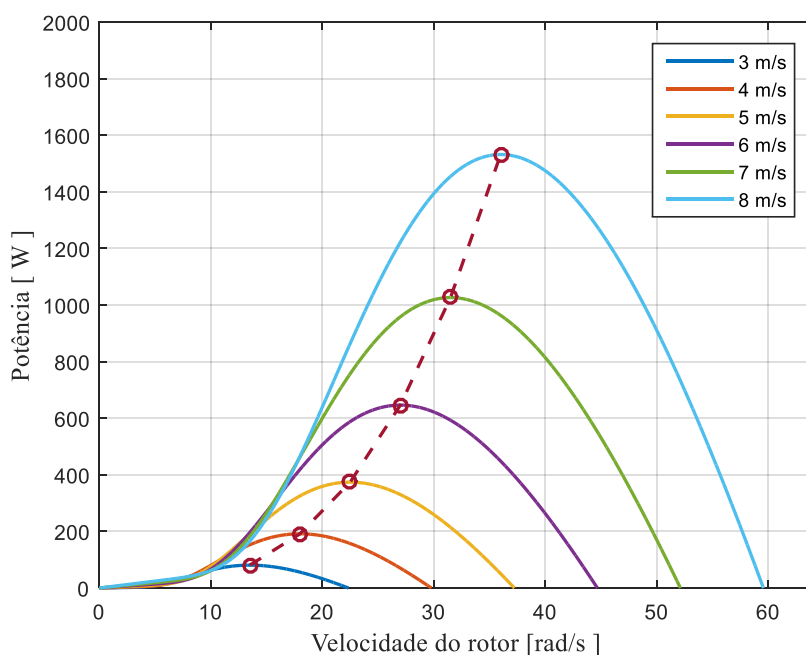
2.4 CONCEITOS BÁSICOS DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

As turbinas eólicas que operam à velocidade variável são uma evolução tecnológica das turbinas de velocidade fixa. A velocidade variável e o controle de potência fornecem as ferramentas necessárias para se aumentar a potência de saída, sem acréscimo de esforços mecânicos e dos riscos decorrentes destes (ABAD et al., 2011). As principais diferenças entre esses tipos de turbinas são:

- O controle de potência se dá por meio de pás rotacionáveis;
- O gerador de indução duplamente alimentado juntamente com os conversores de potência fornecem a velocidade variável.

Assim, é possível verificar a relação entre a potência mecânica gerada pela conversão da energia eólica com o coeficiente de potência (C_p), o qual depende do ângulo de passo e da taxa de velocidade na ponta da pá. Assumindo-se que o ângulo de passo seja fixado na posição de 0° , então o coeficiente de potência dependerá apenas da taxa de velocidade na ponta da pá. Logo, para diferentes velocidades de vento, haverá uma taxa de velocidade ótima capaz de gerar um C_p máximo, extraindo, assim, a máxima potência mecânica disponível, conforme mostra a Figura 9.

Figura 9. Característica de uma turbina eólica de velocidade variável.



Fonte: Rocha, (2018).

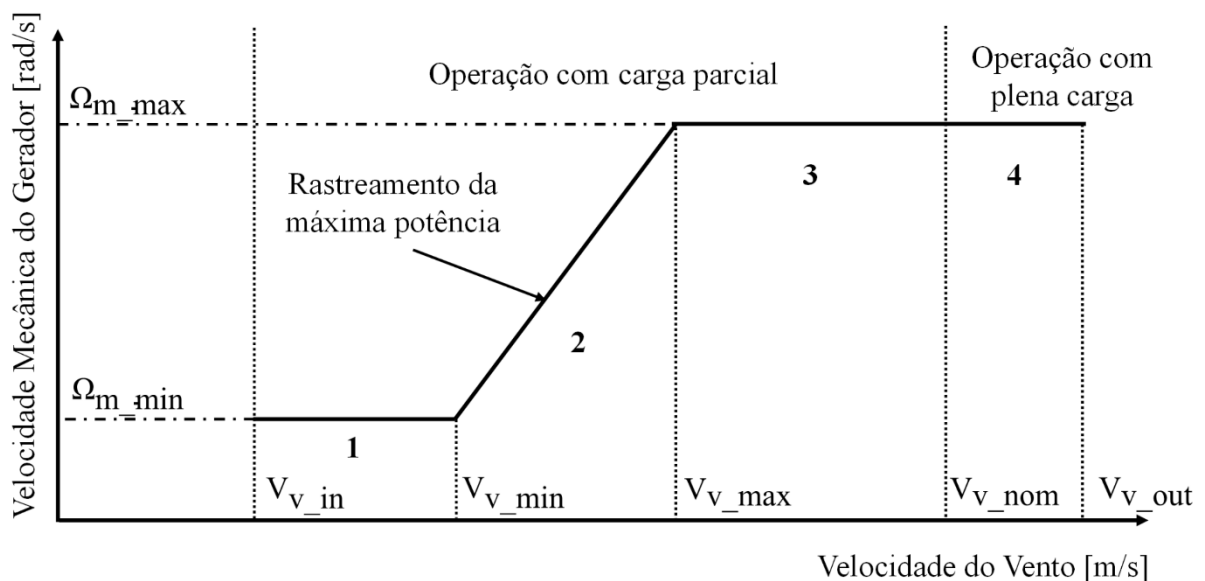
2.4.1 CONTROLE DE UMA TURBINA DE VELOCIDADE VARIÁVEL

O controle de uma turbina de velocidade variável tem como objetivo calcular as referências de ângulo de passo e do torque do gerador a fim de atender aos seguintes requisitos (ABAD et al., 2011):

- Extrair a máxima potência do vento;
- Manter a turbina em modo de operação seguro (ou seja, potência, velocidade e torque abaixo dos limites aceitáveis);
- Minimizar as cargas mecânicas no trem de acionamento.

A estratégia de controle mais utilizada para as turbinas eólicas é baseada em suas quatro zonas de operação, ilustradas na Figura 10.

Figura 10. Zonas de operação de uma turbina eólica.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

A zona 1 é conhecida como região de partida da turbina, na qual se determina a mínima velocidade do vento (V_{v_min}) necessária para acionar a turbina. Esse limite mínimo deve-se à possibilidade de a torre da turbina vibrar na frequência de ressonância que pode ocorrer em ventos de baixa velocidade. Além disso, para turbinas com utilização do gerador de indução duplamente alimentado, tal velocidade mínima também tem como objetivo limitar o escorregamento da máquina e, portanto, a tensão do rotor (ABAD et al., 2011; TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015).

A zona 2 é a região em que a turbina opera em condições normais, seja em velocidade constante ou variável, o que dependerá do tipo de gerador e do controle empregados. A imposição de um limite máximo de velocidade do vento (V_{v_max}) deve-se aos esforços de sustentação sofridos pelas pás da turbina, uma vez que velocidades muito altas podem causar cargas inerciais insuportáveis nestas e no eixo da estrutura. Ainda, para turbinas com utilização do DFIG, essa velocidade máxima limita o escorregamento e a potência máxima transferida pelo rotor e pelo conversor do lado do rotor em direção à rede elétrica, resultando em, aproximadamente, 25 a 30% da potência nominal do gerador. Conforme a velocidade do vento aumenta, ainda na zona 2, a turbina alcança sua máxima performance aerodinâmica. (ABAD et al., 2011; TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015).

Quando a velocidade do vento alcança seu valor nominal (V_{v_nom}), na zona 3, o gerador trabalha na potência mecânica nominal, tornando-se necessário regular a potência extraída de altas velocidades de vento por meio de técnicas de controle (ABAD et al., 2011; TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015).

Por fim, a zona 4 corresponde à operação do conjunto turbina-gerador em plena carga. Limita-se a potência mecânica em seu valor nominal pela variação do ângulo de passo das pás ou pelo controle de torque. Geralmente, o torque eletromagnético é mantido em seu valor nominal. Após a zona 4, na velocidade de vento de saída (V_{v_out}), desliga-se a turbina de modo a evitar danos em seus componentes (ABAD et al., 2011; TAVEIROS; BARROS; COSTA, 2015).

2.4.2 SISTEMA ELÉTRICO DE UMA TURBINA EÓLICA DE VELOCIDADE VARIÁVEL

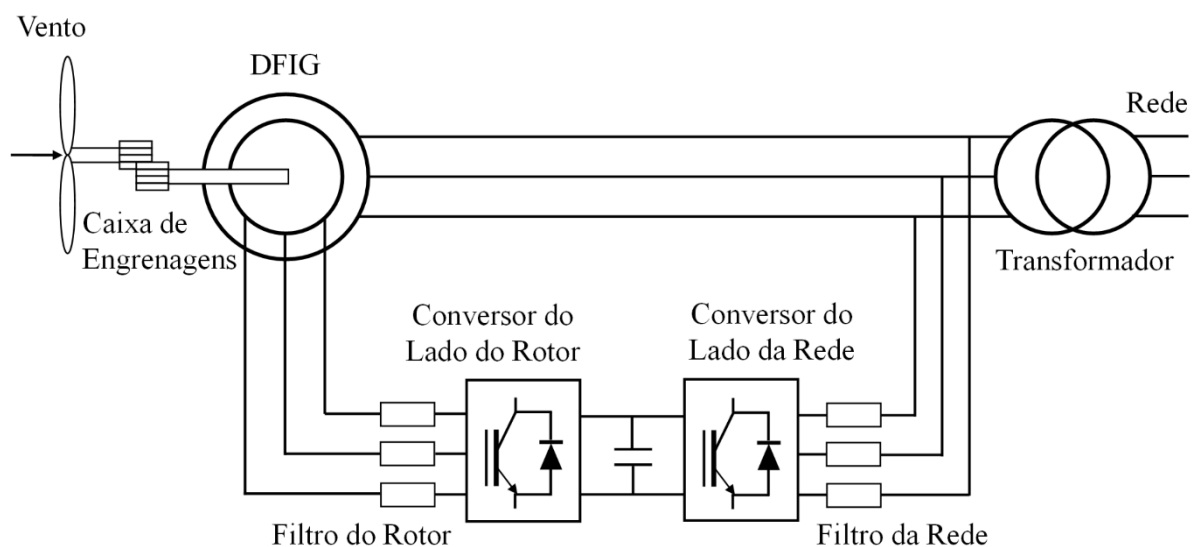
Até meados dos anos 1990, a maioria das turbinas eólicas operava à velocidade fixa, com gerador de indução de gaiola de esquilo conectado diretamente à rede. Nos dias atuais, a maioria dos sistemas é de velocidade variável, com uso de diferentes tecnologias de gerador.

- **Solução com Gerador de Indução Duplamente Alimentado e Conversor Reduzido de Potência**

O gerador de indução duplamente alimentado tem sido utilizado há anos para acionamento de turbinas de velocidade variável. O estator é conectado diretamente à rede elétrica, enquanto que o rotor é alimentado por um conversor bidirecional, também conectado

à rede, conforme mostra a Figura 11. A partir do emprego de técnicas de controle vetorial, o conversor *back-to-back*, ou bidirecional, garante a geração de energia na frequência e tensão nominais da rede elétrica, independentemente da velocidade do rotor do gerador. As principais características dessa configuração são redução de perdas e de custos do conversor eletrônico de potência, com escala reduzida a 30% da potência nominal; controle completo sobre as potências ativa e reativa trocadas com a rede; e necessidade de anéis coletores além de caixa de engrenagens (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014).

Figura 11. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado.



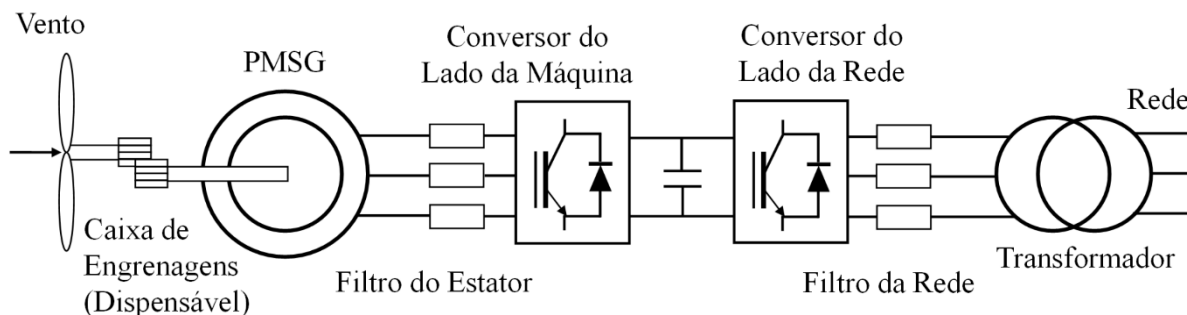
Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

- **Soluções com Gerador Síncrono de Imã Permanente ou de Indução com Rotor tipo Gaiola de Esquilo e Conversor Pleno de Potência**

Na configuração de conversores plenos com a utilização de caixa de engrenagens, empregam-se geradores síncronos de imã permanente (PMSG, do inglês *Permanent Magnet Synchronous Generator*) ou geradores de indução com rotor tipo gaiola de esquilo. Como no caso com DFIG, também são empregadas técnicas de controle vetorial para garantir que a energia seja gerada com frequência e tensão nominais, independentemente da velocidade do rotor. A Figura 12 mostra o sistema que emprega o PMSG. As principais características dessa configuração são a ausência de escovas no gerador e a possibilidade de dispensar a utilização de caixa de engrenagens, reduzindo a necessidade de manutenções. Além disso, emprega-se conversor eletrônico completo, o que torna esse sistema desvantajoso devido ao seu alto

custo, uma vez que o conversor opera com 100% da potência do gerador (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014).

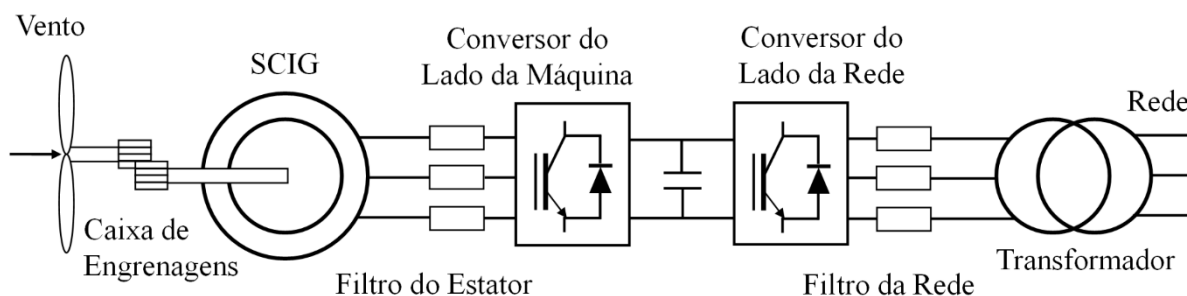
Figura 12. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade variável com gerador síncrono de ímã permanente.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

De maneira semelhante, a configuração com utilização de gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo é mostrada na Figura 13.

Figura 13. Sistema elétrico de uma turbina eólica de velocidade variável com gerador de indução com rotor tipo gaiola de esquilo.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

As principais características dessa configuração são necessidade de caixa de engrenagens, geralmente, de três estágios; ausência de escovas no gerador, com manutenção reduzida; utilização de conversor eletrônico completo, o que, como já visto, torna esse sistema desvantajoso devido ao seu alto custo (ABAD et al., 2011; REKIOUA, 2014).

2.5 PRINCÍPIOS GERAIS DAS MÁQUINAS ELÉTRICAS DE INDUÇÃO

Nas máquinas elétricas de indução, as correntes são induzidas por ação de transformação a partir dos enrolamentos distribuídos simetricamente no estator de formato cilíndrico. Para fins de simplificação, o circuito elétrico dessa máquina pode ser visto como um transformador genérico, uma vez que as correntes elétricas do rotor são produzidas por

indução. Embora essas máquinas apresentem maior aplicação na forma de motor, nos últimos anos, verificou-se que a utilização destas como gerador é adequada para aplicações que envolvem a geração de energia eólica (UMANS; LASCHUK, 2014).

As máquinas elétricas de indução são assíncronas, o que equivale a dizer que somente produzem conjugado quando a velocidade do rotor é diferente da velocidade síncrona do campo magnético girante. A frequência elétrica das tensões e correntes induzidas no rotor é determinada por essa velocidade relativa entre o rotor e o campo girante (DEL TORO, 1994; UMANS; LASCHUK, 2014).

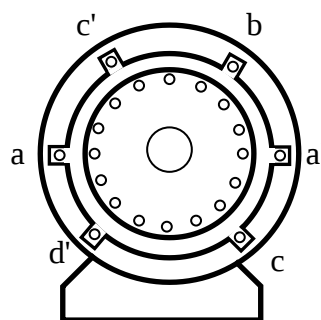
Em relação aos tipos de rotor, podem ser encontrados o tipo bobinado, no qual as espiras são distribuídas em ranhuras de forma simétrica semelhantemente aos enrolamentos do estator, e o tipo gaiola de esquilo, que consiste em barras únicas, geralmente de alumínio, fundidas nas ranhuras do rotor. A Figura 14 mostra a estrutura simplificada de um motor de indução trifásico com rotor em gaiola.

A curva característica de conjugado por velocidade de uma máquina de indução é apresentada na Figura 15. Nela é possível observar que, para funcionar na região como gerador, uma máquina de indução precisa ser acionada por uma máquina motriz externa com velocidade superior à velocidade síncrona.

Na aplicação como geradores, as máquinas elétricas de indução possuem algumas limitações, tais como, por exemplo, o fato de não poderem produzir potência reativa e injetá-la na rede elétrica. Isso ocorre devido à falta de um circuito de campo separado, tal como há nos geradores síncronos.

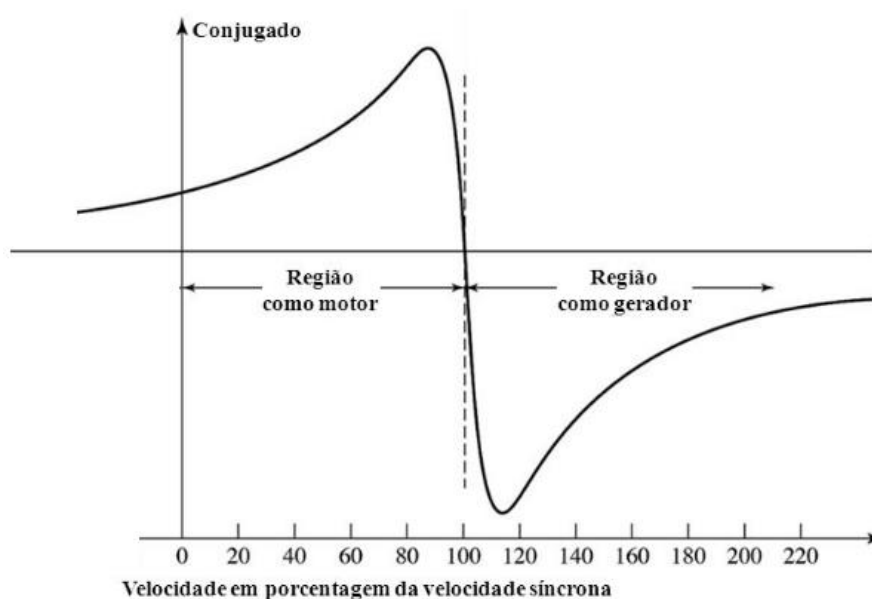
Por outro lado, os geradores de indução necessitam de potência reativa para seu funcionamento e, portanto, necessitam de uma fonte externa permanentemente para alimentar o seu estator, mantendo o campo magnético. A fonte externa poderá ser um banco de capacitores, especialmente no caso em que o gerador opera de maneira isolada do sistema elétrico, ou, ainda, poderá ser a própria rede elétrica, que possui como principal característica a manutenção da frequência e da tensão nominais do estator. Além disso, a fonte externa de potência reativa deverá controlar a tensão terminal do gerador de indução, visto que, sem corrente de campo, este não é capaz de controlar sua própria tensão de saída (CHAPMAN; LASCHUK, 2013; DEL TORO, 1994).

Figura 14. Estrutura de um motor de indução trifásico com rotor gaiola de esquilo.



Fonte: Adaptado de Del Toro, (1994).

Figura 15. Característica de conjugado *versus* velocidade de uma máquina de indução.



Fonte: Adaptado de Chapman; Laschuk, (2013).

O gerador de indução de rotor bobinado possui como principais características (ABAD et al., 2011):

- Estator cilíndrico, que possui em sua face interna ranhuras onde se encontram os enrolamentos trifásicos, geralmente com dois ou três pares de polos;
- Rotor cilíndrico, que também possui em sua face externa ranhuras com os enrolamentos trifásicos, com o mesmo número de pares de polos;
- Campo magnético, criado pelo conjuntos desses dois enrolamentos, que gira à velocidade síncrona;
- Anéis deslizantes, necessários para alimentação da parte rotativa, que é o rotor. O conjunto de anéis deslizantes requer manutenção, fato que compromete a eficiência, o custo e a confiabilidade do sistema.

Uma das principais razões para aplicação desse tipo de gerador em sistemas de geração eólica é o fato de não precisarem de acionamento com velocidade fixa continuamente. Além disso, a utilização de geradores de indução com rotor bobinado associado a conversores de potência, que são conectados entre o circuito do rotor e a rede elétrica, permite um melhor aproveitamento da potência mecânica disponível a partir da máquina motriz, pois possibilita a ampliação da faixa de variação de velocidades. Logo, essa topologia apresenta uma maior flexibilidade de operação, ideal para a característica de variação da velocidade do vento.

2.5.1 GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

A Figura 11, apresentada na seção 2.4.2, ilustra a configuração básica de sistemas de geração eólica a velocidade variável, com a utilização do gerador de indução duplamente alimentado. Essa configuração apresenta alta eficiência, operação em uma larga faixa de velocidades do vento, além de fornecer energia com tensão e frequência constantes, independentemente da velocidade do rotor. Outro diferencial são os conversores de potência na configuração *back-to-back*, que permitem à máquina operar como gerador tanto na velocidade sub-síncrona quanto na velocidade super-síncrona. Esses modos de operação do DFIG serão detalhados na próxima seção.

2.5.2 MODELO DFIG DE REGIME PERMANENTE

A fim de se obter o circuito equivalente em regime permanente do DFIG, algumas considerações são feitas (ABAD et al., 2011; KRAUSE et al., 2013):

- Os enrolamentos do estator e os enrolamentos do rotor são conectados em estrela;
- A alimentação da rede ao estator é trifásica, balanceada, com amplitude e frequência constantes;
- A alimentação do conversor *back-to-back* ao rotor também possui amplitude e frequência constantes e independe da tensão do estator.

O estator do DFIG é alimentado a partir da rede, com frequência fixa (f_s). Assim, o campo girante no entreferro apresenta velocidade síncrona (ω_s) em relação ao estator. Por outro lado, o rotor apresenta uma frequência imposta igual a (1):

$$f_r = sf_s \quad (1)$$

Onde s é o escorregamento da máquina, cujo valor é dado por (2):

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (2)$$

Em que ω_r é a frequência angular das tensões e correntes dos enrolamentos do rotor, que depende da velocidade de operação do rotor do gerador (ω_m). Assim, a depender do sinal do escorregamento, é possível distinguir três modos de operação para a máquina elétrica (ABAD et al., 2011):

- $s > 0 \Rightarrow \omega_r > 0 \Rightarrow$ Operação Sub-síncrona;
- $s < 0 \Rightarrow \omega_r < 0 \Rightarrow$ Operação Super-síncrona;
- $s = 0 \Rightarrow \omega_r = 0 \Rightarrow$ Operação Síncrona.

Quando o gerador se encontra na região sub-síncrona, a velocidade do rotor é menor que a velocidade síncrona e, logo, seu escorregamento é positivo. Porém, quando a máquina se encontra na operação super-síncrona, a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona, tornando o escorregamento negativo. Assim, o balanço de potência ideal do sistema eólico, desprezando-se as perdas e assumindo-se que o gerador está em regime permanente, é (3) (PINTO, 2012; VITTAL; AYYANAR, 2012):

$$P_m = P_s - P_r \quad (3)$$

Sendo que a potência mecânica (P_m) é definida por (4):

$$P_m = T_m \omega_m \quad (4)$$

Em regime permanente, o torque mecânico é igual ao torque eletromagnético. Assim, substituindo os termos T_m e ω_m , tem-se (5):

$$P_m = T_e \omega_s (1 - s) = T_e \omega_s - s T_e \omega_s \quad (5)$$

Dessa maneira, as potências desenvolvidas pelo estator e pelo rotor são obtidas, respectivamente, por (6) e (7):

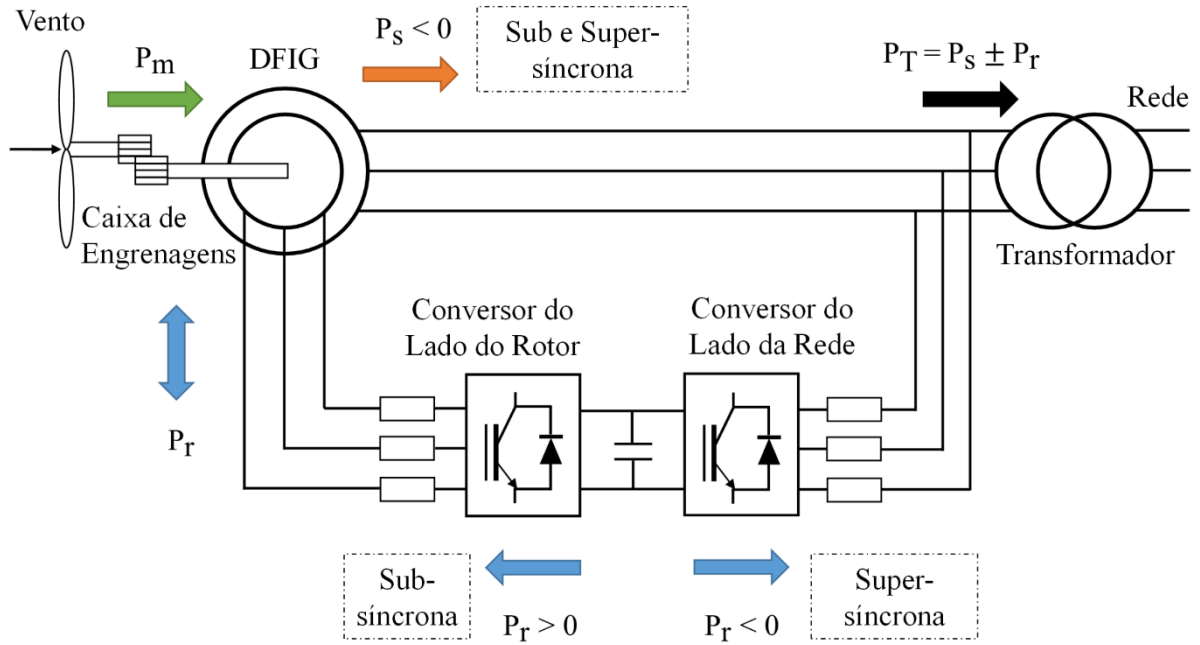
$$P_s = T_e \omega_s \quad (6)$$

$$P_r = P_s - P_m = T_e \omega_s - (T_e \omega_s - s T_e \omega_s) = s T_e \omega_s = s P_s \quad (7)$$

A Figura 16 apresenta os dois modos de operação do DFIG, com velocidade sub-síncrona e super-síncrona. A partir da análise da Figura 16, é possível concluir que o gerador é apto a operar em velocidades abaixo e acima da velocidade síncrona, sendo que o estator sempre fornecerá potência ativa ao sistema elétrico. Entretanto, no que tange à potência do rotor, esta poderá ser entregue à rede, quando o DFIG operar com velocidade super-síncrona, ou absorvida da rede, para operação com velocidade sub-síncrona, o que altera, portanto, o

balanço de potência total do sistema de conversão de energia eólica (PINTO, 2012; VITTAL; AYYANAR, 2012).

