VOLUME 68

DOMINGOS SÁVIO LYRIO SIMONETTI
ARTHUR EDUARDO ALVES AMORIM
FLÁVIO DUARTE COUTO OLIVEIRA

Aerogerador de indução duplamente alimentado e seu comportamento durante afundamentos de tensão

EDUFES

Esta obra foi selecionada para integrar a “Coleção Pesquisa Ufes”, a partir de Chamada Pública feita pela Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação (PRPPG) da Universidade Federal do Espírito Santo (Ufes) aos programas de pós-graduação da universidade.

A seleção teve por base pareceres que consideraram critérios de inovação, relevância e impacto.

O financiamento da Coleção foi viabilizado por meio do Programa de Apoio à Pós-Graduação (Proap) da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (Capes) e de recursos do Tesouro Nacional.

Universidade Federal
do Espírito Santo

Reitor
Paulo Sergio de Paula Vargas

Vice-reitor
Roney Pignaton da Silva

Pró-reitor de Pesquisa e Pós-Graduação
Valdemar Lacerda Júnior

Chefe de Gabinete
Aureo Banhos dos Santos

EDUFES
EDITORA

Editora Universitária – Edufes

Filiada à Associação Brasileira
das Editoras Universitárias (Abeu)

Av. Fernando Ferrari, 514
Campus de Goiabeiras
Vitória – ES · Brasil
CEP 29075-910

+55 (27) 4009-7852
edufes@ufes.br
www.edufes.ufes.br

Diretor da Edufes
Wilberth Salgueiro

Conselho Editorial
Ananias Francisco Dias Junior, Eliana Zandonade, Eneida Maria Souza Mendonça, Fabrícia Benda de Oliveira, Fátima Maria Silva, Gleice Pereira, Graziela Baptista Vidaurre, José André Lourenço, Marcelo Eduardo Vieira Segatto, Margarete Sacht Góes, Rogério Borges de Oliveira, Rosana Suemi Tokumaru, Sandra Soares Della Fonte

Secretaria do Conselho Editorial
Douglas Salomão

Administrativo
Josias Bravim, Washington Romão dos Santos

Seção de Edição e Revisão de Textos
Fernanda Scopel, George Vianna,
Jussara Rodrigues, Roberta Estefânia Soares

Seção de Design
Ana Elisa Poubel, Juliana Braga,
Samira Bolonha Gomes, Willi Piske Jr.

Seção de Livraria e Comercialização
Adriani Raimondi, Ana Paula de Souza Rubim,
Dominique Piazzarollo, Marcos de Alarcão,
Maria Augusta Postinghel

Este trabalho atende às determinações do Repositório Institucional do Sistema Integrado de Bibliotecas da Ufes e está licenciado sob a Licença Creative Commons Atribuição-NãoComercial-SemDerivações 4.0 Internacional.

Para ver uma cópia desta licença, visite http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/.

Diretor da Graúna Digital
Thiago Moulin

Supervisão
Laura Bombonato

Seção de edição e revisão de textos
Carla Mello | Natália Mendes | José Ramos
Manuella Marquetti | Stephanie Lima

Seção de design
Carla Mello | Bruno Ferreira Nascimento

Projeto gráfico
Edufes

Diagramação e capa
Bruno Ferreira Nascimento

Revisão de texto
Manuella Marquetti

Fotografia da capa por
Master Wen em
https://unsplash.com/.

Esta obra foi composta com
a família tipográfica Crimson Text.

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
(Biblioteca Central da Universidade Federal do Espírito Santo, ES, Brasil)

S594a

Simonetti, Domingos Sávio Lyrio.
Aerogerador de indução duplamente alimentado e seu comportamento durante afundamento de tensão [recurso eletrônico] / Domingos Sávio Lyrio Simonetti, Arthur Eduardo Alves Amorim, Flávio Duarte Couto Oliveira. - Dados eletrônicos. - Vitória, ES : Edufes, 2023.
111 p. : il ; 21 cm. - (Coleção Pesquisa Ufes; 68)

Inclui bibliografia.
ISBN: 978-85-7772-553-3
Modo de acesso: https://repositorio.ufes.br/handle/10/774

1. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 2. Conversores de frequência. 3. Máquinas elétricas de indução. 4. Transitórios (eletricidade). I. Amorim, Arthur Eduardo Alves. II. Oliveira, Flávio Duarte Couto. III. Título. IV. Série.

CDU: 621.3

Elaborado por Ana Paula de Souza Rubim – CRB-6 ES-000998/O

DOMINGOS SÁVIO LYRIO SIMONETTI
ARTHUR EDUARDO ALVES AMORIM
FLÁVIO DUARTE COUTO OLIVEIRA

Aerogerador de indução duplamente alimentado e seu comportamento durante afundamentos de tensão

EDUFES

Vitória, 2023

Este livro é dedicado a Selênio Rocha Silva,
parceiro e suporte enquanto esteve entre nós.

Agradecemos à FAPES pelo apoio com o projeto
"Ações técnicas avançadas para robustez a afundamentos de tensão
em geradores eólicos", contemplado dentro do Edital CNPq/
FAPES Nº 012/2009: Programa de Apoio a Núcleos de Excelência
– PRONEX, Proc. N° 48508675.

Agradecemos à Pró-Reitoria de Pesquisa
e Pós-Graduação (PRPPG – UFES) pela publicação deste livro.

Prefácio

A geração de energia elétrica de origem eólica tem apresentado grande incremento a nível mundial. Em fazendas eólicas modernas, encontramos como unidade de conversão eletromecânica principalmente os geradores de indução duplamente alimentado (DFIG), que requerem caixa de engrenagens ou geradores síncronos, sendo que estes podem ser a ímãs permanentes de múltiplos polos (dispensam a caixa de engrenagens) ou com bobinas de campo.

O DFIG tem o estator conectado diretamente à rede elétrica, e o rotor conectado ao sistema elétrico por meio de um conversor CA-CC-CA chamado *back-to-back* (BTB), conversor este bidirecional em tensão e corrente. Quando o DFIG opera abaixo da velocidade síncrona, parte da energia produzida pelo estator recircula via rotor, e quando opera acima da velocidade síncrona, estator e rotor entregam energia ao sistema elétrico.

Com a forte presença da geração eólica na matriz energética, as unidades geradoras devem colaborar para a estabilidade do sistema de potência. Os órgãos reguladores dos países criaram regras – os códigos de rede –, de forma a definir o comportamento das unidades geradores modernas. As regras se aplicam não só à operação em regime permanente, mas também em situações de afundamento de tensão. O DFIG, por estar com o estator da máquina conectado

diretamente à rede, apresenta um transitório de fluxo que pode provocar a circulação de correntes destrutivas no conversor do rotor se não forem adotadas soluções técnicas de proteção.

Este livro apresenta a modelagem do DFIG para estudos de comportamento tanto em regime permanente como transitório, aspectos de implementação do sistema de controle de fluxo de potência ativa e reativa, seja em condições equilibradas como também desequilibradas, regras de operação do gerador eólico, principalmente brasileiras, e as principais soluções que podem ser aplicadas para garantir a operação em condições adversas sem danificar o conversor BTB.

Diversas ilustrações e resultados de simulação são introduzidos no texto, de forma a facilitar a compreensão dos temas abordado.

O conteúdo aqui apresentado caracteriza-se como material de apoio a estudiosos e pesquisadores no tema, em especial alunos de pós-graduação. Correções e sugestões serão sempre bem-vindas.

Os autores.

Sumário

Introdução 12
Panorama da Geração Eólica 12
Aerogeradores 14
Gerador de Indução Duplamente Alimentado 18
Suportabilidade a Afundamentos de Tensão 21
Resumo 23

Modelagem e controle do DFIG 25
Modelo Estacionário 27
Modelo Dinâmico 28
Modelo para Transitórios 30
Afundamentos de Tensão Equilibrados 31
Afundamentos de Tensão Desequilibrados 36
Resumo 44

Controle do Conversor *Back-to-Back* 46
Projeto do Conversor *back-to-back* 48
Circuito detector de fase – PLL 50
Filtro LCL 54
Controle do GSC 56
Controle do RSC 61
Controle de Corrente de Magnetização 64
Controle de Sequência Negativa do RSC 67
Resumo 68

Integração do DFIG com a Rede Elétrica 70
Controle de Frequência em Regime Permanente 71
Controle de Potência Ativa e Reativa em Regime Permanente 73
Suportabilidade a Afundamentos de Tensão 75
Norma IEC 61400-21 82

Resposta a Afundamentos Equilibrados de Tensão no PCC 83
Sem dispositivo de proteção 83
Resumo 85

Soluções de Suportabilidade 87
Crowbar 87
Circuito *Chopper* 90
Controle do Ângulo de Passo 93
Estratégias de Controle 94
Dispositivos de Proteção Alternativos 96
Restaurador Dinâmico de Tensão 96
Resistor Dinâmico em Série 97
Limitador de Corrente Supercondutor 99
Conversor Multinível Híbrido 101
Resumo 104

Referências 106

Lista de assuntos 110

Introdução

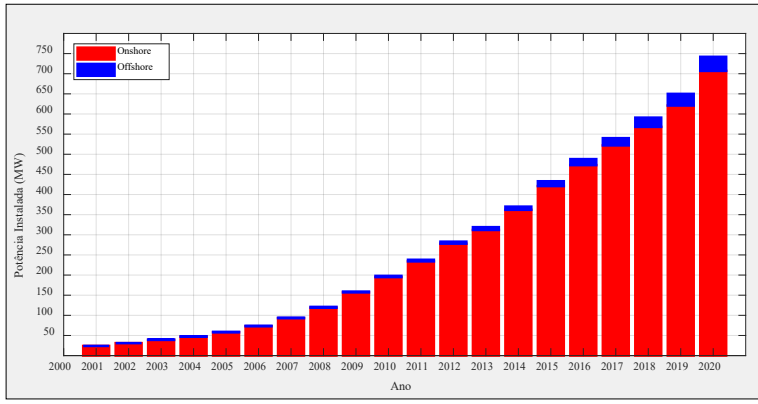
PANORAMA DA GERAÇÃO EÓLICA

A demanda mundial por energia tem crescido progressivamente ao longo dos anos. Isso se dá porque o desenvolvimento econômico tem como um dos insumos básicos a disponibilidade de energia. Isto é, para fazer crescer a economia, necessita-se aumentar na mesma proporção a produção de energia. Ao mesmo tempo, começou-se a observar os efeitos ambientais nocivos causados pelo uso descontrolado dos recursos do planeta e uma consciência ambiental tem sido criada na sociedade. Essa conscientização tem levado a uma preocupação global com o desenvolvimento de uma matriz energética mais limpa, de modo a produzir energia sem causar danos ao ambiente. Em meio à busca pela ampliação da produção de energia e simultânea redução da utilização de fontes poluidoras, os sistemas de geração eólicos têm ganhado espaço cada vez mais significativo.

Segundo dados do GWEC – *Global Wind Energy Council* (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2021) pode-se observar a ampliação nos últimos anos da potência instalada de aerogeradores em todo o mundo (Figura 1.1). Com um crescimento consistente ao longo dos anos, apenas em 2020 foram 86,9 GW de potência instalada em terra (*onshore*) e 6,07 GW instalados no mar (*offshore*). Segundo

dados da ANEEL, o Brasil possui, em setembro de 2021, uma capacidade instalada de quase 20GW de geração eólica, com uma previsão de 25GW até 2025.

Figura 1.1 – Capacidade Instalada de Geração Eólica no Mundo 2001-2020



Fonte: adaptado de Global Wind Energy Council (2021)

Esse crescimento em todo o planeta se deve a diferentes motivos, dentre os quais podemos citar:

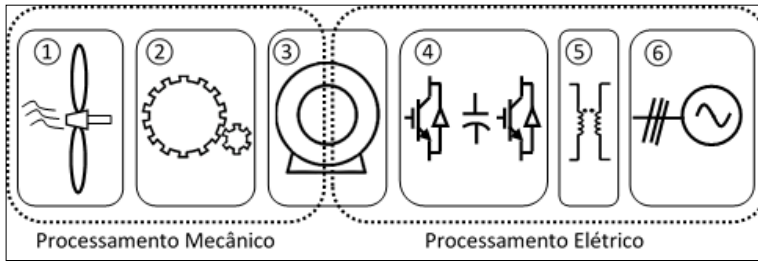
- Há geradores eólicos em uma ampla gama de dimensões, o que permite acomodar diferentes aplicações. Atualmente, há aerogeradores de pequeno porte instalados em residências, e fazendas eólicas com potência da ordem de Gigawatts;
- Os produtores estão menos suscetíveis a oscilações no mercado econômico, haja vista que não há custos com combustíveis;
- Trata-se de uma energia limpa e renovável. O impacto ambiental dessa fonte é mínimo comparado a outras tecnologias, já que não emite gases poluentes e não consome água;
- Diversos países apresentam incentivos fiscais para a produção de energia a partir de fontes renováveis.

AEROGERADORES

Historicamente, as tecnologias de conversão de energia eólica passaram por diversas transformações. Há um grande número de maneiras de extrair a energia do vento e transformá-la em energia elétrica: utilizando forças de sustentação ou arrasto; com turbinas de eixo vertical ou horizontal; diferentes números de pás; utilizando velocidade fixa ou variável; ou com o uso de diversos tipos de geradores elétricos (ACKERMANN *et al.*, 2013).

A configuração geral de um sistema aerogerador está apresentada na Figura 1.2.

Figura 1.2 – Configuração geral de sistema aerogerador



Fonte: os autores

O sistema é composto de uma parte mecânica e uma parte elétrica, sendo:

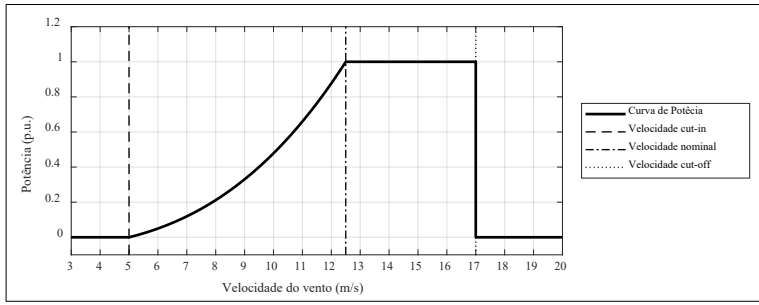
1. A turbina eólica, que transforma o movimento translacional do vento em rotação;
2. A caixa de engrenagens, presente em alguns aerogeradores, que faz o ajuste de velocidade;
3. A máquina elétrica, responsável pela conversão eletromecânica do sistema (gerador);
4. O conversor eletrônico de potência que, dependendo do sistema, pode manipular toda ou parte da potência gerada;
5. O transformador, quando é necessário adequar tensões; e

6. A rede elétrica que receberá a energia produzida pelo sistema aerogerador.

A turbina de um aerogerador consiste basicamente de rotor, nacele e torre. O rotor da turbina eólica, por sua vez, é composto pelo cubo (*hub*) e pelas pás, que são responsáveis por transformar a energia cinética do vento em energia rotacional a ser entregue ao gerador elétrico. A nacele é a parte que abriga o gerador elétrico e suas estruturas de controle. A torre sustenta esses elementos.

As turbinas são projetadas para garantir um rendimento máximo em uma ampla faixa de velocidades. Contudo, quando o vento atinge uma velocidade superior à nominal, um mecanismo de controle limita o excesso de energia, a fim de evitar danos no gerador. A Figura 1.3 descreve a curva de potência máxima de uma turbina em função da velocidade do vento. A extração de energia é iniciada a partir de uma velocidade mínima do vento, denominada velocidade *cut-in*. A partir da velocidade nominal, o mecanismo aerodinâmico limita a extração de potência do aerogerador, que pode utilizar de controle de passo (*pitch*), controle estol (*stall*) ou controle estol ativo. Acima de uma velocidade de vento máxima (*cut-off*), a turbina deixa de operar, por motivos de segurança.

Figura 1.3 – Potência da Turbina Eólica em Função da Velocidade do Vento



Fonte: os autores

O controle de passo é usualmente operado por meio de sistemas hidráulicos ou elétricos, caracterizando um controle ativo. Esse sistema gira as pás do rotor em torno do seu eixo, alterando o ângulo de ataque do vento, limitando a potência de saída. Já o controle estol é um controle passivo, as pás da turbina são fixas e têm um perfil aerodinâmico. Quando a velocidade de vento é superior à velocidade nominal, o escoamento em torno do perfil da pá descola da superfície da pá (estol), reduzindo as forças de sustentação e aumentando as forças de arrasto, limitando a energia transferida para o rotor. O controle estol ativo é uma mistura de controle estol e de passo, as pás da turbina têm um perfil aerodinâmico e, além disso, no rotor existe um controle de passo. Nesse controle, o passo do rotor é girado na direção da posição de menor sustentação, limitando a potência que é transferida ao rotor.

Os primeiros geradores elétricos conectados à rede eram máquinas de indução com rotor do tipo gaiola de esquilo, a MIG. O estator da máquina estava ligado diretamente ao sistema elétrico, acarretando problemas na partida da máquina como motor até alcançar a velocidade próxima da síncrona, e necessidade de compensação local da energia reativa solicitada pela máquina. Um acoplamento mecânico por sistema de engrenagens de relação fixa permitia a operação geradora em faixa muito estreita de velocidade do vento, o que conduzia a um sistema de baixo desempenho. Um pouco mais de aproveitamento energético do vento foi obtido empregando caixa de engrenagens com ajuste de velocidade, porém tal solução acarretou problemas mecânicos aos elétricos, desencorajando o uso. Atualmente, geradores do tipo MIG têm retornado ao espectro de opções de geração eólica, com caixa de engrenagens de relação constante, mas utilizando conversão CA-CC-CA, em que o conversor eletrônico manipula totalmente a potência gerada.

A solução seguinte empregada para melhor aproveitamento do potencial eólico foi a máquina de indução de rotor bobinado (MIRB), na qual, ao contrário do MIG, tem-se acesso elétrico aos enrolamentos de rotor mediante anéis coletores e escovas. O MIRB emprega

sistema de engrenagens de relação fixa e ajuste de velocidade em faixa estreita por meio da inserção de resistências em série com o circuito de rotor. Parte da energia aproveitada do vento é perdida em tais resistências, e ainda é necessário lidar com a questão da partida da máquina (agora auxiliado pela resistência inserida no rotor) e da compensação dos reativos requisitados pela máquina. Muitos dos sistemas implantados com essa tecnologia ainda seguem em operação.

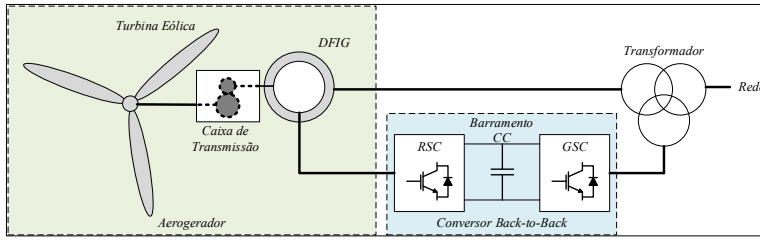
O avanço mais significativo em relação à unidade geradora foi o aproveitamento da disponibilidade de conexão com o circuito de rotor da máquina de indução para conexão de uma fonte de tensão, empregando relação fixa no sistema de engrenagens. O gerador passava a ter duas alimentações, uma pelo estator e outra pelo rotor, pelo que obteve a denominação de máquina de indução com dupla alimentação (MIDA) ou, ainda, gerador (GIDA). Por ser muito conhecido também pela sigla em inglês, DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*), essa será a abreviatura empregada neste livro. Com essa solução, por meio do controle da frequência imposta ao rotor foi possível ajustar a velocidade de operação da máquina e, assim, regular o comportamento reativo. A fonte no circuito de rotor é obtida da própria rede, mediante conversão CA-CC-CA, com a vantagem de manipular apenas em torno de 30% da potência da máquina e ajustando a velocidade em ±30% da velocidade síncrona. O DFIG é um dos dois principais tipos de máquinas geradoras empregadas em sistemas eólicos.

Por fim, também têm tido grande penetração nos sistemas de geração eólica as máquinas síncronas, em geral com rotor a imãs permanentes de múltiplos polos. Ao incorporar múltiplos polos, dispensa-se o uso de caixa de engrenagens. O gerador síncrono a imãs permanentes (GSIP) tem a sigla em inglês PMSG (*Permanent Magnet Synchronous Generator*). Também são encontrados geradores síncronos com bobinas no rotor para criar o fluxo e, se de poucos polos, há a necessidade da caixa de engrenagens. Em ambos os casos, faz-se necessário utilizar um conversor CA-CC-CA com a potência nominal da máquina para conexão à rede elétrica.

GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

Os sistemas de conversão que utilizam o DFIG como gerador utilizam-se majoritariamente de turbinas de eixo horizontal, em geral de três pás, para a conversão da energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. Esse sistema também permite o funcionamento com turbinas de velocidade variável e tem como principal vantagem a utilização de um conversor parcial, em que somente uma fração da energia total extraída do vento passa pelo conversor. A estrutura do sistema de conversão com DFIG é constituída por uma caixa de transmissão, para o acoplamento dos eixos e o conversor conectado aos enrolamentos do rotor, conforme Figura 1.4.

Figura 1.4 – Turbina Eólica com DFIG



Fonte: os autores

O conversor se faz necessário, pois a frequência das tensões produzidas no rotor é variável e diferente da frequência das tensões da rede elétrica. Além disso, esse conversor deve ser bidirecional, pois o fluxo de potência no rotor DFIG pode ser em ambos os sentidos.

A proposição de um sistema de geração eólico baseado em DFIG tal como se tem hoje foi feita inicialmente por Pena, Clare e Asher (1996). Em sua proposta, uma turbina de velocidade variável é conectada a um gerador de indução duplamente excitado. O gerador, por sua vez, tem o estator diretamente conectado à rede elétrica e o rotor conectado a um conversor de potência bidirecional. Esse conversor, também conhecido como *back-to-back* (BTB), é composto por dois

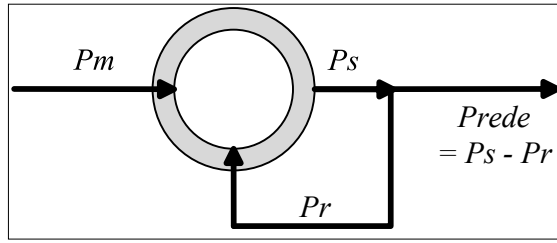
conversores fonte de tensão comandados por modulação por largura de pulso (PWM, da sigla em inglês para *Pulse Width Modulation*) – conversor do lado da rede (GSC, da sigla em inglês para *Grid Side Converter*) e conversor do lado do rotor (RSC, da sigla em inglês para *Rotor Side Converter*) – e conectados entre si por um barramento CC. Por meio desses conversores, o rotor da máquina fica desacoplado da rede elétrica e, como está conectado apenas ao rotor, o BTB pode ser dimensionado para uma fração da potência total produzida pela turbina, proporcional ao escorregamento.