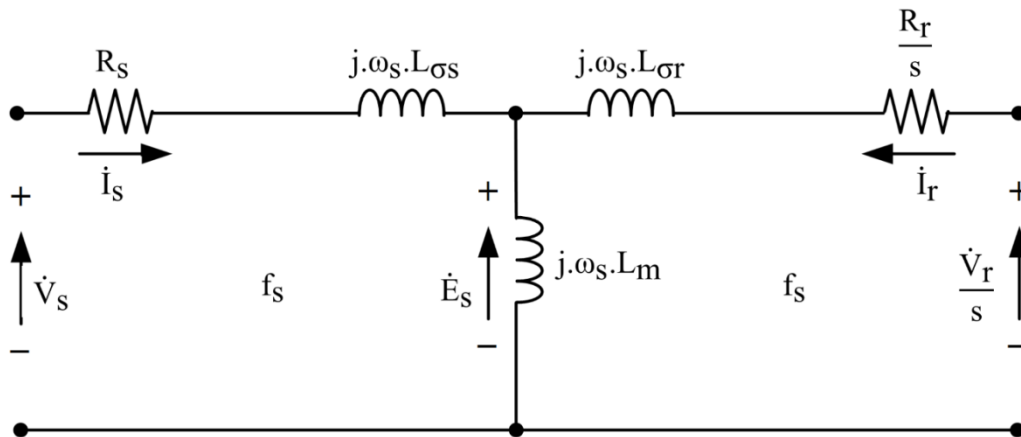
Figura 16. Modos de operação do DFIG.



Fonte: Adaptado de Pinto, (2012).

Uma aproximação muito prática e útil para se obter o circuito elétrico equivalente do DFIG é fazer o referimento do rotor ao estator para que, assim, as tensões e as correntes elétricas de ambos operem na mesma frequência. Em Abad et al., (2011), é possível encontrar todos os procedimentos de cálculo necessários para referir o circuito do rotor ao estator, obtendo-se, finalmente, o circuito elétrico equivalente de uma fase em regime permanente do DFIG, conforme a Figura 17.

Figura 17. Circuito elétrico equivalente monofásico em regime permanente do DFIG referido ao estator.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

Onde:

R_r : resistência do rotor referida ao estator;

R_s : resistência do estator;

$L_{\sigma r}$: indutância de dispersão do rotor referida ao estator;

$L_{\sigma s}$: indutância de dispersão do estator;

L_m : indutância de magnetização;

$\dot{V}_r$: tensão de alimentação do rotor referida ao estator;

$\dot{V}_s$: tensão de alimentação do estator;

$\dot{E}_s$: força eletromotriz induzida no estator;

$\dot{I}_r$: corrente do rotor referida ao estator;

$\dot{I}_s$: corrente do estator.

A partir das correntes, os fluxos magnéticos do estator ($\dot{\Psi}_s$) e do rotor ($\dot{\Psi}_r$), que dependem de suas indutâncias, podem ser obtidos de (8) e (9):

$$\dot{\Psi}_s = L_s \dot{I}_s + L_m \dot{I}_r \quad (8)$$

$$\dot{\Psi}_r = L_m \dot{I}_s + L_r \dot{I}_r \quad (9)$$

Onde as indutâncias do estator (L_s) e do rotor (L_r) podem ser calculadas como (10) e (11):

$$L_s = L_{\sigma s} + L_m \quad (10)$$

$$L_r = L_{\sigma r} + L_m \quad (11)$$

Ainda, do circuito equivalente do DFIG, é possível calcular as potências ativa (P_s e P_r) e reativa (Q_s e Q_r) do estator e do rotor, respectivamente, por (12) - (15):

$$P_s = 3R_s |\dot{I}_s|^2 + 3\text{Re} \{j\omega_s L_m \dot{I}_r \dot{I}_s^*\} \quad (12)$$

$$Q_s = 3\omega_s L_s |\dot{I}_s|^2 + 3\omega_s L_m \text{Re} \{ \dot{I}_r \dot{I}_s^* \} \quad (13)$$

$$P_r = 3R_r |\dot{I}_r|^2 + 3\text{Re} \left\{ j s \omega_s L_m \dot{I}_s \cdot \dot{I}_r^* \right\} \quad (14)$$

$$Q_r = 3s \omega_s L_r |\dot{I}_r|^2 + 3s \omega_s L_m \cdot \text{Re} \left\{ \dot{I}_s \cdot \dot{I}_r^* \right\} \quad (15)$$

Negligenciando-se as perdas no cobre dos enrolamentos, é possível obter a relação aproximada entre as potências do rotor e do estator, conforme (16):

$$P_r = -sP_s \quad (16)$$

Por fim, se o gerador de indução operar a uma faixa limitada de velocidade, com pequena variação em torno da velocidade síncrona, a potência dos conversores eletrônicos poderá ser dimensionada para apenas uma parcela da potência total da máquina elétrica. Assim, supondo-se que a região de operação seja entre $0,7\omega_s \leq \omega_r \leq 1,3\omega_s$, os componentes associados aos conversores serão dimensionados para 30% da potência do DFIG (VOLTOLINI et al., 2012).

2.5.3 MODELO DFIG DE REGIME DINÂMICO

Apenas o modelo de regime permanente do DFIG não é suficiente para o completo entendimento do desempenho da máquina. Para realizar a modelagem do sistema eólico, os comportamentos dinâmicos e transitórios do gerador devem também ser examinados, além de que essa análise é fundamental para o desenvolvimento de seu controle. Por meio de informações disponibilizadas pelo modelo dinâmico da máquina, é possível saber, por exemplo, como se dá uma transição de um estado para outro, permitindo a detecção de comportamentos não seguros, tais como instabilidade e altas correntes transitórias. Para tal, o modelo dinâmico é geralmente representado na forma de equações diferenciais, o que permite realizar sua simulação computacional baseada em softwares e obter informações relacionadas às variáveis do gerador (ABAD et al., 2011).

Assim, o modelo simplificado e idealizado do DFIG pode ser descrito como três enrolamentos no estator e três enrolamentos no rotor, cujas tensões instantâneas podem ser descritas como, respectivamente (17) e (18):

$$v_{abc,s}(t) = R_s i_{abc,s}(t) + \frac{d\psi_{abc,s}(t)}{dt} \quad (17)$$

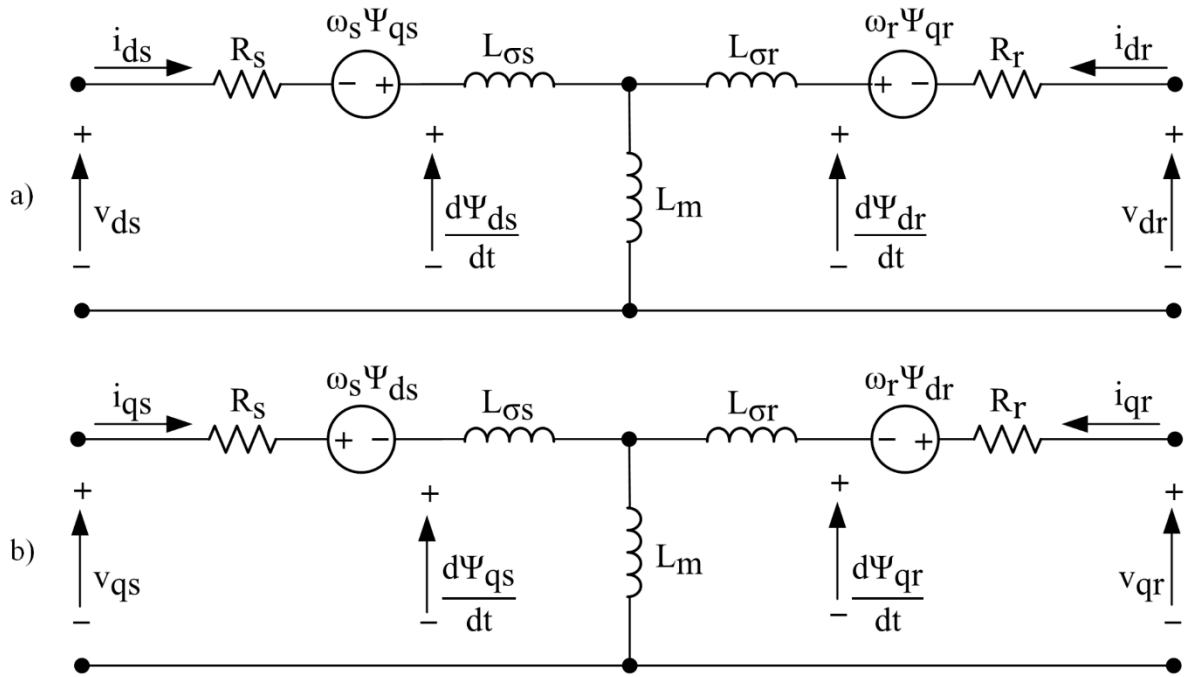
$$v_{abc,r}(t) = R_r i_{abc,r}(t) + \frac{d\psi_{abc,r}(t)}{dt} \quad (18)$$

Onde $i_{abc,s}(t)$ são as correntes dos enrolamentos a, b e c do estator; $\psi_{abc,s}(t)$ referem-se aos fluxos de cada um dos enrolamentos do estator; similarmente, $i_{abc,r}(t)$ são as

correntes do rotor e $\psi_{abc,r}(t)$ são os fluxos do rotor. Sob condições de operação em regime permanente, as grandezas elétricas do estator possuem frequência angular constante igual a ω_s e as do rotor igual a ω_r .

Em Abad et al., (2011), as projeções vetoriais espaciais das magnitudes trifásicas que representam um sistema ideal senoidal são obtidas, considerando-se diferentes referências de eixos. Por conseguinte, a representação dinâmica completa do DFIG é baseada nos modelos de eixo direto e quadratura (d - q), como mostra a Figura 18 (KRAUSE et al., 2013).

Figura 18. Circuito equivalente do DFIG no campo de referência síncrono a) eixo direto; b) eixo quadratura.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

As tensões descritas no sistema trifásico abc em (17) e (18) podem ser reescritas no sistema de eixos dq , conforme (19) - (22):

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \Psi_{ds} + \frac{d\Psi_{qs}}{dt} \quad (19)$$

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \Psi_{qs} + \frac{d\Psi_{ds}}{dt} \quad (20)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_r) \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt} \quad (21)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_r) \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \quad (22)$$

Por fim, as potências ativa e reativa tanto do estator quanto do rotor podem ser definidas como (23) - (26) (ABAD et al., 2011):

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{ds} i_{ds} + v_{qs} i_{qs}) \quad (23)$$

$$P_r = \frac{3}{2} (v_{dr} i_{dr} + v_{qr} i_{qr}) \quad (24)$$

$$Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (25)$$

$$Q_r = \frac{3}{2} (v_{qr} i_{dr} - v_{dr} i_{qr}) \quad (26)$$

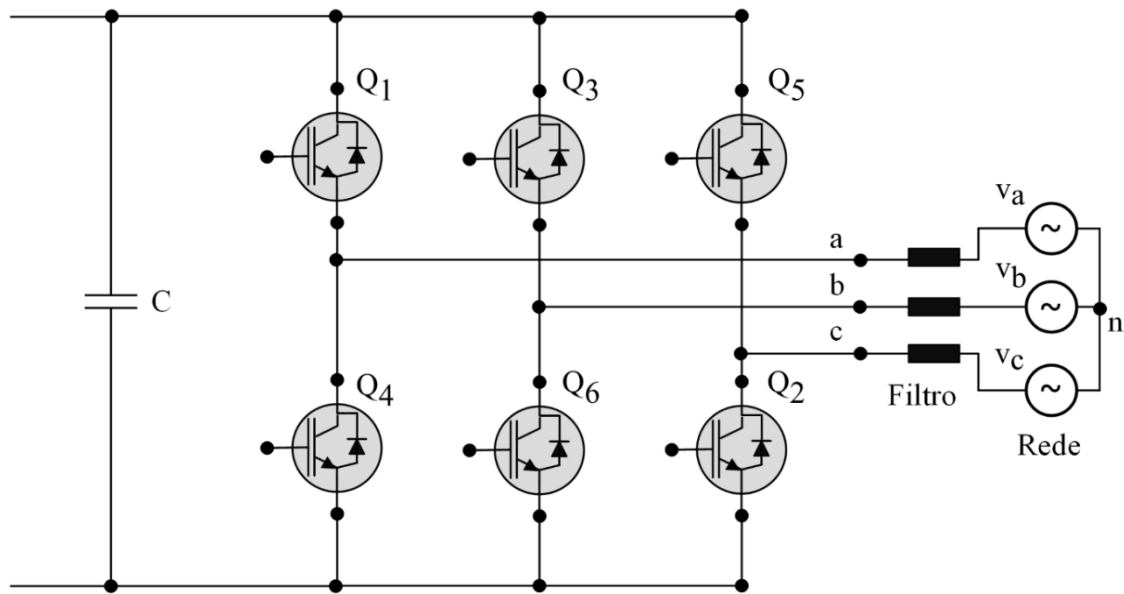
2.6 CONVERTOR BACK-TO-BACK

O conversor *back-to-back*, também conhecido como conversor bidirecional, é composto pelo conversor do lado da rede (GSC, do inglês, *Grid Side Converter*) e pelo conversor do lado do rotor (RSC, do inglês, *Rotor Side Converter*). Esses conversores são baseados em inversores de fontes de tensão (VSI, do inglês, *Voltage Source Inverter*) de dois níveis e, geralmente, controlados através de sinais gerados por modulação de largura de pulso (PWM, do inglês, *Pulse Width Modulation*). Ambos utilizam transistores bipolares de portas isoladas (IGBTs, do inglês, *Insulated Gate Bipolar Transistor*) e são conectados por meio de um capacitor, que representa o elo de corrente contínua. Assim, um dos conversores opera no modo retificador, enquanto o outro, no modo inversor (ABAD et al., 2011; RASHID, 2014; REKIOUA, 2014).

2.6.1 SISTEMA DO LADO DA REDE

O sistema do lado da rede é composto pelo GSC, que opera no modo inversor, filtro e a própria tensão da rede, conforme mostra a Figura 19. Os dispositivos inversores são largamente utilizados em aplicações industriais, como em acionamentos de motores CA à velocidade variável, energia renovável, transporte, entre outros. A topologia mais utilizada para esse dispositivo é o inversor trifásico de dois níveis.

Figura 19. Conversor CC – CA trifásico de dois níveis.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

Esse conversor é composto por seis chaves controladas, normalmente, IGBTs (Q_1 a Q_6), com diodos conectados em antiparalelo para permitir o fluxo de corrente nas duas direções. Além disso, sua principal função é converter uma tensão de entrada contínua para uma tensão de saída alternada em uma frequência desejada, o que é possível devido ao controle PWM (RASHID, 2014).

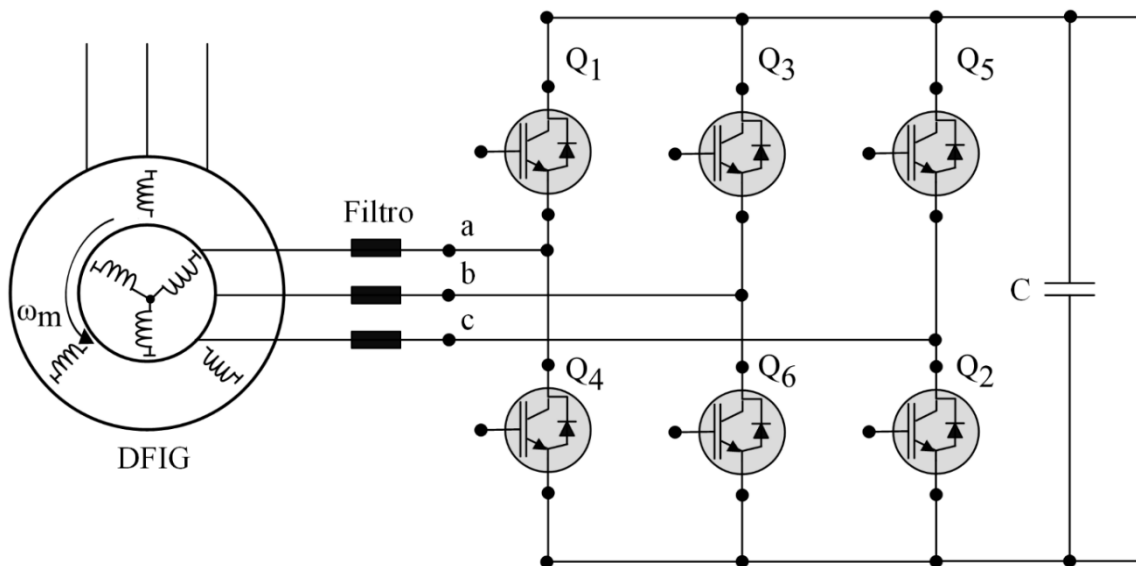
O funcionamento desse conversor baseia-se na comutação ativa das chaves, que é controlada por meio dos sinais transmitidos aos controladores dos módulos dos transistores. Os sinais (0 ou 1) são enviados às chaves Q_1 a Q_6 , de modo que cada ramo opere de maneira complementar, evitando, assim, a ativação simultânea das chaves de um mesmo braço, o que poderia resultar em um curto-circuito na tensão de alimentação (KRAUSE et al., 2013; RASHID, 2014).

Por outro lado, o filtro é composto por, pelo menos, três indutores, um em cada fase, entre a saída do GSC e a tensão da rede. Se for necessário um filtro maior, cada indutor poderá ser acompanhado de um capacitor (filtro LC) ou de mais um indutor e um capacitor (filtro LCL). As tensões da rede v_a , v_b , e v_c são fornecidas, normalmente, por meio de um transformador. Supõe-se que essas tensões sejam equilibradas e senoidais sob condições de operação normal. Por fim, o efeito do transformador ou das impedâncias da rede pode ser negligenciado (ABAD et al., 2011).

2.6.2 SISTEMA DO LADO DO ROTOR

O sistema do lado do rotor é composto pelo RSC, que opera no modo retificador, filtro dv/dt e a própria tensão dos enrolamentos do rotor, conforme mostra a Figura 20. Em termos gerais, o conversor conectado do lado da rede é igual ao conversor do lado do rotor, entretanto, este opera como um retificador controlado, cujo objetivo é obter uma saída de tensão em corrente contínua a partir de uma entrada de tensão em corrente alternada. A topologia de dois níveis com controle por PWM é a mais utilizada para retificadores trifásicos. Com a utilização de seis chaves controladas (Q_1 a Q_6), essa estrutura tem a bidirecionalidade do fluxo de potência como principal característica, além de elevar o nível de tensão de saída para um valor maior que o máximo pico da tensão de linha. Finalmente, o capacitor C mantém uma tensão constante para a carga (RASHID, 2014).

Figura 20. Conversor CA – CC trifásico de dois níveis.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

Além disso, o filtro dv/dt , que protege a máquina de efeitos prejudiciais do conversor de tensão, como correntes de fuga capacitivas e correntes de mancal, também atenua os degraus de tensão nos terminais do rotor que vêm do conversor. Assim, uma solução possível para a construção desse filtro é o uso de uma resistência em paralelo com o indutor para amortecer a reflexão nos cabos e reduzir a queda de tensão e perdas devido a baixas frequências. Ainda há filtros, geralmente localizados nos terminais da máquina, que têm como objetivo realizar o casamento da impedância de entrada do gerador com a impedância dos cabos (ABAD et al., 2011).

Por conseguinte, o conversor do lado do rotor regula a geração de potência ativa e reativa do estator do DFIG, enquanto que o conversor do lado da rede mantém a tensão no elo CC constante e controla a potência reativa transferida pelo conversor (ABAD et al., 2011).

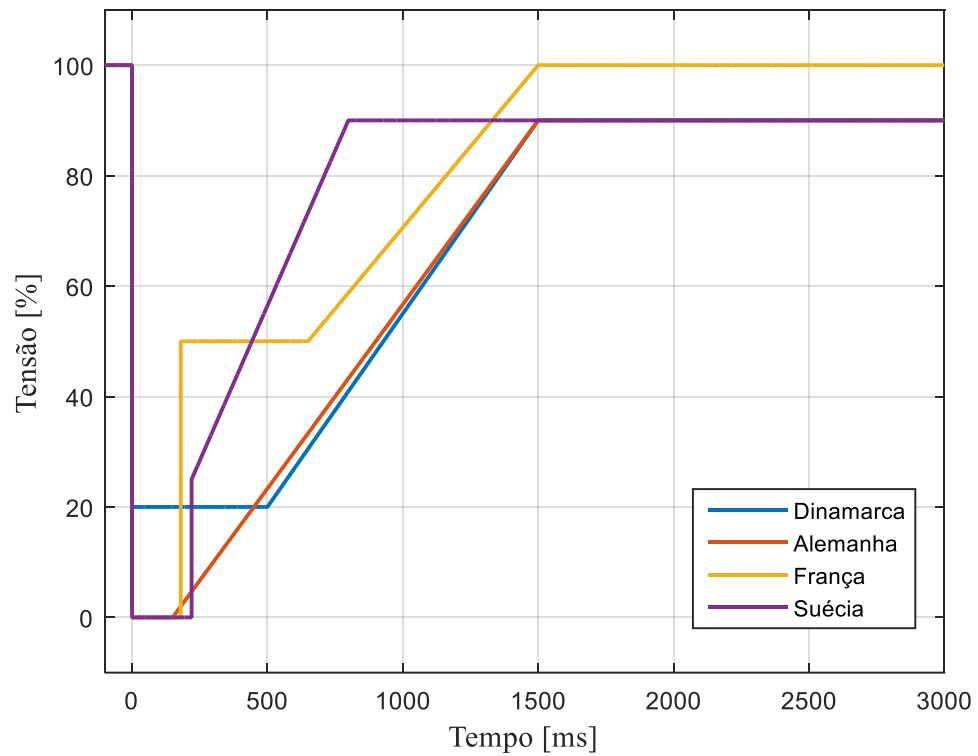
2.7 PRINCÍPIOS GERAIS DA CAPACIDADE *LOW VOLTAGE RIDE THROUGH*

O termo *Low Voltage Ride Through*, ou *Fault Ride Through*, refere-se à capacidade de geradores eólicos permanecerem em operação, durante um período de tempo especificado, antes de serem desligados quando ocorrem faltas elétricas próximas aos terminais do parque eólico. O cumprimento de LVRT tornou-se um requisito importante em sistemas de transmissão e distribuição em diversos países do mundo, visto que as primeiras turbinas eólicas, baseadas em geradores de indução com rotor gaiola de esquilo, eram muito sensíveis a interrupções de rede. Dessa maneira, as proteções deveriam ser ajustadas de tal forma que desconectassem as turbinas mesmo com os menores distúrbios, o que causava diversos impactos negativos no sistema de potência (ABAD et al., 2011; KYAW; RAMACHANDARAMURTHY, 2011).

Assim, os requisitos de operação de turbinas eólicas, dispostos em documentos oficiais conhecidos como “Códigos de Rede” de cada país, vêm ganhando destaque à medida em que mais aerogeradores penetram na matriz energética, crescimento este que se apresenta como tendência a nível mundial. Países como Dinamarca (ELTRA AND ELKRAFT, 2005), França (EDF, 2007), Suécia (SVENSKA KRAFTNÄT, 2002) e Alemanha (VDN, 2003) já possuem requisitos específicos para geradores eólicos conectados às redes de transmissão e distribuição.

A Figura 21 ilustra as condições em que as turbinas eólicas devem permanecer conectadas durante e depois de uma condição de falta de acordo com os diferentes códigos de rede (HOWLADER; SENJYU, 2016; MACHADO; ARIAS, 2006). Durante a ocorrência de uma falta, as plantas de geração eólica devem suportar afundamentos de tensão, que variam em relação à porcentagem da tensão nominal e ao tempo de duração especificado. Assim, a desconexão das turbinas não é permitida nos pontos acima da curva de capacidade LVRT. Para as regiões abaixo da curva de capacidade LVRT, os aerogeradores não precisam contribuir com injeção de potência na rede elétrica e, conseqüentemente, têm autorização para se desconectarem do sistema.

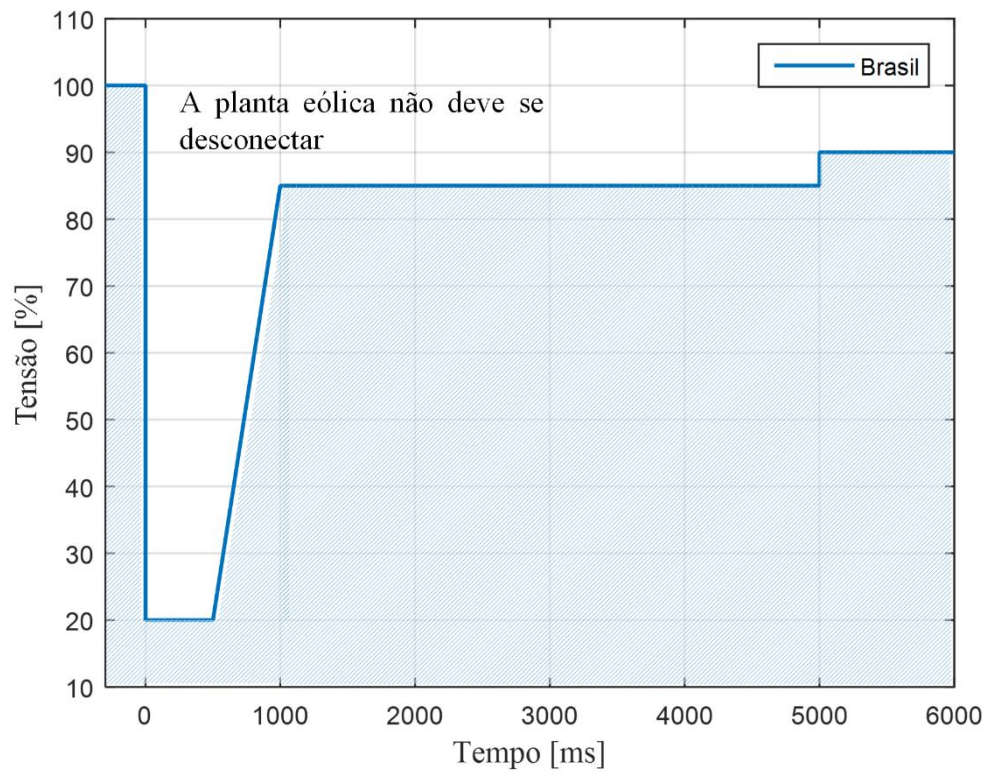
Figura 21. Requisitos de códigos de rede para LVRT de diferentes países.



Fonte: Adaptado de Howlader; Senjyu, (2016).

A Figura 22 ilustra a curva de capacidade LVRT para o Brasil.

Figura 22. Requisitos do ONS para LVRT no Brasil.



Fonte: Adaptado de ONS, (2010).

No Brasil, há a definição de requisitos no submódulo 3.6 do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2010) para cumprimento de LVRT apenas para conexões à rede de transmissão de energia. A área hachurada em azul mostra os pontos abaixo da curva em que a planta eólica tem permissão para se desconectar.

Entretanto, embora o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST, 2018a) apresente as condições de acesso e os critérios técnicos operacionais para a conexão de geradores à rede de distribuição, este não dispõe de requisitos específicos para os geradores eólicos ou, ainda, exigências para adequação da capacidade LVRT dessas turbinas.

Além disso, o comportamento de uma turbina eólica durante uma falta elétrica na rede é diferente do das plantas convencionais baseadas em geradores síncronos, os quais são amplamente empregados no Brasil por meio da geração hidroelétrica, por exemplo. Tal comportamento dependerá, ainda, da tecnologia utilizada no gerador elétrico e no conversor de potência. Assim, os operadores do sistema padronizaram as características da tensão *versus* tempo na ocorrência de faltas (ABAD et al., 2011).

Dessa maneira, a estratégia de controle empregada deve permitir que os aerogeradores:

- Continuem conectados ao sistema elétrico durante um tempo determinado na ocorrência da falta, porém, sem consumir potência reativa da rede;
- Retornem às condições normais de operação após a extinção da falta;
- E, em alguns casos, injetem potência reativa durante o afundamento de tensão para apoiar o restabelecimento dos seus níveis regulares.

2.7.1 ORIGEM E DEFINIÇÃO DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Os afundamentos de tensão são causados, *a priori*, por fluxos de sobrecorrentes de curta duração através do sistema. As principais contribuições para esse aumento nas correntes das linhas do sistema elétrico são faltas elétricas, partidas de grandes motores e energização de transformadores, sendo que as faltas caracterizadas por curtos-circuitos são as mais frequentes (ABAD et al., 2011).

A Tabela I apresenta a contribuição de cada setor do sistema de energia elétrica em relação a curtos-circuitos. Pela própria natureza do sistema elétrico, o setor mais vulnerável à falhas é a linha de transmissão, visto que esta percorre grandes distâncias, através

de lugares com terrenos e climas distintos. A rede de distribuição também contribui com as falhas, mas as faltas nesta não colocam tanto o sistema em riscos quando comparadas às que ocorrem nas linhas de transmissão (KINDERMANN, 1992).

Tabela I. Porcentagem de curto-circuito no sistema elétrico de potência.

Setor do Sistema Elétrico	Ocorrência de curto-circuito
Geração	6 %
Subestação	5 %
Linhas de Transmissão	89 %

Fonte: Adaptado de Kindermann, (1992).

Por outro lado, a Tabela II mostra a porcentagem da ocorrência em relação aos tipos de curtos-circuitos, sendo que o trifásico é o mais raro e o monofásico à terra é o mais comum.

Tabela II. Taxa de ocorrência dos curtos-circuitos.

Tipo de curto-circuito	Ocorrência do curto-circuito
Trifásico	6 %
Bifásico	15 %
Bifásico-terra	16 %
Monofásico-terra	63 %

Fonte: Adaptado de Kindermann, (1992).

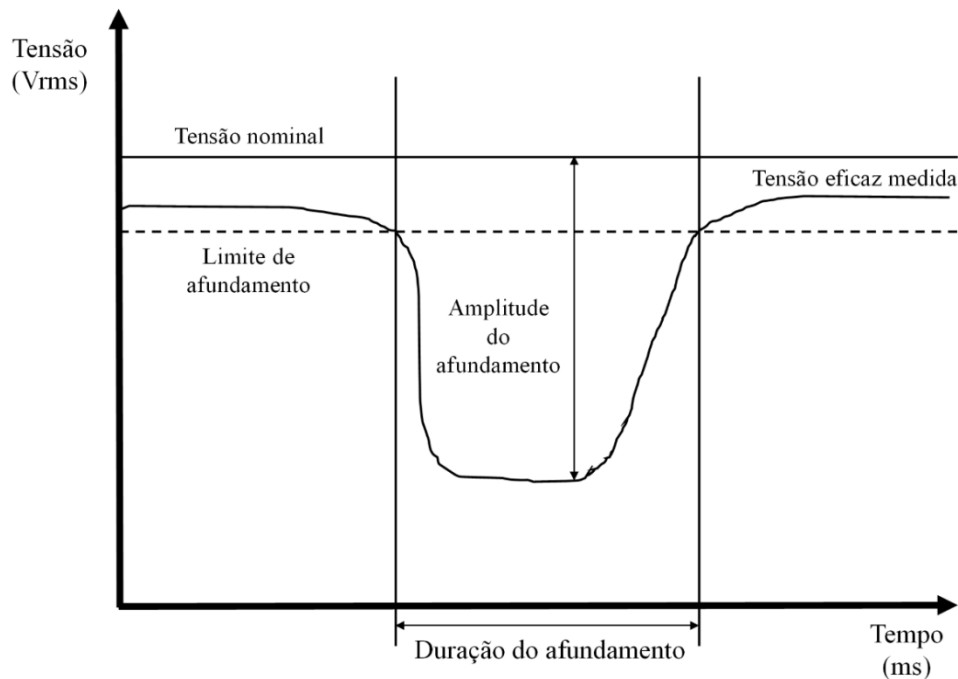
As causas das faltas na rede elétrica são as mais diversas, que vão desde problemas de isolamento, mecânicos e elétricos, até problemas de natureza térmica, de manutenção ou, ainda, devido à atos de vandalismo, desmoronamentos, queimadas, inundações e acidentes de qualquer natureza (KINDERMANN, 1992).

Na ocorrência de um curto-circuito, a tensão na rede adjacente ao local da falta decai para um valor entre 0 e 1 p.u., que dependerá da impedância entre o ponto da falta e o ponto de medição. Além disso, a natureza dos afundamentos de tensão pode ser influenciada pela simetria da falha. Por último, a duração do afundamento da tensão é uma função das características do sistema de proteção e do tempo de recuperação das cargas conectadas a essa rede elétrica (ABAD et al., 2011; KINDERMANN, 1992).

Dessa maneira, os afundamentos de tensão em redes trifásicas podem ser divididos em dois tipos: simétricos, quando originados a partir de curtos-circuitos trifásicos, que são equilibrados; e assimétricos, resultantes de curtos-circuitos bifásicos, bifásicos à terra ou monofásicos à terra, que são desequilibrados e geram desbalanço no sistema (ABAD et al., 2011; KINDERMANN, 1992).

Além disso, um evento de VTCD é caracterizado tanto pela magnitude quanto pela duração do afundamento de tensão. A Figura 23 mostra os parâmetros de um afundamento de tensão.

Figura 23. Valor eficaz de um afundamento de tensão.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

De acordo com a regulamentação brasileira (PRODISTA, 2018), as Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) são desvios significativos no valor eficaz da tensão durante curtos intervalos de tempo. A amplitude do evento (V_e) é definida como a relação entre a tensão residual ou remanescente (V_{res}) e a tensão de referência (V_{ref}) no ponto de observação, expresso em porcentagem ou valor por unidade:

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \quad (27)$$

Já a duração do evento (Δt) é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão ultrapassa o limite determinado de afundamento e o

instante em que esta volta a cruzá-lo. A classificação das VTCDs momentâneas para a rede de distribuição, segundo a regulamentação da ANEEL estabelecida no Módulo 8 do PRODIST, são apresentadas na Tabela III (PRODISTa, 2018):

Tabela III. Classificação das VTCDs segundo a regulamentação brasileira.

Classificação	Denominação	Duração da Variação	Amplitude da Tensão em Relação à Tensão de Referência
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	$\Delta t \leq 3 \text{ s}$	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Momentâneo de Tensão	$1 \text{ ciclo} \leq \Delta t \leq 3 \text{ s}$	Superior ou igual a 0,1 p.u. e Inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Momentâneo de Tensão	$1 \text{ ciclo} \leq \Delta t \leq 3 \text{ s}$	Superior a 1,1 p.u.
Variação Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	$3 \text{ s} < \Delta t \leq 1 \text{ min}$	Inferior a 0,1 p.u.
	Afundamento Temporário de Tensão	$3 \text{ s} < \Delta t \leq 1 \text{ min}$	Superior ou igual a 0,1 p.u. e Inferior a 0,9 p.u.
	Elevação Temporária de Tensão	$3 \text{ s} < \Delta t \leq 1 \text{ min}$	Superior a 1,1 p.u.

Fonte: Adaptado de PRODISTa, (2018).

Por outro lado, de acordo com a norma americana (IEEE Std 1159, 2009), os afundamentos e elevações de tensão são denominados respectivamente de “*voltage sag*” e “*voltage swell*”. A Tabela IV apresenta as denominações segundo a norma americana com as faixas de magnitude e duração das VTCDs, calculadas similarmente à norma brasileira.

Tabela IV. Classificação das VTCDs segundo a regulamentação americana.

Classificação	Denominação	Duração do Evento	Amplitude do Evento
Variações de Curta Duração (Short)	Afundamento Instantâneo (<i>Instantaneous Sag</i>)	$0,5 \leq \Delta t \leq 30 \text{ ciclos}$	$0,1 \leq V_e < 0,9 \text{ pu}$
	Elevação Instantânea (<i>Instantaneous Swell</i>)	$0,5 \leq \Delta t \leq 30 \text{ ciclos}$	$1,1 \leq V_e < 1,8 \text{ pu}$

Duration Variations)	Interrupção Momentânea (<i>Momentary Interruption</i>)	$0,5 \text{ ciclo} \leq \Delta t \leq 3 \text{ s}$	$V_e < 0,1 \text{ pu}$
	Afundamento Momentâneo (<i>Momentary Sag</i>)	$30 \text{ ciclos} \leq \Delta t \leq 3 \text{ s}$	$0,1 \leq V_e < 0,9 \text{ pu}$
	Elevação Momentânea (<i>Momentary Swell</i>)	$30 \text{ ciclos} \leq \Delta t \leq 3 \text{ s}$	$1,1 \leq V_e < 1,4 \text{ pu}$
	Interrupção Temporária (<i>Temporary Interruption</i>)	$3 \text{ s} < \Delta t \leq 1 \text{ min}$	$V_e < 0,1 \text{ pu}$
	Afundamento Temporário (<i>Temporary Sag</i>)	$3 \text{ s} < \Delta t \leq 1 \text{ min}$	$0,1 \leq V_e < 0,9 \text{ pu}$
	Elevação Temporária (<i>Temporary Swell</i>)	$3 \text{ s} < \Delta t \leq 1 \text{ min}$	$1,1 \leq V_e < 1,2 \text{ pu}$

Fonte: Adaptado de IEEE Std 1159, (2009).

Já a norma europeia (CENELEC EN 50160, 2010) apresenta a denominação de afundamentos de tensão como “*voltage dips*”, sendo a denominação de elevações “*voltage swells*”. A caracterização, a partir da edição de 2010, usa a mesma definição com o valor residual da tensão, em porcentagem da tensão referência, propondo-se, então, uma classificação dos eventos a partir de uma matriz de severidade e duração, conforme a Tabela V.

Tabela V. Classificação das VTCDs segundo a regulamentação europeia.

Tensão Residual V_e (%)	Duração (s)							
	$0,01 < \Delta t \leq 0,02$	$0,02 < \Delta t \leq 0,1$	$0,1 < \Delta t \leq 0,5$	$0,5 < \Delta t \leq 1$	$1 < \Delta t \leq 3$	$3 < \Delta t \leq 20$	$20 < \Delta t \leq 60$	$60 < \Delta t \leq 180$
$85 < V_e \leq 90$								
$70 < V_e \leq 85$								
$40 < V_e \leq 70$								
$10 < V_e \leq 40$								
$0 < V_e \leq 10$								
Nota: 0,01 e 0,02 segundos correspondem respectivamente a meio período e a um período da tensão em 50 Hz. Para sistemas em 60 Hz, os valores correspondentes devem ser utilizados.								

Fonte: Adaptado de CENELEC EN 50160, (2010).

O valor a ser colocado em cada célula corresponde à quantidade de eventos, avaliados de acordo com o tratamento estatístico definido na norma. Em (WELDEMARIAM et al., 2017), o autor mostra que a regulamentação da União Europeia não é detalhada uma vez que as células da tabela geral não são preenchidas. Assim, é proposta uma classificação dos afundamentos de tensão baseada em uma rede de distribuição holandesa para indicar a qualidade mínima de fornecimento.

Por fim, partindo-se do pressuposto de que as turbinas da maioria dos parques eólicos conectam-se às redes de média e alta tensão por meio de um transformador elevador, deve-se levar em conta o efeito deste sobre o tipo e a amplitude do afundamento. Isso pois, devido às possibilidades de circulação de corrente pelo neutro bem como de defasagem entre as tensões do primário e do secundário, as características do afundamento do lado primário poderão ser diferentes quando vistas pelo secundário (ABAD et al., 2011).

2.7.2 REVISÃO DAS PRINCIPAIS ESTRATÉGIAS EM HARDWARE PARA APRIMORAMENTO DA CAPACIDADE LVRT

Com o aumento da severidade e a implementação de diferentes requisitos para capacidade LVRT nos códigos de rede, pesquisadores do mundo todo têm aplicado esforços para desenvolver métodos eficazes e atender às demandas impostas sobre a operação das turbinas eólicas durante condições de falta. Alguns desses métodos já estão bem conhecidos e disseminados na literatura, enquanto outros necessitam de maior aprofundamento. Ademais, o emprego de diferentes tecnologias nos tipos de turbinas, geradores elétricos e estruturas requerem estratégias singulares frente aos comportamentos variados que esses conjuntos podem vir a apresentar sob condições anormais de operação (HOWLADER; SENJYU, 2016).

Nesse contexto, as estratégias para aprimorar a capacidade LVRT dos aerogeradores possuem dois tipos elementares de abordagem: *hardware* e *software*. Sabe-se que a utilização de apenas métodos de controle, ou seja, de *software*, é incapaz de resolver os problemas de afundamento de tensão. Assim, frequentemente, as turbinas eólicas baseadas em DFIG requerem proteção adicional de *hardware* para evitar a desconexão da rede elétrica durante afundamentos severos de tensão (ABAD et al., 2011).

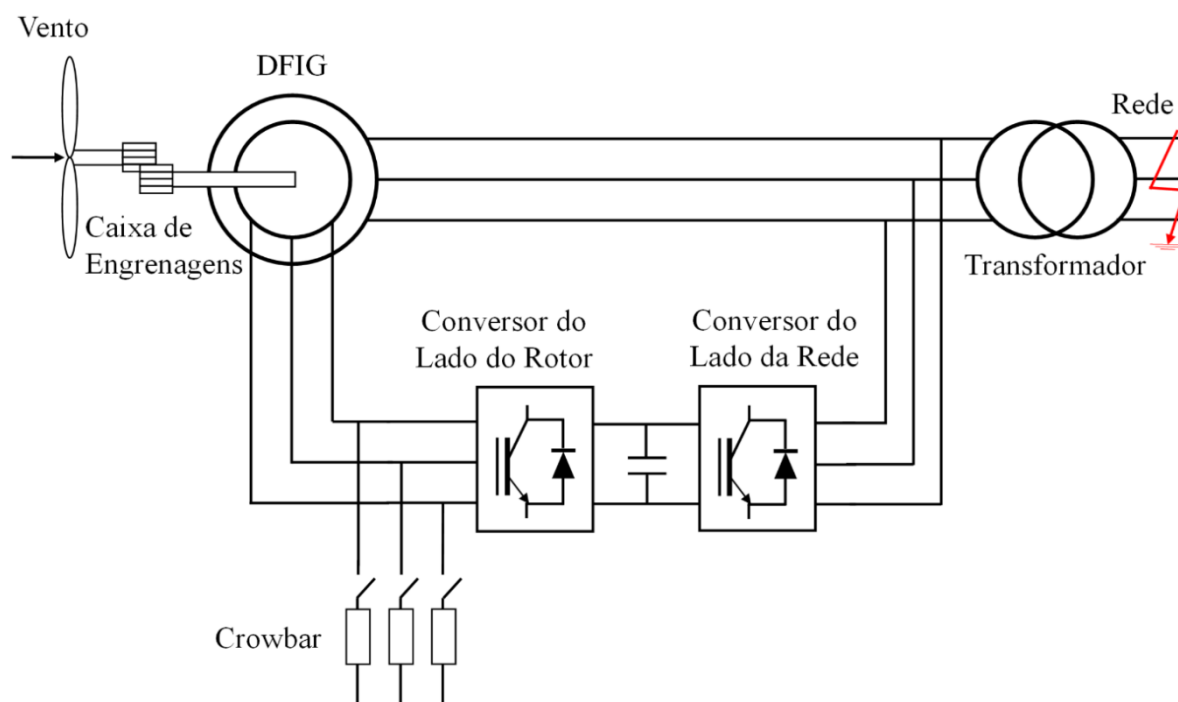
As próximas subseções apresentam uma revisão bibliográfica das soluções típicas de *hardware* para a melhora da capacidade LVRT de turbinas eólicas de velocidade variável baseadas em DFIG, cujo comportamento deverá satisfazer as condições impostas pelos códigos de rede apresentados anteriormente.

2.7.2.1 PROTEÇÃO CROWBAR

A estratégia de proteção *Crowbar* melhora a capacidade LVRT das turbinas eólicas baseadas em DFIG e é uma das técnicas mais utilizadas para proteger a máquina elétrica contra um aumento nas correntes rotóricas (HANSEN; MICHALKE, 2007; HOWLADER; SENJYU, 2016). Quando ocorre um afundamento de tensão, são produzidas correntes transitórias nos enrolamentos do estator da máquina, visto que estes se encontram conectados diretamente à rede, bem como no conversor do lado da rede. Dessa maneira, o distúrbio no estator é transmitido ao rotor, causando o surgimento de sobrecorrentes que podem produzir dano ao conversor do lado do rotor e sobretensões no elo CC (ABAD et al., 2011).

Portanto, a fim de proteger os conversores de potência, o conversor do lado do rotor é conectado a um circuito chamado *crowbar*, que evita o aumento da tensão induzida ao fornecer um caminho alternativo para as correntes do rotor. Ou seja, o *crowbar* curto-circuita o rotor através de um banco de resistores, desviando a corrente enquanto o RSC é desconectado durante o distúrbio para proteger as chaves eletrônicas. Esse sistema de proteção pode ser removido depois de um tempo pré-definido ou de acordo com um critério adicional, tal como a magnitude da tensão da rede (ABAD et al., 2011; HANSEN; MICHALKE, 2007). A Figura 24 ilustra o esquema básico de ligação da proteção *Crowbar*.

Figura 24. Sistema eólico com proteção *Crowbar*.



Fonte: Adaptado de Howlader; Senjyu, (2016).

A topologia mais empregada para a construção do sistema de proteção *crowbar* é constituída por um resistor e um circuito retificador, que pode ser uma estrutura ativa ou passiva. A configuração passiva é construída com um tiristor que realiza o fechamento do circuito enquanto houver corrente no *crowbar*, sendo que sua abertura se dará apenas após a extinção desta corrente. Por outro lado, a configuração ativa é construída com um IGBT, que permite a abertura do circuito *crowbar* em comutação forçada (ABAD et al., 2011; HOWLADER; SENJYU, 2016).

Em Yang et al., (2016), é apresentado um *crowbar* ativo, construído com retificadores controlados de silício (SCR, do inglês, *Silicon Controlled Rectifiers*), para turbinas eólicas baseadas em DFIG com a finalidade de atender aos requisitos de capacidade LVRT impostos pelos códigos de rede. Com a utilização dessa configuração, os IGBTs de alto custo são substituídos por SCRs mais econômicos, assim como é aumentada a confiabilidade do circuito graças à alta capacidade de pico do SCR. Além disso, as harmônicas introduzidas no circuito do rotor pela ponte de diodos do *crowbar* com IGBT e o risco de sobretensão ao se desligar os IGBTs são eliminados.

Entretanto, durante a condição de falta na rede, enquanto o rotor é curto-circuitado pelo sistema de proteção *crowbar*, a máquina passa a se comportar como um motor de indução tipo gaiola de esquilo. Assim, o sistema começa a absorver uma grande quantidade de potência reativa da rede, o que pode piorar ainda mais os níveis de afundamento da tensão. Além disso, a aplicação dessa proteção implica na perda momentânea do controle de potência pelo RSC, e o DFIG fica incapaz de injetar potência reativa na rede (ABAD et al., 2011; HOWLADER; SENJYU, 2016).

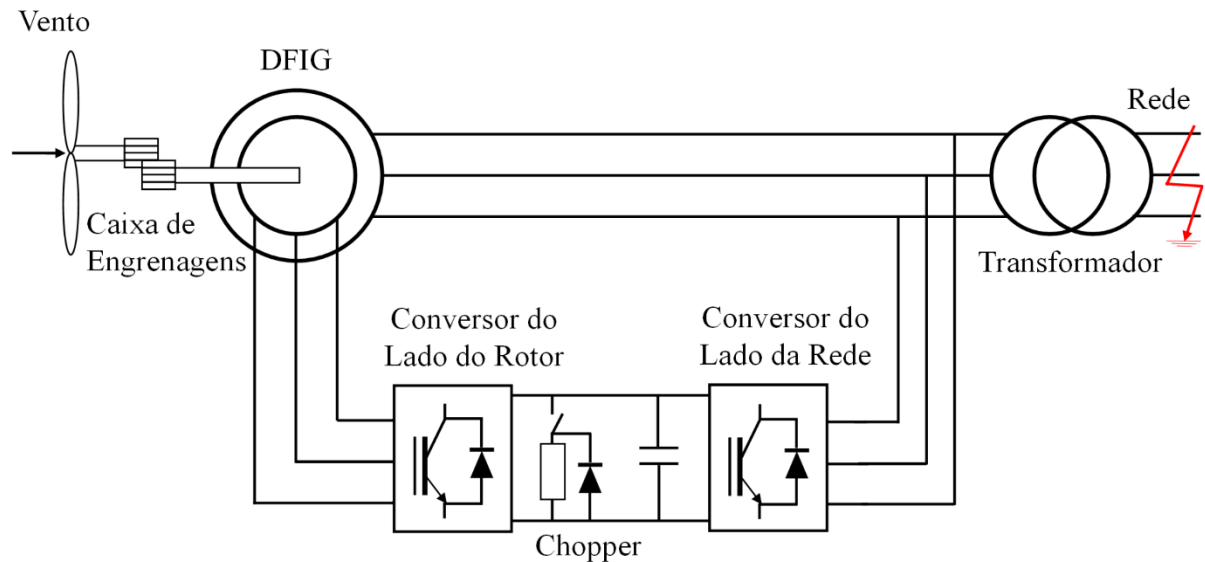
2.7.2.2 PROTEÇÃO CHOPPER

Um circuito *Chopper* é um dispositivo elétrico conectado em paralelo ao capacitor do elo CC dos conversores *back-to-back* para prevenir um aumento indiscriminado de sua tensão. Também são utilizados em automóveis e locomotivas para o caso em que o motor elétrico começa a funcionar como gerador durante uma frenagem, dissipando, assim, a energia excedente sobre um resistor (ABAD et al., 2011).

A proteção *Chopper* é composta por uma chave controlada em série com um resistor que dissipará a energia acumulada no elo CC para evitar sobretensões. A chave é ativada quando a tensão ultrapassa um limite superior especificado e desativada após a tensão cair abaixo do nível mínimo. O comando da chave do tipo ON/OFF é determinado por uma

lógica de *Pulse Width Modulation* com onda triangular. Essa proteção pode ser instalada só ou em uma combinação com o *crowbar*. A Figura 25 ilustra a proteção *chopper* em um sistema de geração eólica.

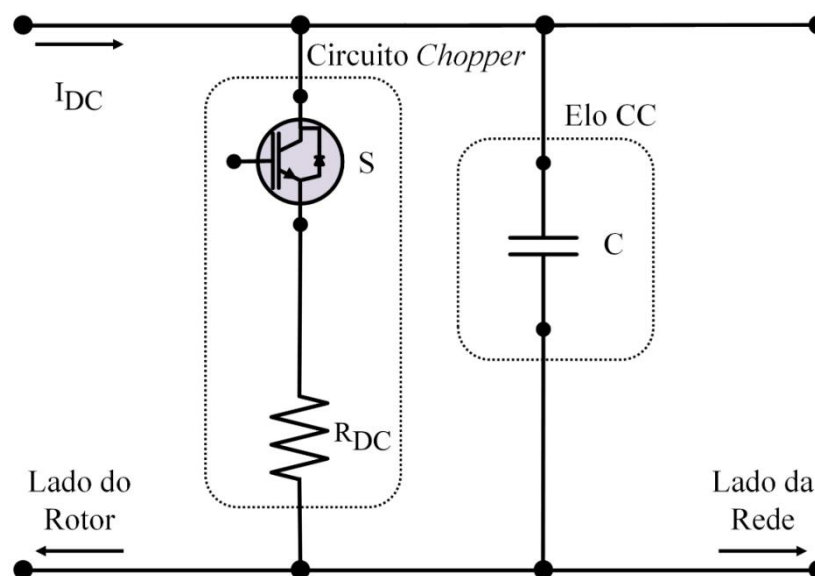
Figura 25. Sistema eólico equipado com proteção *Chopper*.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

O circuito *Chopper* consiste, basicamente, de um resistor (R_{DC}) e uma chave IGBT (S). O método para aprimoramento da capacidade LVRT baseado na configuração com circuito *Chopper* está detalhado na Figura 26.

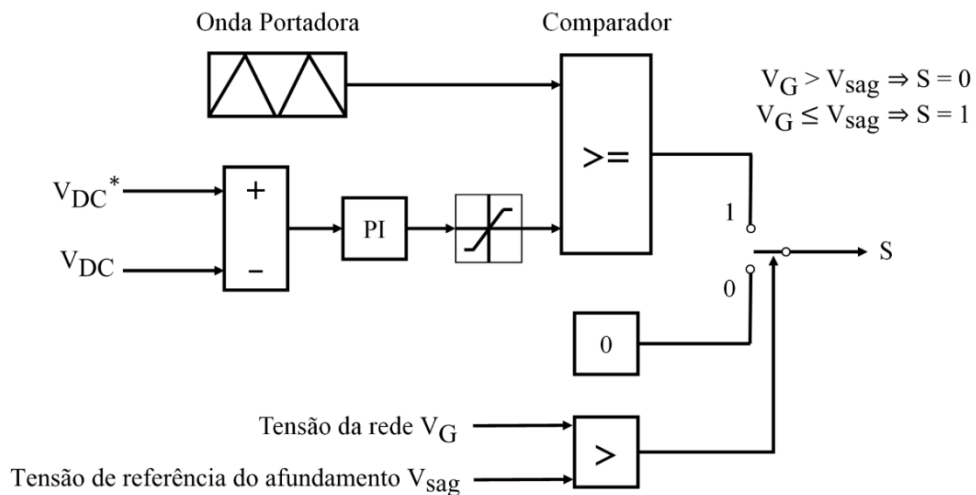
Figura 26. Configuração do circuito *Chopper*.



Fonte: Adaptado de Howlander; Senjyu, (2016).