O controle de torque, potência ativa e reativa do gerador é realizado por meio do ajuste da amplitude, fase e frequência das tensões e correntes inseridas no rotor – como será exposto em mais detalhes ao longo do texto. Com o ajuste da velocidade síncrona do gerador para o centro da faixa de operação de velocidade de vento da turbina, o DFIG operará em velocidades sub ou super-síncrona, como mostrado na Figura 1.5, geralmente com escorregamentos entre ± 30% e com torque positivo e negativo. Essa característica demanda a alimentação do rotor por meio de um conversor que possa operar nos quatro quadrantes, por isso se tem a necessidade dos conversores controlados e com capacidade bidirecional.

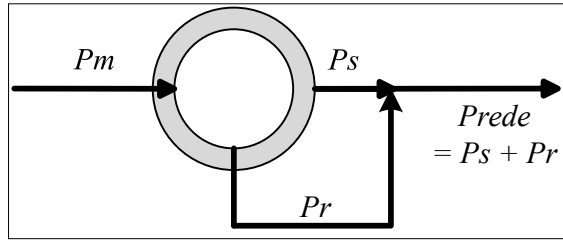
O modo sub-síncrono de operação (Figura 1.5a) é quando a máquina opera em velocidade inferior à velocidade síncrona, e o funcionamento como gerador depende da injeção de potência ativa no circuito do rotor. Dessa forma, a potência fornecida à rede elétrica é igual à potência fornecida pelo estator (P_S) menos a potência consumida pelo rotor (P_R). Quando no modo super-síncrono (Figura 1.5b), a máquina opera em velocidade superior à velocidade síncrona, o que permite que o circuito de rotor forneça potência. Nesse caso, a potência fornecida à rede é igual à potência fornecida pelo estator (P_S) mais a potência fornecida pelo rotor (P_R), transmitida à rede por meio do conversor.

Figura 1.5 – Modos de Operação do DFIG

(a) Sub-síncrono



(b) Super-síncrono



Fonte: os autores

A frequência de operação do rotor é igual à diferença entre a frequência da rede e a frequência elétrica do rotor (frequência de escorregamento). Com isso, as tensões a serem produzidas pelo RSC terão frequência variável conforme as condições de vento. Por meio do RSC, são injetadas no rotor correntes que determinarão a potência reativa produzida no estator e o torque desenvolvido pelo gerador, cujo produto pela velocidade angular determina a potência ativa produzida.

No GSC, a operação se dá em frequência fixa, igual à da rede elétrica. Por meio desse conversor, é controlado o fluxo de potência reativa entre o conversor e a rede, e também o fluxo de potência ativa entre o rotor e a rede, de maneira indireta, controlando-se a tensão no elo-CC fixa entre os conversores.

SUPORTABILIDADE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Como exposto, a energia eólica tem se tornado cada vez mais importante na matriz energética dos países e, consequentemente, o DFIG tem estado mais presente nos sistemas elétricos de todo o mundo. Além disso, com as evoluções tecnológicas recentes, os geradores eólicos têm potências cada vez maiores, aumentando, assim, seu impacto na rede à qual estão conectados.

A principal vantagem do DFIG, que é o conversor parcial, também é o seu ponto de susceptibilidade. Com a utilização de conversor apenas no rotor do gerador, o estator está diretamente conectado à rede elétrica e, portanto, vulnerável aos efeitos de seus transitórios. Qualquer variação abrupta na tensão imposta ao estator produz transitórios no fluxo concatenado da máquina que induzirão tensões e correntes no circuito de rotor. Essas correntes não são críticas para a máquina em si, uma vez que os enrolamentos são projetados para suportar altas correntes durante a partida, porém podem ser danosas ao conversor eletrônico de potência conectado a ela.

Diante disso, as pesquisas recentes envolvendo DFIG têm se preocupado cada vez mais com os seus efeitos no sistema elétrico e com os efeitos dos distúrbios da rede elétrica no DFIG. No passado, os aerogeradores eram isolados do sistema quando ocorriam faltas. Porém, com o aumento da penetração de geradores eólicos no sistema elétrico, os procedimentos operacionais (códigos de rede) passaram a considerar que esses devem contribuir para a manutenção da estabilidade do sistema, tanto na frequência quanto na tensão, tal como as demais fontes, ditas tradicionais.

Os códigos de rede requerem que os geradores suportem: variações de tensão e frequência, dentro de determinados limites; regulação de potência ativa; controle de fator de potência; e suportabilidade a faltas. Dentre esses, o ponto mais crítico para aerogeradores baseados em DFIG são as faltas, especialmente os afundamentos de tensão. Os códigos de rede exigem que o gerador permaneça conectado

durante determinado período de tempo quando a tensão da rede cai. Esse intervalo de tempo e o módulo da tensão remanescente variam entre os códigos de diversos países.

Quando ocorrem variações abruptas na tensão do estator, como é o caso nos afundamentos de tensão, há um desbalanceamento entre o fluxo pré-afundamento e a nova tensão presente nos terminais do estator. Dessa forma, o gerador rapidamente perde sua magnetização interna, altas correntes de desmagnetização surgem no estator e no rotor da máquina e, com isso, a força eletromotriz induzida no rotor cresce.

Correntes elevadas no circuito de rotor são críticas, uma vez que podem alcançar valores muito superiores às correntes nominais suportadas pelas chaves do conversor *back-to-back*. Contudo, para não comprometer a estabilidade do sistema, o DFIG não pode simplesmente ser desconectado, como faria uma proteção convencional de circuitos em casos como esse.

A maior participação do DFIG no sistema elétrico tende a impactar a maneira como o sistema se comporta. Tradicionalmente, os geradores encontrados no sistema elétrico são síncronos, caracterizados por uma inércia mecânica que os auxilia a manter a estabilidade do sistema. Ao aumentar a presença de aerogeradores DFIG no sistema elétrico, a estratégia de suportabilidade desses geradores terá impacto nessa estabilidade. Dessa forma, a estratégia para suportabilidade a afundamentos de tensão adotada para o DFIG deverá, além de garantir a proteção do conversor eletrônico, cooperar com a manutenção da estabilidade da rede injetando potência reativa, na maioria dos casos.

Existe a necessidade de um sistema de proteção que ao mesmo tempo garanta a segurança do conversor eletrônico e que permita que o DFIG permaneça conectado à rede elétrica para atender aos requisitos dos códigos de rede. Devido à relevância desse tema, um grande número de soluções tem sido discutido para atender a esses requisitos. Algumas dessas soluções já estão muito bem estabelecidas e são

implementadas em aerogeradores comerciais, muitas outras, todavia, têm sido apresentadas recentemente e necessitam de mais verificação para comprovar sua eficácia.

De maneira geral, os mecanismos para auxiliar na suportabilidade às faltas no DFIG buscam os seguintes objetivos:

- Produzir uma saída de potência adequada durante as faltas;
- Minimizar a queda de tensão nos terminais do gerador;
- Desviar ou anular as sobrecorrentes no rotor.

Sendo que o primeiro requisito sempre deve ser atendido e as estratégias variam quanto à realização do segundo ou do terceiro.

RESUMO

A geração de energia elétrica de origem eólica tem apresentado grande incremento, tanto a nível continental (*onshore*) como no mar (*offshore*). No Brasil, deve aumentar 5GW em quatro anos, de 20 GW em 2021 a 25GW em 2025.

Um sistema aerogerador é composto basicamente da turbina, caixa de engrenagens, se o tipo de gerador solicitar, a máquina elétrica para conversão da energia rotacional em elétrica, um conversor CA-CC-CA de potência total ou parcial, transformador para adaptar tensões e o sistema elétrico.

As instalações eólicas modernas utilizam os geradores de indução duplamente alimentados (DFIG), que requerem caixa de engrenagens, ou geradores síncronos, sendo que estes podem ser a ímãs permanentes de múltiplos polos (dispensam a caixa de engrenagens) ou com bobinas de campo.

O DFIG tem o rotor conectado ao sistema elétrico por meio de um conversor CA-CC-CA chamado *back-to-back*, bidirecional em tensão e corrente. Quando o DFIG opera abaixo da velocidade síncrona, parte da energia produzida pelo estator recircula via rotor. Já quando opera acima da velocidade síncrona, estator e rotor entregam energia ao sistema elétrico.

Dada a existência cada vez mais forte da geração eólica na matriz energética, as unidades geradoras devem satisfazer os códigos de rede do país, de forma a colaborar para a estabilidade do sistema de potência. As regras se aplicam não só à operação em regime permanente, mas também em situações de afundamento de tensão. Nessa condição, o DFIG apresenta um transitório de fluxo que pode provocar a circulação de correntes destrutivas no conversor do rotor se não forem adotadas soluções técnicas de proteção.

Modelagem e controle do DFIG

Ao se estudar o DFIG como uma máquina elétrica, diversos modelos podem ser adotados, dependendo do tipo de análise desejada. O modelo mais minucioso compreende essa máquina elétrica como dois conjuntos de enrolamentos trifásicos em que a aplicação de tensões trifásicas equilibradas juntamente da distribuição espacial dos enrolamentos no estator produz um campo magnético girante no entreferro da máquina. Esse campo magnético é visto pelos enrolamentos de rotor como um campo variante no tempo, o que induz tensões alternadas nesses enrolamentos. O módulo da tensão induzida, assim como sua frequência, é proporcional à diferença entre a frequência do fluxo magnético no estator e a velocidade angular do rotor. No DFIG, os enrolamentos de rotor ainda são alimentados por outra fonte, por meio de escovas, possibilitando singularidades no comportamento dessa máquina.

As tensões trifásicas de estator, $\left[v_{s,abc} \right]$, e rotor, $\left[v_{r,abc} \right]$, segundo Krause, Wasynczuk e Sudhoff (2013), podem ser descritas por (3.1).

$$\left[v_{s,abc}\right] = R_s\left[i_{s,abc}\right] + \frac{d}{dt}\left[\lambda_{s,abc}\right]$$
$$\left[v_{r,abc}\right] = R_r\left[i_{r,abc}\right] + \frac{d}{dt}\left[\lambda_{r,abc}\right] \tag{3.1}$$

Onde $\left[i_{s,abc}\right]$ e $\left[i_{r,abc}\right]$ são as correntes e R_s e R_r as resistências de estator e rotor, respectivamente; $\left[\lambda_{s,abc}\right]$ e $\left[\lambda_{r,abc}\right]$ são os fluxos de estator e rotor, definidos por (3.2).

$$\begin{bmatrix} \lambda_{s,abc} \\ \lambda_{r,abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[L_s\right]\left[L_{sr}\right] \\ \left[L_{rs}\right]\left[L_s\right] \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_{s,abc} \\ i_{r,abc} \end{bmatrix} \tag{3.2}$$

Onde:

$$\left[L_s\right] = \begin{bmatrix} L_{\sigma s} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{\sigma s} + L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} \\ -\frac{1}{2}L_{ms} & -\frac{1}{2}L_{ms} & L_{\sigma s} + L_{ms} \end{bmatrix}$$

$$\left[L_r\right] = \begin{bmatrix} L_{\sigma r} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{\sigma r} + L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} \\ -\frac{1}{2}L_{mr} & -\frac{1}{2}L_{mr} & L_{\sigma r} + L_{mr} \end{bmatrix} \tag{3.3}$$

$$\left[L_{sr}\right] = \left[L_{rs}\right]^T = L_m \begin{bmatrix} \cos\theta_m & \cos\left(\theta_m + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_m - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_m - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_m & \cos\left(\theta_m + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_m + \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta_m - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\theta_m \end{bmatrix}$$

Sendo $L_{\sigma s}$ e $L_{\sigma r}$. as indutâncias de dispersão de estator e de rotor; L_{ms} e L_{mr}. as indutâncias de magnetização de estator e rotor; e θ_m é a posição angular do rotor.

A desvantagem desse modelo completo com a representação abc é o grande número de equações a serem calculadas, necessitando de muito esforço para as análises. Em vista disso, modelos alternativos são utilizados para estudos de problemas específicos relacionados ao DFIG.

MODELO ESTACIONÁRIO

A modelagem da máquina de indução de rotor bobinado em regime estacionário, conforme apresentado em Fitzgerald, Kingsley e Umans (2003), permite observar a capacidade dessa máquina de funcionar tanto em velocidades superiores ou inferiores à síncrona como gerador, conforme Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Modos de Operação do DFIG

Modo	***Velocidade***	P_m	P_s	P_r
[1.*Motor*] $T_{em} > 0$	$s < 0$ *super-síncrono* $\omega_m > \omega_s$	$P_m > 0$ *Fornece*	$P_s > 0$ *Consome*	$P_r > 0$ *Consome*
[2.*Gerador*] $T_{em} < 0$	$s < 0$ *super-síncrono* $\omega_m > \omega_s$	$P_m < 0$ *Consome*	$P_s < 0$ *Fornece*	$P_r < 0$ *Fornece*
[3.*Gerador*] $T_{em} < 0$	$s > 0$ *sub-síncrono* $\omega_m < \omega_s$	$P_m < 0$ *Consome*	$P_s < 0$ *Fornece*	$P_r > 0$ *Consome*
[4.*Motor*] $T_{em} > 0$	$s > 0$ *sub-síncrono* $\omega_m < \omega_s$	$P_m > 0$ *Fornece*	$P_s > 0$ *Consome*	$P_r < 0$ *Fornece*

Fonte: os autores

Onde T_{em} é o torque eletromagnético, s é o escorregamento, ω_m e ω_s são as frequências angulares mecânica e síncrona, respectivamente, e P_m, P_s e P_r são as potências mecânica, de estator e de rotor, respectivamente.

Nota-se que os modos de operação 2 e 4 são os tradicionais, idênticos à máquina de indução gaiola de esquilo. Os modos 1 e 3 são permitidos graças à alimentação independente do circuito drotor. Para as aplicações com turbinas eólicas, interessam apenas os modos de operação como gerador, modos 2 e 3, quando essa máquina é denominada DFIG.

Além disso, esse modelo evidencia que apenas uma fração da potência total do DFIG flui pelo circuito de rotor; essa parcela é proporcional ao escorregamento em que a máquina se encontra, conforme (3.4). Ou seja, o fluxo de potência no rotor é bidirecional, seu sentido depende da velocidade da máquina. Sendo assim, é necessário para alimentação do circuito de rotor um conversor eletrônico de potência que permita o fluxo bidirecional, comumente chamado de conversor *back-to-back*.

$$P_r \cong -sP_s \tag{3.4}$$

MODELO DINÂMICO

Se a análise da máquina for feita por meio do modelo dinâmico, conforme apresentado por Abad *et al.* (2011), é possível compreender a relação entre as correntes injetadas no rotor e a potência produzida pela máquina. Por meio de uma transformação matemática das variáveis da máquina – isto é, tensões, correntes e fluxos – para um referencial síncrono, e desconsiderando-se as perdas no ferro, pode-se efetuar o cálculo das potências ativa e reativa no estator e no rotor (3.5) a (3.8).

$$P_s = \frac{3}{2} Re\left\{\vec{v}_s.\vec{i}_s^{\,*}\right\} = \frac{3}{2}\left(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}\right) \tag{3.5}$$

$$P_r = \frac{3}{2} Re\left\{\vec{v}_r^{\,'}.\vec{i}_r^{\,'*}\right\} = \frac{3}{2}\left(v_{dr}^{'}i_{dr}^{'} + v_{qr}^{'}i_{qr}^{'}\right) \tag{3.6}$$

$$Q_s = \frac{3}{2} Im\left\{\vec{v}_s.\vec{i}_s^{\,*}\right\} = \frac{3}{2}\left(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}\right) \tag{3.7}$$

$$Q_r = \frac{3}{2} Im\left\{\vec{v}_r^{\,'}.\vec{i}_r^{\,'*}\right\} = \frac{3}{2}\left(v_{qr}^{'}i_{dr}^{'} + v_{dr}^{'}i_{qr}^{'}\right) \tag{3.8}$$

Onde $\vec{v}_s$ e $\vec{v}_r^{\,'}$ são as tensões de estator e rotor, referidas ao estator, $\vec{i}_s^{\,*}$ e $\vec{i}_r^{\,'*}$ são as correntes de estator e rotor. Os subíndices *d* e *r* indicam grandezas nos eixos direto e quadratura, respectivamente.

O referencial síncrono pode ser alinhado com diferentes variáveis para simplificar a modelagem, sendo que as opções mais comumente utilizadas são a posição do fluxo do estator e o ângulo de fase da rede. Seguindo o legado do acionamento de motores de indução, a primeira opção foi para a orientação com o fluxo. Com essa abordagem, o fluxo do estator está sempre alinhado com o eixo *d* do referencial. A alternativa surgida posteriormente foi o alinhamento com a tensão da rede, utilizando um PLL (*phase locked loop*) para detectar a fase da tensão fundamental. Em tese, as opções são equivalentes, visto que a queda de tensão na resistência de estator pode ser desconsiderada.

Apesar de ambas serem amplamente utilizadas na literatura, durante situações de transitório a orientação pela tensão da rede é mais vantajosa do ponto de vista da estabilidade do sistema de controle.

Com a orientação adotada, a tensão da rede está alinhada com o eixo *d*, e as expressões para o cálculo do fluxo de potência são dadas por (3.9) e (3.10).

$$P_s = \frac{3}{2} Re\left\{\vec{v}_s.\vec{i}_s^*\right\} = \frac{3}{2}\left(|V|.i_{ds}\right) \tag{3.9}$$

$$Q_s = \frac{3}{2} Im\left\{\vec{v}_s.\vec{i}_s^*\right\} = \frac{3}{2}\left(|V|.i_{qs}\right) \tag{3.10}$$

Desconsiderando a queda de tensão na resistência de estator, o fluxo (ψ_s) estará alinhado com o eixo *q*, e pode-se calcular as correntes de estator em função das correntes de rotor (3.11) e (3.12).

$$i_{sd} = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr}^{'} \tag{3.11}$$

$$i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i_{qr}^{'} \tag{3.12}$$

Esse tipo de modelagem é extremamente relevante para compreensão e projeto de controladores, uma vez que fica evidente que o controle de toda a potência ativa e reativa produzida pelo DFIG pode ser feito por meio das correntes no rotor, isto é, utilizando um conversor eletrônico de potência. Esse controle pode ser feito de maneira desacoplada, adotando-se uma transformação de referenciais e uma orientação adequada.

MODELO PARA TRANSITÓRIOS

Por meio de um aprofundamento no modelo dinâmico, López *et al.* (2007) propõe uma modelagem específica para o estudo dos transitórios, especialmente os afundamentos de tensão no DFIG. Essa análise permite a compreensão da raiz do problema que os afundamentos de tensão causam no DFIG e permitem vislumbrar alternativas para solucioná-lo.

Diferentemente da abordagem usada até aqui, em que as variáveis do rotor eram referidas à frequência do estator, para a modelagem do DFIG durante os distúrbios faz-se a análise com os circuitos em frequências distintas. Sob essa ótica, a tensão do rotor é dada em função do fluxo do rotor (3.13).

$$\vec{v}_r^{\,r} = R_r \vec{i}_r^{\,r} + \frac{d\vec{\psi}_r^{\,r}}{dt} \tag{3.13}$$

Onde o sobrescrito r indica que a variável está em um referencial no rotor da máquina.

Escrevendo o fluxo do rotor em função do fluxo do estator e da corrente do rotor, tem-se (3.14) e (3.15).

$$\vec{\psi}_r^{\,r} = \frac{L_m}{L_s}\vec{\psi}_s^{\,r} + \sigma L_r \vec{i}_r^{\,r} \tag{3.14}$$

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_s . L_r} \tag{3.15}$$

Substituindo em (3.13), tem-se (3.16)

$$\vec{v}_r^{\,r} = \frac{L_m}{L_s}\frac{d}{dt}\vec{\psi}_s^{\,r} + R_r \vec{i}_r^{\,r} + \sigma L_r \frac{d}{dt}\vec{i}_r^{\,r} \tag{3.16}$$

Essa equação mostra que a tensão no rotor depende diretamente do fluxo do estator e que, portanto, variações desse fluxo, oriundas do afundamento de tensão, refletirão em sobretensões no rotor da máquina. O primeiro termo dessa equação diz respeito à força eletromotriz induzida no rotor devido ao fluxo do estator, enquanto os demais tratam da queda de tensão na resistência e na indutância de dispersão devido à corrente rotórica.

Afundamentos de Tensão Equilibrados

Entre todas as situações de falta, o afundamento simétrico de tensão é o que produz maiores correntes de falta no estator e no rotor. Uma análise dessa situação é feita considerando-se que o afundamento de tensão ocorra instantaneamente – o que não é fisicamente possível, mas tipifica o pior caso. A tensão no estator pode ser descrita por (3.17).

$$\vec{v}_s = \begin{cases} \hat{V}_{pre} e^{j\omega_s t} & para\, t < 0 \\ (1-p)\hat{V}_{pre} e^{j\omega_s t} & para\, t \geq 0 \end{cases} \tag{3.17}$$

Onde $V_{pre}^{Æ}$ é o valor de pico do vetor da tensão no estator durante a operação normal do DFIG e p é a profundidade do afundamento de tensão.

Em regime permanente, o fluxo do estator é proporcional à tensão da rede, ou seja, ele experimenta o mesmo decaimento da tensão, como mostrado em (3.18).

$$\vec{\psi}_s^s \left(regime\ permanente \right) = \begin{cases} \dfrac{\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & para\, t < 0 \\ \dfrac{(1-p)\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} & para\, t \geq 0 \end{cases} \tag{3.18}$$

Entretanto, o fluxo não varia instantaneamente devido à energia armazenada associada a ele. Ao invés disso, o fluxo varia progressivamente de um estado estacionário para outro. Essa transição é descrita em (3.19).

$$\frac{d}{dt}\vec{\psi}_s^s = \vec{v}_s^s - \frac{R_s}{L_s}\vec{\psi}_s^s \tag{3.19}$$

Quando o afundamento de tensão acontece, há um desbalanceamento entre o fluxo anterior operando na máquina e o novo fluxo imposto pela nova tensão de estator. A solução dessa equação diferencial ordinária explicita o comportamento do fluxo, podendo ser dividida em dois termos: solução homogênea e solução particular.