O sistema de controle que aciona esse circuito é apresentado na Figura 27 (HOWLADER; SENJYU, 2016):

Figura 27. Sistema de controle do circuito *Chopper*.



Fonte: Adaptado de Howlander; Senjyu, (2016).

Se o valor da tensão da rede (V_G) for menor que o valor atribuído à tensão de referência considerada como um afundamento (V_{sag}), por exemplo, 0,9 p.u., o erro entre as tensões de referência (V_{DC}^*) e atual (V_{DC}) do barramento CC é usado como entrada para o controlador PI. Ainda, o comando de chaveamento da chave IGBT do circuito *Chopper* é determinado por meio de um PWM com onda portadora do tipo triangular.

A instalação do circuito *Chopper* em turbinas eólicas modernas ainda é muito difundida devido ao seu baixo custo e a sua eficácia na proteção do elo CC durante condições de falta. Entretanto, essa estratégia não atende completamente aos requisitos de LVRT em razão do surgimento de sobrecorrentes rotóricas. Ademais, as desvantagens da utilização do *Chopper* se evidenciam também no não armazenamento da energia excedente e na possibilidade de sobreaquecimento do resistor dissipador (ABAD et al., 2011; HOWLADER; SENJYU, 2016).

2.7.2.3 SISTEMAS ARMAZENADORES DE ENERGIA

A melhora de capacidade LVRT utilizando um Sistema Armazenador de Energia (ESS, do inglês, *Energy Storage System*) é proposta tanto para turbinas eólicas de velocidade fixa, quanto para as de velocidade variável. Em Olabi, (2017), é feita uma revisão sobre a seleção de diferentes técnicas para armazenamento de energia, que depende da consideração de alguns pontos importantes, como os recursos energéticos disponíveis, a aplicação e a

necessidade de energia, a eficiência, o custo e a estrutura do sistema de armazenamento de energia, entre outros.

A energia elétrica de um ESS pode ser armazenada sob diferentes formas: mecânica, eletroquímica, química, eletromagnética, térmica, etc, a qual dependerá de uma série de características requisitadas para o tipo de aplicação mais adequado. Um Sistema Armazenador de Energia a Bateria (BESS, do inglês, *Battery Energy Storage System*) utiliza a forma química por meio de células que são feitas de um meio eletrolítico, que pode ser líquido, pastoso ou sólido, no qual se encontram o cátodo e o ânodo. A bateria é carregada por uma reação química interna quando um potencial é aplicado sobre os eletrodos e a reação é reversível, permitindo a entrega da energia absorvida durante a descarga (HOWLADER; SENJYU, 2016; ZHAO et al., 2015).

Com as características flexíveis de carga e descarga, os ESSs são considerados ferramentas efetivas para melhorar a flexibilidade e a controlabilidade não só especificamente de parques eólicos, mas de toda a rede elétrica. Do ponto de vista da estabilidade, diferentemente dos geradores síncronos, os aerogeradores fornecem uma pequena ou quase nenhuma contribuição para a manutenção da frequência do sistema. A variação da potência do vento também pode desgastar a estabilidade da tensão da rede devido ao excesso ou à escassez de energia. Além disso, esses sistemas são capazes de atender às exigências de reservas para gerenciar a característica estocástica do vento, auxiliar a suavização de flutuações, melhorar a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia, bem como aumentar a capacidade LVRT (ZHAO et al., 2015).

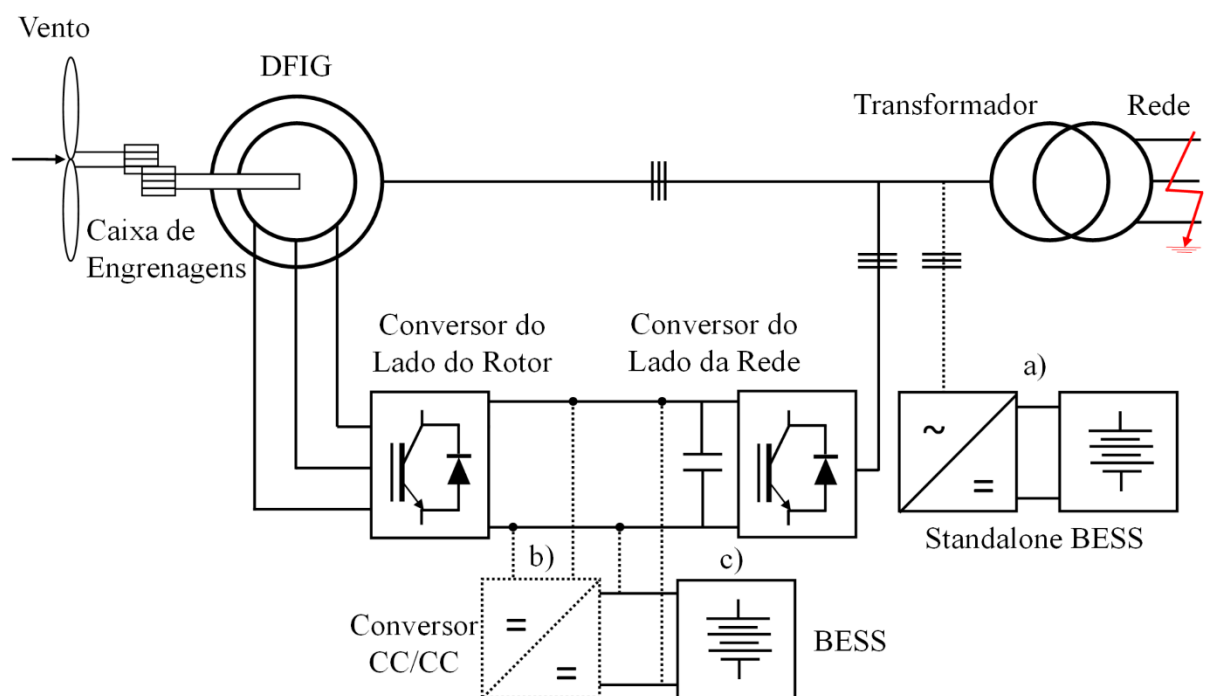
Quando ocorre uma falta e, conseqüentemente, uma queda na tensão da rede, o conversor do lado da rede não é capaz de transferir a potência do conversor do lado do rotor para a rede e, por isso, essa energia adicional carrega o capacitor do elo CC, aumentando rapidamente sua tensão. Assim, apenas a utilização de controladores Proporcional Integral (PI) no conversor do lado da rede não é suficiente para manter a tensão no elo CC constante, (HOWLADER; SENJYU, 2016).

Alguns trabalhos científicos mostram a aplicação de BESS para melhorar a capacidade LVRT de geradores eólicos com o uso de DFIG, eliminando a sobretensão sobre o elo CC quando ocorrem distúrbios na rede elétrica. Em Tourou et al., (2017), é apresentado um esquema de controle e gerenciamento de energia para melhorar a qualidade da energia entregue à rede durante operação normal e também sob afundamentos trifásicos de tensão.

Além disso, Tourou et al., (2017), mostram diferentes topologias propostas recentemente na literatura, que se resumem a três casos típicos: a) uma configuração *standalone*, comparável a um compensador síncrono estático (STATCOM, do inglês *Static Synchronous Compensator*), com o BESS conectado em paralelo ao sistema de conversão de energia eólica através de um conversor CA-CC e um transformador; b) outra com o BESS conectado indiretamente em paralelo ao capacitor do *back-to-back* por meio de um conversor CC-CC; e, por fim, c) para se obter custos reduzidos e aumento na eficiência sem as perdas de conversores, é proposta uma nova topologia na qual o BESS é conectado diretamente em paralelo ao elo CC do sistema eólico. Por outro lado, como desvantagem da aplicação dos sistemas armazenadores de energia, destaca-se que, para melhorar a capacidade LVRT de um parque eólico, os ESS precisam ser instalados individualmente em cada turbina. E também, os custos de instalação e manutenção dos ESS são elevados, aumentando, significativamente o custo geral do sistema eólico de conversão.

A Figura 28 mostra as três configurações citadas para melhorar da capacidade LVRT com diferentes aplicações de BESS. Portanto, estudos de diferentes topologias de sistemas armazenadores de energia com foco no comportamento transitório do sistema durante faltas na rede devem ser propostos e analisados.

Figura 28. a) Configuração BESS *standalone*; b) Configuração BESS conectado indiretamente ao elo CC; c) Configuração BESS conectado diretamente ao elo CC, sem conversor CC-CC.



Fonte: Adaptado de Tourou et al., (2017).

2.7.2.4 STATCOM

As soluções apresentadas nas seções 2.7.2.1 a 2.7.2.3 destinam-se a melhorar a performance individual de turbinas eólicas. Entretanto, em certos casos, alguns operadores de parques eólicos preferem instalar uma solução geral, de forma que esta seja capaz de atender, simultaneamente, a todo o parque. Isso evita a adaptação de turbinas já instaladas, tornando-se uma solução economicamente viável no caso de parques antigos. Assim, uma das opções mais comuns é a utilização de compensadores síncronos estáticos.

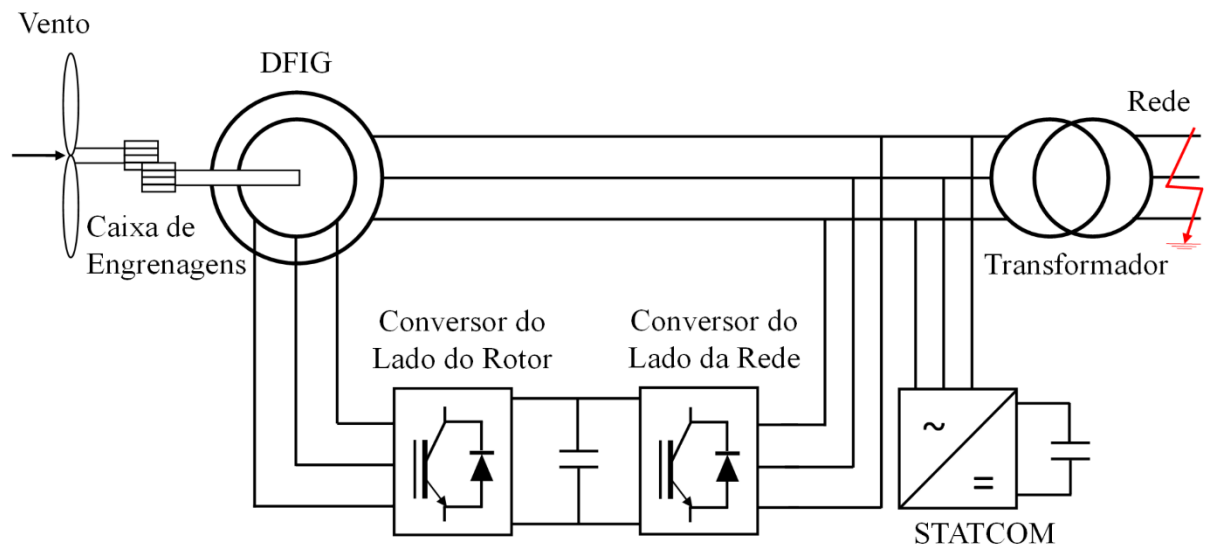
O STATCOM pertence ao grupo dos dispositivos FACTS (do inglês, *Flexible Alternating Current Transmission System*), que são, fundamentalmente, compensadores de potência reativa. Por não possuir nenhuma fonte de energia, a potência ativa trocada com a rede elétrica a partir do STATCOM deve ser nula. Entretanto, esse dispositivo pode absorver ou entregar potência reativa e, conseqüentemente, pode variar a tensão de linha da rede de distribuição ou de transmissão a que o parque esteja conectado. Logo, durante um afundamento de tensão, esse compensador pode introduzir uma grande quantidade de potência reativa e elevar o nível de tensão dentro do parque eólico, atenuando, assim, as conseqüências negativas sobre as turbinas (ABAD et al., 2011).

O STATCOM é um dispositivo conectado em paralelo que utiliza chaves eletrônicas, tais como IGBTs, para regular a tensão em seus terminais e melhorar a capacidade LVRT. Isso se dá a partir do controle da quantidade de potência reativa injetada ou absorvida do sistema de potência. Quando a tensão da rede torna-se baixa, o STATCOM injeta potência reativa, ou seja, adquire a característica capacitiva, elevando seu valor. Por outro lado, quando a tensão torna-se elevada, o STATCOM torna-se indutivo e absorve potência reativa para regulá-la.

Entretanto, o STATCOM tradicional possui apenas um capacitor, com capacidade de armazenamento de energia limitada. Logo, muitas vezes, utiliza-se o STATCOM tradicional com um sistema armazenador de energia para aumentar a flexibilidade e o controle do sistema de compensação na rede (HOWLADER; SENJYU, 2016). Assim, quando ocorre uma falta no sistema elétrico de potência, o STATCOM assegura a compensação de potência reativa, a regulação da tensão e a melhora da estabilidade transitória da turbina eólica. Da mesma maneira, essa metodologia também é adequada para um sistema eólico isolado (HOWLADER; SENJYU, 2016).

O STATCOM tradicional, que é conectado na saída de uma turbina eólica, é mostrado na Figura 29.

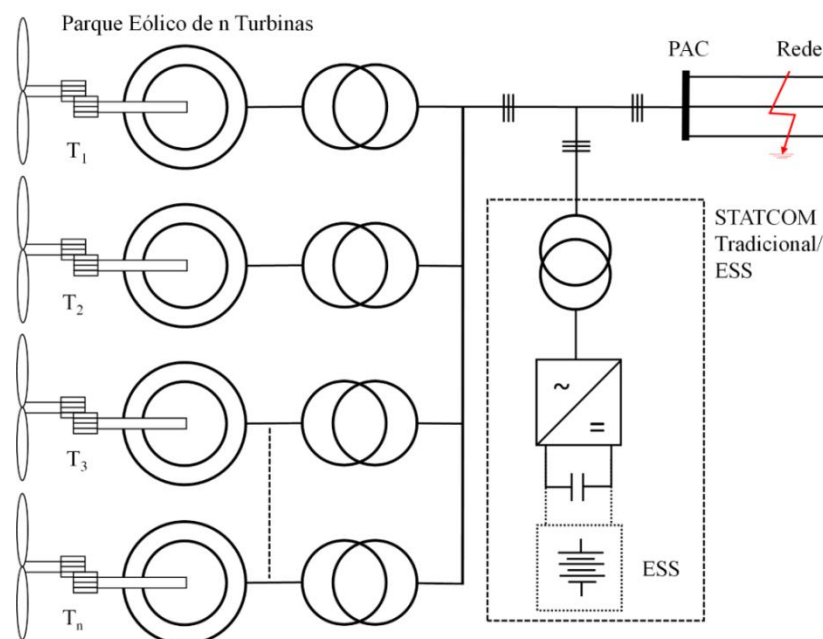
Figura 29. Turbina eólica com STATCOM tradicional.



Fonte: Adaptado de Tourou et al., (2017).

A Figura 30 mostra um STATCOM tradicional conectado ao ponto de acoplamento comum (PAC) entre um parque eólico e o sistema elétrico, além da possibilidade de opção de STATCOM aplicado juntamente com ESS.

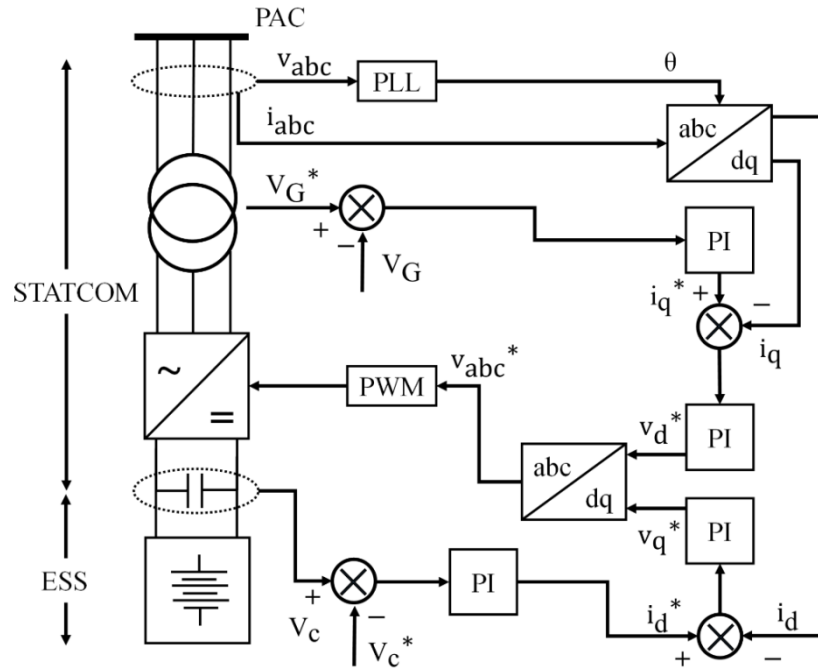
Figura 30. Parque eólico com STATCOM/ESS.



Fonte: Adaptado de Tourou et al., (2017).

O sistema de controle que aciona esse dispositivo está detalhado na Figura 31.

Figura 31. Sistema de controle do circuito STATCOM.



Fonte: Adaptado de Howlander; Senjyu, (2016).

O sistema de controle consiste de um algoritmo PLL que é utilizado para sincronismo da componente de sequência positiva da tensão trifásica v_{abc} . O ângulo de fase θ é a saída do sistema PLL e é utilizado para transformar as correntes do eixo abc para o eixo dq. O erro entre a tensão de referência da rede (V_G^*) e a tensão atual (V_G) é avaliado pelo controlador PI, e sua saída é a corrente de referência do eixo em quadratura (i_q^*). Por outro lado, o erro entre a tensão de referência do barramento CC (V_c^*) e a tensão atual (V_c) é entrada de outro controlador PI que gera como saída a corrente de referência do eixo direto (i_d^*). Então, uma malha interna de controle de corrente produz as referências de tensão (V_{dq}^*) que, após serem convertidas para o eixo abc, tornam-se tensões trifásicas de referência para a entrada do controlador PWM. Por fim, o PWM gera os pulsos para o conversor de fonte de tensão (VSC, do inglês, *Voltage Source Converter*) (HOWLADER; SENJYU, 2016).

O sistema armazenador de energia é incluído por meio de um conversor CC-CC, que pode ser do tipo *buck-boost*. Assim, durante uma condição de falta na rede elétrica, o ESS ajuda a controlar a tensão no barramento CC do STATCOM, seja por meio da sua carga ou descarga.

Em Suul; Molinas; Undeland, (2010), é proposto um método de controle para limitar o torque de geradores de indução do tipo gaiola de esquilo conectados à rede durante o processo de recuperação após a falta, por meio da utilização do STATCOM conectado aos terminais da máquina. Quando um compensador estático síncrono é empregado para melhora de estabilidade transitória, é comum projetar o sistema de controle para manter a corrente reativa em seu nível máximo até que a tensão retorne ao valor inicial, o que resulta em altos torques na máquina. Assim, o método proposto, rotulado de controle de torque indireto (ITC, do inglês, *Indirect Torque Control*), limita os transitórios de torque ao definir temporariamente uma nova referência de tensão para o sistema de controle do STATCOM.

De maneira semelhante, em Molinas; Suul; Undeland, (2008), é analisada a extensão do aprimoramento da capacidade LVRT de parques eólicos com geradores de indução de gaiola pelo uso de STATCOM, por meio de uma abordagem analítica baseada nas características do torque e do escorregamento da máquina. Para tal, compara-se sua performance com o compensador estático de reativo (SVC, do inglês, *Static Var Compensator*), que é uma associação de reatores controláveis por tiristores e capacitores, fixos ou chaveados também a tiristores. Desse modo, quando comparado ao SVC, o STATCOM fornece uma contribuição maior para a estabilidade transitória do gerador e, conseqüentemente, para a melhora da capacidade LVRT do sistema.

Portanto, a partir das informações fornecidas, fica evidente a importância do estudo e da aplicação de dispositivos compensadores de potência reativa, como o STATCOM, como uma solução para aprimorar a capacidade LVRT dos sistemas eólicos.

CAPÍTULO 3 – IMPLEMENTAÇÃO DOS COMPONENTES DO SISTEMA BASE

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No capítulo 2, foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre os principais conceitos de um sistema de conversão de energia eólica de velocidade variável, além dos conceitos de um gerador de indução duplamente alimentado, do conversor *back-to-back* e de soluções em *hardware* para aprimoramento da capacidade LVRT.

Neste capítulo, será apresentada a implementação do sistema base, ou seja, o modelo adotado da rede de distribuição e o modelo simplificado do aerogerador DFIG, que serão testados para estudar a capacidade LVRT sob diferentes tipos de faltas elétricas. Além disso, serão apresentadas as principais características para modelagem de uma turbina eólica de velocidade variável.

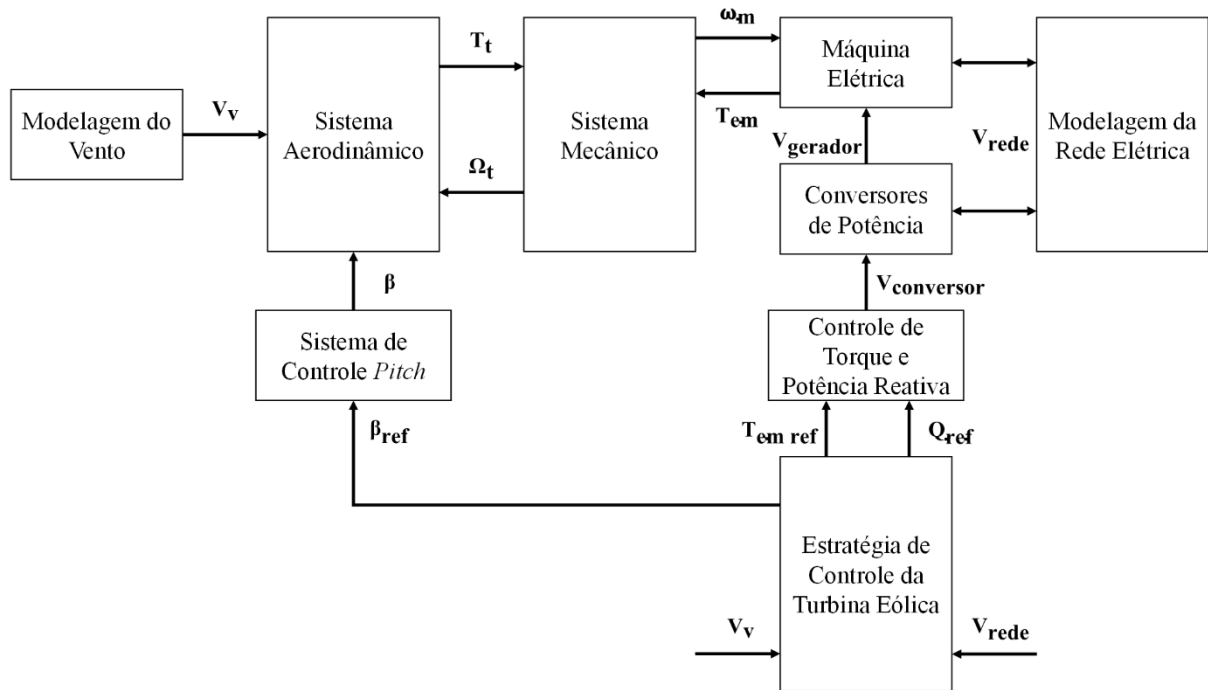
3.2 MODELO DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

O modelo proposto para turbinas eólicas de velocidade variável é composto pelos seguintes subsistemas:

- Sistema aerodinâmico: avalia o torque da turbina como função da velocidade do vento e da velocidade angular da turbina;
- Sistema de controle *pitch*: avalia a dinâmica do ângulo de passo como função de um ângulo de referência;
- Sistema mecânico: avalia a velocidade do gerador e da turbina eólica como função do torque da turbina e do torque eletromagnético do gerador;
- Sistema máquina elétrica e conversores de potência: transforma o torque eletromagnético do gerador em corrente elétrica como função da tensão da rede;
- Sistema de controle de torque e potência reativa: avalia as referências do torque do gerador, do ângulo de passo e da potência reativa como função da velocidade do vento e da tensão da rede.

A Figura 32 mostra a interação entre os diferentes subsistemas supracitados por meio de diagrama de blocos.

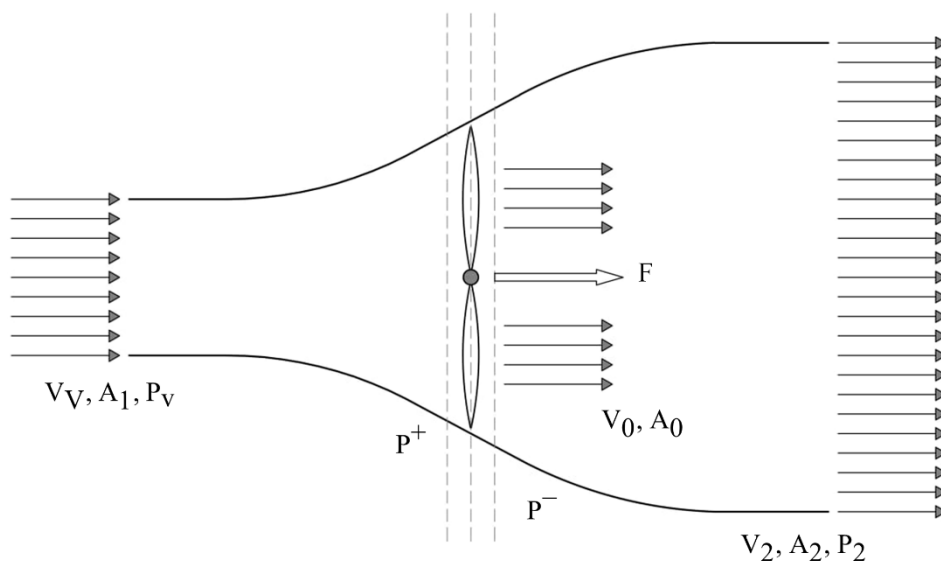
Figura 32. Diagrama de blocos de um modelo de turbina eólica de velocidade variável.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

A teoria do disco atuador explica de forma simples o processo de extração de energia cinética do vento, baseado no balanço energético e na aplicação da equação de Bernoulli (HANSEN, 2008). A Figura 33 ilustra o fluxo de vento através de uma turbina eólica que fundamenta a teoria do disco atuador.

Figura 33. Representação do fluxo de vento através de uma turbina eólica.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

A potência contida no vento sob a forma de energia cinética em uma dada área A_1 a uma velocidade V_v é obtida em (28):

$$P_v = \frac{1}{2} \rho A_1 V_v^3 \quad (28)$$

Onde ρ é a densidade do ar. Embora essa seja a potência disponível no vento, a turbina é capaz de extrair, de fato, somente a parcela dada por (29):

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 V_v^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (29)$$

Onde R é o raio da turbina eólica e $C_p(\lambda, \beta)$ é o coeficiente de potência, um parâmetro adimensional que expressa a eficiência da turbina na transformação da energia cinética do vento em energia mecânica. O valor máximo teórico de C_p , bastante explorado na literatura, é dado pelo limite de Betz, de 59,3%, sendo função da razão entre a velocidade tangencial da ponta da pá e a velocidade do vento incidente (do inglês, *tip speed ratio*, λ) e do ângulo de passo das pás do aerogerador (β) (HANSEN, 2008). Assim, λ pode ser calculado por (30):

$$\lambda = \frac{R \Omega_t}{V_v} \quad (30)$$

A partir da velocidade angular do rotor Ω_t e da potência da turbina, é possível obter o torque no rotor desta (31):

$$T_t = \frac{P_t}{\Omega_t} \quad (31)$$

Por fim, o torque no rotor também pode ser escrito como (32):

$$T_t = \frac{\rho \pi R^3 V_v^2 C_p(\lambda, \beta)}{2\lambda} = \frac{\rho \pi R^3 V_v^2 C_t}{2} \quad (32)$$

Onde C_t é o coeficiente de torque (33):

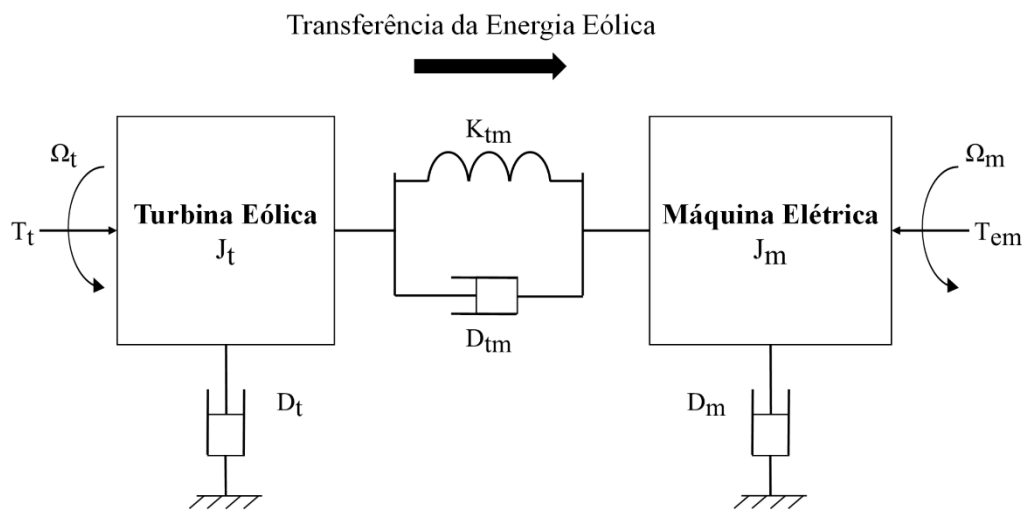
$$C_t = \frac{C_p}{\lambda} \quad (33)$$

As expressões dos coeficientes C_p e C_t dependem, majoritariamente, das características geométricas das pás da turbina. Tais valores são adaptados às características específicas do local, à potência nominal do conjunto turbina-gerador, ao tipo de controle desejado e à operação da turbina, quer seja em velocidade fixa ou em velocidade variável (HANSEN, 2008).

3.2.1 SISTEMA MECÂNICO

Para modelar mecanicamente a turbina eólica, é necessário representar a frequência de ressonância fundamental do trem de acionamento do conjunto turbina-gerador. Geralmente, utiliza-se o modelo de duas massas para uma maior acuracidade nas investigações de estabilidade da tensão, ou seja, para casos em que flutuações na velocidade angular do rotor sejam refletidas na tensão dos terminais da máquina (AKHMATOV, 2003). A Figura 34 apresenta o modelo mecânico de duas massas.

Figura 34. Representação do modelo sistema eólico turbina-gerador de duas massas.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

Onde:

J_t : momento de inércia da turbina;

J_m : momento de inércia da máquina elétrica;

T_t : torque da turbina;

T_{em} : torque eletromagnético da máquina elétrica;

D_t : coeficiente de atrito da turbina;

D_m : coeficiente de atrito da máquina elétrica;

D_{tm} : coeficiente de amortecimento do acoplamento flexível entre a turbina e a máquina elétrica;

K_{tm} : coeficiente de rigidez do acoplamento flexível entre a turbina e a máquina elétrica;

Ω_t : velocidade angular da turbina;

Ω_m : velocidade angular da máquina elétrica.

A velocidade angular e o torque de acionamento da turbina são expressos no eixo de maior velocidade em função de N , que é a relação de velocidades. Assim, as equações (34) e (35) modelam o sistema mecânico:

$$J_t \frac{d}{dt}(N\Omega_t) = \frac{T_t}{N} - D_t N\Omega_t - T_{em} \quad (34)$$

$$J_m \frac{d}{dt}(\Omega_m) = T_{em} - D_m \Omega_m - T_{em} \quad (35)$$

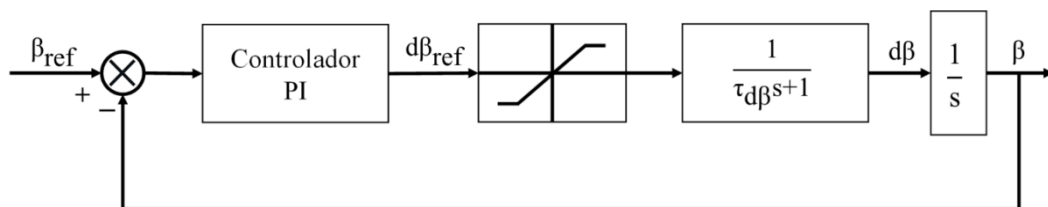
Por fim, negligenciando-se os coeficientes de amortecimento, o modelo pode ser simplificado.

3.2.2 SISTEMA *PITCH*

Para obtenção do ponto de máximo rastreamento de potência (MPPT, do inglês, *Maximum Power Point Tracking*), é necessário desenvolver o controle do ângulo de passo (β). O controlador do sistema *Pitch* é projetado para rotacionar todas as pás no mesmo ângulo ou cada uma de modo independente. A regulação independente adiciona mais graus de liberdade ao sistema, porém reduz o estresse mecânico nas pás (ABAD et al., 2011).

A abordagem mais utilizada é a representação da malha de controle por um sistema de primeira ordem, com um controlador proporcional integral, que gera a taxa de variação do ângulo de passo da pá como referência. Além disso, devido aos esforços de sustentação, essa taxa deverá ser limitada em, aproximadamente, 10° por segundo ou, em casos de emergência, 20° por segundo. A Figura 35 mostra a malha de controle proposta para o sistema *Pitch*.

Figura 35. Modelo do Sistema *Pitch*.



Fonte: Adaptado de Abad et al., (2011).

Ademais, o controlador é ativado em situações de altas velocidades do vento, em que a potência fornecida por este é maior que a potência de trabalho da turbina. Dessa forma,

o ângulo de passo das pás é controlado para que haja uma redução da potência mecânica extraída pela turbina e, assim, garantindo sua proteção.

3.3 MODELO SIMPLIFICADO DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTO ALIMENTADO

Os modelos de regime permanente e regime dinâmico do DFIG foram apresentados nas seções 2.5.2 e 2.5.3, juntamente com o equacionamento necessário para a simulação computacional da máquina, de acordo com Abad et al., (2011). No presente trabalho, no entanto, será utilizado um modelo simplificado de aerogerador DFIG implementado no ambiente de simulação Matlab®/Simulink® por Rocha, (2018), cujos dados técnicos estão descritos no Anexo A. O modelo simplificado do aerogerador DFIG consiste no gerador de indução com rotor bobinado conectado à rede por meio do conversor *back-to-back* para realização de compensação de energia reativa além da filtragem ativa da corrente da rede no ponto de acoplamento comum ao sistema elétrico.

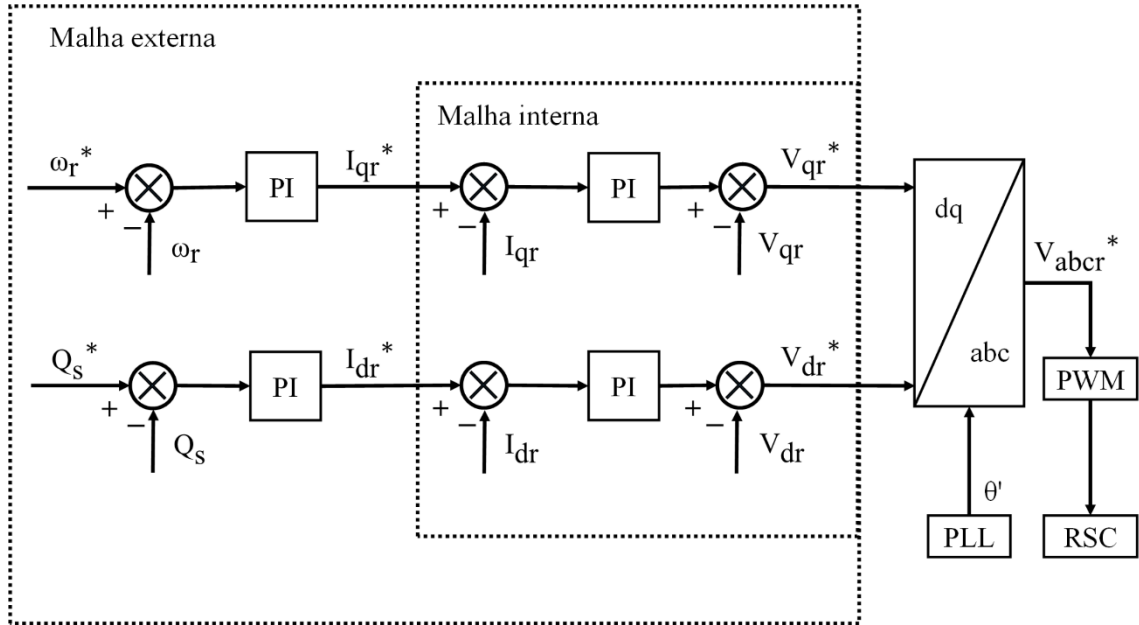
Para o desenvolvimento desse modelo, primeiramente foram projetados o indutor responsável por filtrar a corrente injetada na rede pelas turbinas eólicas, além do capacitor do barramento CC, uma vez que ambos são parâmetros para o desenvolvimento do controlador do GSC. Esse conversor possui a função de regular a tensão sobre o capacitor do *back-to-back*, independentemente do sentido do fluxo de potência, e realizar a compensação de reativos (ROCHA, 2018).

Já para a implementação do controlador do RSC, que depende demasiadamente dos parâmetros da máquina de indução, foram projetadas uma malha de controle externa, responsável por controlar a potência reativa no estator da máquina e regular sua velocidade; e uma malha de controle interna, que controla a corrente por meio da técnica de controle vetorial orientada pelo fluxo do estator (ROCHA, 2018).

3.3.1 CONTROLE DO RSC

O controle do conversor do lado do rotor é responsável por controlar de maneira independente a potência ativa e a potência reativa da máquina, qualquer que seja o seu escorregamento. As equações para o desacoplamento dessas variáveis são amplamente difundidas na literatura e podem ser encontradas em (ABAD et al., 2011; ROCHA, 2018). A Figura 36 apresenta as malhas interna e externa de controle desse conversor.

Figura 36. Malhas interna e externa de controle do RSC.



Fonte: Adaptado de Rocha, (2018).

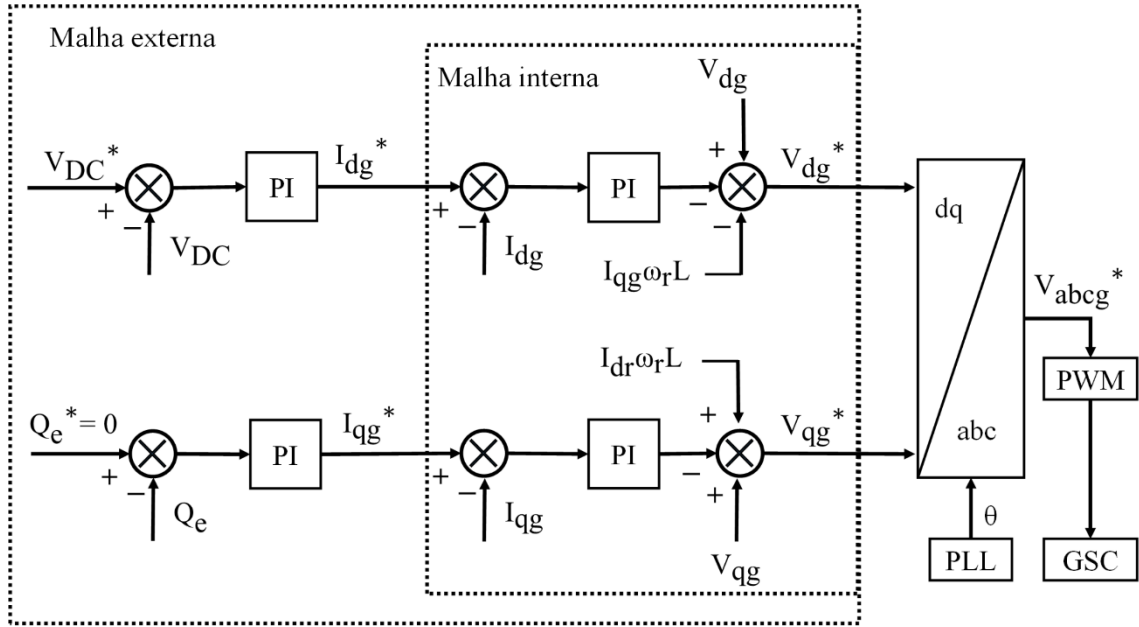
Vale ressaltar que a potência ativa e, consequentemente, a velocidade da máquina (ω_r^*), estão associadas à componente de eixo em quadratura da corrente elétrica do rotor (I_{qr}^*). Já a potência reativa (Q_s^*) está associada à componente de eixo direto (I_{dr}^*). As tensões de referência (V_{qr}^* e V_{dr}^*) são transformadas para componentes de eixo abc, gerando a tensão trifásica de referência V_{abcr}^* que aciona o controlador PWM.

Além disso, a malha de controle de potência reativa do RSC também pode ser utilizada para auxiliar a tensão no PAC do sistema eólico, injetando ou absorvendo potência reativa da rede. Para tal, adiciona-se um novo controlador PI, que gera o sinal de potência reativa referência de acordo com o erro obtido entre as leituras da tensão desejada e da tensão medida.

3.3.2 CONTROLE DO GSC

O controle do conversor do lado da rede é responsável por garantir que a tensão no barramento CC do *back-to-back* permaneça constante, de maneira independente do modo de operação do gerador. Também, pode controlar a potência reativa do conversor, cuja referência normalmente é ajustada para zero. A Figura 37 apresenta as malhas interna e externa desse controlador, que funciona de maneira semelhante ao RSC.

Figura 37. Malhas interna e externa de controle do GSC.



Fonte: Adaptado de Rocha, (2018).

É possível observar que a tensão sobre o capacitor do conversor (V_{DC}^*) está associada à componente de eixo direto da corrente elétrica da rede (I_{dg}^*). Já a potência reativa do conversor (Q_e^*) está associada à componente de eixo em quadratura (I_{qg}^*). Os sinais de compensação ($I_{qg}\omega_rL$ e $I_{dr}\omega_rL$) são adicionados para melhorar a resposta em regime transitório e não têm influência na malha de controle em regime permanente. Finalmente, gera-se a tensão trifásica de referência V_{abcg}^* , que aciona o controlador PWM.

Tanto para o RSC quanto para o GSC, um algoritmo PLL (do inglês, *Phase-Locked Loop*) é utilizado para garantir o sincronismo entre os conversores e a rede elétrica. Esse sistema, cujas técnicas de controle já são amplamente encontradas na literatura, é necessário para se obter o ângulo de fase e a frequência fundamental da tensão da rede elétrica (θ) e também o ângulo de tensão do rotor (θ').

3.3.3 DFIG SOB AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Uma das principais desvantagens do aumento da utilização do número de turbinas eólicas baseadas em DFIG é a sua elevada sensibilidade aos distúrbios da rede elétrica. Um afundamento de tensão causa sobrecorrentes e sobretensões nos enrolamentos do rotor, que podem danificar os conversores eletrônicos se nenhuma contramedida for tomada. (ABAD et al., 2011).

De acordo com Abad et al., (2011), a força eletromotriz (EMF, do inglês, *Electromotive Force*) induzida nos enrolamentos do rotor varia consideravelmente quando há distúrbios na rede. Sendo o fluxo do estator proporcional à tensão que o alimenta, ou seja, à tensão da rede, quando ocorrer uma queda de tensão, o fluxo do estator também varia proporcionalmente a essa queda. Entretanto, o fluxo não varia instantaneamente.

Assim, devido ao acoplamento magnético que existe entre o estator e o rotor, forças eletromotrizes são induzidas nos enrolamentos do rotor do gerador. Segundo Chen et al., (2016), quando ocorre um afundamento em que a tensão residual atinge valor igual a zero, a EMF induzida no rotor pode atingir valores da ordem de quatro vezes maior quando comparada à EMF induzida em condições de operação normal. Isso poderá causar elevadas correntes sobre os componentes eletrônicos do conversor, como o transistor IGBT, e, consequentemente, danificando-os.

Além disso, o GSC, quando submetido a quedas de tensão, perde sua capacidade de transferência de energia, o que pode acarretar em um desbalanço de potência no conversor, elevando a tensão sobre o capacitor do elo CC (HOWLADER; SENJYU, 2016).

3.4 CARACTERIZAÇÃO DA CAPACIDADE LVRT E DOS AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

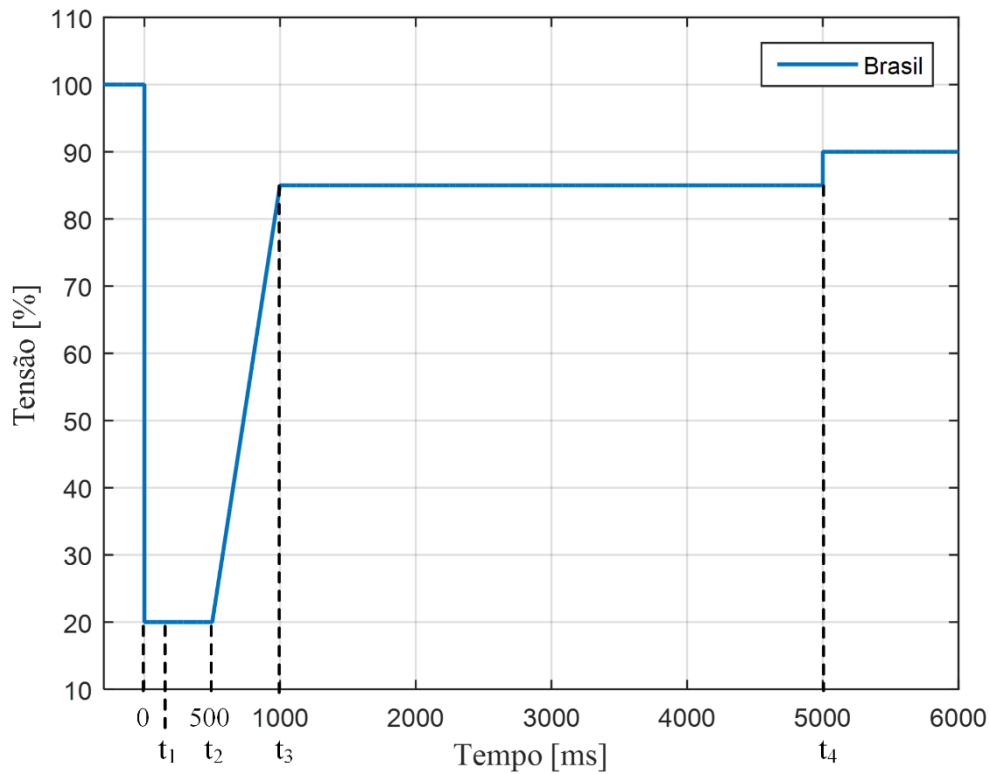
Na seção 2.7, foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre a capacidade *Low Voltage Ride Through* requisitada por alguns países em seus documentos oficiais, conhecidos como códigos de rede; a origem e a definição de afundamentos de tensão; e, por fim, as principais soluções em *hardware* para o aprimoramento da capacidade LVRT de sistemas eólicos baseados em DFIG durante a ocorrência de uma falta elétrica.

Nesta seção, será apresentada a caracterização da capacidade LVRT bem como a dos afundamentos de tensão simétricos e assimétricos causados pelos diferentes tipos de curtos-circuitos.

3.4.1 CARACTERIZAÇÃO DA CAPACIDADE LVRT

De acordo com a literatura, geralmente, o código LVRT define a performance dinâmica de um sistema de conversão eólica em três períodos contínuos após a ocorrência de uma falta na rede elétrica. Tomando por base a capacidade LVRT do código brasileiro, os três períodos poderiam ser descritos de acordo com a Figura 38 (GENG; LIU; YANG, 2013).

Figura 38. Intervalos de tempo da capacidade LVRT de um sistema de conversão eólica no Brasil.



Fonte: Adaptado de ONS, (2010).

- **1º Período ($0 - t_1$)**, primeiros ciclos após a queda de tensão na rede. Esse período é usualmente muito curto, no código de transmissão de energia da Alemanha, por exemplo, é de 20 ms (VDN, 2003). Nenhum requisito de suprimento de potência deverá ser cumprido pelos aerogeradores nesse período, mas algumas medidas são necessárias para ajudar o sistema a retornar à sua região controlável. Com aerogeradores baseados em DFIG, grandes forças eletromotrizes são induzidas nos enrolamentos do rotor, cuja solução apresenta duas componentes, homogênea e não homogênea (ABAD et al., 2011; LÓPEZ et al., 2008). A parte homogênea pode ser amortecida a zero após a falta, enquanto que a componente não homogênea permanece no regime permanente. Assim, o objetivo do sistema de controle no primeiro período deverá ser amortecer a componente homogênea da força-eletromotriz o mais rápido possível para que, então, o RSC possa recuperar o controle do DFIG mais rapidamente. Além disso, a proteção *Crowbar* deverá ser ativada para proteger o RSC e ajudar no amortecimento da componente homogênea (GENG; LIU; YANG, 2013).

- **2º Período ($t_1 - t_3$)**, são os ciclos em que a falta continua. Nesse período, o sistema de conversão eólica deve estar sob controle e, se requisitado, auxiliar a tensão da rede pela injeção de potência reativa. Logo, o *Crowbar* será desativado para que o RSC retome o

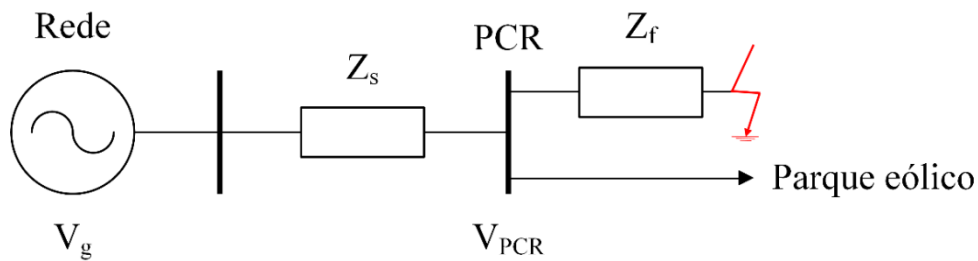
controle do potência do DFIG. Na maioria dos códigos de rede, as definições são para situações de faltas simétricas, enquanto que o suporte à tensão durante faltas assimétricas encontra-se sob discussão (GENG; LIU; YANG, 2013; LÓPEZ et al., 2008; WANG; SHU; WANG, 2015). Entretanto, há concordância geral de que, nesse período, as correntes de sequência positiva e negativa deverão ser controladas independentemente no caso de faltas assimétricas, com algoritmos avançados para o projeto dos controladores.

- **3º Período ($t_3 - t_4$)**, recuperação da tensão após a remoção da falta. Após o retorno da tensão para mais de 0,85 p.u., o controle de tensão ou a injeção de potência reativa deverá ser mantido nesse período. Além disso, o fornecimento de potência ativa deverá aumentar para o valor original de antes da falta. Para os aerogeradores baseados em DFIG, a resposta de potência deverá ser considerada no algoritmo de controle (GENG; LIU; YANG, 2013).

3.4.2 MODELO DIVISOR DE TENSÃO PARA AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

O modelo divisor de tensão, mostrado na Figura 39, pode ser utilizado para o estudo de condições de afundamentos de tensão causados por faltas elétricas em sistemas radiais (BOLLEN, 1999).

Figura 39. Modelo divisor de tensão para afundamentos de tensão.



Fonte: Adaptado de Geng; Liu; Yang, (2013).

Onde Z_s é a impedância da fonte no PCR, Z_f é a impedância entre o PCR e o local de falta e V_g é a tensão pré-falta. A tensão no ponto de conexão à rede durante a falta pode ser calculada como (36):

$$V_{PCR,abc} = V_{g,abc} \times \frac{Z_f}{Z_s + Z_f} = V_{g,abc} \times \frac{\lambda e^{j\alpha}}{1 + \lambda e^{j\alpha}} \quad (36)$$

Onde $Z_f / Z_s = \lambda e^{j\alpha}$. Dessa maneira, λ representa a distância relativa da falta, que varia dependendo do local em que a mesma ocorre; e α representa o ângulo de impedância,

que é constante igual a 0° , valor típico para sistemas de transmissão, ou -60° , valor mínimo para parques eólicos localizados *offshore* com cabos CA submarinos (BOLLEN, 1999).

Na ocorrência de um curto-circuito trifásico, isto é, simétrico, a tensão no PCR possuirá apenas componente de sequência positiva. A magnitude do afundamento dependerá da distância da falta.

Já sob condições de faltas assimétricas, baseado na teoria das componentes simétricas, as características da tensão durante a falta podem ser examinadas, surgindo componentes de sequência positiva, negativa e zero nos terminais do DFIG (BOLLEN, 1999). O vetor espacial da tensão no estator pode, portanto, ser decomposto em três vetores, um para cada componente (37):

$$\vec{V}_s = \vec{V}_+ \cdot e^{j\omega_s t} + \vec{V}_- \cdot e^{-j\omega_s t} + \vec{V}_0 \quad (37)$$

Entretanto, a componente de sequência zero é isolada pela configuração Y/ Δ dos transformadores dos sistemas de transmissão e distribuição. Para fins de simplificação, as impedâncias de sequência positiva e negativa são consideradas idênticas, conforme (38) e (39):

$$Z_{s+} \approx Z_{s-} = Z_s \quad (38)$$

$$Z_{f+} \approx Z_{f-} = Z_f \quad (39)$$

No gerador, a tensão de sequência positiva cria um fluxo que rotaciona à velocidade síncrona, enquanto que a componente negativa cria outro que rotaciona reversamente a este. A componente zero não cria nenhum fluxo (LÓPEZ et al., 2008).