A solução particular é a resposta estacionária e é proporcional ao valor da entrada, isto é, à tensão do estator, termo esse chamado fluxo forçado. A solução homogênea é o transiente ou resposta natural da equação e depende da condição inicial da solução total, chamado de fluxo natural. Esse termo representa o transitório entre os dois estados do fluxo, descrevendo o processo de desmagnetização

da máquina. A componente natural induz altas tensões no circuito de rotor, o que é altamente perigoso para o conversor eletrônico conectado a ele.

O fluxo forçado, como dito, tem amplitude constante e proporcional à tensão da rede. Esse fluxo é um vetor girando na frequência da rede elétrica, como mostrado em (3.20).

$$\vec{\psi}_{sf} = \frac{\hat{V}_{falta}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} = \frac{(1-p)\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \tag{3.20}$$

O fluxo natural é um fluxo transitório causado pela mudança na tensão, cujo valor independe da tensão do estator, mas unicamente das condições iniciais da máquina. Esse fluxo pode existir ainda que a tensão da rede seja nula (equação 3.20) e se apresenta como uma componente estática em relação ao estator. O valor inicial do fluxo natural é tal que imediatamente antes e após o afundamento o fluxo da máquina seja o mesmo (3.21).

$$\vec{\psi}_{sn} = \vec{\Psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} \tag{3.21}$$

$$\vec{\Psi}_{n0} = \frac{p.\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} \tag{3.22}$$

Onde $\vec{\Psi}_{n0}$ é o valor inicial da componente natural do fluxo e τ_s é a constante de tempo para o amortecimento do fluxo, isto é, L_s / R_s.

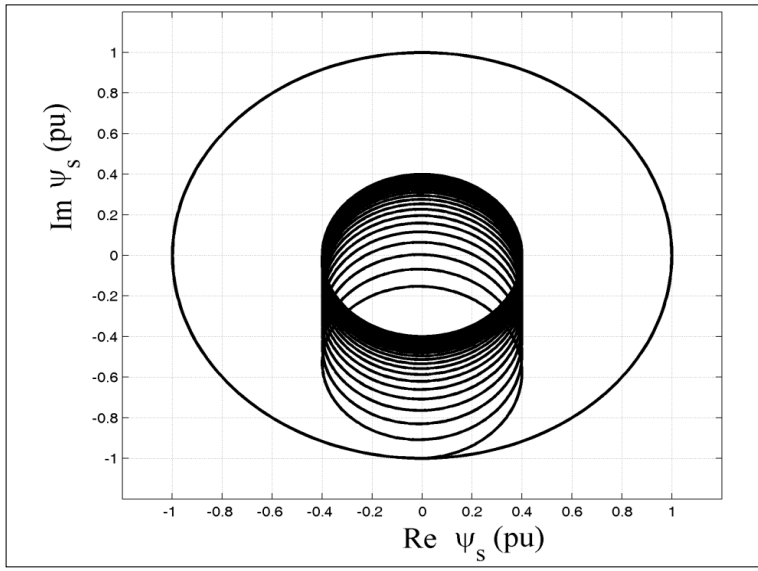
Dessa forma, o comportamento do fluxo do estator durante um afundamento de tensão trifásico equilibrado pode ser descrito como em (3.23) e (3.24).

$$\vec{\psi}_s(t<0) = \frac{\hat{V}_{pre}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} \tag{3.23}$$

$$\vec{\psi}_s(t \geq 0) = \frac{\hat{V}_{falta}}{j\omega_s} e^{j\omega_s t} + \vec{\Psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} \tag{3.24}$$

A Figura 2.1 mostra a evolução do fluxo de estator ao longo do tempo no plano complexo.

Figura 2.1 – Fluxo de Estator em Afundamento de Tensão



Fonte: os autores

Nessa figura, nota-se claramente a condição de regime permanente, em que o fluxo descreve uma trajetória circular, centrada na origem do plano. Observa-se também o comportamento transitório entre esses dois estados, em que a componente girante do fluxo é somada a uma componente estacionária que o desloca da origem. Como a componente estacionária decai ao longo do tempo, tem-se essa trajetória espiral.

Como mostrado na equação (3.16), a variação do fluxo de estator produz uma força eletromotriz (fem) induzida no rotor da máquina. Tratando apenas dessa componente da tensão do rotor, percebe-se que a fem induzida também apresenta, durante o afundamento, duas componentes – forçada e natural, descritas por (3.25) e (3.26):

$$\vec{e}_{rf}^{\,r} = \frac{L_m}{L_s} s \hat{V}_{falta} e^{\omega_r t} \tag{3.25}$$

$$\vec{e}_{rn}^{\,r} = -\frac{L_m}{L_s} j\omega_m \vec{\Psi}_{n0} e^{-t/\tau_s} e^{-j\omega_m t} \tag{3.26}$$

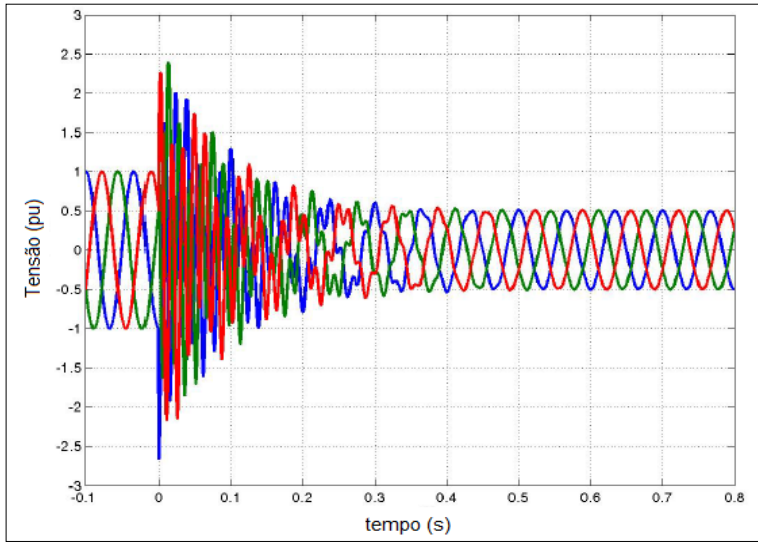
Finalmente, a força eletromotriz induzida total no rotor resulta da adição dessas duas componentes. Expressando essa tensão em função da profundidade do afundamento, tem-se (3.27).

$$\vec{e}_r^{\,r} = \frac{L_m}{L_s} \hat{V}_{pre} \left(s\left(1-p\right) e^{j\omega_r t} - \left(1-s\right) p e^{-j\omega_m t} e^{-t/\tau_s} \right) \tag{3.27}$$

Essa última dedução permite perceber que os dois termos dessa equação são de naturezas distintas e a composição da tensão induzida no rotor durante o afundamento é a superposição de duas frequências. O primeiro termo dessa expressão é gerado pela nova tensão de rede durante o afundamento, e sua amplitude é pequena e proporcional ao escorregamento. Sua frequência é de apenas alguns Hertz, dada pela diferença entre a frequência síncrona e a frequência do rotor. O segundo termo é uma tensão transiente causada pelo fluxo natural, cuja importância é proporcional à profundidade do afundamento. Sua frequência é igual à velocidade angular do rotor, ou seja, próxima à frequência síncrona.

A Figura 2.2 mostra a tensão induzida no rotor, em aberto, para um afundamento equilibrado de profundidade igual a 50%, obtida da simulação de um gerador com potência de 2 MW. Para se observar o efeito do amortecimento da tensão induzida, a tensão da rede permanece reduzida até o final da simulação.

Figura 2.2 – Tensão Induzida no Rotor em Aberto Durante Afundamento de 50%



Fonte: os autores

É possível perceber nessa curva a sobreposição das duas frequências. Observa-se ainda que a fem induzida atinge valores de até 2,5 vezes seu valor nominal. Essa sobretensão no rotor produz altas correntes nesse circuito e podem levar a danos no conversor se nenhuma ação for tomada.

Cabe salientar que o comportamento mostrado na figura pode ser modificado, já que a corrente exerce influência sobre a tensão nos terminais do rotor. Dependendo da estratégia de controle adotada no conversor, pode-se tornar mais rápida ou mais lenta a dinâmica de amortecimento da componente natural do fluxo.

Afundamentos de Tensão Desequilibrados

Apesar de os afundamentos de tensão equilibrados serem os mais severos em termos de suportabilidade, os afundamentos desequilibrados são os mais comuns nos sistemas elétricos. A falta mais comum é o curto-circuito fase-terra, havendo também diversas ocorrências de

faltas fase-fase. Neste tipo de situação, as tensões das três fases não permanecem com o mesmo módulo ou com o mesmo defasamento durante o afundamento. Tradicionalmente, a abordagem utilizada para o estudo de faltas assimétricas é por meio do método das componentes simétricas de Fortescue (1918).

Segundo essa teoria, qualquer sistema trifásico desequilibrado pode ser desmembrado em três conjuntos de sistemas trifásicos equilibrados. Portanto, qualquer fasor, seja ele tensão, corrente, fluxo etc., pode ser decomposto na soma de três sistemas equilibrados, assim chamados:

- A sequência positiva, denotada pelo subscrito 1, onde as fases seguem a sequência regular, isto é, abc. É a sequência habitual de um sistema equilibrado;
- A sequência negativa, denotada pelo subscrito 2, onde as fases possuem sequência oposta à regular, isto é, acb. Seria a sequência que faria um motor elétrico girar no sentido oposto;
- A sequência zero, denotada pelo subscrito 0, onde as três fases possuem o mesmo módulo e mesmo ângulo, ou seja, são sempre coincidentes.

As três sequências podem ser calculadas a partir dos fasores das três fases do sistema original, como mostrado em (3.28).

$$\begin{bmatrix} X_{1,a} \\ X_{2,a} \\ X_{0,a} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & e^{j2\pi/3} & e^{-j2\pi/3} \\ 1 & e^{-j2\pi/3} & e^{j2\pi/3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \tag{3.28}$$

Onde X_a, X_b, X_c são os fasores das fases a, b e c respectivamente, e $X_{1,a}$, $X_{2,a}$, $X_{0,a}$ são as componentes positiva, negativa e zero da fase a, respectivamente.

A máquina elétrica, ao ser alimentada por um sistema com tensões desequilibradas, pode, por meio dessa transformada, ter suas equações decompostas nas três sequências. Considera-se, para realizar

essa decomposição, que a máquina não sature e que as impedâncias sejam simétricas.

A sequência positiva das tensões no estator produzirá um fluxo de estator com amplitude constante e sincronizado com a frequência da rede elétrica. A sequência negativa também produz um fluxo com amplitude constante, porém no sentido contrário. A sequência zero não produz fluxo na máquina, pois o efeito resultante da soma das três fases é nulo.

Com isso, durante afundamentos de tensão, o fluxo da máquina será constituído das componentes positiva e negativa, que quando somadas correspondem à componente forçada do fluxo e à componente natural, que é induzida durante o transitório provocado pela variação de tensão, conforme (3.29).

$$\psi_s = \overline{\psi}_{s1} + \psi_{s2} + \psi_{sn} \tag{3.29}$$

Os fluxos de sequência positiva e negativa são fluxos de regime permanente, uma função da tensão da rede. O fluxo natural, todavia, é um fluxo transitório que na verdade independe da tensão da rede. Seu valor inicial ($\vec{\Psi}_{n0}$) garante a continuidade do fluxo total. Portanto, se no afundamento equilibrado esse fluxo era função apenas da profundidade do afundamento, durante afundamentos desequilibrados esse fluxo depende do tipo da falta (fase-terra, fase-fase etc.) e do momento em que essa falta ocorre.

Para determinar o valor inicial da componente de sequência natural do fluxo, utiliza-se da propriedade que o fluxo total deve ser contínuo, portanto, tem-se (3.30)

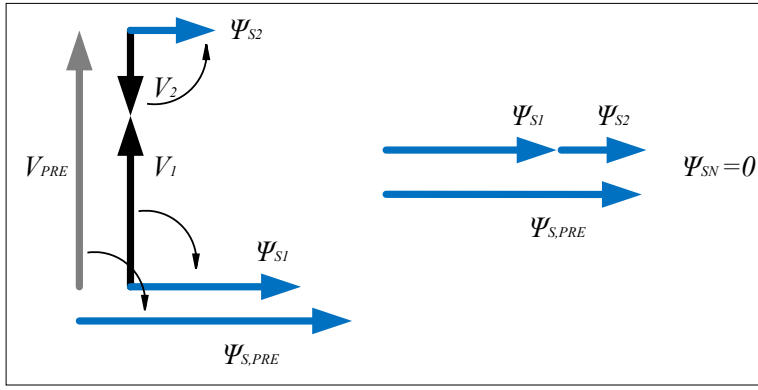
$$\begin{gathered} \psi_s\left(t_o^-\right) = \psi_s\left(t_o^+\right) \\ \psi_s\left(t_o^-\right) = \overline{\psi}_{s1}\left(t_o^+\right) + \psi_{s2}\left(t_o^+\right) + \psi_{sn}\left(t_o^+\right) \end{gathered} \tag{3.30}$$

Logo:

$$\vec{\Psi}_{n0} = \overline{\psi}_s\left(t_o^-\right) - \psi_{s1}\left(t_o^+\right) - \psi_{s2}\left(t_o^+\right) \tag{3.31}$$

Os fluxos de sequência positiva e negativa produzidos pela ocorrência da falta assimétrica giram em sentidos opostos, portanto, a cada período por duas vezes esses fluxos estarão alinhados e com mesmo sentido e por duas vezes estarão alinhados, porém com sentidos opostos. Caso o afundamento ocorra num instante tal que os fluxos produzidos estejam alinhados e com o mesmo sentido, tem-se a ausência de fluxo natural, como pode ser visto na Figura 2.3.

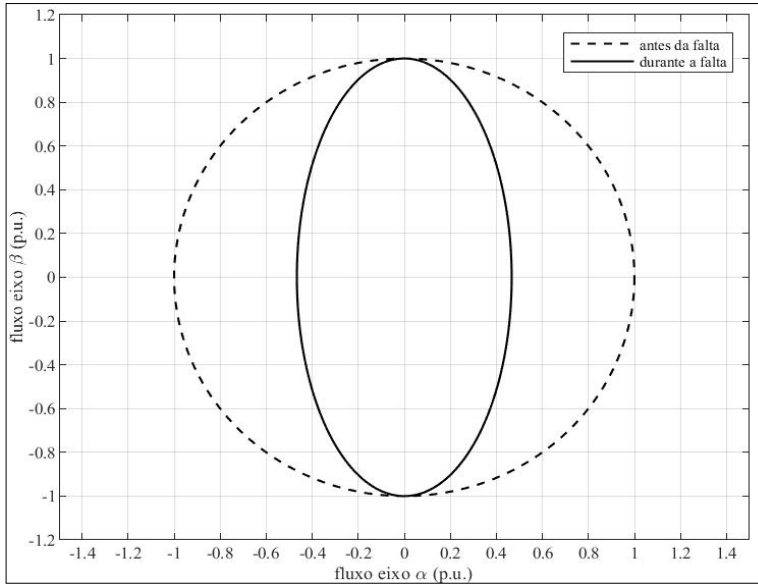
Figura 2.3 – Diagrama Fasorial de Afundamento sem Produção de Fluxo Natural



Fonte: os autores

Quando essa situação ocorre, o fluxo durante o afundamento tem o seu perfil mudado de circular para elipsoidal, como mostrado na Figura 2.4, porém não há nenhum transitório para essa mudança de perfil.

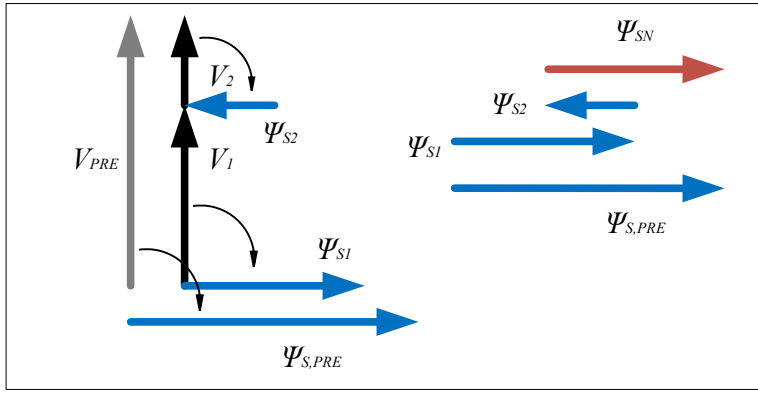
Figura 2.4 – Fluxo da Máquina durante Afundamento de Tensão Desequilibrado sem Componente Natural



Fonte: os autores

Por outro lado, caso o afundamento ocorra no momento em que os fluxos de sequência positiva e negativa produzidos estejam alinhados, porém em oposição de fase, o valor inicial da componente natural será máximo, como mostra o diagrama fasorial da Figura 2.5.

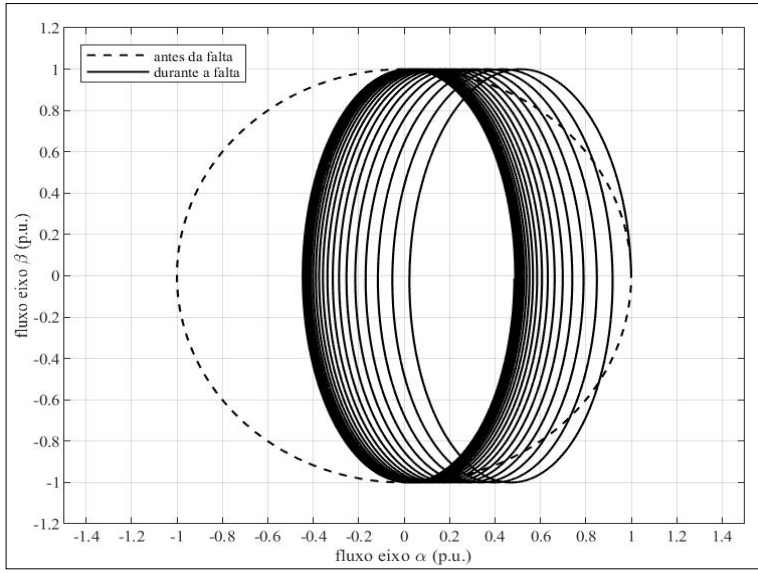
Figura 2.5 – Diagrama Fasorial de Afundamento com Produção de Fluxo Natural Máximo



Fonte: os autores

Nesse caso, entre a transição do perfil circular para o perfil elipsoidal haverá um transitório durante a existência do fluxo natural, conforme a Figura 2.6.

Figura 2.6 – Fluxo da Máquina durante Afundamento Desequilibrado com Componente Natural



Fonte: os autores

Utilizando-se o método das componentes simétricas, pode-se resumir, conforme o tipo de afundamento, bem como sua profundidade p, o valor das tensões de sequência positiva e negativa aplicadas ao DFIG, conforme a Tabela 2.2. A tabela também apresenta a faixa de variação do valor inicial da componente natural do fluxo que, como dito antes, depende do alinhamento dos fluxos de sequência positiva e negativa.

Tabela 2.2 – Relação entre o tipo de falta e as componentes de tensão

Falta	$\lvert V_1 \rvert$	$\lvert V_2 \rvert$	$\lvert \vec{\Psi}_{n0}$
Fase – Neutro	$1-p/3$	$p/3$	$0\,a\,2p/3$
Fase – Fase	$1-p/2$	$p/2$	$0\,a\,p$
Fase – Fase – Neutro	$1-2p/3$	$p/3$	$p/3\ a\ p$
Fase – Fase – Fase	$1-p$	0	p

Fonte: os autores

Cada uma dessas componentes do fluxo induzirá uma componente de fem no rotor, de acordo com a sua amplitude e velocidade angular em relação ao respectivo enrolamento de rotor. Substituindo em (3.28) e (3.29), tem-se (3.32) a (3.34).

$$\vec{e}_{rf1}^{\,r} = \sqrt{2}V_1 \frac{L_m}{L_s} s e^{js\omega_s t} \tag{3.32}$$

$$\vec{e}_{rf2}^{\,r} = \sqrt{2}V_2 \frac{L_m}{L_s} \left(2-s\right) e^{-j(2-s)\omega_s t} \tag{3.33}$$

$$\vec{e}_{rn}^{\,r} = -\frac{L_m}{L_s} j\omega_m \psi_{sn}^{r} \tag{3.34}$$

O valor final da fem induzida é, portanto, a soma desses três termos (3.35).

$$\vec{e}_{r}^{\,r} = \vec{e}_{rf1}^{\,r} + \vec{e}_{rf2}^{\,r} + \vec{e}_{rn}^{\,r} \tag{3.35}$$

A primeira tensão é pequena, uma vez que é proporcional ao escorregamento, e sua frequência é igual à de escorregamento. A segunda tensão pode ser bastante significativa dependendo da taxa de assimetria do afundamento de tensão e possuirá uma frequência próxima ao dobro da frequência da rede. A expressão da fem induzida pelo fluxo natural é exatamente a mesma dos afundamentos simétricos, a menos do seu valor inicial que depende de outros fatores além

da profundidade do afundamento. Sua frequência é igual à frequência angular do rotor, ou seja, próxima à frequência da rede.

Com o modelo demonstrado para distúrbios na rede, percebe-se que o principal problema dos afundamentos de tensão para o DFIG é a tensão induzida elevada que surge no rotor devido à mudança no fluxo da máquina. Essa tensão pode levar à circulação de correntes cujos valores são superiores aos suportados pelos componentes eletrônicos do conversor. Além disso, a análise a ser efetuada do efeito de um afundamento de tensão nos terminais de um DFIG depende do tipo de falta. Como a falta pode ser simétrica ou assimétrica, os dois modelos foram apresentados neste capítulo e serão usados no momento oportuno conforme a falta analisada.

RESUMO

Para a análise do comportamento dinâmico do DFIG, utiliza-se o modelo em coordenadas dq da máquina, obtendo-se um conjunto reduzido de equações comparado à representação em coordenadas abc. Embora o eixo d possa estar orientado no fluxo do estator, a orientação pela tensão da rede é mais vantajosa do ponto de vista da estabilidade do sistema de controle. Com isso, o fluxo pode ser considerado no eixo q, uma vez que a queda de tensão na resistência estatórica é diminuta.

A análise de operação do DFIG sob afundamentos de tensão é mais elucidativa mantendo as equações de rotor sem refletir ao estator. Assim, fica claro que a tensão de rotor sofrerá forte variação sempre que o fluxo de estator, refletido ao rotor, apresentar variações originadas por afundamentos de tensão. Por ocasião do afundamento, ocorre uma diferença entre o fluxo anterior ao afundamento e o novo fluxo imposto pela nova tensão de estator. A resposta do fluxo entre o regime estacionário anterior e o novo valor em regime permanente é um fluxo transitório que induz forte variação de tensão no rotor.