1) FALTA FASE-TERRA

Na ocorrência de uma falta monofásica à terra, os vetores das tensões das componentes simétricas no PCR podem ser expressas como (40) e (41):

$$\vec{V}_+ = \frac{1}{3} \vec{V}_g \times \left(3 - \frac{1}{1 + \lambda e^{j\alpha}} \right) \quad (40)$$

$$\vec{V}_- = -\frac{1}{3} \vec{V}_g \times \left(\frac{1}{1 + \lambda e^{j\alpha}} \right) \quad (41)$$

2) FALTA FASE-FASE

Na ocorrência de uma falta entre duas fases distintas, os vetores das tensões das componentes simétricas no PCR são (42) e (43):

$$\vec{V}_+ = \frac{1}{3} \vec{V}_g \times \left(1 - \frac{1}{2} \times \frac{1}{1 + \lambda e^{j\alpha}} \right) \quad (42)$$

$$\vec{V}_- = \frac{1}{2} \vec{V}_g \times \left(\frac{1}{1 + \lambda e^{j\alpha}} \right) \quad (43)$$

3) FALTA FASE-FASE-TERRA

Na ocorrência de uma falta dupla fase à terra, os vetores das tensões das componentes simétricas no PCR são (44) e (45):

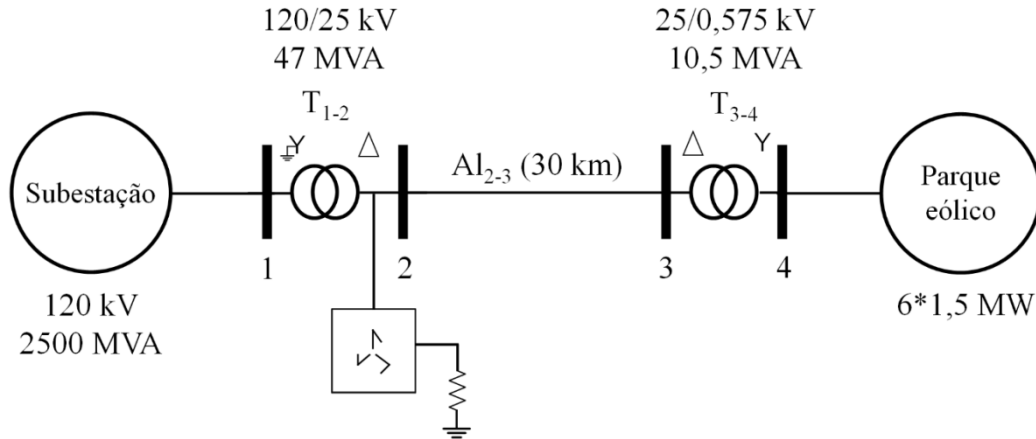
$$\vec{V}_+ = \vec{V}_g \times \left(1 - \frac{2}{3} \times \frac{1}{1 + \lambda e^{j\alpha}} \right) \quad (44)$$

$$\vec{V}_- = \frac{1}{3} \vec{V}_g \times \left(\frac{1}{1 + \lambda e^{j\alpha}} \right) \quad (45)$$

3.5 MODELO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO TESTE

O modelo do sistema de distribuição teste é apresentado na Figura 40.

Figura 40. Diagrama unifilar do sistema de distribuição teste.



Fonte: Adaptado de Salles, (2009).

O barramento 1 é o Ponto de Conexão à Rede (PCR) e o barramento 4 é o Ponto de Acoplamento Comum (PAC). Os dados da subestação do sistema de distribuição encontram-se na Tabela VI.

Tabela VI. Dados da Subestação do sistema de distribuição teste.

Nível de Curto-circuito	2500 MVA
Reatância Equivalente	30,8 mH
Tensão Nominal	120 kV
Frequência Nominal	60 Hz

Fonte: Adaptado de Salles, (2009).

Os dados dos transformadores dos ramos 1-2 e 3-4 presentes no sistema de distribuição estão apresentados na Tabela VII.

Tabela VII. Dados dos Transformadores do sistema de distribuição teste.

Trafo	S_n (MVA)	V₁ (kV)	V₂ (kV)	R₁ (pu)	R₂ (pu)	L₁ (pu)	L₂ (pu)	L_m (pu)
1 - 2	47	120	25	0,08/30	0,08/30	0,08	0,08	500
3 - 4	10,5	25	0,220	0,025/30	0,025/30	0,025	0,025	500

Fonte: Adaptado de Salles, (2009).

Os dados do alimentador do ramo 2–3 do sistema de distribuição estão apresentados na Tabela VIII.

Tabela VIII. Dados do Alimentador do sistema de distribuição teste.

Alimentador	R (Ω/km)	L (H/km)	C (F/km)	Distância (km)
2 - 3	0,1153	$1,05 \times 10^{-3}$	$11,33 \times 10^{-9}$	30

Fonte: Adaptado de Salles, (2009).

O parque eólico é composto por seis aerogeradores do tipo DFIG, de 1,5 MW cada, totalizando uma geração de 9 MW. Geralmente, o neutro do lado Y do transformador elevador que coleta a energia eólica (3-4) no PAC é não aterrado ou aterrado com alta resistência. Para o segundo transformador elevador (1-2), é criado um neutro acessível por meio de um transformador de aterramento com o objetivo de proteção contra curto-circuito. Por fim, no lado de alta tensão no PCR, o transformador é, na maioria das vezes, solidamente aterrado (GENG; LIU; YANG, 2013).

CAPÍTULO 4 – RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

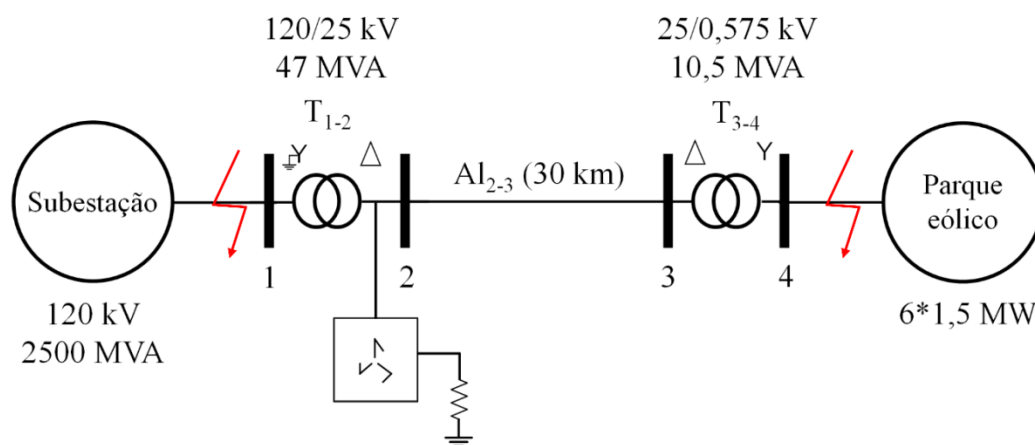
O objetivo deste capítulo é apresentar os resultados obtidos para uma análise do sistema eólico apresentado no Capítulo 3, principalmente no que tange à capacidade LVRT do aerogerador durante diferentes tipos de faltas elétricas.

Dessa maneira, para avaliação do sistema proposto, foram simuladas as faltas elétricas de característica simétrica e assimétricas, conforme:

- Simétrica: Trifásica (representada por 3ϕ);
- Assimétricas: Fase-terra (representada por $1\phi-g$), na fase “a”; Fase-fase (representada por 2ϕ), nas fases “a” e “b”; Fase-fase-terra (representada por $2\phi-g$), também nas fases “a” e “b”.

Todas as faltas tiveram duração de 150 ms e foram aplicadas em dois pontos distintos do sistema, no barramento da subestação e no barramento do PAC, separadamente, conforme a Figura 41:

Figura 41. Faltas aplicadas no sistema de distribuição teste.



Fonte: Autora.

Em Freitas et al., (2006), apresenta-se um estudo comparativo sobre os impactos causados pela inserção de geração distribuída nos sistemas elétricos de potência, seja empregando geradores de indução ou geradores síncronos. Os principais fatores técnicos analisados são o perfil de tensão em regime permanente, as perdas de potência, a estabilidade transitória da tensão, os afundamentos de tensão durante faltas elétricas e as correntes de curto-circuito.

Geralmente, os geradores eólicos conectados ao sistema de distribuição operam com fator de potência unitário. Assim, o valor de referência para a potência reativa foi definido igual a zero. Entretanto, alguns países podem requisitar que os aerogeradores operem com controle de tensão e, conseqüentemente, potência reativa diferente de zero, em situações emergenciais, a fim de manter os limites de tensão dentro daqueles regulamentados pelos códigos de rede.

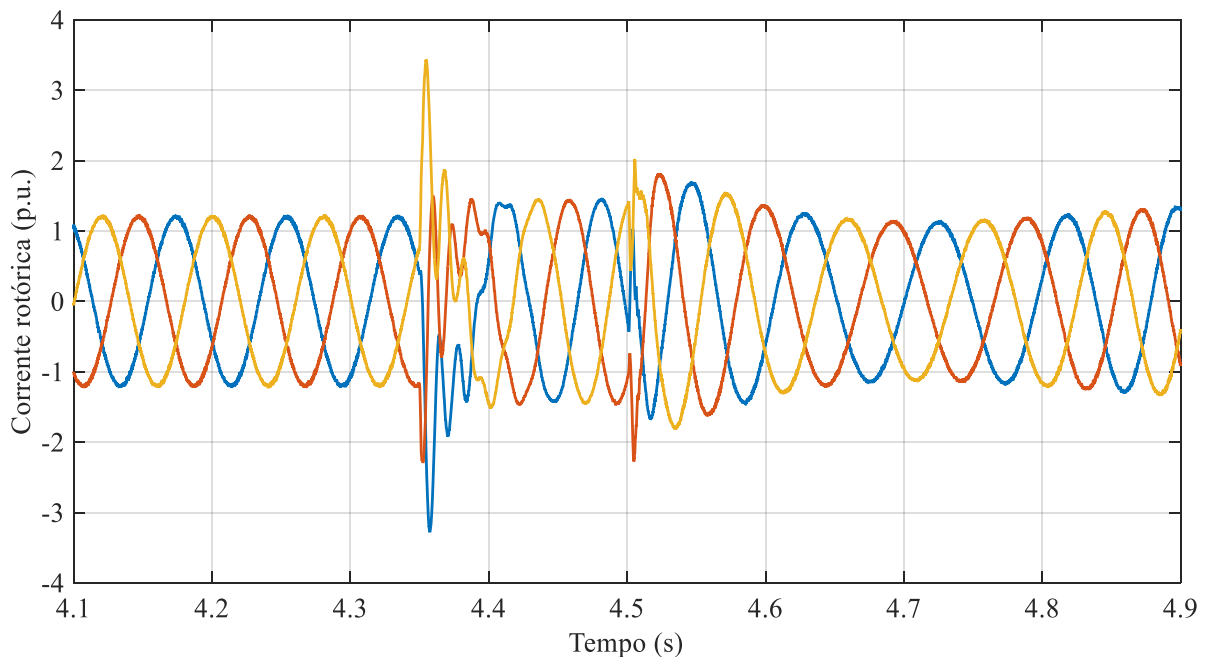
4.2 FALTA SIMÉTRICA

As faltas elétricas tanto no barramento da subestação quanto no barramento do PAC têm a finalidade de averiguar a sensibilidade dos aerogeradores baseados em DFIG durante os diferentes tipos de distúrbio. Assim, considerando inicialmente uma falta simétrica, isto é, trifásica, as variáveis analisadas foram: corrente elétrica trifásica no rotor, potência reativa e potência ativa do DFIG, tensão no elo CC do conversor *back-to-back* e tensão no estator.

A. FALTA NO BARRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A Figura 42 apresenta a corrente trifásica no rotor do DFIG no momento da falta trifásica.

Figura 42. Falta no barramento da subestação - Corrente trifásica no rotor do DFIG.

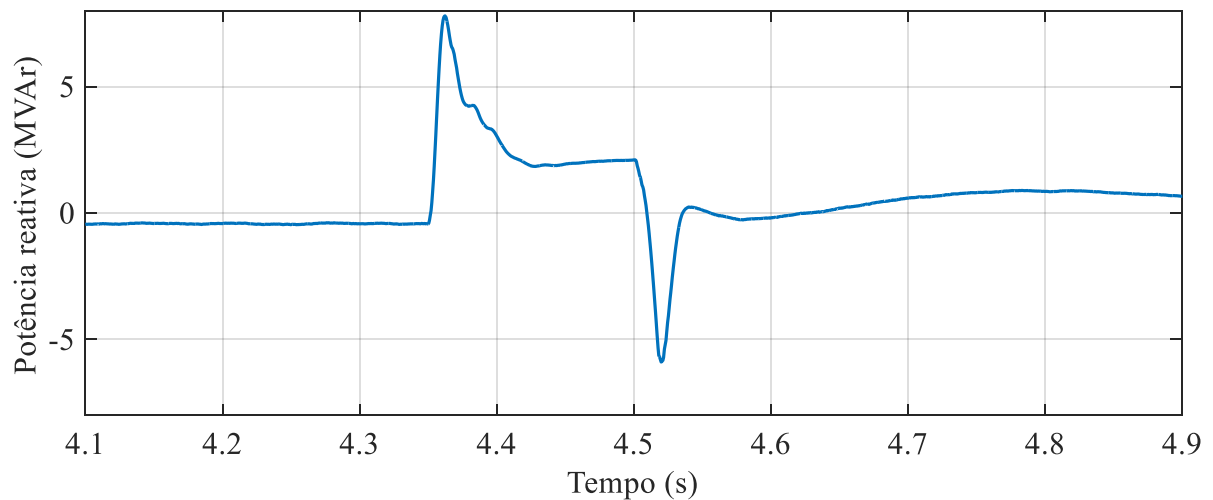


Pela análise do comportamento das correntes rotóricas durante a falta, é possível observar um aumento máximo da sua magnitude para, aproximadamente, 3,4 p.u. no

momento do curto-circuito. Isso ocorre devido à indução de forças eletromotrizes e, consequentemente, de correntes elétricas nos enrolamentos do rotor da máquina. Além disso, essas correntes possuem frequências distintas da frequência elétrica do rotor, o que explica a distorção harmônica presente na corrente durante o distúrbio.

A Figura 43 mostra a potência reativa do DFIG durante a ocorrência da falta elétrica.

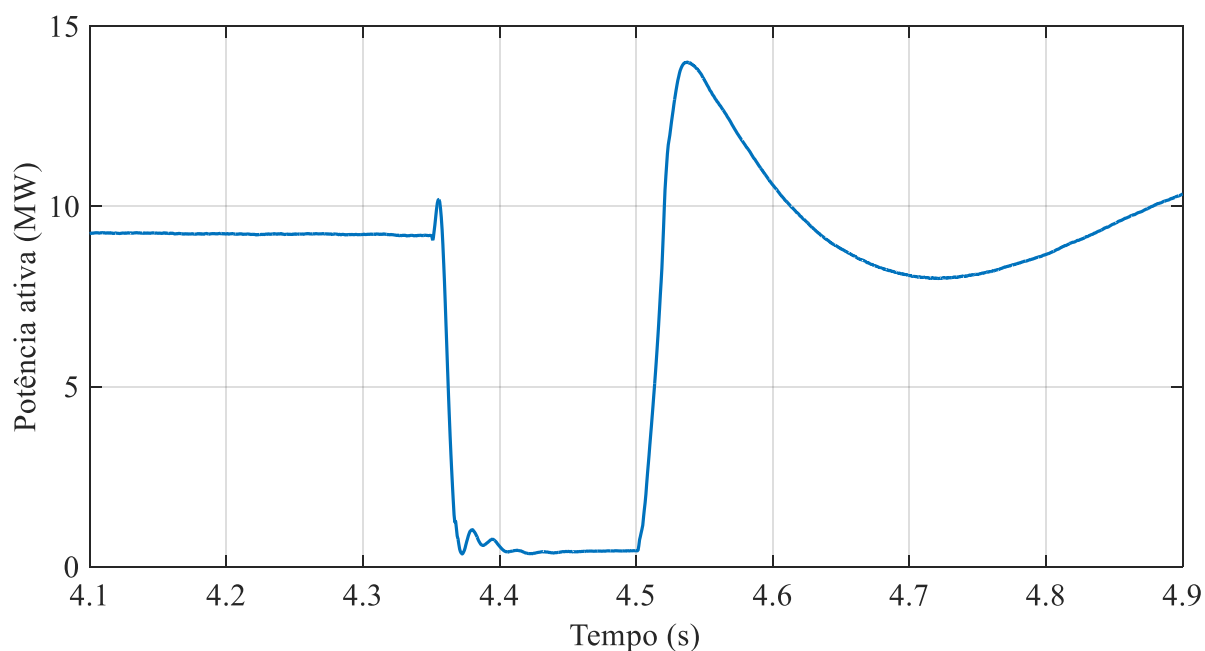
Figura 43. Falta no barramento da subestação - Potência reativa do DFIG.



Pela análise da Figura 43, nota-se que, sob regime permanente, os aerogeradores operam com potência reativa nula, isto é, fator de potência unitário. Entretanto, no instante inicial da falta elétrica, é injetado para a rede elétrica uma potência reativa de mais de 5 MVar e, logo após, estabiliza-se em, aproximadamente, 2 MVar. No momento da retirada da falta, os geradores consomem potência reativa da rede de próximo a 5 MVar. Dessa maneira, nota-se que o gerador tenta contribuir para o restabelecimento dos níveis do afundamento de tensão, injetando potência reativa via GSC, porém com alta sensibilidade frente aos transitórios decorrentes da entrada e da saída da falta no sistema.

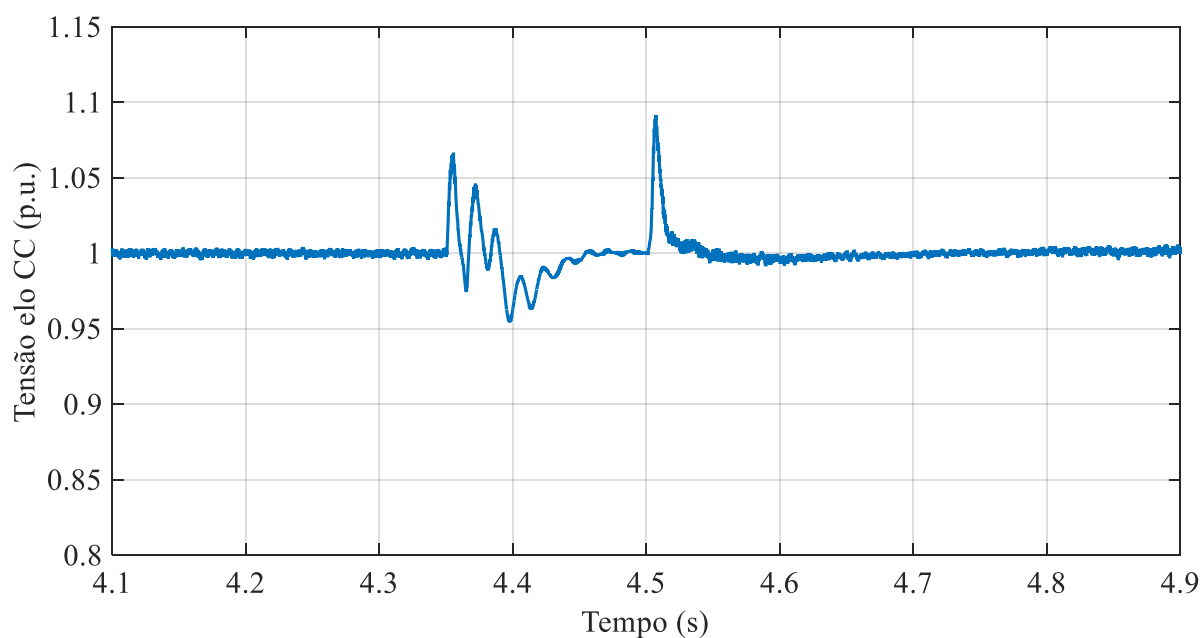
A Figura 44 apresenta o comportamento da potência ativa do gerador durante o distúrbio na subestação. Antes da ocorrência da falta elétrica, os aerogeradores estavam produzindo a potência nominal de 9 MW. Durante a falta, essa potência cai para quase 0 MW. Além disso, após a retirada da falta, ocorre um pico de potência ativa nos aerogeradores e, após uma certa oscilação devido ao restabelecimento abrupto da tensão nos terminais do DFIG, esta estabelece-se novamente em torno de 9 MW.

Figura 44. Falta no barramento da subestação - Potência ativa do DFIG.



A Figura 45 apresenta a tensão no barramento CC do conversor no momento da falta.

Figura 45. Falta no barramento da subestação - Tensão no elo CC.



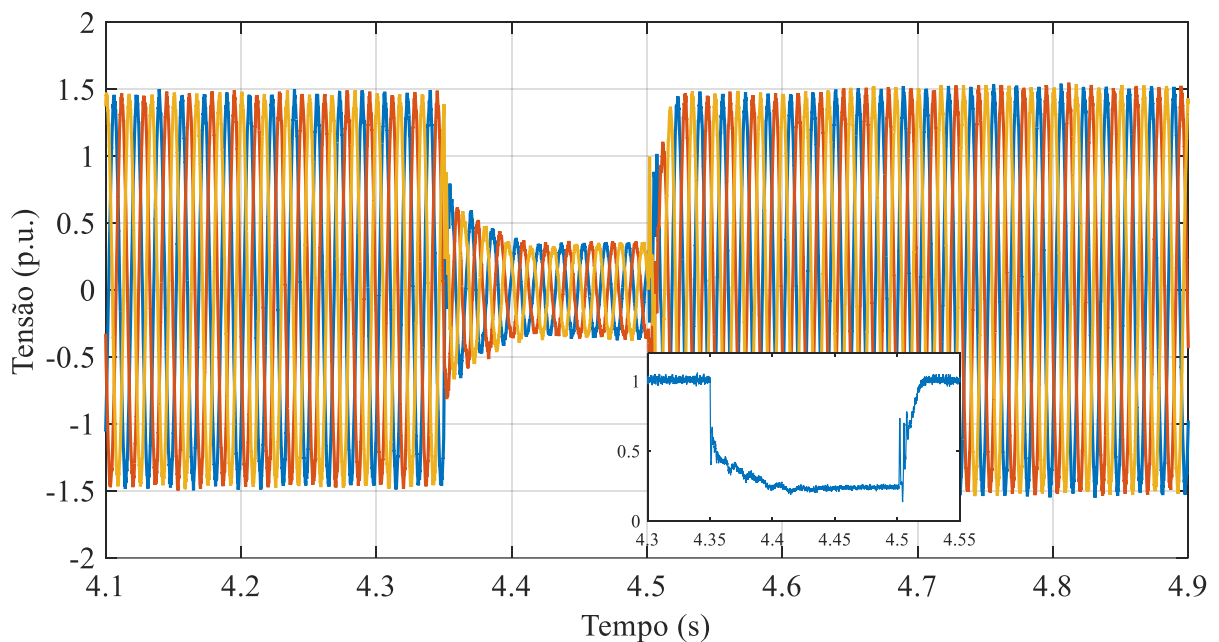
Por meio da análise da Figura 45, é possível notar um aumento do nível de tensão para, aproximadamente, 1,05 p.u. no início da falta e 1,1 p.u. no fim da falta. Essa variação transitória da tensão ocorre pois há um desbalanço de potência entre os conversores do lado

do rotor e do lado da rede, criando uma corrente no barramento CC e, conseqüentemente, elevando a tensão sobre o capacitor.

Além disso, o segundo pico de tensão do elo CC é maior pois o pico de potência ativa gerada pelo do DFIG também é mais elevada nesse momento.

A Figura 46 apresenta a tensão no estator do DFIG durante a ocorrência da falta.

Figura 46. Falta no barramento da subestação - Tensão no estator do DFIG.



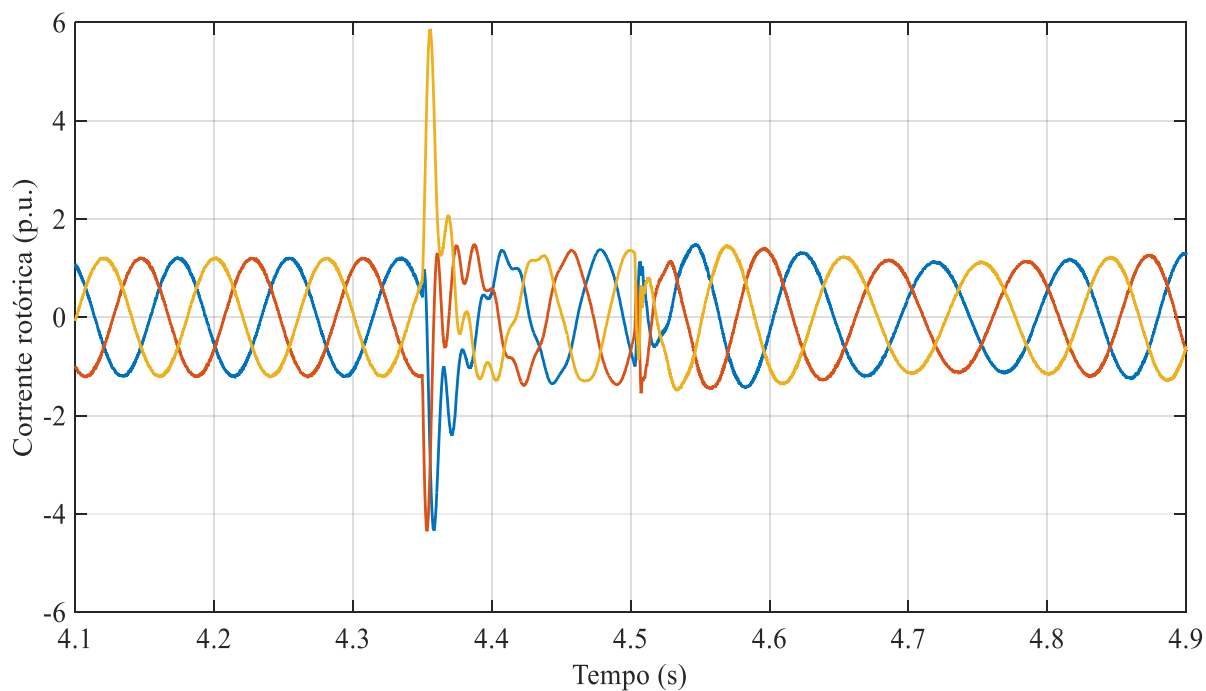
Pela análise das Figura 21 e 22, que mostram como referência as curvas LVRT da Dinamarca, Alemanha, França, Suécia e Brasil em relação ao afundamento de tensão nos terminais dos aerogeradores DFIG, esta permanece acima de 0,2 p.u. durante os 150 ms de falta. Sendo assim, a planta eólica deve manter-se conectada durante todo o tempo de falta elétrica, para todos os países mencionados.

B. FALTA NO BARRAMENTO DO PAC

A falta trifásica foi, então, aplicada no barramento do PAC, com análise das mesmas variáveis do caso anterior.

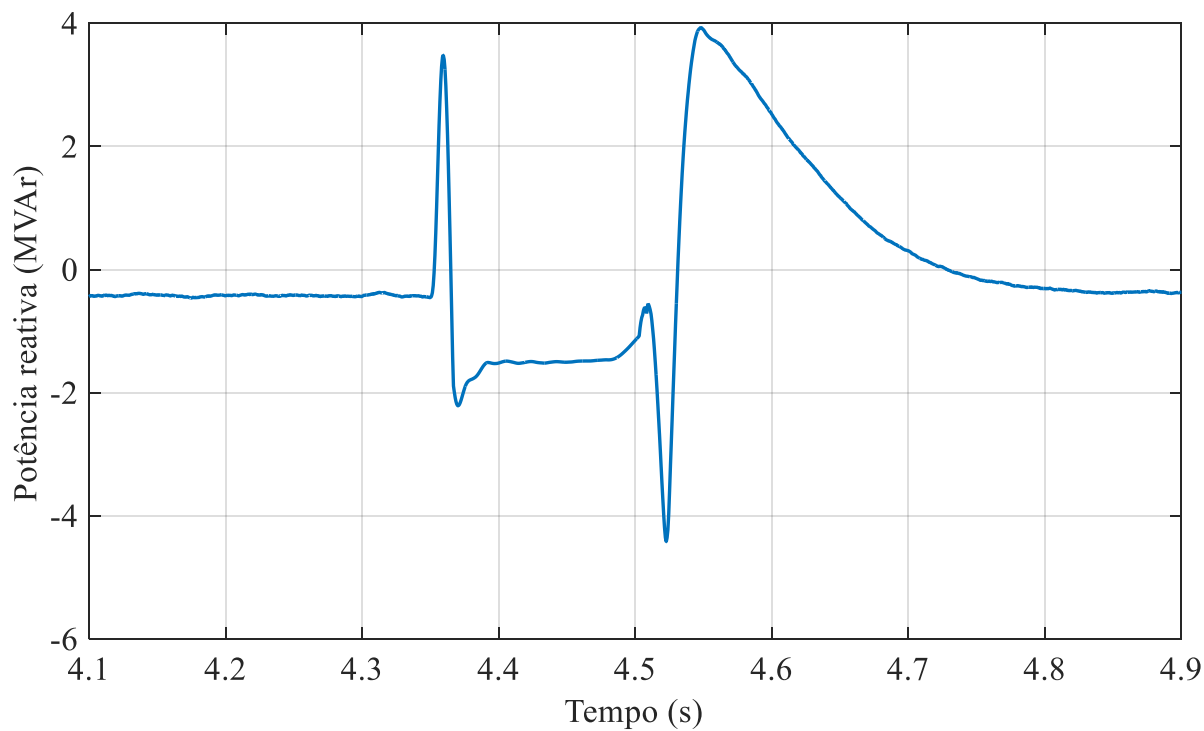
A Figura 47 apresenta a variação da corrente rotórica durante a falta trifásica. Nela, é possível observar que o pico de corrente no início da falta foi de quase 6 p.u., ou seja, maior que no caso anterior devido à proximidade do distúrbio. Além disso, também ocorre distorção harmônica por causa do surgimento de correntes elétricas com frequências distintas devido à indução de forças eletromotrizes nos enrolamentos do rotor.

Figura 47. Falta no barramento do PAC - Corrente trifásica no rotor do DFIG.



A Figura 48 apresenta a potência reativa do DFIG.

Figura 48. Falta no barramento do PAC - Potência reativa do DFIG.

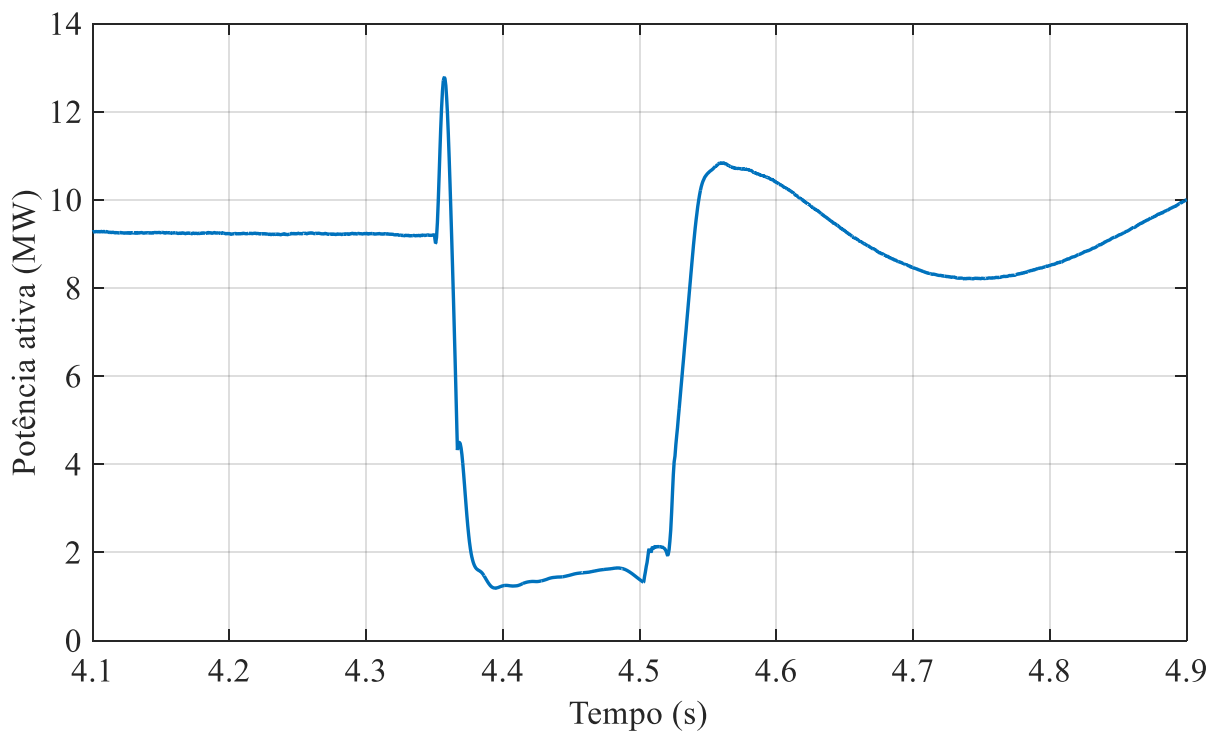


Nos instantes pré-falta, o gerador trabalha com fator de potência unitário. Observa-se, no entanto, que o comportamento do DFIG frente ao distúrbio causado no PAC,

isto é, mais próximo ao gerador, é diferente do caso anterior. No instante inicial da falta elétrica, o DFIG injeta na rede elétrica, aproximadamente, 3 MVar e, sendo o curto-circuito mais severo, o DFIG não consegue injetar potência reativa, pelo contrário, consome por volta de 2 MVar durante o afundamento. Isso ocorre pois a malha de corrente de eixo direto no GSC, que controla a tensão no elo CC, tem prioridade sobre a corrente de eixo em quadratura, que controla a potência reativa transferida pelo conversor. Quando a falta é extinta, o DFIG volta para a potência reativa referência nula.

Já a Figura 49 apresenta a potência ativa do DFIG.

Figura 49. Falta no barramento do PAC - Potência ativa do DFIG.

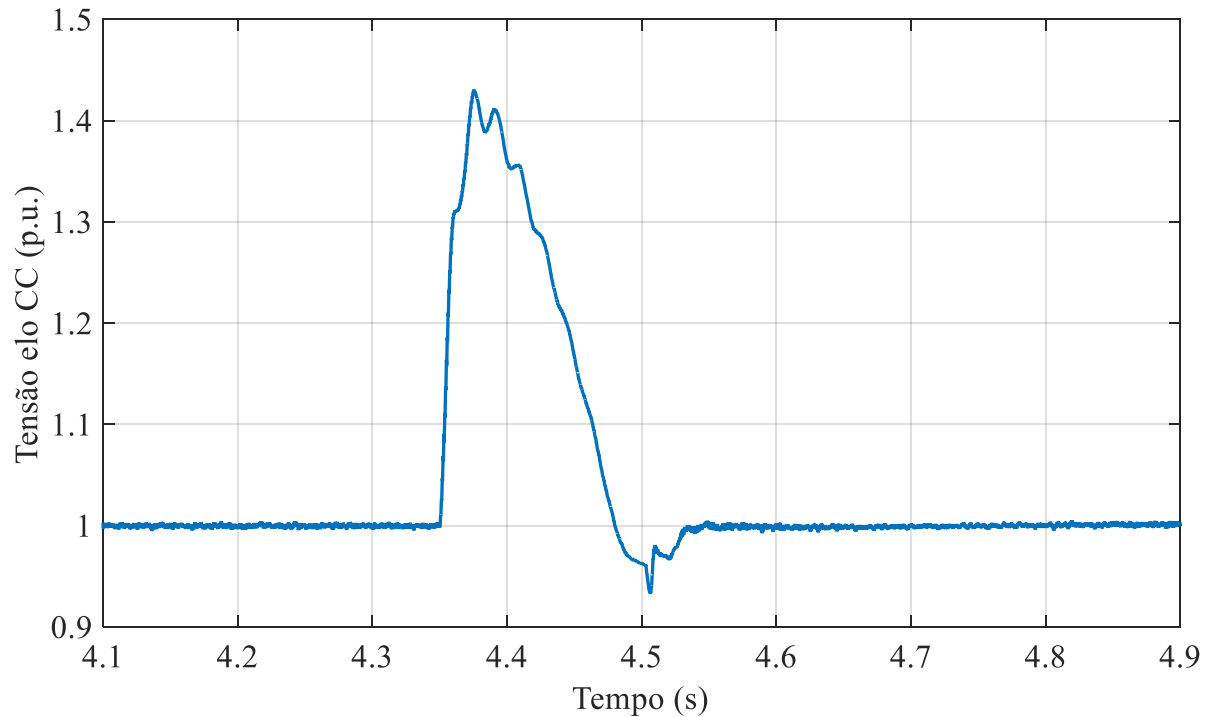


É possível observar, novamente, que, antes da falta elétrica, o parque eólico estava produzindo a potência nominal de 9 MW. Durante a falta, ocorre um pico inicial de mais de 12 MW caindo, em seguida, para menos de 2 MW, causando um desbalanço de potência no conversor. Após o restabelecimento dos níveis de tensão e uma breve oscilação, a potência ativa gerada volta para os níveis normais.

A Figura 50 apresenta a tensão no barramento CC do conversor no momento da falta. Por meio de sua análise, é possível notar um aumento considerável do nível de tensão para mais de 1,4 p.u. no início da falta. Essa variação transitória da tensão ocorre devido ao desbalanço de potência entre os conversores do lado do rotor e do lado da rede, criando uma

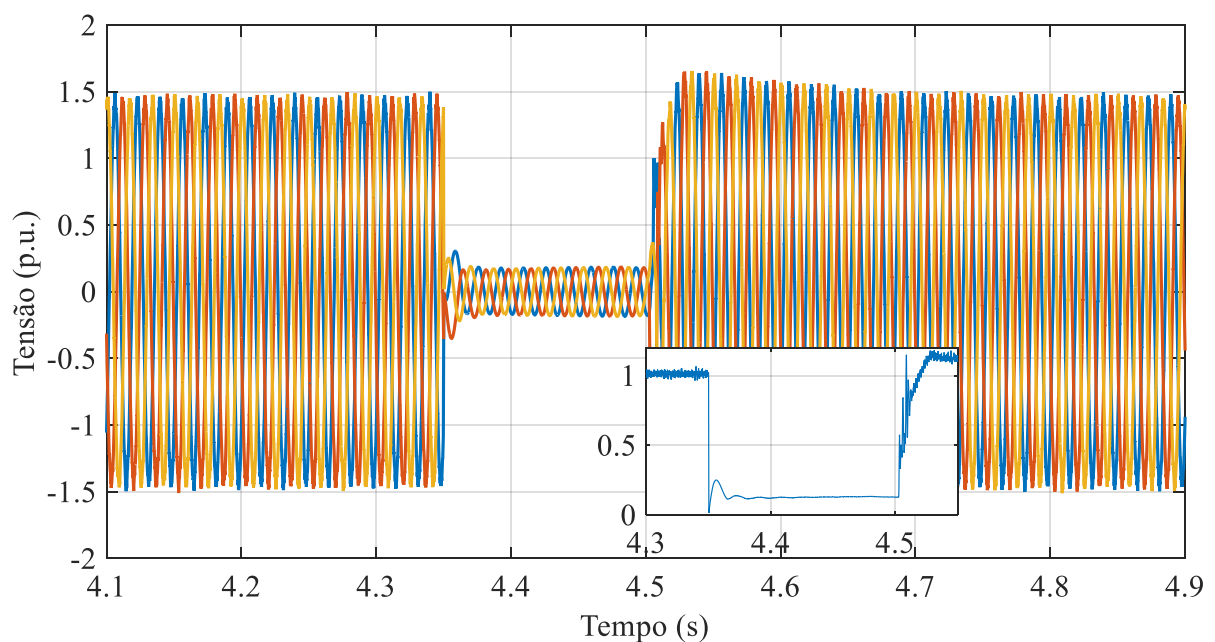
maior corrente no barramento CC e, conseqüentemente, elevando a tensão sobre o capacitor. Uma vez que a segunda falta ocorre mais perto da máquina, há uma piora significativa na elevação de tensão, podendo danificar o capacitor caso nenhuma medida seja tomada.

Figura 50. Falta no barramento do PAC - Tensão no elo CC.



Por fim, a Figura 51 apresenta a tensão no estator do DFIG durante a ocorrência da falta.

Figura 51. Falta no barramento do PAC - Tensão no estator do DFIG.



Novamente, pela análise das Figura 21 e 22, que mostram como referência as curvas LVRT da Dinamarca, Alemanha, França, Suécia e Brasil em relação ao afundamento de tensão nos terminais dos aerogeradores DFIG, esta decai para menos de 0,2 p.u. durante os 150 ms de falta no PAC.

Sendo assim, diferentemente do caso anterior, a planta eólica deve manter-se conectada durante todo o tempo de falta elétrica apenas para Alemanha, França e Suécia, e poderá se desconectar na Dinamarca e no Brasil.

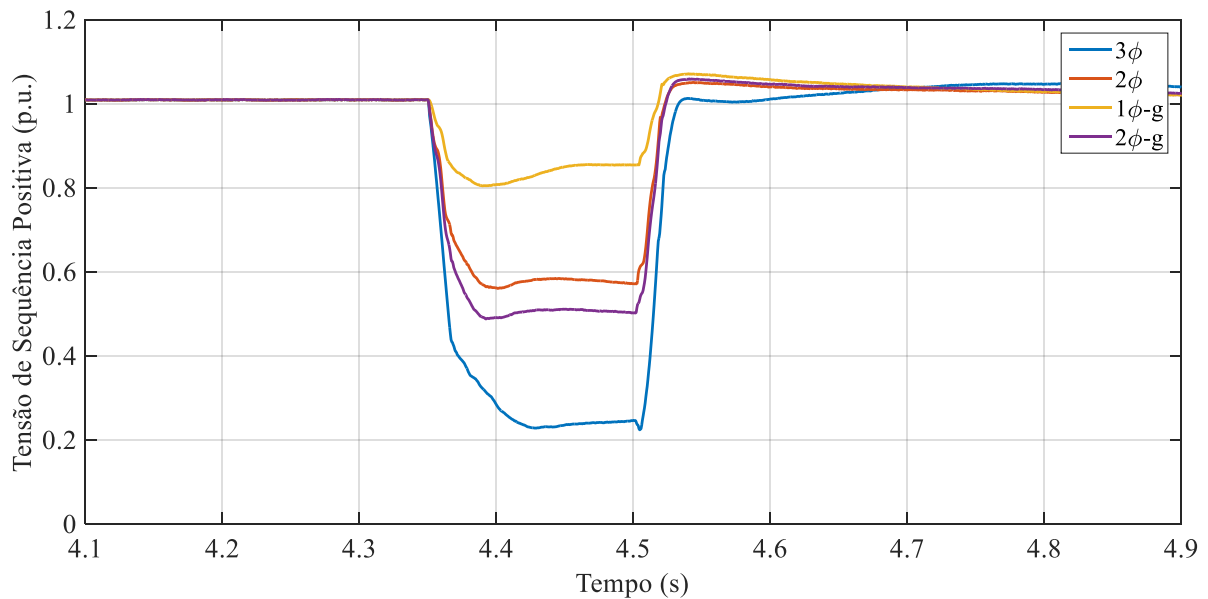
4.3 FALTAS ASSIMÉTRICAS

No caso das faltas assimétricas, foram analisadas as componentes de sequência positiva e negativa da tensão nos terminais do gerador, além da corrente elétrica no rotor e da tensão no elo de corrente contínua do conversor. Para fins de comparação, os resultados são mostrados em uma mesma figura, além de que foram incluídos os valores correspondentes da falta trifásica.

A. FALTA NO BARRAMENTO DA SUBESTAÇÃO

A Figura 52 apresenta as componentes de tensão de sequência positiva nos terminais do gerador, considerando afundamentos durante os curtos-circuitos trifásico, bifásico, bifásico para a terra e monofásico para a terra.

Figura 52. Falta no barramento da subestação – Tensões de sequência positiva para diferentes faltas.

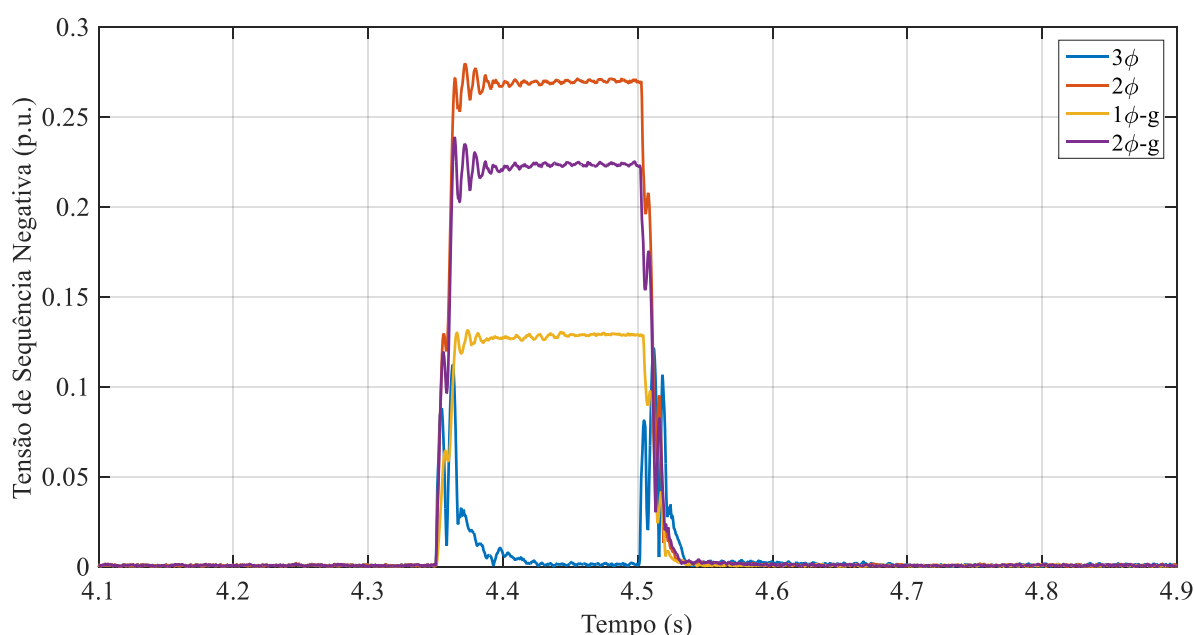


A partir da observação das magnitudes dos afundamentos de tensão de sequência positiva, a falta monofásica leva ao menor decréscimo da tensão, com menos de 0,2 p.u. em

relação ao valor pré-falta. A situação com a falta bifásica para a terra é melhor que a falta trifásica, sendo esta a que apresenta o maior valor de afundamento de quase 0,8 p.u., porém pior que a falta bifásica.

De maneira similar, a Figura 53 apresenta as componentes de tensão de sequência negativa no estator da máquina, sendo que o curto-circuito trifásico e, portanto, simétrico, não apresenta componente negativa.

Figura 53. Falta no barramento da subestação – Tensões de sequência negativa para diferentes faltas.

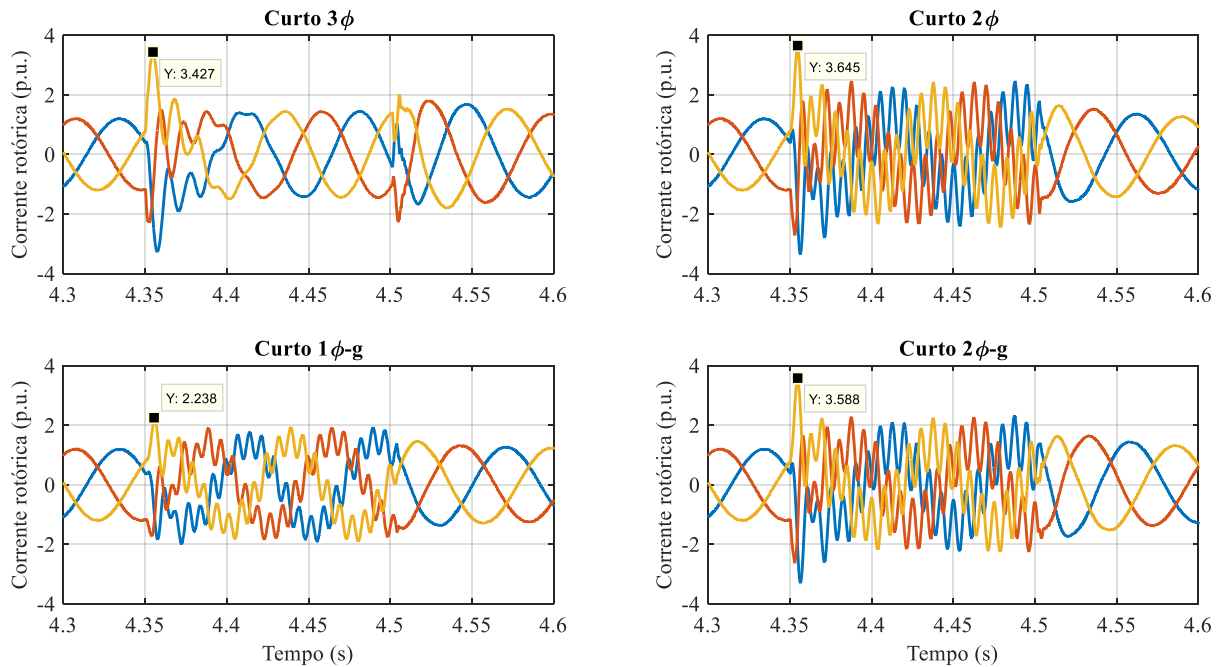


Como pode ser identificado na Figura 53, a máxima magnitude para tensão de sequência negativa é de, aproximadamente, 0,275 p.u. para o curto-circuito bifásico. Durante esse tipo de falta, especificamente, o conversor é mais suscetível a perder o controle da corrente elétrica. Já a falta monofásica apresenta o menor valor de tensão de sequência negativa e a falta bifásica para a terra apresenta um valor intermediário.

Em seguida, a Figura 54 apresenta, em síntese, as quatro faltas aplicadas em relação à corrente trifásica no rotor para observação da sua magnitude nos instantes iniciais de cada distúrbio. É possível notar que, apesar de o afundamento de tensão gerado pelo curto-circuito trifásico ser pior para a componente de sequência positiva, é durante o curto-circuito bifásico que a corrente rotórica atinge valores mais elevados, cerca de 3,65 p.u., devido à perda de seu controle. Assim, esse tipo de falta pode causar mais danos às chaves eletrônicas dos conversores pela sua elevada magnitude. A sobrecorrente do curto-circuito monofásica é a

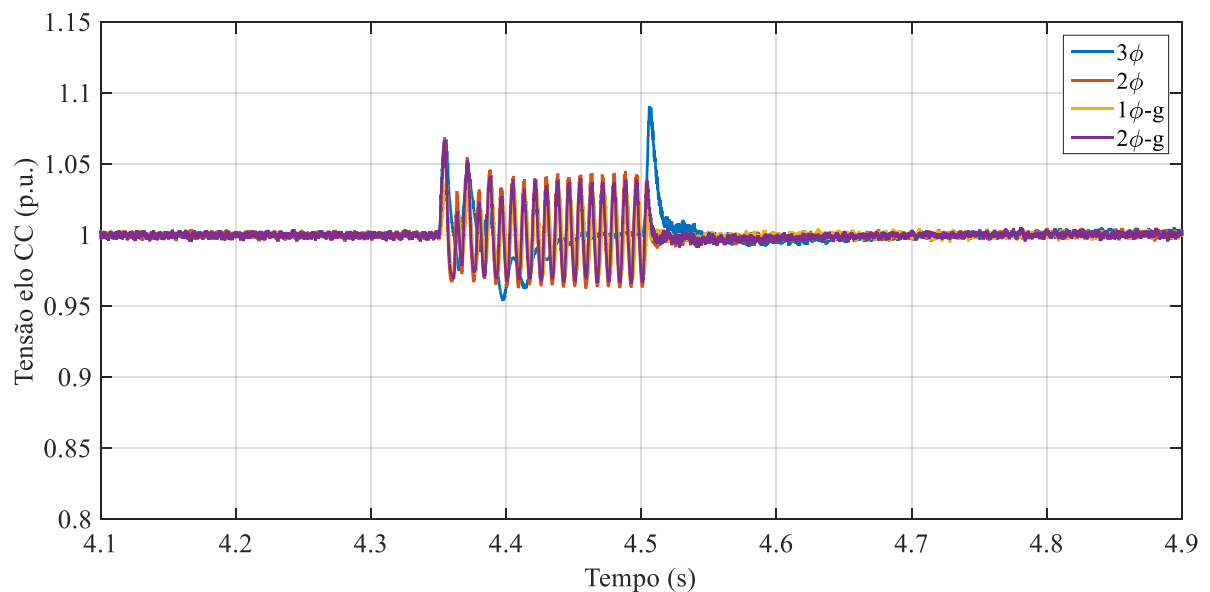
mais branda, com 2,24 p.u., seguida do curto-circuito trifásico, com 3,43 p.u. e do bifásico para a terra, com 3,59 p.u.

Figura 54. Falta no barramento da subestação – Correntes trifásicas no rotor para diferentes faltas.



Por fim, a Figura 55 traz os valores de tensão no elo CC do conversor *back-to-back* durante os quatro tipos de distúrbios, sendo que, para esta localização das faltas, todas apresentaram comportamento similar e brando, com menos de 1,1 p.u.de pico.

Figura 55. Falta no barramento da subestação – Tensão no elo CC para diferentes faltas.