Maiores correntes de falta no rotor ocorrem em situações de afundamento para faltas simétricas e que ocorram instantaneamente. Apesar de pouco provável, representa a pior condição que a estrutura deverá suportar.

Já os afundamentos desequilibrados são os mais comuns nos sistemas elétricos, sendo o curto-circuito fase-terra a falta mais comum. A análise pode ser realizada separando o sistema nas sequências positiva e negativa aplicando o Teorema de Fortescue. Como as sequências positiva e negativa giram em sentidos opostos, a cada período da rede por duas vezes esses fluxos estarão alinhados e com mesmo sentido, e por duas vezes estarão alinhados em sentido oposto. O fluxo transitório, ao contrário do afundamento equilibrado, em que sai de um valor nominal a um valor reduzido, mas ambos circulares, sai de um fluxo circular a um fluxo elíptico, mas de mesmo valor máximo.

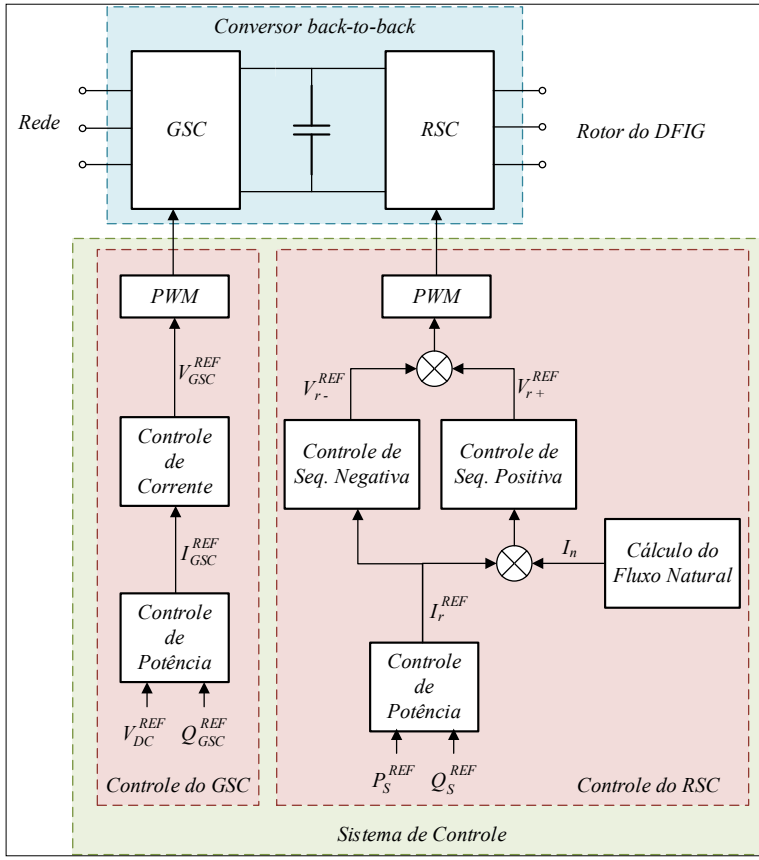
Controle do Conversor Back-to-Back

A função básica do sistema de controle do sistema de conversão de energia eólica é a máxima extração de potência do vento. Esse controle dinâmico é efetuado pelo controle adequado do conversor de potência. O conversor permite a operação da turbina em velocidade variável e aproveitamento máximo da energia cinética do vento.

Para garantir a estabilidade do sistema e a operação ótima, há diversas variáveis a serem mantidas controladas em referências estabelecidas, tais como o torque, a potência ativa e reativa da máquina; e ainda variáveis relacionadas ao GSC, como potência reativa e tensão do barramento CC. O sistema de controle tem como tarefa receber essas referências e determinar as tensões a serem geradas em ambos os conversores.

O conversor do lado da rede (GSC) controla a tensão do barramento CC e o fluxo de potência reativa entre o conversor e a rede. O conversor do lado do rotor (RSC) controla os fluxos de potência ativa e reativa entre o estator da máquina e a rede elétrica. A Figura 3.1 ilustra esse sistema de controle, apresentando as malhas em cascata, que serão detalhadas posteriormente.

Figura 3.1 – Sistema de controle do conversor eletrônico



Fonte: os autores

A título de demonstração do projeto dos controladores e do desempenho das diversas estratégias para a suportabilidade a afundamentos de tensão, será considerado um aerogerador com potência nominal de 2 MW. Os parâmetros dessa máquina são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Dados do Gerador Utilizado

Potência Nominal	2,0 MW
Tensão de Linha no Estator	690 V
Corrente Nominal do Estator	1760 A
Frequência Nominal	50 Hz
Velocidade Síncrona	1500 rpm
Relação de Transformação Estator/Rotor	1/3 (Y/Y)
Indutância de Magnetização	2,5 mH
Indutância de Dispersão do Estator	0,087 mH
Indutância de Dispersão do Rotor	0,783 mH
Resistência do Estator	2,6 mΩ
Resistência do Rotor	26,1 mΩ

Fonte: Abad *et al.* (2011)

PROJETO DO CONVERSOR *BACK-TO-BACK*

Para a utilização em conversores fonte de tensão PWM aplicados em sistemas de conversão de energia eólica, o dispositivo eletrônico mais comum é o IGBT, por permitir a operação com frequência de chaveamento da ordem de kHz e valores elevados de tensão e corrente. Nas simulações, considerando o IGBT tendo em antiparalelo um diodo, assumiu-se o comportamento ideal desse conjunto, desconsiderando-se as perdas e o tempo morto entre as comutações. Dessa forma, o projeto das chaves eletrônicas não foi contemplado neste trabalho.

Os sinais de comando dos IGBTs podem ser obtidos de duas formas. Uma, chamada de modulação senoidal, SPWM, o sistema de controle gera uma referência senoidal de tensão na frequência desejada, que é comparada com uma onda triangular na frequência de chaveamento. Outra, modulação vetorial, SVPWM, os vetores tensão, obtidos em cada situação de chaves ligadas do inversor, são combinados em um período de comutação de forma a gerar a tensão esperada naquele instante. Será utilizado neste livro o SPWM.

Na modulação senoidal, para garantir a qualidade da forma de onda de tensão gerada pelo conversor eletrônico dois índices são

importantes. O primeiro desses indicadores é o índice de modulação de frequência, m_f. Esse índice é obtido pela razão entre a frequência da onda triangular, ou seja, a frequência de comutação, e a frequência da onda de referência, como exposto em (3.36).

$$m_f = \frac{f_{tri}}{f_{ref}} \tag{3.36}$$

Quanto maior o valor desse índice, melhor a qualidade da forma de onda na saída do conversor. Entretanto, com o aumento desse índice o número de transições das células de chaveamento se eleva. Isso implica uma maior dissipação de potência no conversor, devendo ser considerado um compromisso entre esses dois fatores.

Adotou-se um índice de modulação igual a 100, de maneira a se obter uma eliminação de componentes harmônicas de ordem mais baixa e ao mesmo tempo reduzir as perdas de chaveamento nas chaves eletrônicas. Dessa forma, a frequência de chaveamento (f_{tri}) é igual a 5 kHz.

Outro indicador é o índice de modulação de amplitude, m_a, dado por (3.37).

$$m_a = \frac{|v^*|}{|v_{tri}|} \tag{3.37}$$

Sob condições ideais, por meio da decomposição em série de Fourier do sinal de saída, esse índice pode determinar a tensão obtida na saída do conversor (3.38).

$$v_{an1} = m_a \frac{V_{CC}}{2} \quad se \quad m_a \leq 1 \tag{3.38}$$

Dessa forma, fica determinado o valor máximo da tensão fundamental na saída do conversor como sendo metade do valor da tensão no barramento CC.

Adotou-se a tensão de linha RMS no ponto de conexão do GSC com a rede igual a 400V, por meio da utilização de um transformador de três enrolamentos. O índice de modulação de amplitude foi escolhido igual a 0,7 para permitir excursão dos sinais de referência durante transitórios, assim, tem-se a tensão do barramento CC (V_{CC}) igual a 933,14V

O projeto da capacitância para o barramento CC do conversor *back-to-back* foi feito conforme os critérios de Carlsson (1998). São definidos dois critérios para esse dimensionamento. O primeiro considerando que a tensão do capacitor deve ser praticamente constante apesar da descontinuidade da corrente que passa por ele. O segundo considera a manutenção da tensão no barramento CC durante transitórios, sendo o pior caso a reversão do sentido da potência no conversor.

Empregando a metodologia da referência, obtém-se:

$$C \geq 24\,mF$$

A Tabela 3.2 resume os valores dos parâmetros adotados para o conversor BTB.

Tabela 3.2 – Parâmetros do Conversor BTB

Tensão do Barramento CC do Conversor BTB	1,0 kV
Capacitância do Barramento CC do Conversor BTB	30 mF
Frequência da Portadora Triangular	5 kHz

Fonte: os autores

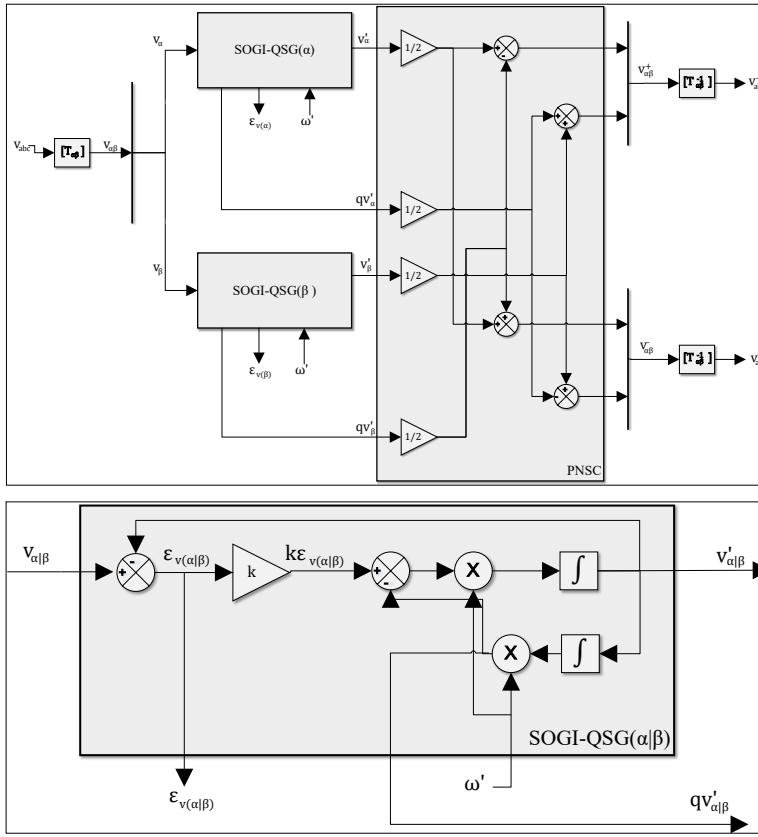
CIRCUITO DETECTOR DE FASE – PLL

Utilizando o modelo dinâmico apresentado para o DFIG, as variáveis de estator e rotor estão referidas ao estator em um sistema de coordenadas síncrono. Escolhendo-se adequadamente o alinhamento do referencial dq, as potências ativa e reativa são desacopladas, permitindo o seu controle independente. Foi adotado, conforme mencionado, a orientação pela tensão do estator.

Idealmente, o vetor de tensão da rede deveria possuir módulo e frequência de rotação constantes, descrevendo tensões perfeitamente senoidais. Contudo, na prática há inúmeras não idealidades no sistema elétrico que originam distúrbios no vetor da tensão – componentes harmônicos, desbalanceamentos, oscilações na frequência, entre outros. O conversor que esteja conectado à rede está sujeito a todos esses distúrbios e para o seu correto funcionamento a sincronização com a rede deve ser feita corretamente. A detecção do ângulo é então realizada por meio de um circuito detector de fase, ou sincronizador, comumente chamado de PLL, sigla do inglês para *phase locked loop.*

Há diversas estruturas para o PLL apresentadas na literatura. Aqui, utiliza-se a estrutura DSOGI-FLL (*Double Second-Order Generalized Integrator – Frequency Locked Loop*) demonstrada por Teodorescu, Liserre e Rodríguez (2007), como mostrado na Figura 3.2. Essa topologia foi escolhida por apresentar resposta rápida e precisa mesmo durante condições de anormalidade das tensões da rede.

Figura 3.2 – Estrutura do DSOGI-FLL



Fonte: Teodorescu, Liserre e Rodriguez (2007)

A estrutura DSOGI consiste em quatro blocos básicos:

- No primeiro bloco, chamado de $T_{\alpha\beta}$, as tensões trifásicas são convertidas para o sistema de eixos αβ por meio da transformada de Clarke;
- Os blocos SOGI-QSG (*Second-order Generalized Integrator for Quadrature Signal Generator*) realizam as mesmas operações para os vetores dos eixos α e β, separadamente. Esses blocos

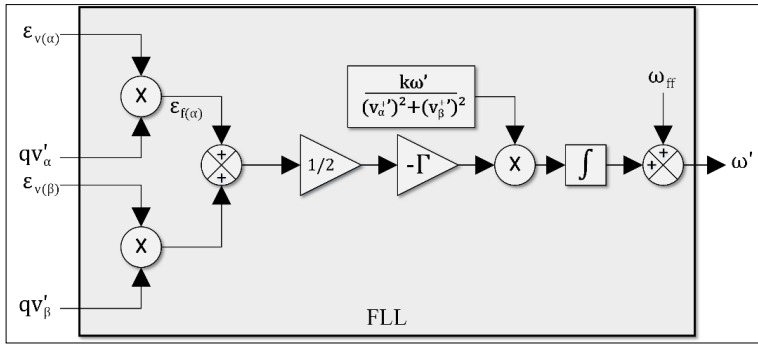
são filtros seletivos em torno da frequência ω' (fornecida pelo FLL) que geram sinais em quadratura v_α, qv_α, v_β e qv_β;

- O bloco PNSC (*positive/negative-sequence calculation*) gera, a partir dos sinais em quadratura, os vetores α e β de sequência positiva e negativa;
- Finalmente, os blocos $T_{\alpha\beta}^{-1}$ realizam a transformada inversa de Clarke convertendo os sinais novamente para o sistema trifásico em sequência positiva e negativa.

O único parâmetro a ser definido nessa estrutura é o ganho proporcional k. Esse ganho define o grau de seletividade do filtro, sendo que o valor de $k = \sqrt{2}$ garante a relação ótima entre sobressinal e tempo de resposta do sinal.

O detector de frequência FLL adotado é apresentado na Figura 3.3.

Figura 3.3 – Estrutura do Detector de Frequência



Fonte: Teodorescu, Liserre e Rodriguez (2007)

Utiliza-se apenas um FLL para o cálculo de ω' para os SOGI-QSG de α e β, visto que ambos estão em uma mesma frequência. O que se faz, portanto, é calcular o erro médio a partir dos sinais fornecidos pelo QSG de α e β. A frequência base do sistema, ω_{ff}, é inserida para diminuir o esforço da malha de controle. O ganho Γ é ajustado para determinar o tempo de acomodação do sistema, essa relação é descrita por (3.39).

$$t_{acomodação} \cong \frac{4,6}{\Gamma} \tag{3.39}$$

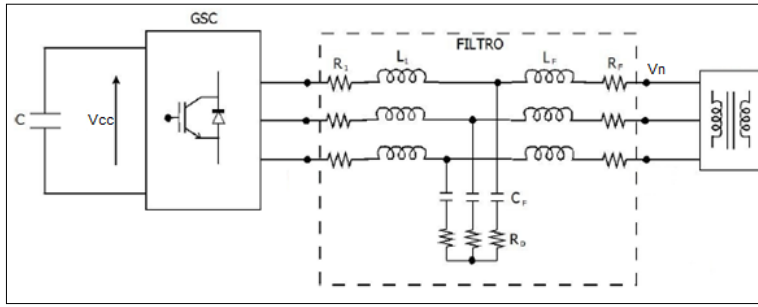
Escolhendo um tempo de acomodação próximo de 100ms, obtém-se o ganho, aproximadamente, $\Gamma = 50$.

FILTRO LCL

A conexão do GSC com o sistema elétrico deve atender aos requisitos de qualidade de energia com relação aos harmônicos conforme a IEEE 519 (IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY, 2022). Como a tensão de saída do conversor é uma onda quadrada com modulação PWM, seu conteúdo harmônico é elevado, sobretudo em frequências próximas da frequência de chaveamento. A utilização de um filtro é indispensável para a supressão desses harmônicos.

Nesse texto, foi utilizado um filtro LCL (indutor-capacitor-indutor), conforme mostrado na Figura 3.4. Com essa topologia, permite-se a redução dos indutores em comparação com um filtro indutivo puro – isso ocorre devido ao filtro ser de terceira ordem, apresentando um elevado grau de atenuação comparado ao filtro puramente indutivo, o que reduz significativamente as dimensões e o peso do filtro. As resistências em série com as indutâncias são instrínsecas dos enrolamentos. As resistências em série com os capacitores são inseridas para aumentar o amortecimento do filtro.

Figura 3.4 – Filtro LCL entre GSC e a Rede



Fonte: os autores

Para o projeto do filtro, foi utilizada a metodologia apresentada por Liserre, Blaabjerg e Hansen (2005). Nesse trabalho são especificadas as restrições para o dimensionamento dos componentes:

- O capacitor deve ser ajustado para não reduzir o fator de potência no ponto de conexão durante a operação com potência nominal. Em geral, adota-se um valor inferior a 5% da impedância de base;
- O valor total da indutância deve ser inferior a 0,1 pu para limitar a queda de tensão entre a rede e o conversor e garantir a controlabilidade do sistema;
- A frequência de ressonância deve estar entre dez vezes a frequência da rede (f_s) e metade da frequência de chaveamento (f_{sw});
- O amortecimento deve ser tal que suprima oscilações e ao mesmo tempo não cause perdas significativas a ponto de reduzir a eficiência.

Dessa forma, o capacitor é determinado por (3.40).

$$C_f = 0,05.\frac{P_n}{2.\pi.f_s.V_n^2} \tag{3.40}$$

Onde P_n e V_n são a potência e a tensão nominal do conversor, respectivamente.

A indutância do lado do conversor deve ser suficiente para suprimir as oscilações de corrente (i_{ripple}). Foi adotado um valor de *ripple* inferior a 3,5% e o indutor foi calculado conforme (3.41).

$$L_1 = \frac{V_n}{2.\sqrt{6}.f_{sw}.i_{ripple}} \tag{3.41}$$

A relação entre os indutores do lado da rede e do conversor (r) pode ser determinado por meio da atenuação desejada dos componentes harmônicos da frequência de chaveamento, nesse caso 20%, conforme (3.42).

$$\frac{i_g(h_s)}{i(h_s)} = \frac{1}{\left|1 + r\left(1 - L_1 C_f \omega_s^2 .0,05\right)\right|} = 20\% \tag{3.42}$$

Verifica-se se a frequência de ressonância atende à condição estabelecida. O resistor adotado foi escolhido como um terço da impedância do capacitor. Dessa forma, os parâmetros do filtro escolhido são mostrados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Parâmetros do Filtro LCL

Tensão de Linha no GSC	400 V
Indutância do Lado do Conversor	0,7mH
Indutância do Lado da Rede	0,144mH
Capacitância	0,2mF
Resistência	15,87Ω

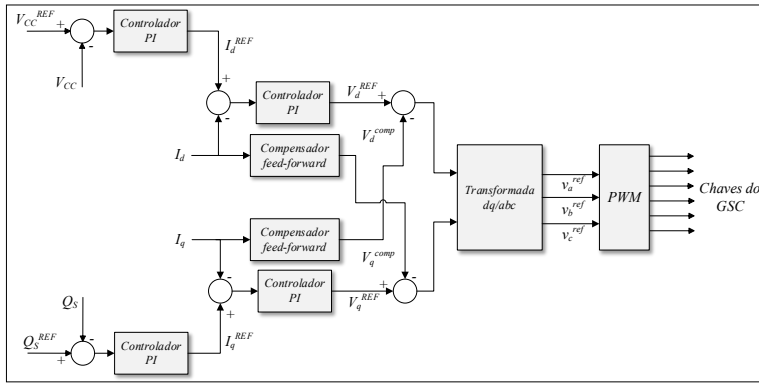
Fonte: os autores

CONTROLE DO GSC

A malha de controle do GSC é um sistema em cascata, desacoplado nos eixos d e q, conforme Figura 3.5. As malhas de controle da tensão

do barramento CC e do fluxo de potência reativa funcionam como malhas externas fornecendo os sinais de referência para a corrente de eixo direto e de eixo quadratura. Na malha interna, é determinada a tensão que deve ser sintetizada no conversor para garantir essa corrente e consequentemente a tensão CC e a potência reativa desejadas.

Figura 3.5 – Malha de Controle do GSC



Fonte: os autores

Para a análise das funções de transferência e projeto dos controladores que a seguir são apresentadas, foram utilizadas as análises e deduções apresentadas por Mendes (2013).

O GSC se conecta à rede elétrica por meio do filtro LCL. Para fins de simplificação, no projeto das malhas de controle considera-se esse filtro apenas como a soma dos indutores. Dessa forma, (3.43) e (3.44) descrevem esse sistema em um referencial na frequência síncrona.

$$v_d = -R_T.i_d - L_T.\frac{di_d}{dt} + e_d + \omega.L_T.i_q \tag{3.43}$$

$$v_q = -R_T.i_q - L_T.\frac{di_q}{dt} - \omega.L_T.i_d \tag{3.44}$$

Onde as tensões v_d e v_q representam as componentes de eixo direto e quadratura sintetizadas pelo conversor, R_T e L_T são os parâmetros do filtro e e_d é a tensão da rede, que apresenta apenas a componente de eixo direto devido à orientação adotada.

Nessa equação, percebe-se que há uma função de transferência entre a tensão de eixo d e a corrente de eixo d, e da mesma forma entre a tensão de eixo q e a corrente de eixo q, conforme (3.45).

$$G_{in} = \frac{i_d}{v_d} = \frac{i_q}{v_q} = \frac{}{L_T s + R_T} \tag{3.45}$$

Mediante essa função de transferência, são projetados os controladores para a malha de corrente (malha interna), por meio de (3.46) e (3.47).

$$T_i = \frac{L_T}{R_T} \tag{3.46}$$

$$K_p = \frac{L_T}{2.T_a} \tag{3.47}$$

Onde T_a é o atraso provocado pelo chaveamento do inversor, igual à metade do período de chaveamento.