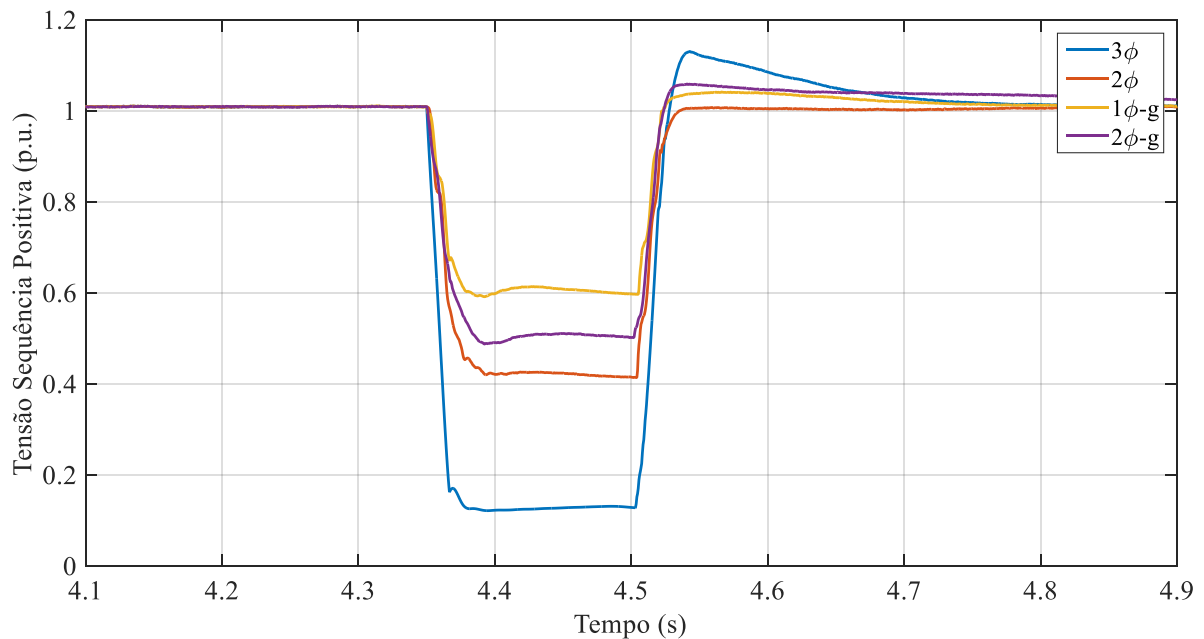


B. FALTA NO BARRAMENTO DO PAC

De maneira similar, as faltas assimétricas foram, então, aplicadas no barramento do PAC, com análise das mesmas variáveis.

A Figura 56 apresenta as componentes de tensão de sequência positiva nos terminais do gerador, considerando afundamentos durante os curtos-circuitos trifásico, bifásico, bifásico para a terra e monofásico para a terra no barramento do PAC.

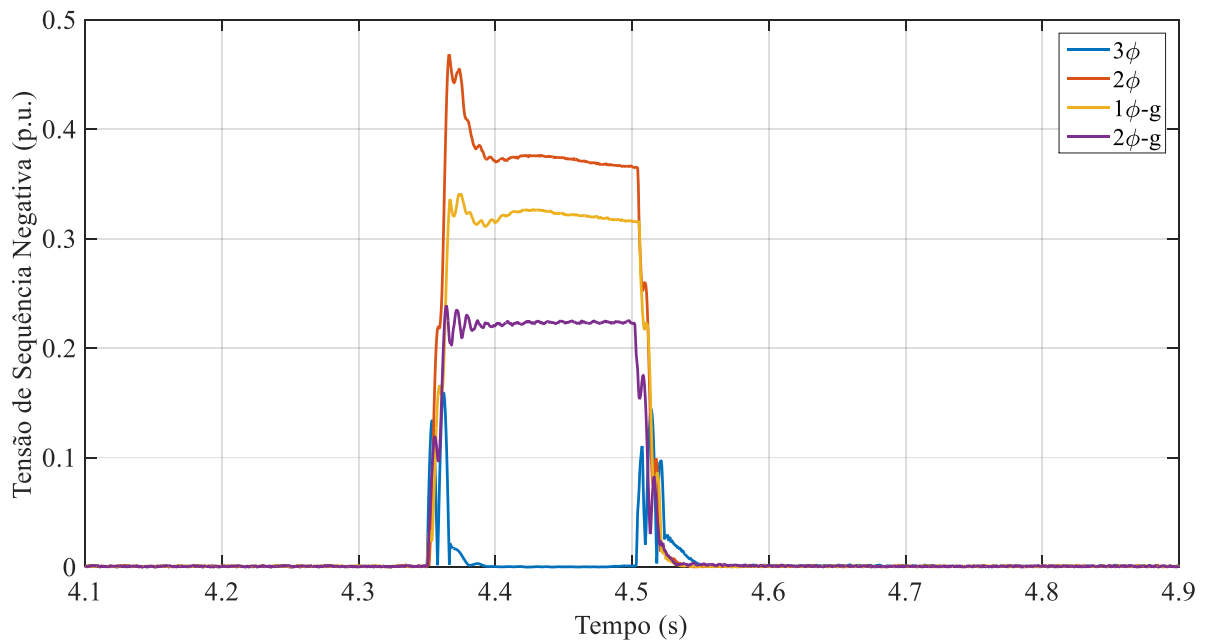
Figura 56. Falta no barramento do PAC – Tensões de sequência positiva para diferentes faltas.



A partir da observação das magnitudes dos afundamentos de tensão de sequência positiva, a falta monofásica leva ao menor decréscimo da tensão com 0,4 p.u. em relação ao valor pré-falta. Dessa vez, a situação com a falta bifásica é melhor que a falta trifásica, sendo esta a que apresenta o maior valor de afundamento de quase 0,9 p.u., porém pior que a falta bifásica para a terra. Todas as faltas no PAC apresentaram valores de afundamento mais severos que no barramento da subestação.

Do mesmo modo, a Figura 57 apresenta as componentes de tensão de sequência negativa no estator da máquina, com componente nula para o curto-circuito trifásico.

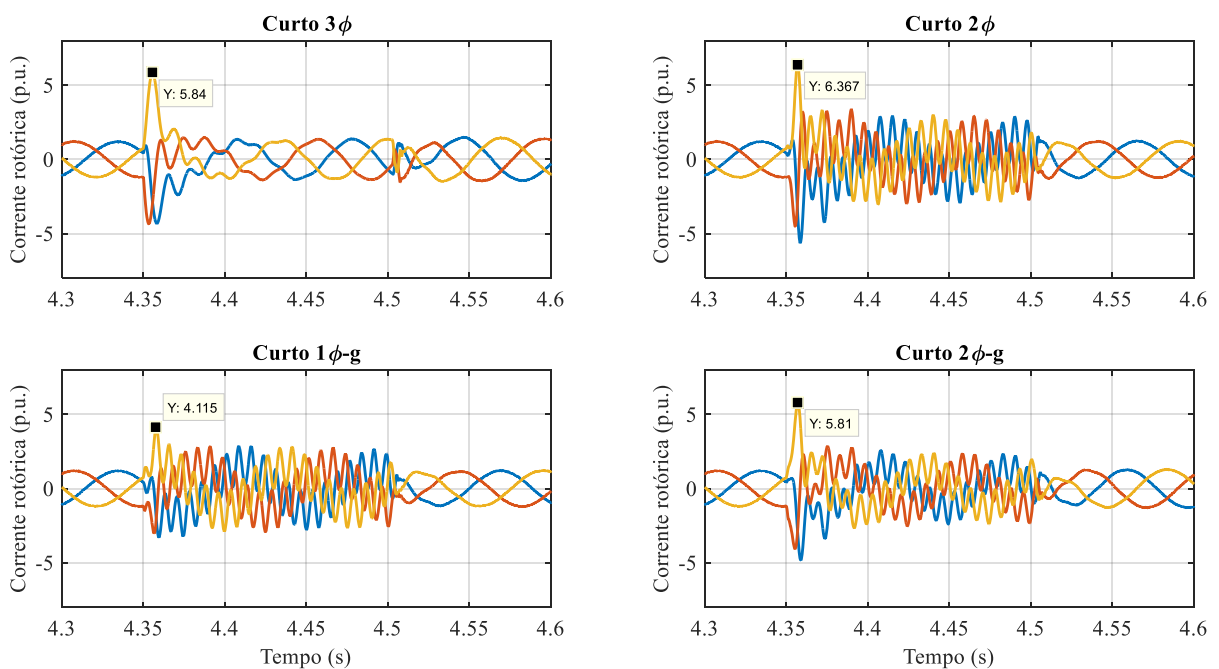
Figura 57. Falta no barramento do PAC – Tensões de sequência negativa para diferentes faltas.



Como pode ser identificado na Figura 57, a máxima magnitude para tensão de sequência negativa é de, aproximadamente, 0,4 p.u. para o curto-circuito bifásico. Como dito anteriormente, esse tipo de falta torna o conversor mais suscetível a perder o controle da corrente elétrica. Por outro lado, a falta monofásica apresenta o segundo maior valor de tensão de sequência negativa e a falta bifásica para a terra apresenta o menor.

Ainda, a Figura 58 apresenta as correntes rotóricas para as quatro faltas aplicadas.

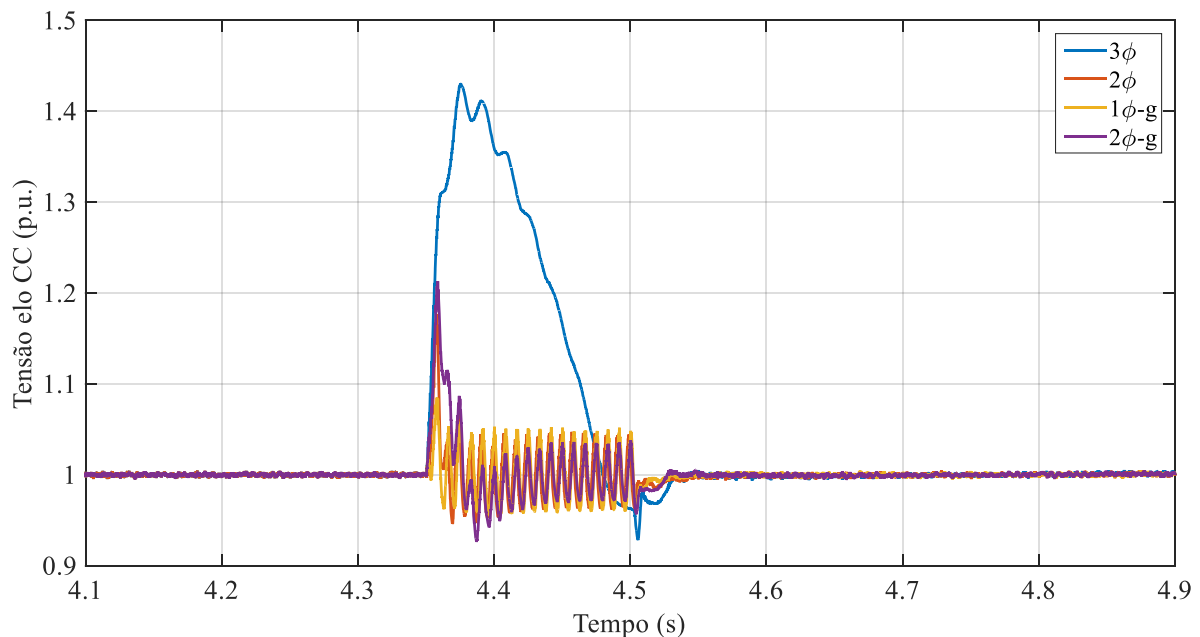
Figura 58. Falta no barramento do PAC – Correntes trifásicas no rotor para diferentes faltas.



De maneira similar ao caso anterior, a corrente no rotor atinge os maiores valores nos instantes iniciais para a falta bifásica, com 6,37 p.u., sendo este valor mais elevado devido à proximidade do distúrbio ao aerogerador. Em seguida, o curto-circuito trifásico e o bifásico para a terra apresentam magnitudes de 5,84 e 5,81 p.u., respectivamente. A falta monofásica, novamente, apresentou menor valor de sobrecorrente, com 4,11 p.u.

Finalmente, a Figura 59 apresenta os valores de tensão no elo CC do conversor *back-to-back* durante a ocorrência dos curtos-circuitos. O curto-circuito trifásico apresenta um pico de mais de 1,4 p.u., sendo este o caso mais severo na perda da capacidade de transferência de energia do conversor do lado da rede. Já as faltas assimétricas apresentaram comportamento semelhante com sobretensões moderadas de menos de 1,2 p.u.

Figura 59. Falta no barramento do PAC – Tensão no elo CC para diferentes faltas.



Por fim, para apresentar uma boa capacidade LVRT durante uma falta elétrica, os aerogeradores conectados aos sistemas de potência devem continuar conectados sem consumir potência reativa da rede; retornarem às condições normais de operação após a extinção da falta; e, se possível, injetarem potência reativa durante o afundamento para contribuir no restabelecimento dos níveis de tensão.

Diante dos resultados apresentados, é possível concluir que esse sistema é bastante sensível aos distúrbios elétricos provocados por curtos-circuitos, principalmente quando ocorrem mais perto do PAC. Além disso, é preciso acrescentar algum tipo de proteção adicional, seja em *software* ou em *hardware*, para melhorar a capacidade LVRT dos

aerogeradores, pois os sistemas de proteção interna das turbinas poderão desconectá-las ao serem detectadas sobrecorrentes e sobretensões, ou, ainda, os seus componentes eletrônicos poderão ser danificados durante as faltas apresentadas.

CONCLUSÃO

Este trabalho abordou o desenvolvimento matemático e a simulação de um sistema de geração eólica, baseado em gerador de indução duplamente alimentado, conectado à rede de distribuição por meio de um conversor *back-to-back*. Ainda, foi apresentado um modelo divisor de tensão para estudos de afundamentos de tensão que ocorrem devido à faltas elétricas, simétricas e assimétricas. Além disso, foi abordada e explicada o que é a capacidade LVRT e como os códigos de rede de cada país podem apresentar exigências a seu respeito, isto é, como os aerogeradores devem contribuir e permanecerem conectados à rede, visando o restabelecimento dos níveis de tensão do sistema elétrico após um afundamento.

Para tanto, foi apresentada uma revisão bibliográfica sobre diversas soluções em *hardware* que permitem o aprimoramento da capacidade LVRT, seja pela utilização de *Crowbar*, circuito *Chopper*, sistemas armazenadores de energia ou, ainda, compensadores síncronos de potência reativa. Essas estratégias visam proteger os componentes eletrônicos do aerogerador contra sobrecorrentes e sobretensões, como as chaves IGBT e o capacitor do barramento CC, e, em alguns casos, injetar potência reativa na rede.

Por fim, a partir dos resultados obtidos, é possível concluir que o DFIG é demasiadamente sensível às faltas elétricas, sobretudo, quanto mais perto esta ocorrer do PAC. A fim de analisar o desempenho do aerogerador durante diferentes tipos de faltas elétricas, faltas fase-terra, fase-fase, fase-fase-terra e trifásica foram aplicadas tanto no barramento da subestação quanto no barramento do PAC do sistema proposto. A análise dos resultados de simulação por meio do MATLAB/Simulink® mostrou que o afundamento de tensão é maior quando ocorrem faltas mais próximas ao gerador, sendo o do curto-circuito trifásico o pior caso; entretanto, devido ao maior valor da componente negativa da tensão terminal durante a falta bifásica, esta apresentou a maior sobrecorrente inicial no rotor. Por fim, a sobretensão no elo CC do conversor também foi mais elevada para o curto-circuito trifásico mais próximo ao gerador.

As atividades futuras associadas a este trabalho propõem o desenvolvimento de soluções em *software* e em *hardware* para mitigação dos efeitos de sobrecorrente e sobretensão no sistema de conversão eólico durante a ocorrência das faltas apresentadas, bem como a realização de uma bancada de ensaio para resultados experimentais.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABAD, G. et al. **Doubly Fed Induction Machine: Modeling and Control for Wind Energy Generation**. 1. ed. [s.l.] Wiley-IEEE Press, 2011.
- ABEEÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2018 - Associação Brasileira de Energia Eólica**, 2018. Disponível em: <https://www.ambienteenergia.com.br/wp-content/uploads/2017/05/Boletim_Anual_de_Geracao_Eolica_2016.pdf>
- ACKERMANN, T. (ED.). **Wind power in power systems**. 2nd. ed. Chichester, West Sussex ; Hoboken, N.J: Wiley, 2012.
- AKHMATOV, V. **Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power**. Denmark: Technical University of Denmark, 2003.
- BOLLEN, M. H. J. **Understanding Power Quality Problems. Voltage Sags and Interruptions**. Edição: 1 ed. New York: John Wiley & Sons, 1999.
- CENELEC EN 50160. **Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks**. 2010.
- CHAPMAN, S. J.; LASCHUK, A. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. Edição: 5ª ed. [s.l.] AMGH, 2013.
- CHEN, W. et al. Control of Doubly-Fed Induction Generator to Ride-Through Recurring Grid Faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n. 7, p. 4831–4846, jul. 2016.
- CRESESB-Centro de Referência para Energia Solar e Eólica. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=231>. Acesso em: 12 dez. 2019.
- DEL TORO, V. **FUNDAMENTOS DE MAQUINAS ELETRICAS**. 1ª ed. [s.l: s.n.].
- EDF. **Code de l'énergie**. Disponível em: <<https://www.edf.fr/>>. Acesso em: 30 ago. 2019.
- ELTRA AND ELKRAFT. Wind Turbines Connected to Grids with Voltages above 100kV. In: [s.l: s.n.]. p. 1–34.
- FREITAS, W. et al. Comparative analysis between synchronous and induction machines for distributed generation applications - IEEE Journals & Magazine. p. 301–311, 2006.
- GENG, H.; LIU, C.; YANG, G. LVRT Capability of DFIG-Based WECS Under Asymmetrical Grid Fault Condition. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 6, p. 2495–2509, jun. 2013.
- GHAFOURI, M. et al. An LQR Controller for Damping of Subsynchronous Interaction in DFIG-Based Wind Farms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 6, p. 4934–4942, nov. 2017.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2018**. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2018/>>. Acesso em: 9 jan. 2020.

- GUPTA, A.; VERMA, K.; NIAZI, K. R. Dynamic Impact Analysis of DFIG-Based Wind Turbine Generators on Low Frequency Oscillations in Power System. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 11, 26 jun. 2017.
- HANSEN, A. D. et al. Review of Contemporary Wind Turbine Concepts and Their Market Penetration. **Wind Engineering**, v. 28, n. 3, p. 247–263, 1 maio 2004.
- HANSEN, A. D.; MICHALKE, G. Fault ride-through capability of DFIG wind turbines. **Renewable Energy**, v. 32, n. 9, p. 1594–1610, 2007.
- HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. Edição: 2nd ed. London ; Sterling, VA: Earthscan Publications Ltd., 2008.
- HOWLADER, A. M.; SENJYU, T. A comprehensive review of low voltage ride through capability strategies for the wind energy conversion systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 643–658, 1 abr. 2016.
- HU, J. et al. Dynamic Modeling and Improved Control of DFIG Under Distorted Grid Voltage Conditions. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 26, n. 1, p. 163–175, mar. 2011.
- IEEE Std 1159. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, p. 1–98, 2002.
- KINDERMANN, G. **Curto Circuito**. Porto Alegre (RS): [s.n.].
- KRAUSE, P. et al. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. [s.l.] John Wiley & Sons, 2013.
- KYAW, M. M.; RAMACHANDARAMURTHY, V. K. Fault ride through and voltage regulation for grid connected wind turbine. **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 206–215, 1 jan. 2011.
- LÓPEZ, J. et al. Wind Turbines Based on Doubly Fed Induction Generator Under Asymmetrical Voltage Dips. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, n. 1, p. 321–330, mar. 2008.
- MACHADO, I.; ARIAS, I. **Grid Codes Comparison**. Göteborg, Sweden: Chalmers University of Technology, 2006.
- MOLINAS, M.; SUUL, J. A.; UNDELAND, T. Low Voltage Ride Through of Wind Farms With Cage Generators: STATCOM Versus SVC. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 23, n. 3, p. 1104–1117, maio 2008.
- MULLER, S.; DEICKE, M.; DONCKER, R. W. D. Doubly fed induction generator systems for wind turbines. **IEEE Industry Applications Magazine**, v. 8, n. 3, p. 26–33, maio 2002.
- OLABI, A. G. Renewable energy and energy storage systems. **Energy, Renewable Energy and Energy Storage Systems**. v. 136, p. 1–6, 1 out. 2017.
- ONS. **Submódulo 3.6**. Disponível em: <<http://ons.org.br:80/paginas/sobre-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>>. Acesso em: 14 jun. 2019.

OUYANG, J.; XIONG, X. Research on short-circuit current of doubly fed induction generator under non-deep voltage drop. **Electric Power Systems Research**, v. 107, p. 158–166, 1 fev. 2014.

PEREIRA, D. DE O. F. **Análise da estabilidade de sistemas de geração eólica com aerogeradores de indução com rotor de gaiola**. Rio Grande do Sul: Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2007.

PINTO, V. P. Controladores robustos LQG/LTR com ação integral aplicados ao controle de geradores eólicos interligados ao sistema de distribuição de energia elétrica baseados em máquina de indução duplamente alimentada. jan. 2012.

PRODISTA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição**, 2018.

PRODISTb. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica**, 2018.

RASHID, M. H. **Eletrônica de Potência. Dispositivos, Circuitos e Aplicações**. Edição: 4 ed. [s.l.] Pearson, 2014.

REKIOUA, D. **Wind power electric systems: modeling, simulation and control**. London: Springer, 2014.

ROCHA, M. A. Modelagem e controle de gerador de indução duplamente alimentado para estudo de sistema de geração eólica. 27 mar. 2018.

SALLES, M. B. DE C. **Modelagem e análises de geradores eólicos de velocidade variável conectados em sistemas de energia elétrica**. Doutorado em Sistemas de Potência—São Paulo: Universidade de São Paulo, 2 out. 2009.

SLOOTWEG, J. G. **Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics**. Holanda: Technische Universiteit Delft, 2003.

SUUL, J. A.; MOLINAS, M.; UNDELAND, T. STATCOM-Based Indirect Torque Control of Induction Machines During Voltage Recovery After Grid Faults. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 5, p. 1240–1250, maio 2010.

SVENSKA KRAFTNÄT. **Affärsverket Svenska Kraftnäts föreskrifter om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar**. Disponível em: <<https://www.svk.se/en/>>. Acesso em: 30 ago. 2019.

TAVEIROS, F. E. V.; BARROS, L. S.; COSTA, F. B. Back-to-back converter state-feedback control of DFIG (doubly-fed induction generator)-based wind turbines. **Energy**, v. 89, p. 896–906, 2015.

TOUROU, P. et al. **Energy storage integration in DFIG-based wind energy conversion systems for improved fault ride-through capability**. 2017 IEEE 6th International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA). **Anais...** In: 2017 IEEE 6TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY RESEARCH AND APPLICATIONS (ICRERA). nov. 2017

UMANS, S. D.; LASCHUK, A. **Máquinas Elétricas de Fitzgerald e Kingsley**. Edição: New ed. [s.l.] AMGH, 2014.

VDN. **Netz - und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber/EE G Erzeugungsanlagen am Hoch - und Höchstspannungsnetz**. Disponível em: <<https://www.bdew.de/>>. Acesso em: 21 ago. 2018.

VITTAL, V.; AYYANAR, R. **Grid Integration and Dynamic Impact of Wind Energy**. [s.l.] Springer Science & Business Media, 2012.

VOLTOLINI, H. et al. **Modeling and simulation of the Wind Turbine Emulator using induction motor driven by torque control inverter**. 2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications. **Anais...** In: 2012 10TH IEEE/IAS INTERNATIONAL CONFERENCE ON INDUSTRY APPLICATIONS. nov. 2012

WANG, A.; SHU, S.; WANG, Y. **Dynamic behavior of DFIG during asymmetrical voltage dips in a coupled simulation**. 2015 18th International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS). **Anais...** In: 2015 18TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICAL MACHINES AND SYSTEMS (ICEMS). out. 2015.

WELDEMARIAM, L. et al. Regulation and classification of voltage dips. **CIREN - Open Access Proceedings Journal**, v. 2017, n. 1, p. 832–836, 2017.

WU, B. et al. **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**. Edição: 1 ed. [s.l.] Wiley-IEEE Press, 2011.

YANG, S. et al. A SCR crowbar commutated with power converter for DFIG-based wind turbines. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 81, p. 87–103, 1 out. 2016.

ZHAO, H. et al. Review of energy storage system for wind power integration support. **Applied Energy**, v. 137, p. 545–553, 1 jan. 2015.

ANEXO A

DADOS DO AEROGERADOR

As Tabelas IX, X e XI apresentam os principais dados do aerogerador implementado por Rocha, (2018), utilizado neste trabalho acadêmico. O parque eólico é composto por 6 turbinas, de 1,5 MW cada.

Tabela IX. Parâmetros elétricos e mecânicos do gerador de indução duplamente alimentado.

Dados do DFIG	
Potência Nominal	6*1,5 MW
Tensão do Estator	575 V
Número de Polos	6
Frequência	60 Hz
Resistência do Estator	0,435 Ω
Indutância de Dispersão do Estator	4,0 mH
Indutância de Magnetização	69,31 mH
Resistência do Rotor Refletido ao Estator	0,816 Ω
Indutância de Dispersão do Rotor Refletido ao Estator	2,0 mH
Coefficiente de Inércia	0,685 kg.m ²

Tabela X. Parâmetros da turbina eólica e do vento.

Dados da Turbina	
Raio	1,1 m
Relação de Engrenagens	3
Intensidade Nominal do Vento	15 m/s
Densidade do Ar	1,225 kg/m ³

Tabela XI. Parâmetros elétricos do conversor do lado da rede.

Dados do GSC	
Indutor de Filtro	10,0 mH
Resistência de Filtro	0,1 Ω
Capacitor do Barramento CC	1,0 mF
Tensão do Barramento CC	1150 V

ANEXO B

TRABALHOS CIENTÍFICOS

A seguir, são apresentados os trabalhos científicos publicados e submetidos durante o desenvolvimento deste trabalho acadêmico.

- Trabalhos completos publicados em anais de congresso:

de OLIVEIRA, J. R. ; de Souza, W. G. ; ROCHA, M. A. ; COSTA, C. F. ; Leão, J. V. F. ; ANDREOLI, A. L., **"Wind Turbine Emulator Using Induction Motor Driven by Frequency Inverter and Hardware-in-the-loop Control,"** 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), São Paulo, Brazil, 2018, pp. 381-385. doi: 10.1109/INDUSCON.2018.8627167.

COSTA, C. F. ; ROCHA, M. A. ; de Souza, W. G. ; TAMAROZZI, P. J. ; ANDREOLI, A. L., **"Implementation of an Induction Motor Mathematical Model for Stator Winding Fault Analysis,"** 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), São Paulo, Brazil, 2018, pp. 738-743. doi: 10.1109/INDUSCON.2018.8627194.

SAGGIORO, N. ; SERNI, P. J. A. ; ANDREOLI, A. L. ; CASTRO, B. A. ; de Souza, W. G. ; ROCHA, M. A. ; COSTA, C. F., **"Estudo Da Influência Do Nível De Potência De Transformadores De Distribuição Em Instalações Elétricas Hospitalares,"** 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), São Paulo, Brazil, 2018.

SAGGIORO, N. ; SERNI, P. J. A. ; ANDREOLI, A. L. ; CASTRO, B. A. ; de Souza, W. G. ; ROCHA, M. A. ; COSTA, C. F. . **"Avaliação De Características Operacionais De Inversores De Frequência Para Qualificação De Impacto Em Uma Planta De Tratamento De Esgoto,"** 2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON), 2018, São Paulo. INDUSCON, 2018.

- Trabalho submetido à periódico:

ROCHA, M. A., de Souza, W. G., COSTA, C. F, SERNI, P. J. A, ANDREOLI, A. L, de CASTRO, B. A., de ARAÚJO, R. M. E., **"Control and Current Harmonic Filtering for Grid Connected Wind Turbine Energy Systems with Double-Fed Induction Generator"**. Journal: Computers and Electrical Engineering.

Da Costa, C. F., ROCHA, M. A., de Souza, W. G., ANDREOLI, A. L., **"Study of LVRT Capability of DFIG-Based Wind Systems During Electrical Faults"**. IEEE Latin America Transactions.