Nota-se ainda que há termos de acoplamento entre os eixos nas equações (4.8) e (4.9) – esses termos são considerados perturbações pela malha de controle e são compensados por controladores *feed-forward*, descritos por (3.48) e (3.49).

$$V_{d\,comp} = e_d + \omega.L_T.i_q \tag{3.48}$$

$$V_{q\,comp} = -\omega.L_T.i_d \tag{3.49}$$

Com a tensão orientada no eixo d, as equações da potência ativa e da potência reativa são dadas por (3.50) e (3.51).

$$P_{GSC} = \frac{3}{2} Re\left\{\vec{v}_s.\vec{i}^*\right\} = \frac{3}{2}\left(|V|.i_d\right) \tag{3.50}$$

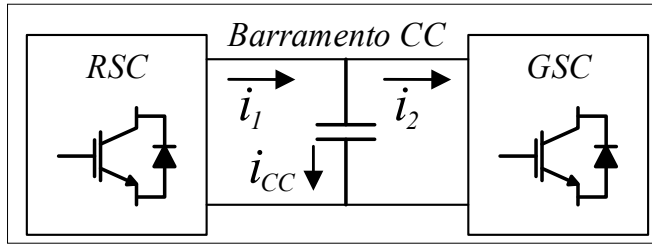
$$Q_{GSC} = \frac{3}{2} Im\left\{\vec{v}_s.\vec{i}^*\right\} = \frac{3}{2}\left(|V|.i_q\right) \tag{3.51}$$

Fica claro que a potência ativa é controlada pela componente de eixo d da corrente, enquanto a potência reativa é controlada pela corrente no eixo q. Dessa forma, tem-se o controle desacoplado da potência.

Pelo barramento CC flui apenas potência ativa. Assim, o controle da tensão CC é feito pelo balanço de potência entre o rotor e o GSC. Quando o rotor da máquina está consumindo potência ativa, a tensão CC tende a diminuir, e o GSC consome potência da rede para impedir que isso ocorra. Quando o rotor fornece potência ativa, o GSC deve despachar essa potência para a rede para impedir a elevação da tensão CC. As correntes no elo-CC podem ser relacionadas por (3.52), conforme a Figura 3.6.

$$i_1 = i_2 + C\frac{dV_{CC}}{dt} \tag{3.52}$$

Figura 3.6 – Correntes no Barramento CC do Conversor *back-to-back*



Fonte: os autores

A corrente i_2 é considerada uma perturbação para a malha de controle e, portanto, a função de transferência para esse sistema pode ser descrita por (3.53).

$$G_{Vcc} = \frac{V_{cc}}{i_1} = \frac{1}{sC} \tag{3.53}$$

Dessa forma, os controladores dessa malha podem ser projetados por (3.54) e (3.55).

$$T_i = 4.\tau_{cor} \tag{3.54}$$

$$K_p = \frac{C}{2.\tau_{cor}} \tag{3.55}$$

Onde τ_{cor} é o atraso inserido pela malha de controle de corrente.

O controle de potência reativa é feito de forma independente, conforme o fator de potência desejado. Durante a operação normal, a potência reativa é mantida em zero, garantindo fator de deslocamento unitário do conversor.

A medição instantânea da potência possui muitos ruídos devido ao chaveamento do conversor. Essa medição é filtrada e esse filtro é levado em consideração na função de transferência da potência reativa, conforme (3.56).

$$G_{Q\,GSC} = \frac{Q_{GSC}}{i_n} = -\frac{3}{2}\frac{V_n}{T_{Q\,GSC}s + 1} \tag{3.56}$$

Sendo $T_{Q\,GSC}$ a constante de tempo desse filtro, os ganhos dessa malha de controle podem ser projetados por (3.57) e (3.58).

$$T_i = T_{Q\,GSC} \tag{3.57}$$

$$K_p = \frac{T_{Q\,GSC}}{3.V_n.\tau_{cor}} \tag{3.58}$$

Dessa forma, os ganhos adotados para o controle do GSC são vistos na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 – Ganhos dos Controladores do GSC

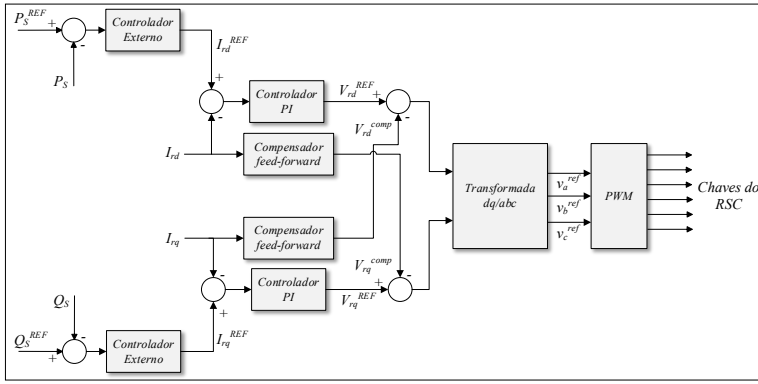
Controlador de Corrente do GSC	Kp	8,44
	Ti	0,0844s
Controlador da Tensão do Elo-CC	Kp	1
	Ti	0,1s
Controlador da Potência Reativa no GSC	Kp	0,2962
	Ti	0,3376 s

Fonte: os autores

CONTROLE DO RSC

Assim como no GSC, no RSC é utilizado um sistema de controle em cascata desacoplado, conforme Figura 3.7. As malhas externas fornecem a referência de corrente necessária para se obter a potência ativa e reativa desejada no estator da máquina. As malhas internas recebem essa referência e determinam as tensões a serem sintetizadas no rotor do DFIG.

Figura 3.7 – Malha de Controle do RSC



Fonte: os autores

Também para o RSC foram utilizadas funções de transferência e projetos dos controladores conforme apresentados por Mendes (2013).

As tensões a serem produzidas no rotor em função das correntes de eixo d e q são dadas por (3.59) e (3.60).

$$v_{rd} = R_r.i_{rd} + \sigma L_r.\frac{di_{rd}}{dt} - \omega.\sigma.L_r.i_{rq} - \omega_r.\frac{L_m}{L_s}.\psi_{sq} \tag{3.59}$$

$$v_{rq} = R_r.i_{rq} + \sigma.L_r.\frac{di_{rd}}{dt} + \omega.\sigma.L_r.i_{rd} \tag{3.60}$$

Por meio dessas equações, pode-se estabelecer as funções de transferência do sistema (3.61)

$$G_{ir} = \frac{i_{rd}}{v_{rd}} = \frac{i_{rq}}{v_{rq}} = \frac{1}{\sigma.L_r.s + R_r} \tag{3.61}$$

Nesse caso, os termos de acoplamento são considerados perturbações compensadas com controladores *feedforward*, conforme (3.62) e (3.63).

$$V_{rd\,comp} = -\omega.\sigma.L_r.i_{rq} - \omega_r.\frac{L_m}{L_s}.\psi_{sq} \tag{3.62}$$

$$V_{q\,comp} = \omega.\sigma.L_r.i_{rd} \tag{3.63}$$

Os controladores podem ser dimensionados por (3.64) e (3.65).

$$T_i = \frac{\sigma.L_r}{R_r} \tag{3.64}$$

$$K_p = \frac{\sigma.L_r}{2.T_a} \tag{3.65}$$

Como apresentado anteriormente, as potências ativa e reativa no estator podem ser calculadas por (3.66) a (3.69).

$$P_s = \frac{3}{2} Re\left\{\vec{v}_s . \vec{i}_s^*\right\} = \frac{3}{2}\left(|V| . i_{sd}\right) \tag{3.66}$$

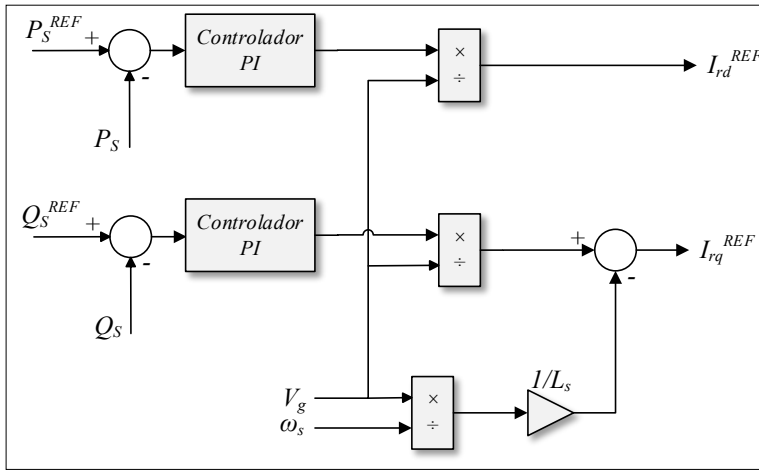
$$Q_s = \frac{3}{2} Im\left\{\vec{v}_s . \vec{i}_s^*\right\} = \frac{3}{2}\left(|V| . i_{sq}\right) \tag{3.67}$$

$$i_{sd} = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{rd} \tag{3.68}$$

$$i_{sq} = -\frac{L_m}{L_s} i_{rq} \tag{3.69}$$

Com isso, a malha de controle externa é construída conforme a Figura 3.8.

Figura 3.8 – Malha Externa de Controle do RSC



Fonte: os autores

O controle de potência considera os filtros utilizados, da mesma forma que no GSC, portanto sua função de transferência é dada por (3.70) e (3.71)

$$G_{Ps} = -\frac{3}{2}\frac{\frac{L_m}{L_s}v_{sd}}{T_{Ps}s+1} \tag{3.70}$$

$$G_{Qs} = -\frac{3}{2}\frac{\frac{L_m}{L_s}v_{sd}}{T_{Qs}s+1} \tag{3.71}$$

Os ganhos nos controladores da malha de potência são então calculados por (3.72) e (3.73)

$$T_i = T_{Ps} = T_{Qs} \tag{3.72}$$

$$K_p = \frac{T_{Ps}}{3\frac{Lm}{Ls}\tau_a} \tag{3.73}$$

De maneira resumida, os ganhos obtidos são apresentados na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 – Ganhos dos Controladores do RSC

Controlador de Corrente do RSC	Kp	1,7107
	Ti	0,059s
Controlador da Potência no Estator	Kp	0,69
	Ti	0,03s

Fonte: os autores

Controle de Corrente de Magnetização

Como apresentado na seção 2.3, a existência do fluxo natural durante afundamentos de tensão gera dois efeitos prejudiciais ao funcionamento do DFIG, a saber: altas tensões induzidas no circuito de rotor e surgimento de uma nova componente no fluxo da máquina em frequência diferente. O primeiro efeito prejudica o funcionamento do conversor, que uma vez sujeito a essas tensões satura e é atravessado

por correntes sobremaneira elevadas. O segundo efeito provoca oscilações no torque e na potência gerada, aumentando o desgaste da máquina e podendo levar à instabilidade.

Durante afundamentos de tensão, a máquina perde magnetização, visto que o fluxo, devido à tensão remanescente, é menor do que o fluxo com tensão plena. Essa desmagnetização pode ser vista pelo decaimento do fluxo natural.

Segundo (3.14), reescrita em (3.74), o fluxo no rotor da máquina é dependente do fluxo no estator, porém, pode ser influenciado pela corrente injetada no rotor.

$$\vec{\psi}_r^{\,r} = \frac{L_m}{L_s}\vec{\psi}_s^{\,r} + \sigma L_r \vec{i}_r^{\,r} \tag{3.74}$$

Como visto, esse fluxo de rotor, durante afundamentos de tensão, é composto por duas parcelas – natural e forçada. Uma estratégia muito utilizada para diminuir o efeito da desmagnetização da máquina é injetar uma corrente para acelerar o decaimento do fluxo natural, como apresentado a seguir.

Aumentando o amortecimento do fluxo, reduz-se o período de operação com altas tensões induzidas no rotor, diminuindo a operação saturada do conversor. Além disso, reduz-se as oscilações provocadas no torque e na potência.

O fluxo natural foi calculado a partir das correntes medidas no estator e no rotor, e dos parâmetros da máquina, como descrito em (3.75) e (3.76).

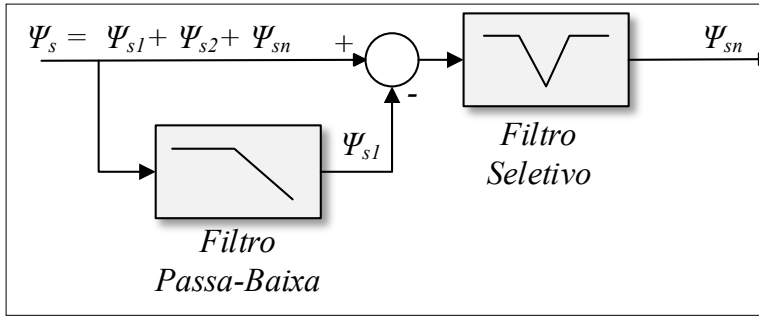
$$\Psi_{\alpha s} = \left(L_{\sigma s} + L_m\right) i_{\alpha s} + L_m i_{\alpha r} \tag{3.75}$$

$$\Psi_{\beta s} = \left(L_{\sigma s} + L_m\right) i_{\beta s} + L_m i_{\beta r} \tag{3.76}$$

Esse fluxo é então calculado em um referencial síncrono, no qual a componente de fluxo de sequência positiva aparece como um valor constante, a componente de sequência negativa com o dobro da frequência síncrona, e a componente natural na frequência síncrona.

Passando por um filtro passa baixa, obtém-se a parcela de sequência positiva do fluxo. Ao subtrair essa parcela do fluxo total, restam as componentes natural e de sequência negativa. Por meio de um filtro seletivo sintonizado no dobro da frequência da rede, extrai-se a componente natural do fluxo, conforme Figura 3.9.

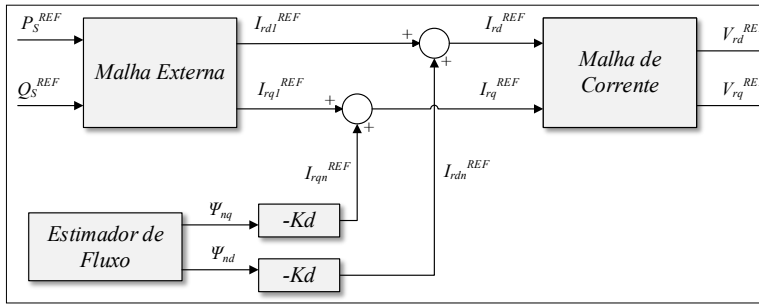
Figura 3.9 – Extração da Componente Natural do Fluxo



Fonte: os autores

Uma vez estimado o fluxo natural, pode-se adicionar ao controle uma corrente proporcional a esse fluxo para aumentar o seu amortecimento, conforme Figura 3.10.

Figura 3.10 - Malha de Controle da Corrente de Magnetização



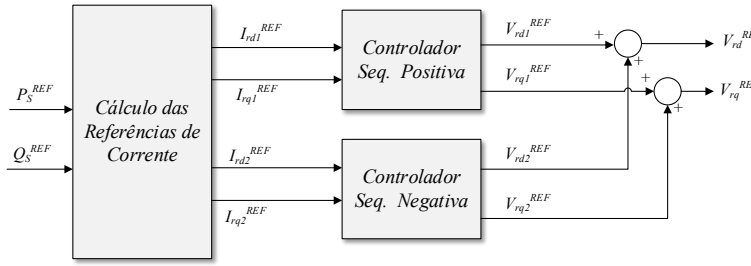
Fonte: os autores

Não é necessário um controlador integral, uma vez que a componente natural já tende a zero em regime permanente. Quanto maior o ganho *Kd*, mais rápido o decaimento do fluxo, contudo, seu aumento descontrolado pode fazer ultrapassar a capacidade de circulação de corrente das chaves do conversor. Em vista disso, por meio de sucessivos testes foi obtido o valor de *Kd* = 0,05, por apresentar uma boa relação custo-benefício para essas restrições.

Controle de Sequência Negativa do RSC

Durante condições de desequilíbrio na rede é necessário algum sistema para suprimir os efeitos da componente de sequência negativa de tensão. Tais efeitos são principalmente: oscilações no torque, sobrecorrentes no estator e sobretensões no rotor. Por meio da inserção precisa de componentes de sequência negativa na corrente do rotor, pode-se contornar esses problemas. Dessa maneira, utiliza-se um controle em paralelo ao controle do RSC para a malha de corrente de sequência negativa, conforme Figura 3.11, com a técnica normalmente denominada *dual-control*.

Figura 3.11 – Estratégia de Controle *Dual-Control* para o RSC



Fonte: os autores

Como a configuração do sistema para a sequência negativa é a mesma da sequência positiva – isto é, considera-se que as resistências

e indutâncias da máquina têm o mesmo valor para ambas –, utilizam-se nos controladores PI os mesmos ganhos que foram projetados anteriormente.

Com o PLL utilizado, é possível extrair a fase da componente de sequência negativa da tensão da rede. Subtraindo dessa componente o ângulo de rotação do rotor, pode-se determinar a fase das componentes de sequência negativa vistas no rotor. Esse ângulo é utilizado para as transformações de referência.

Ao realizar a transformada dq utilizando o ângulo da sequência negativa, as componentes de sequência negativa aparecem como valores constantes, enquanto as componentes de sequência positiva aparecem como oscilações. Por meio de um filtro seletivo, essas componentes são eliminadas e tem-se uma medição precisa das componentes de sequência negativa das correntes de rotor.

A definição das referências para essas correntes pode ter diferentes objetivos (IEC 61400-21-1, 2019):

- Anular as componentes de sequência negativa da corrente de rotor;
- Anular as componentes de sequência negativa da corrente de estator;
- Eliminar as pulsações na potência ativa gerada no estator;
- Reduzir o estresse mecânico, eliminando as oscilações na potência total do gerador.

Neste texto, foi adotado o primeiro objetivo, definindo-se assim as referências para as componentes de sequência negativa do rotor iguais a zero.

RESUMO

O controlador CA-CC-CA no circuito do rotor, chamado de *back-to-back* (BTB), é o responsável pela operação adequada do DFIG. O conversor do lado da rede (GSC) controla tanto a tensão do barramento CC como o fluxo de potência reativa entre o conversor e a rede. Os

fluxos de potência ativa e reativa entre o estator da máquina e a rede elétrica são controlados pelo conversor do lado do rotor (RSC).

Os sinais de comando dos IGBTs dos conversores podem ser obtidos por modulação senoidal ou vetorial, sendo que nas simulações utilizou-se a modulação senoidal. A frequência de chaveamento deve ser significativamente maior que a frequência da tensão de referência, para melhor filtragem dos harmônicos de tensão, mas com atenção às perdas por comutação.

A tensão obtida no *back-to-back* é uma onda de forma quadrada e não pode ser conectada diretamente à rede, que é uma onda senoidal. O acoplamento é realizado por um filtro do tipo LCL, com resistor de amortecimento em série com o capacitor para reduzir as oscilações na frequência de sintonia do filtro.

A operação adequada do *back-to-back* é amarrada pelo sistema de sincronismo, sendo aqui empregado um sistema de detecção de fase e frequência denominado DSOGI-FLL.

Também a corrente de magnetização, que sofre forte alteração durante afundamentos de tensão, e as componentes de sequência negativa, que surgem nos afundamentos desequilibrados, devem ser considerados na estrutura de controle do *back-to-back*.

Integração do DFIG com a Rede Elétrica

Os códigos de rede são procedimentos que estabelecem requisitos para operação segura e confiável do sistema elétrico, tais como: faixas de tensão e frequência para operação contínua, suportabilidade a afundamentos e elevação de tensão, controle de potência ativa e reativa, e qualidade de energia (*flicker*, harmônicos e flutuações de tensão). Em alguns casos, esses códigos são genéricos, em outros, há códigos específicos para fontes renováveis, tais como solar e eólica.

A participação da energia eólica tem crescido progressivamente nos últimos anos em todo mundo, como apresentado no Capítulo 1. A expectativa é que esse crescimento continue nos próximos anos e que essa tecnologia de geração se torne cada vez mais relevante nos sistemas elétricos dos países. A Associação Europeia de Energia Eólica prevê que a geração eólica se torne responsável por 25% da demanda de energia no continente até 2030 (WIND EUROPE, 2019). No Brasil, para cumprir o compromisso na Conferência das Nações Unidas sobre as Mudanças Climáticas (COP 21), há um planejamento de aumentar para 33% o uso de fontes renováveis além da hídrica por meio do aumento da produção de energia eólica, solar e biomassa (BRASIL - MME - EPE, 2019).

Para manter a confiabilidade e desempenho da rede elétrica com esse crescimento da participação de geradores eólicos, os órgãos regulamentadores têm atualizado seus códigos de rede com requisitos específicos concernentes à operação de geradores eólicos e às fazendas eólicas. Esses novos códigos esperam que fazendas eólicas apoiem a rede elétrica e provejam serviços auxiliares, tal como as fontes tradicionais. Conforme o nível de participação da energia eólica em cada país e a robustez da rede elétrica, o nível dessa contribuição varia.

CONTROLE DE FREQUÊNCIA EM REGIME PERMANENTE

Para a operação estável do sistema elétrico, o controle de frequência é decisivo. Esse controle assegura a adaptação contínua entre a potência gerada e a potência consumida. O balanço de potência no sistema elétrico se relaciona com a frequência da rede por meio de todos os geradores síncronos conectados a ele – isto é, durante um transitório, um aumento na carga desacelera os geradores síncronos e leva a frequência a diminuir momentaneamente. Nas fontes tradicionais (hídrica e térmica), esse controle é feito de duas maneiras: uma ocorre naturalmente, devido à inércia desses geradores; a outra ocorre por meio de uma reserva de potência dessas fontes de geração.

A substituição progressiva das fontes convencionais por unidades eólicas e solares causará um impacto significativo no comportamento da frequência do sistema. Primeiramente, na maioria dos casos, essas fontes são desacopladas da rede por meio de conversores eletrônicos, portanto, não possuem inércia. Segundo, essas fontes despacham sempre a máxima potência disponível, pois em geral não tem reserva de potência. Para manter a estabilidade em frequência da rede elétrica, os códigos de rede têm exigido que a geração eólica proveja um serviço auxiliar destinado a esse controle.

Os códigos de rede apresentam valores diferentes para esse quesito conforme o órgão regulador, como mostrado na Tabela 4.1:

Tabela 4.1 – Exigências dos Códigos de Rede para Controle de Frequência

Local	Faixa de frequência	Período de Operação
Europa Continental (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que o período para 47,5Hz – 48,5Hz
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	30 min
Nórdicos (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 30 min
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	30 min
Reino Unido (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,0Hz – 47,5Hz	20 s
	47,5Hz – 48,5Hz	30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 90 min
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	90 min
	51,5Hz – 52,0Hz	15 min
Irlanda e Irlanda do Norte (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	90 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 90 min
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	90 min
Bálticos (EUROPEAN COMMISSION, 2016)	47,5Hz – 48,5Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 30 min
	48,5Hz – 49,0Hz	Especificado por cada operador, porém maior que o período para 47,5Hz – 48,5Hz
	49,0Hz – 51,0Hz	Ilimitado
	51,0Hz – 51,5 Hz	Especificado por cada operador, porém maior que 30 min
China (ALTIN *et al.*, 2010)	48,0Hz – 49,5Hz	10 min
	49,5Hz – 50,5Hz	Ilimitado
	50,5Hz – 51Hz	2 min
Brasil (ONS, 2020)	56Hz – 58,5Hz	20 s
	58,5Hz – 62,5Hz	Ilimitado
	62,5Hz – 63,0Hz	10s

Fonte: os autores

Por meio dessa tabela, observa-se que, apesar da atualização recente no código brasileiro, ainda há defasagem em relação a outros códigos que exigem a operação fora da faixa da frequência nominal por vários minutos. Isso ocorre porque, devido à maior penetração de geradores eólicos nesses países, estes devem contribuir mais efetivamente para a estabilidade do sistema. O código mais severo é o do Reino Unido, que devido à estrutura ilhada de seu sistema de transmissão está mais susceptível a oscilações.

CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA EM REGIME PERMANENTE

A capacidade de produção de potência ativa em geradores eólicos é determinada pelas condições de vento instantâneas, por isso os códigos de rede em geral regulam apenas a taxa de variação dessa potência. Essa regulação é importante para evitar a instabilidade da frequência da rede e minimizar os efeitos da variação dinâmica das turbinas – como em rajadas de vento ou energização e desligamento de um aerogerador.

De maneira resumida, as taxas de variação que atendem aos códigos de rede são mostradas na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Exigências dos Códigos de Rede Europeus para Variação da Potência Ativa

Condição	Variação da Potência Ativa
Faixa de variação de subida	10-100% de P_N / min
Faixa de variação de descida	10-100% de P_N / min
Taxa de variação após falta	>90% de P_N / s

Fonte: European Commission (2016)

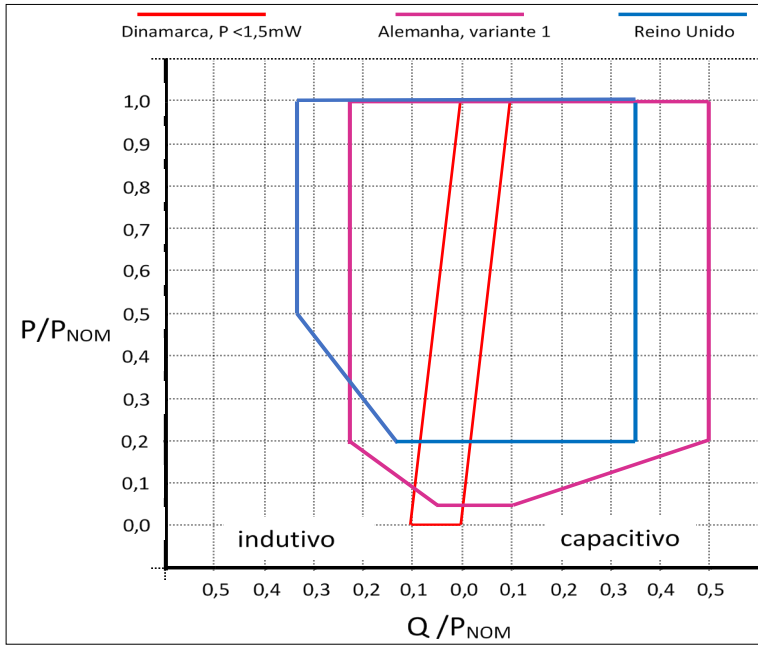
Devido à importância que a regulação dos níveis de tensão tem para o correto funcionamento do sistema elétrico, os novos códigos

de rede vêm exigindo que os aerogeradores sejam capazes de consumir e injetar potência reativa em seu ponto de conexão. O efeito dessa inserção dependerá da impedância da rede, da capacidade de curto-circuito e da proximidade do ponto de conexão com outras cargas.

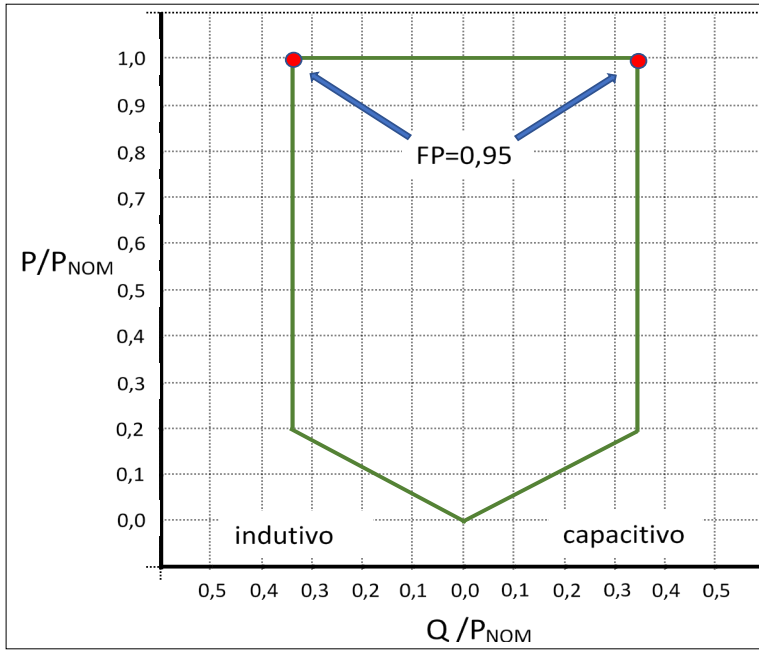
Os códigos de rede são definidos pela autoridade de operação do sistema de cada país, apresentando variações entre eles. Estabelecem a capacidade de produção ou absorção de potência reativa em função da potência ativa produzida no momento, em regime permanente. A Figura 4.1 mostra, em a), a relação entre P/P_{NOM} x Q/P_{NOM} para alguns países europeus e, em b), como definido pelo Operador Nacional do Sistema brasileiro.

Figura 4.1 – Exigências dos Códigos de Rede para Produção ou Consumo de Potência Reativa

(a) Códigos de Rede Europeus



(b) Código de Rede Brasileiro



Fonte: (a) European Commission (2016) e (b) ONS (2020)

O código de rede brasileiro (ONS, 2020) estabelece um requisito similar aos códigos internacionais, isto é, que os aerogeradores devem ser capazes, durante a operação em potência nominal, de desenvolver fator de potência mínimo de 0,95 capacitivo e máximo de 0,95 indutivo. Dessa forma, o sistema de geração eólica pode ter participação efetiva no controle de tensão, quando solicitado.

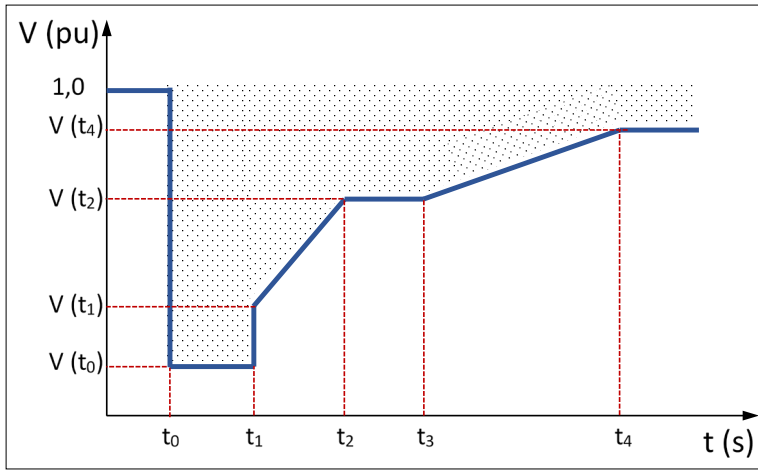
SUPORTABILIDADE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

A suportabilidade a afundamentos de tensão é um dos requisitos mais importantes nos códigos de rede no que se refere a geradores eólicos. Esse requisito é essencial para a operação estável e confiável das redes elétricas, especialmente em regiões com alta penetração de aerogeradores. No passado, durante distúrbios na rede e afundamentos

de tensão, turbinas e fazendas eólicas poderiam ser desconectadas da rede. Contudo, com uma maior quantidade de geração eólica na rede, a desconexão simultânea pode causar um afundamento ainda maior na tensão ou até um colapso total em determinada região. Além disso, a perda dessa potência adicional como resultado da desconexão pode causar um desbalanceamento entre a potência gerada e a potência consumida e, consequentemente, a queda na frequência da rede.

O principal requisito com relação à suportabilidade é que os aerogeradores permaneçam conectados durante as faltas, desde que o módulo da tensão em seus terminais esteja dentro de uma faixa de profundidade e de tempo, conforme a Figura 4.2. O afundamento da tensão ocorre em t_0. A tensão $V(t_0)$ é o mínimo valor de tensão para o qual o gerador deve permanecer conectado, sendo em geral menor ou igual a 0,2 pu. Até o tempo t_1, espera-se que o sistema se recupere e retome uma tensão maior ou igual a $V(t_1)$. Os demais indicadores são os limites tensão x tempo de permanência conectados, a partir do afundamento em t_0; se o ponto de operação estiver abaixo da curva, o aerogerador é desconectado.

Figura 4.2 – Curva de Suportabilidade a Afundamentos de Tensão

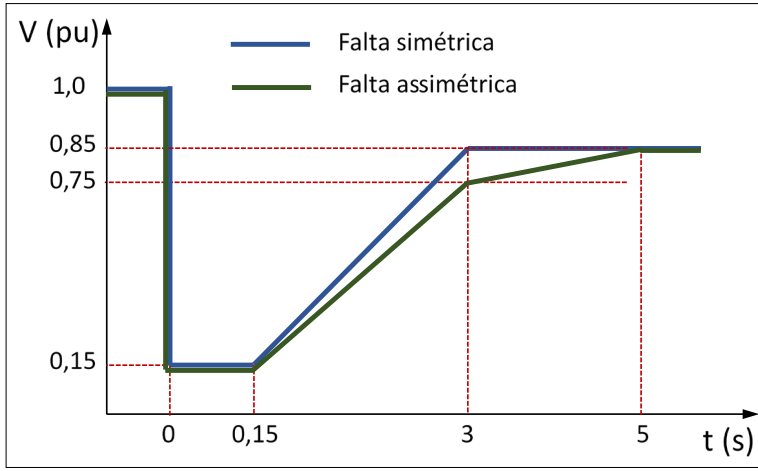


Fonte: os autores

O perfil dessa curva varia conforme os códigos de rede de cada país, podendo também variar com a tensão de conexão e potência. Entretanto, sempre se tem uma faixa de afundamentos severos, isto é, afundamentos de profundidade superior a 70% que devem ser suportados por um menor intervalo de tempo, e pequenos afundamentos, de profundidade menor que 20%, que deverão ser suportados por intervalos de tempo maiores.

O documento "*Implementation of the Network Code on Requirements for Grid Connection of Generators*" (ALI *et al.*, 2021) apresenta um comparativo entre os códigos de rede europeus. O código de rede da Alemanha exige a curva de suportabilidade mostrada na Figura 4.3, em que a exigência de recuperação é diferente caso o curto seja simétrico ou assimétrico.

Figura 4.3 – Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Alemanha

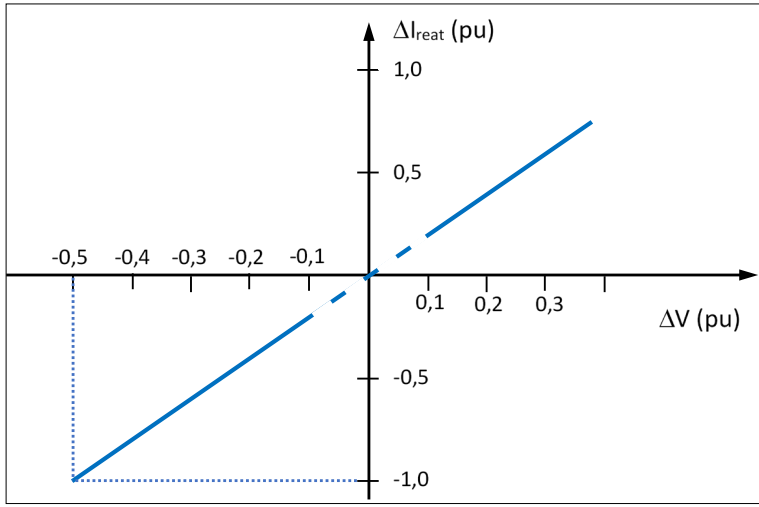


Fonte: ALI *et al.* (2021)

Também há exigências quanto à inserção de reativos durante as faltas, como mostra a Figura 4.4. A partir de uma faixa de variação acima de 10% da tensão nominal, exige-se a injeção de correntes reativas, conforme a curva. Essa injeção deve ocorrer dentro de 20

ms após ser detectado o afundamento, com uma constante de proporcionalidade tal que para um afundamento de 50% na tensão seja injetado 100% de corrente reativa.

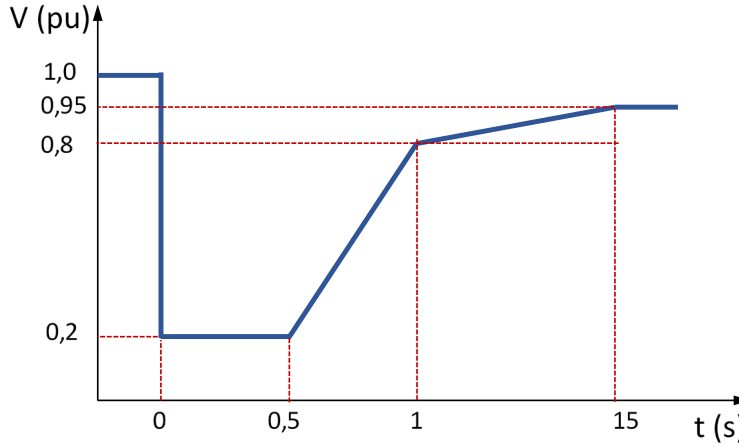
Figura 4.4 – Reativos durante Afundamentos de Tensão no Código de Rede da Alemanha



Fonte: ALI *et al.* (2021)

O código espanhol (MINISTERIO DE INDUSTRIA DE ESPAÑA, 2006) apresenta uma curva com característica diferente, como visto na Figura 4.5. Essa regulamentação exige que os aerogeradores permaneçam conectados durante afundamento de tensão, operando dentro da área acima da curva, sejam eles monofásicos, bifásicos a terra ou trifásicos. Para faltas bifásicas não aterradas, a curva é similar, porém o limite inferior de tensão é 0,6pu.

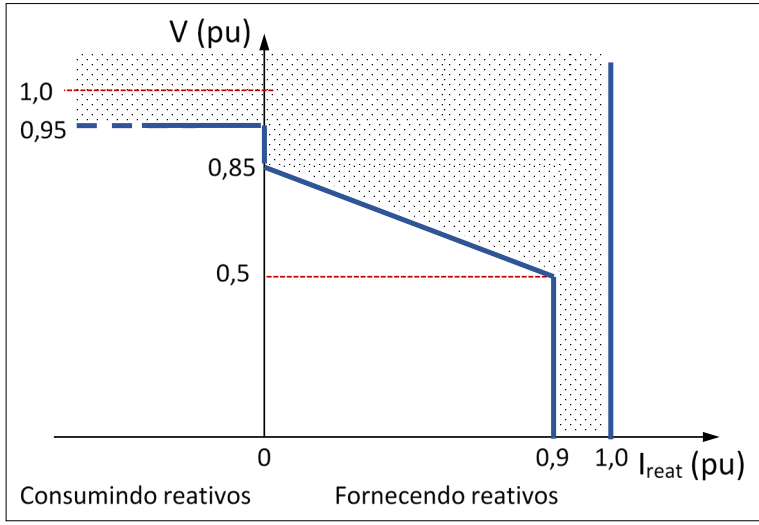
Figura 4.5 – Curva de Suportabilidade do Código de Rede da Espanha



Fonte: Ministerio de Industria de España (2006)

Essa regulamentação exige ainda um comportamento quanto à injeção de corrente reativa tal qual mostrado na Figura 4.6. Admite-se em um intervalo de até 150 ms após a ocorrência da falta ou após a recuperação do afundamento um consumo de reativos inferior a 60%. Após esse período, deverá ocorrer a produção de reativos, que deverá estar dentro da região sombreada da Figura 4.6. Essa região indica que, com a tensão próxima ao valor nominal, a proporção entre a corrente reativa e a corrente nominal não possui restrição, contudo, à medida que a tensão da rede diminui, a corrente reativa deve ser aumentada e pode chegar até 90% da corrente nominal para afundamentos maiores que 50%. O valor de fronteira entre a região sombreada e a não sombreada é o valor mínimo obrigatório de corrente reativa a ser injetada.

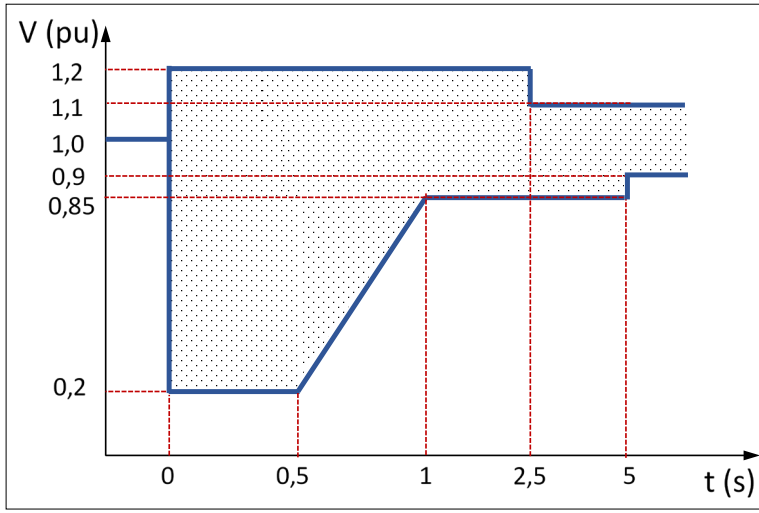
Figura 4.6 – Reativos durante Afundamentos de Tensão no Código de Rede da Espanha



Fonte: Ministerio de Industria de España (2006)

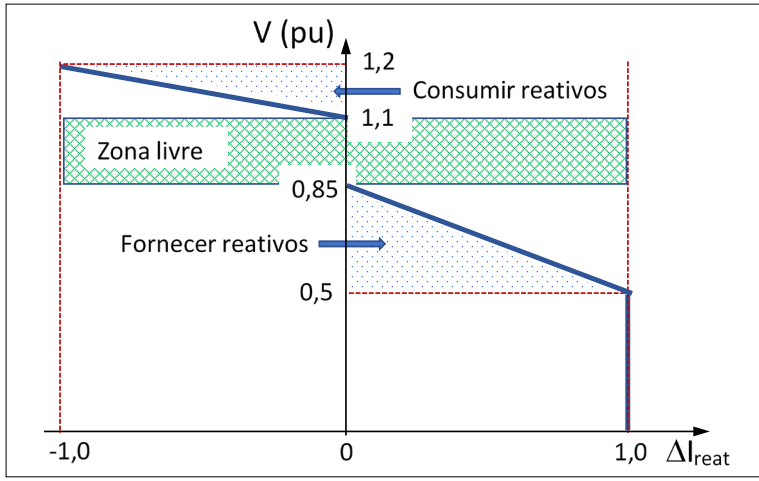
O código brasileiro (ONS, 2020) estabelece uma curva de suportabilidade, conforme a Figura 4.7, com limites para subtensões e sobretensões dinâmicas. Os aerogeradores, além de manterem-se conectados, deverão injetar corrente reativa caso as tensões de sequência positiva estejam inferiores a 85% e deverão absorver corrente reativa caso essas tensões estejam acima de 110%, conforme a Figura 4.8. O tempo de resposta do controle após a detecção de falta é de não mais que 30 ms, e a declividade da relação tensão x injeção de reativos será indicado a cada evento pelo ONS.

Figura 4.7 – Curva de Suportabilidade do Código de Rede do Brasil



Fonte: ONS (2020)

Figura 4.8 – Requisitos para Injeção de Corrente Reativa do Código de Rede do Brasil



Fonte: ONS (2020)

NORMA IEC 61400-21-1

Atualmente, as normas técnicas internacionais de energia eólica são desenvolvidas pelo "International Electrotechnical Commission – IEC". Elas englobam requisitos de segurança, técnicas de medição e procedimentos de testes de equipamentos, e estão presentes em 173 países (87 membros e 86 afiliados – de 195 países) por meio de Comitês Nacionais da IEC em cada país. O Cobei (Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações), mediante um acordo com a ABNT, é o Comitê Nacional Brasileiro que participa das atividades da IEC.

Dentre todas as normas da IEC, este trabalho tem interesse especial na norma da IEC 61400-21-1 (IEC 61400-21-1, 2019), que estabelece critérios para ensaios em sistemas de conversão de energia eólicos isolados – isto é, o comportamento do sistema de controle não influenciará o comportamento do perfil de tensão durante a falta. Por meio desses testes é possível verificar o desempenho de aerogeradores e sistemas de proteção que garantam a suportabilidade às faltas.

São estabelecidos critérios quanto à profundidade, ao tipo e à duração dos afundamentos de tensão, conforme Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Testes para Afundamentos de Tensão em Geradores Eólicos

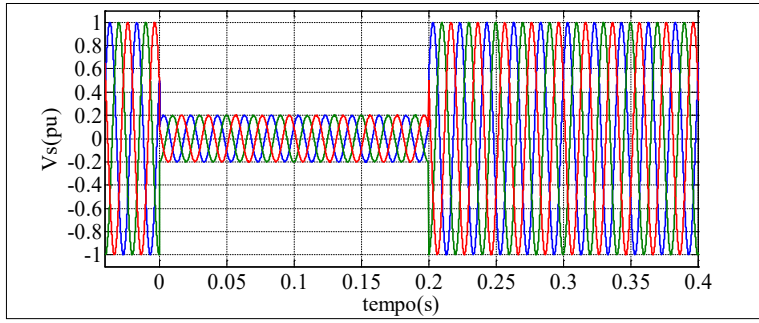
Caso	Módulo da tensão, pu (fase-fase)	Magnitude da sequência positiva	Duração s
VD1 – Afundamento de tensão trifásico simétrico	0,9 ± 0,05	0,9 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD2 – Afundamento de tensão trifásico simétrico	0,5 ± 0,05	0,5 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD3 – Afundamento de tensão trifásico simétrico	0,2 ± 0,05	0,2 ± 0,05	0,2 ± 0,02
VD4 – Afundamento de tensão fase-fase	0,9 ± 0,05	0,95 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD5 – Afundamento de tensão fase-fase	0,5 ± 0,05	0,75 ± 0,05	0,5 ± 0,02
VD6 – Afundamento de tensão fase-fase	0,2 ± 0,05	0,6 ± 0,05	0,2 ± 0,02

Fonte: IEC 61400-21-1, 2019

RESPOSTA A AFUNDAMENTOS EQUILIBRADOS DE TENSÃO NO PCC

Para verificação do desempenho do DFIG, foram realizados testes submetendo-o a afundamentos de tensão diretamente nos terminais de conexão com a rede. Para tal, adotou-se uma fonte ideal, representando a rede elétrica, e os afundamentos foram realizados em forma de degrau no PCC. Nesse livro, serão considerados apenas afundamentos de tensão trifásicos equilibrados, com profundidade 80% e duração de 0,2 s, conforme Figura 4.9, pois é a situação mais severa para o DFIG.

Figura 4.9 – Tensão no PCC durante afundamento de profundidade 80%



Fonte: os autores

Os resultados avaliam um DFIG sem nenhum dispositivo de proteção no desempenho das correntes de rotor e no controle do sistema durante as faltas.

Sem dispositivo de proteção

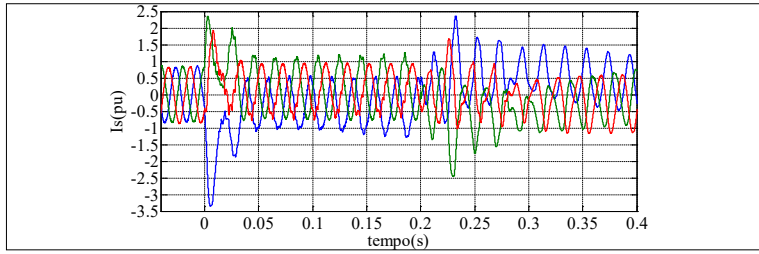
Ao submeter o DFIG sem nenhum dispositivo adicional de proteção ao afundamento mostrado na Figura 4.9, observou-se a resposta das principais variáveis. A resposta obtida é mostrada na Figura 4.10.

Pelos resultados, pode-se observar que, com a mudança abrupta na tensão de estator, componentes CC surgem nas correntes de

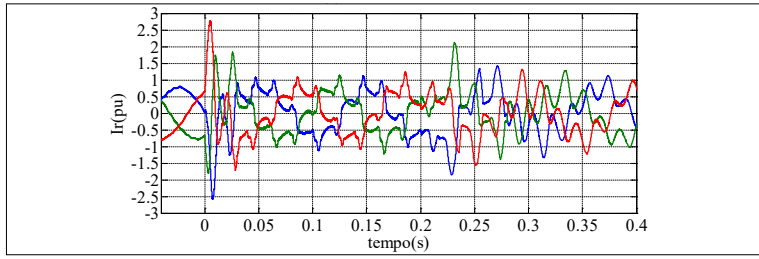
estator (Figura 4.10a). Devido ao movimento relativo entre os enrolamentos de estator e rotor na máquina de indução, no rotor essas componentes aparecem como componentes de alta frequência, sobrepondo-se às correntes de regime estacionário (Figura 4.10b). Observa-se que as correntes do rotor excedem muitas vezes os valores nominais projetados, o que é completamente impraticável devido às limitações na capacidade das chaves eletrônicas do conversor.

Figura 4.10 – Variáveis do DFIG sem dispositivo de proteção

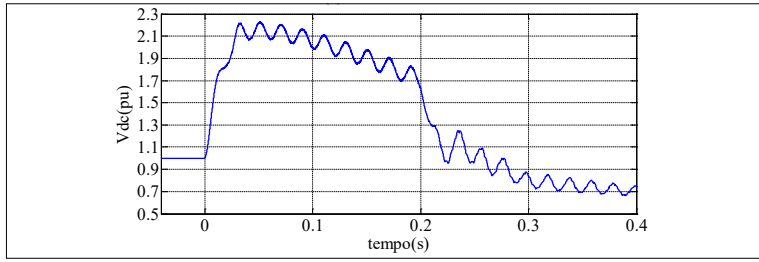
(a) Correntes de Estator



(b) Correntes de Rotor



(c) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



Fonte: os autores

Considerando um cenário fictício em que as chaves do conversor suportassem essas correntes, ao fluírem pelo conversor elas elevam a tensão no elo-CC (Figura 4.10c). Mesmo com a atuação da inércia dos capacitores, não é possível conter essa variação. Sem contramedidas para sua proteção, a tensão no elo-CC pode atingir valores até duas vezes maiores que o nominal, o que é extremamente acima das limitações de projeto do capacitor e das chaves.

RESUMO

Os geradores DFIG devem cooperar com a estabilidade do sistema elétrico, atendendo aos procedimentos de rede, que estabelecem requisitos para operação segura e confiável do sistema elétrico, tais como faixas de tensão e frequência para operação contínua, suportabilidade a afundamentos e elevação de tensão, controle de potência ativa e reativa e qualidade de energia.

Existem algumas diferenças entre os códigos de rede dos diversos órgãos reguladores, mas alguns aspectos são similares. O código brasileiro é estabelecido pelo ONS, no documento Procedimentos de Rede. O código, com vigência em 2021, estabelece que, em regime permanente, se a frequência do sistema for inferior a 56 Hz ou superior a 63 Hz, a unidade geradora deve ser desconectada. Se estiver entre 56 Hz e 58,5 Hz por mais de 20 s, ou entre 62,5Hz e 63 Hz por mais de 10 s, também se desconecta a unidade geradora. Entre 58,5 Hz e 62,5 Hz, é regime contínuo de operação. Além disso, para geração entre 20% e 100% da capacidade nominal, e em regime, pode operar com qualquer fator de potência indutivo ou capacitivo dentro de uma região especificada em norma.

Na situação de afundamento de tensão, o comportamento do aerogerador deve se adaptar em função da intensidade do afundamento e de sua duração, podendo ser desconectado direto se a tensão cai abaixo de 0,2 pu.

Estudos por simulação mostram o alto valor da corrente no circuito de rotor durante afundamento severo, bem como o aumento da tensão no capacitor do barramento CC do *back-to-back* se ações ou estruturas de contenção não são previstas.

Os testes de afundamento de tensão em geradores eólicos são previstos na norma IEC 61400-21-1.

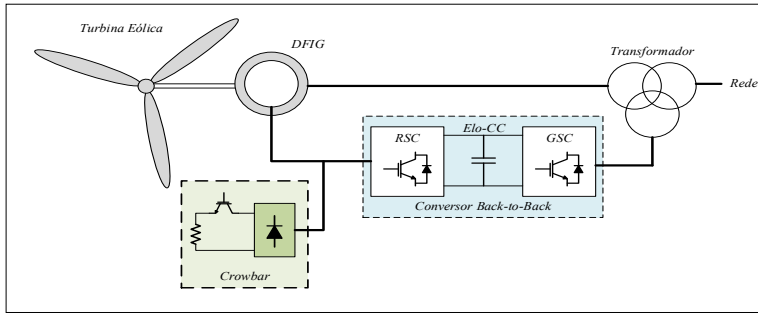
Soluções de Suportabilidade

Diante do problema exposto, diversas soluções para aumento da suportabilidade a faltas do DFIG têm sido propostas e algumas já são utilizadas por fabricantes de aerogeradores. As pesquisas nessa área continuam porque os códigos de rede estão cada vez mais exigentes e o aumento da potência dos aerogeradores amplifica sua contribuição com a estabilidade do sistema elétrico. Há proposições das mais diversas características para a solução desse problema buscando proteção para os dispositivos eletrônicos e que permitam ao DFIG cooperar na recuperação da rede em situações de falta, como descritos a seguir.

CROWBAR

De forma geral, o *crowbar* é um dispositivo largamente utilizado na proteção de circuitos de eletrônica de potência contra sobretensões. Em sistemas de conversão baseados em DFIG, o termo descreve um dispositivo que oferece um caminho alternativo para as correntes no rotor, desviando-as do RSC por meio de um conjunto de resistores, conforme mostrado na Figura 5.1.

Figura 5.1 – DFIG equipado com *crowbar*



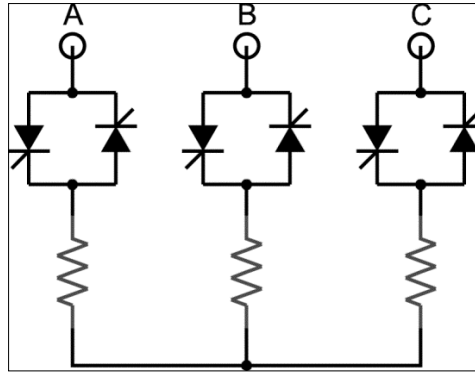
Fonte: os autores

Esse dispositivo é acionado sempre que há indícios da ocorrência de uma falta, tais como sobrecorrente no rotor, queda de tensão no estator ou sobretensão no elo-CC. A ativação do *crowbar* é temporária, isto é, durante a operação normal, o dispositivo permanece desligado, durante a falta, ele é acionado, e assim que a falta se encerra, o dispositivo é desligado novamente. Enquanto o *crowbar* é acionado, as chaves do RSC são desabilitadas, e com isso o controle do DFIG fica comprometido durante esse instante.

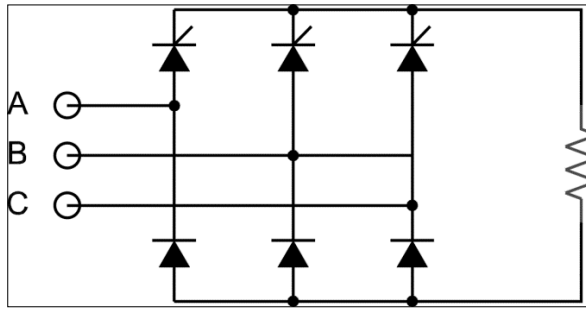
Há diversas variações na implementação dessa tecnologia. As principais topologias são mostradas na Figura 5.2, onde se pode notar que esse dispositivo é basicamente um conjunto de resistores cuja inserção no circuito é controlada por chaves eletrônicas. Uma vez que tiristores e diodos suportam bem correntes elevadas, as topologias mostradas em Figura 5.2a e Figura 5.2b são mais robustas, porém não são totalmente controladas. A topologia utilizando IGBT (Figura 5.2c) é totalmente controlada – isto é, muda de estado ligado e desligado exatamente conforme o sinal de comando, contudo, é mais sensível a sobrecorrentes e sobretensões. Mais recentemente, uma nova topologia para o *crowbar* foi proposta por Yang *et al.* (2016), utilizando chaves SCR em uma configuração que possibilita o controle preciso da ativação por meio da coordenação com as chaves do RSC no intuito de aliar as principais vantagens das configurações tradicionais.

Figura 5.2 – Topologias de *crowbar*

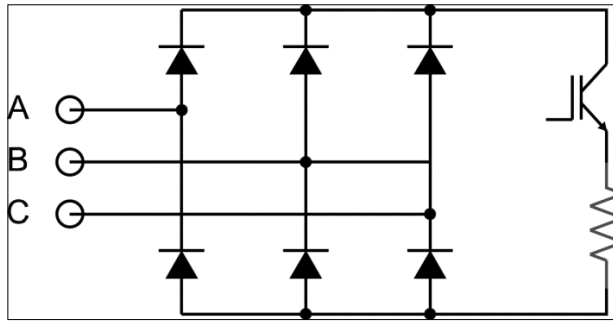
(a) Com 6 Tiristores



(b) Com 3 Tiristores e 3 Diodos



(c) Com 6 Diodos e 1 IGBT



Fonte: os autores

Conforme mencionado, o DFIG desabilita o RSC e, portanto, perde o controle da corrente durante os instantes do acionamento do *crowbar*. Essa é a principal desvantagem desse dispositivo. Outro inconveniente da utilização do *crowbar* é o elevado consumo de potência reativa do gerador durante o seu uso. Isso ocorre porque, com o circuito de *crowbar* conectado ao rotor, a máquina se comporta como um gerador de indução com resistência elevada no rotor e com escorregamento grande. Esse consumo de reativos da rede durante a falta é extremamente prejudicial para a recuperação da tensão do sistema elétrico de potência. Cabe mencionar, ainda, que o *crowbar* é um conjunto de resistores e, portanto, há um significativo consumo de energia durante o seu acionamento.

Propostas alternativas com *crowbar* são encontradas, com suas vantagens e desvantagens. Há proposta para um controle mais elaborado para o seu acionamento, atuando por um intervalo de tempo menor e recuperando mais rapidamente o controle da máquina. Também há proposta para uma operação coordenada entre o *crowbar* e a ativação das chaves do RSC, possibilitando obter uma aceleração no decaimento do fluxo e, consequentemente, a supressão mais rápida dos efeitos da falta. Ainda se encontra a conexão do *crowbar* em série com o RSC, capaz de injetar potência reativa.

Apesar de ser uma tecnologia bastante conhecida e estudada, alguns pontos ainda não são conclusivos. Ainda se discute o efeito da resistência do *crowbar* no amortecimento da resposta transitória do DFIG durante as faltas e os transitórios criados pelo próprio dispositivo após a extinção da falta, bem como o impacto da impedância da rede no desempenho da proteção por meio do *crowbar*.

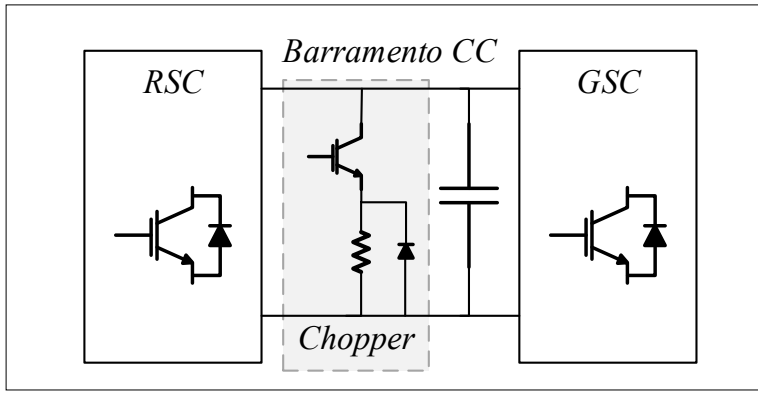
CIRCUITO *CHOPPER*

Sobretensões no elo-CC ocorrem principalmente durante as faltas. Quando o RSC é desativado para o acionamento do *crowbar*, o conversor atua como um retificador não controlado. Se a tensão nos

terminais do *crowbar* for superior à tensão CC do conversor, os diodos conduzem, entregando energia para o capacitor do barramento CC. Com o carregamento do capacitor, a tensão CC se eleva e o GSC não é capaz de escoar essa sobretensão devido à tensão reduzida da rede elétrica. Com isso, pode-se colocar em risco os dispositivos do conversor, sobretudo o capacitor do barramento CC.

Para a proteção do elo-CC contra essas sobretensões, um circuito *chopper* é o mais utilizado. Esse circuito, mostrado na Figura 5.3, é ativado para descarregar a tensão do capacitor em um conjunto de resistores. Os resistores regulam a tensão no capacitor e oferecem um caminho alternativo para as correntes danosas, protegendo-o. Geralmente, o circuito *chopper* é utilizado como uma proteção complementar ao *crowbar*.

Figura 5.3 – Circuito *chopper*



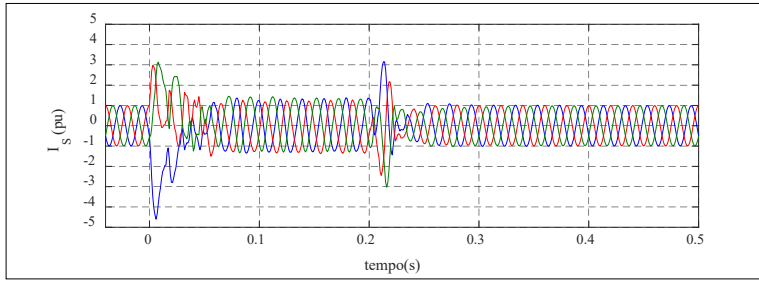
Fonte: os autores

A Figura 5.4 apresenta as correntes de estator, de rotor e no *crowbar* durante o afundamento de tensão descrito na Figura 4.9. Contrastando com os resultados apresentados na Figura 4.10, verifica-se que, como o conversor RSC é desabilitado, sua corrente altera pouco, pois a corrente de rotor circula pelo *crowbar*. Já a corrente de estator tem um aumento em relação à condição sem nenhuma ação de

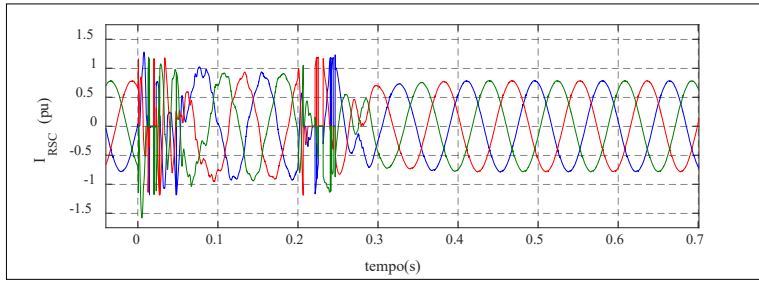
contenção no rotor. Nessa configuração, também foi utilizado um circuito *chopper*, mostrado a seguir, para controlar a tensão do elo-CC dentro de uma faixa segura. Sem a presença desse dispositivo, devido à condução dos diodos em antiparalelo com os IGBTs do RSC, a tensão CC se elevaria consideravelmente.

Figura 5.4 – Variáveis do DFIG com *Crowbar* e *Chopper*

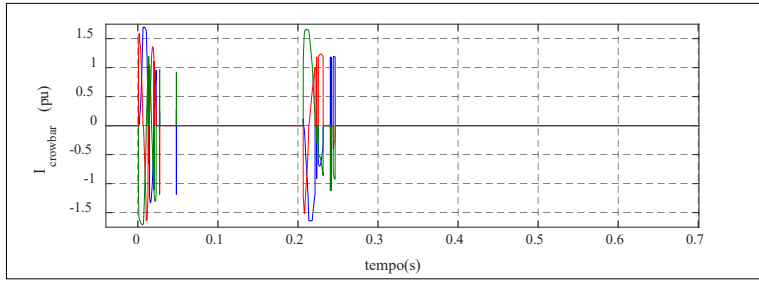
(a) Correntes de Estator



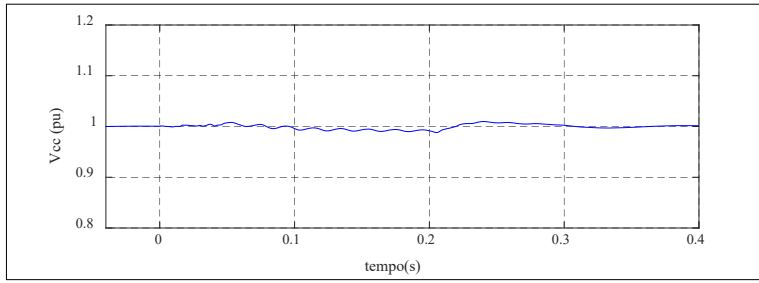
(b) Correntes no RSC



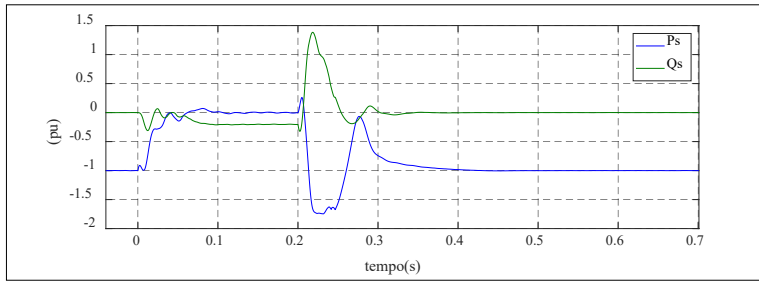
(c) Correntes no *Crowbar*



(d) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



(e) Fluxo de Potência Ativa e Reativa no Estator



Fonte: os autores

Apesar de *crowbar* e *chopper* serem soluções bastante confiáveis e efetivas na proteção das chaves do conversor *back-to-back* e do capacitor, há ainda uma contrapartida inevitável em sua utilização. Essas soluções apenas desviam as correntes do conversor para outro dispositivo, porém o rotor da máquina continua sujeito a elas e, portanto, oscilações de fluxo e torque continuam ocorrendo e desgastando o DFIG. Cabe citar que, por se tratarem de resistores, esses dispositivos dissipam energia durante o acionamento, reduzindo a eficiência desse tipo de solução.

CONTROLE DO ÂNGULO DE PASSO

Uma das dificuldades presente durante afundamentos de tensão é que a potência extraída do vento não pode ser entregue à rede elétrica.

Isso ocorre pois, dada a limitação da capacidade de circulação de corrente dos elementos, a capacidade de injeção de potência durante uma falta diminui proporcionalmente à profundidade do afundamento de tensão. A utilização do controle do ângulo de passo permite regular o ângulo entre as pás e a força do vento. Dessa maneira, há uma redução na potência extraída, prevenindo contra mais danos do sistema de conversão eólica. Entretanto, a variação do ângulo das pás, sobretudo em turbinas maiores, demanda um tempo muito maior que os transitórios elétricos.

Essa proteção é utilizada em praticamente todos os aerogeradores, como uma solução para a condição de regime permanente, juntamente a outra técnica de resposta mais rápida que atuará durante os transitórios. O controle do ângulo de passo, por si só, não é capaz de atender os requisitos dos códigos de rede, nem de proteger efetivamente o DFIG.

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE

Diversos trabalhos apresentam uma melhoria na suportabilidade às faltas do DFIG utilizando estratégias de controle das correntes de rotor por meio do conversor eletrônico de potência.

Durante faltas, componentes de sequência natural e até de sequência negativa (para o caso de faltas desequilibradas) surgem no fluxo da máquina. Já foi demonstrado que a injeção de correntes pelo RSC para opor-se a esses fluxos melhora o desempenho do DFIG durante as faltas. Contudo, a limitação de correntes de rotor com esse tipo de estratégia não é suficiente para afundamentos severos e esbarra nas limitações de tensão do conversor. Além disso, essa estratégia consome reativos durante as faltas, o que, como já mencionado, atrapalha a recuperação do sistema elétrico.

Em alguns estudos, é utilizado o mesmo princípio de estimação do fluxo, porém um controle de corrente de magnetização é implementado, permitindo o fornecimento de reativos durante o

afundamento de tensão. Em outros, utiliza-se um controle da corrente de magnetização, porém o alterna com o controle vetorial dos conversores do DFIG. Entretanto, para afundamentos de tensão severos, têm-se ainda correntes elevadas no rotor, recomendando-se sua aplicação em conjunto com outras estratégias.

Tem-se ainda a proposição de injeção de correntes pelo rotor de tal forma a induzir correntes em contrafase àquelas do estator. Contudo, a limitação das correntes no rotor não é suficiente na recuperação dos afundamentos de tensão. Essa proposta foi aprimorada permitindo uma restrição maior nas correntes do rotor durante as faltas. Nesse método, ainda é necessário o circuito de *chopper* para regulação da tensão no elo-CC.

Alguns estudos propõem a utilização de controladores *fuzzy* em ambos os conversores do DFIG. Segundo esse trabalho, seria possível limitar as sobrecorrentes no rotor do DFIG em cerca de 1,1pu. Contudo, faz-se necessário a utilização de um outro conversor em série e um transformador com a mesma potência que o DFIG que, adicionados, proveem uma tensão que compense o afundamento.

Alguns estudos utilizam um sistema de controle capaz de emular a inserção de indutância no RSC durante o afundamento de tensão. Essa estratégia apresenta um compromisso entre as altas correntes necessárias em alguns métodos e as altas tensões exigidas em outros. Contudo, os resultados apresentados mostram que, para afundamentos severos, a corrente do rotor ainda atinge valores elevados, além da impossibilidade de injeção de potência reativa durante a falta. Em uma continuação desse estudo, desenvolveram-se melhorias no controle PI para as componentes de sequência negativa e natural por meio de controle *feedforward* dessas componentes oscilantes das malhas de controle. O método não se propõe a otimizar a limitação de corrente ou proteção do conversor, mas amortecer as oscilações de torque causadas pelo controle tradicional.

Além disso, já foram apresentadas estratégias de controle coordenado do parque eólico para injeção de potência reativa e melhoria

do suporte a tensão do PCC. Apesar de apresentar resultados satisfatórios e uma melhoria da contribuição do DFIG na injeção de potência reativa, os autores não apresentam detalhes de como esse controle afeta as correntes do DFIG.

O grande benefício desse tipo de estratégia é a não utilização de nenhum dispositivo adicional, o que reduz consideravelmente os custos de implementação. Todavia, esses métodos demandam uma maior capacidade de tensão e corrente do conversor para suportar faltas mais severas. Na prática, por questões de confiabilidade, a utilização desses dispositivos deve ser feita como um complemento para algum dispositivo físico de proteção.

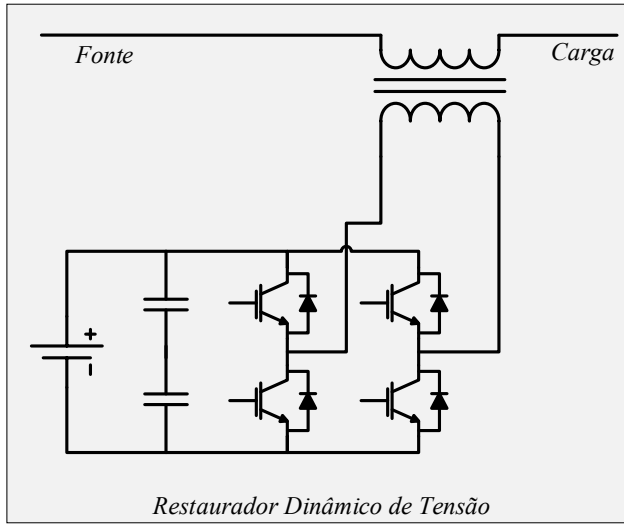
DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO ALTERNATIVOS

Diante da grande relevância do problema da suportabilidade a faltas no DFIG e das lacunas deixadas pelas soluções com *crowbar*, *chopper* e estratégias de controle, dispositivos alternativos de proteção vêm sendo propostos na literatura. A ideia por trás disso é ter um dispositivo eletrônico que possa compensar os efeitos da rede elétrica sob falta e dispensar a utilização de quaisquer dos métodos mais tradicionais.

Restaurador Dinâmico de Tensão

Uma das soluções nessa linha é Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR, da sigla em inglês). Um conversor fonte de tensão inserido em série com a rede para corrigir as tensões sob falta. Há uma vasta gama de topologias para essa implementação na literatura (NIELSEN; BLAABJERG, 2005), uma delas é mostrada na Figura 5.5. Muitos trabalhos atestam que sua utilização é factível como proteção para sistemas de conversão de energia eólica, tanto com geradores gaiola de esquilo quanto com DFIG.

Figura 5.5 – Restaurador Dinâmico de Tensão (DVR)



Fonte: Nielsen e Blaabjerg (2005)

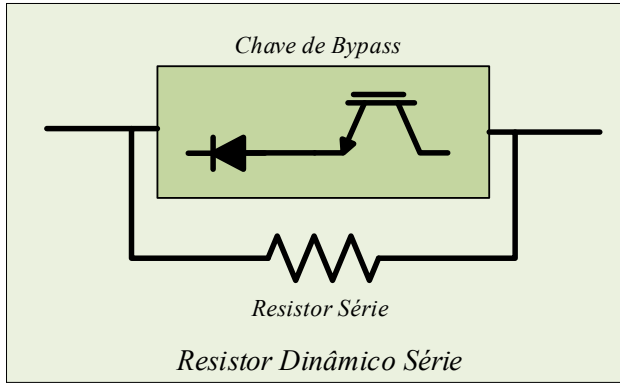
Trabalhos recentes têm estudado essa estratégia e sua combinação com estratégias de controle moderno. Sugere-se a utilização do DVR de potência reduzida como forma de diminuir o custo de implantação desse dispositivo, no entanto, os testes apresentados são apenas para pequenos afundamentos e que não ocorrem instantaneamente. Em outro trabalho, uma redução significativa nas correntes de rotor é obtida ao inserir um DVR que compartilha o elo-CC com o conversor *back-to-back*, contudo, não é apresentado o projeto desse DVR ou as correntes que este suporta durante a falta. Apesar de ser uma alternativa interessante para aumento da suportabilidade às faltas no DFIG, a necessidade da utilização de transformadores em série para a conexão do DVR torna custoso e difícil o avanço dessa tecnologia.

Resistor Dinâmico em Série

Outra proposição com relevância na literatura é o Resistor Dinâmico em Série (SDR, da sigla em inglês). Como o próprio nome já

diz, consiste em um conjunto de resistências cuja inserção ou não no circuito é controlada por chaves eletrônicas (ABED; KABSHA; ABDLSALAM, 2013), apresentado na Figura 5.6. A diferença em relação ao *crowbar*, que é conectado em paralelo, está no fato do SDR ser conectado em série com o circuito a ser protegido. A implementação do SDR exige que chaves eletrônicas suportem a passagem das correntes continuamente durante operação normal. Obviamente, essas chaves apresentam perdas por condução, porém, esta não é relevante, uma vez que trabalham com correntes muito inferiores aos seus valores nominais.

Figura 5.6 – Resistor Dinâmico em Série (SDR)



Fonte: Abed, Kabsha e Abdlsalam (2013)

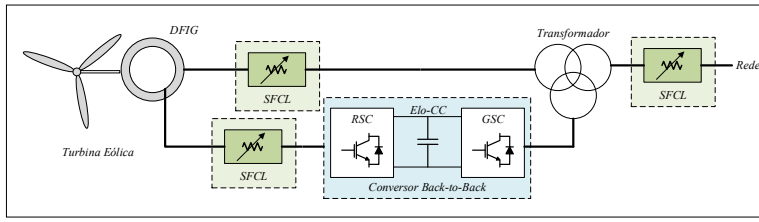
Há publicações com o SDR tanto no estator quanto no rotor do DFIG. A ideia desse dispositivo é realizar a proteção limitando as correntes que circulam no estator e rotor da máquina por meio da inserção de uma impedância em série com o circuito. Além disso, o SDR pode contribuir com o controle da tensão do elo-CC, limitando a corrente de rotor que o carrega. Essa estratégia apresenta a vantagem de permitir o controle do DFIG durante as faltas, contudo, destaca-se nessa técnica a desvantagem de apresentar flutuações de torque elevadas.

Limitador de Corrente Supercondutor

Mais recentemente, alternativas empregando materiais supercondutores vêm sendo apresentadas. Esses materiais cujas características de resistência e indutância se alteram durante condições de falta são inseridos no circuito para proteção do DFIG. Entre os trabalhos que utilizam a característica indutiva dos supercondutores, alguns empregam o SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*) para proteção de toda a usina eólica, para proteção do DFIG individualmente, e ainda inseridos no elo-CC do conversor *back-to-back*.

Entre os que utilizam a característica resistiva dos supercondutores em dispositivos SFCL (*Superconductor Fault Current Limiter*), há trabalhos que o utilizam no ponto de conexão entre o DFIG e a rede, inseridos no circuito de rotor, ou para a proteção de toda a fazenda eólica, como mostrado na Figura 5.7. O princípio de funcionamento dessas propostas é o mesmo do SDR, porém sem a necessidade de chaves eletrônicas. Há até propostas que combinam as duas estratégias, isto é, SFCL e SDR, uma para a proteção primária e a outra como *backup*, e avalia a efetividade dessa contribuição na recuperação da falta no DFIG.

Figura 5.7 – Conexão do Limitador de Corrente Supercondutor ao DFIG

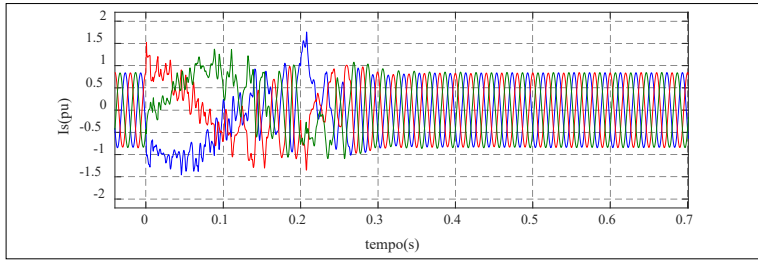


Fonte: os autores

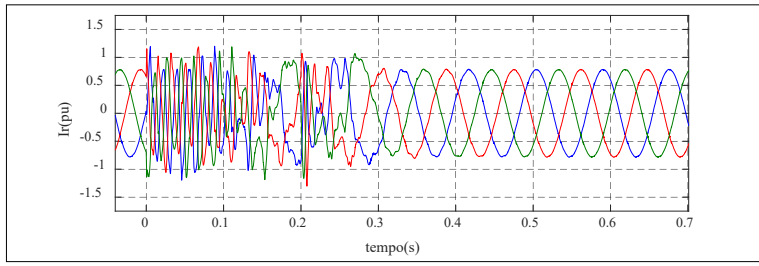
A Figura 5.8 mostra os gráficos das principais variáveis do DFIG, com o SFCL conectado ao circuito de rotor (OLIVEIRA *et al.*, 2016).

Figura 5.8 – Variáveis do DFIG com SFCL

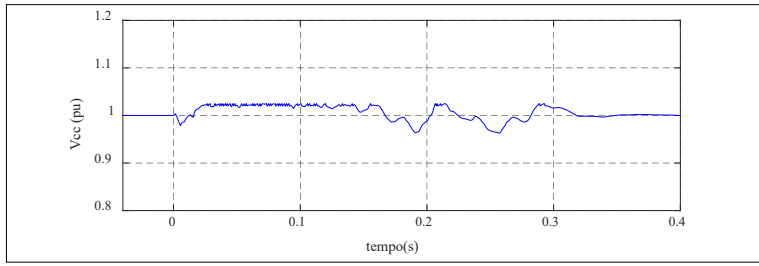
(a) Correntes de Estator



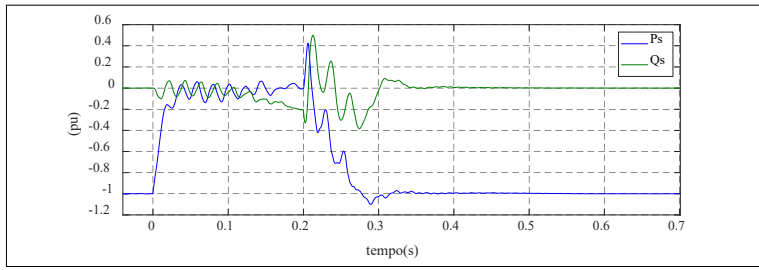
(b) Correntes de Rotor



(c) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



(d) Fluxo de Potência Ativa e Reativa no Estator



Fonte: os autores

Comparando os resultados com aqueles da Figura 4.10, observa-se que a corrente de estator fica limitada a valores razoáveis tanto no momento do afundamento como na recuperação. A corrente de rotor, e que circula no RSC, fica restrita a pouco acima do valor nominal. Também a tensão no barramento CC se altera pouco em relação ao valor nominal.

Os resultados obtidos com os dispositivos supercondutores na proteção do DFIG são indiscutíveis, e esses dispositivos não apresentam perdas durante a operação normal. No entanto, esses materiais supercondutores necessitam de um mecanismo criogênico para seu funcionamento e nenhum desses trabalhos demonstrou experimentalmente o desempenho dessa proposta.

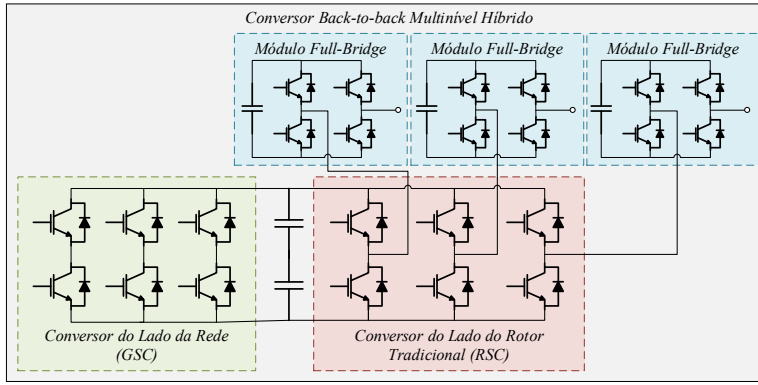
Quaisquer desses dispositivos de proteção apresentam as desvantagens do custo de implementação e a diminuição na confiabilidade devido ao aumento do número de componentes eletrônicos. Apesar disso, diversas pesquisas têm sido feitas em novas propostas de topologias, técnicas e em seu controle para aprimorar o comportamento do DFIG na suportabilidade às faltas.

Conversor Multinível Híbrido

Afundamentos de tensão no ponto de conexão do gerador tem potencial para gerar tensões e correntes destrutivas no circuito de rotor. Nota-se que o empecilho para que esse controle seja efetuado de maneira simples e direta está na limitação da capacidade do conversor de produzir tensões tais que se contraponham às altas tensões induzidas no rotor durante as faltas. Nesse contexto, surge a proposta de aumentar a suportabilidade às faltas no DFIG com a utilização de um conversor eletrônico com maior capacidade de tensão, o que implicaria em um elo-CC de tensão mais elevada. Uma alternativa para obtenção desse mesmo efeito sem um aumento tão significativo nos custos com chaves e capacitores de maior capacidade é a utilização de uma topologia diferente de conversor eletrônico empregando um conversor multinível híbrido.

Esse conversor apresenta a mesma estrutura do *back-to-back* tradicional, contendo os conversores GSC e RSC conectados por um elo-CC, e acrescenta a cada fase do RSC um conversor monofásico ponte completa, denominado FB (full-bridge module), como mostrado na Figura 5.9. A estrutura adotada para os módulos FB utiliza capacitores flutuantes, dessa forma, não há necessidade de fontes de alimentação independentes para cada conversor.

Figura 5.9 – Estrutura do Conversor HMC

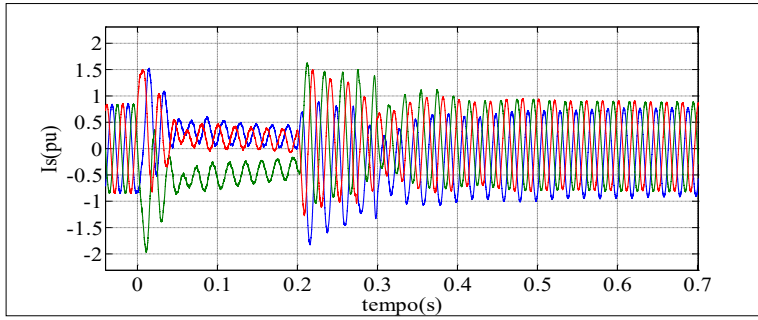


Fonte: os autores

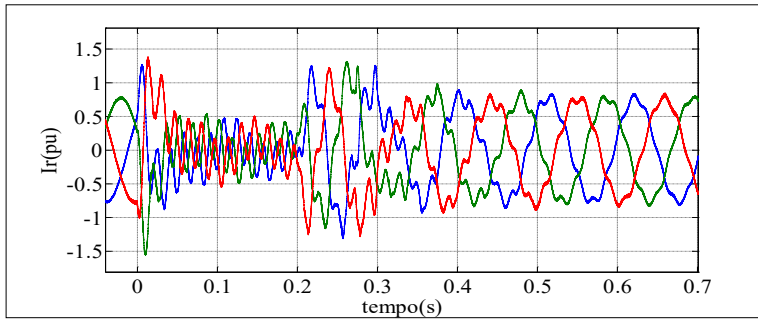
O desempenho dessa estratégia durante afundamentos de tensão no DFIG é demonstrado na Figura 5.10, segundo os resultados de Amorim, Oliveira e Simonetti (2021).

Figura 5.10 – Variáveis do DFIG com HMC

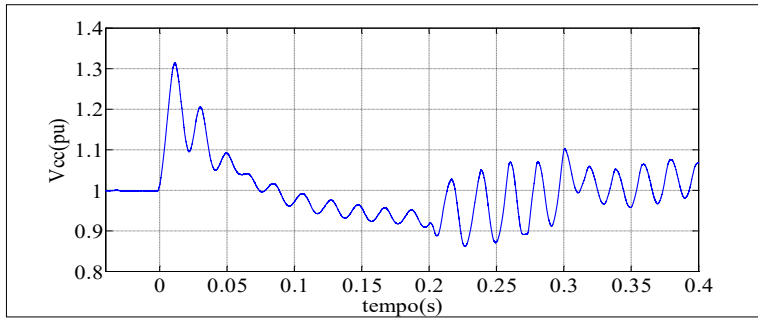
(a) Correntes de Estator



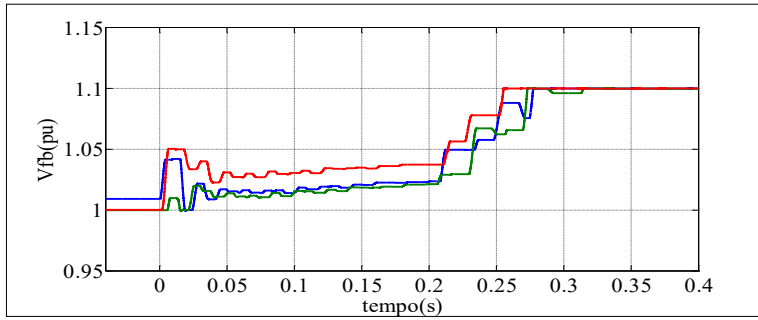
(b) Correntes de Rotor



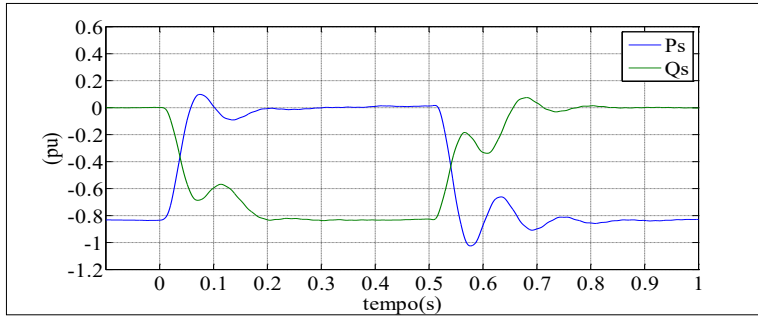
(c) Tensão no Elo-CC do Conversor Trifásico



(d) Tensão nos capacitores dos módulos FB



(e) Fluxo de Potência Ativa e Reativa no Estator



Fonte: os autores

Esses resultados permitem validar a eficiência do dispositivo proposto como alternativa ao *crowbar* na proteção do DFIG. Ficou demonstrado que, com a utilização do conversor multinível híbrido, é possível manter o controle das potências ativa e reativa produzidas durante todo o período de ocorrência da falta e ainda limitar as correntes no estator, rotor e no conversor eletrônico. Contudo, a principal desvantagem desse dispositivo é o número elevado de componentes adicionados ao sistema, o que reduz a confiabilidade e aumenta os custos.

RESUMO

Os aerogeradores baseados em DFIG necessitam incorporar soluções específicas para, durante afundamentos de tensão, proteger o

conversor conectado ao rotor e, ao mesmo tempo, atender aos procedimentos de rede. No momento do afundamento, a energia absorvida pela turbina é incompatível com a tensão terminal e acaba sobrecarregando o circuito de rotor.

O controle da potência absorvida pelo passo das turbinas é útil em regime permanente, mas ineficiente em afundamentos dado o tempo de resposta mecânica do sistema.

O dispositivo *crowbar* é a solução tradicional para esse problema, porém apresenta uma série de deficiências que em muitas condições o inviabilizam com a atualização dos códigos de rede. Também deve estar incorporado ao sistema o circuito *chopper*, para garantir a manutenção da tensão do barramento CC dentro de valores seguros.

Novas estratégias de controle têm sido incorporadas aos DFIGs, contribuindo para a melhoria da suportabilidade a afundamentos, mas com efeito apenas paliativo, abrandando o impacto.

Melhores resultados têm sido obtidos com a introdução de dispositivos adicionais de proteção, atuando junto ou substituindo o *crowbar* e/ou *chopper*. Restauradores dinâmicos de tensão, conversor fonte de tensão conectado entre estator da máquina e a rede elétrica para corrigir as tensões sob falta, é uma das soluções apresentadas, com o inconveniente da necessidade de inserção de transformador isolando o conversor da rede.

Limitadores de corrente supercondutor apresentam excelentes resultados na limitação das correntes transitórias durante faltas, com a penalidade da necessidade do sistema criogênico.

A implementação de um conversor multinível híbrido, que aproveita o conversor BTB tradicional ampliando a tensão que pode impor ao rotor, destaca-se pela boa limitação das correntes circulantes, permitindo o controle de potências ativa e reativa conforme os códigos de rede, com a desvantagem de adicionar componentes ativos e passivos à topologia.

Referências

ABAD, G. *et al.* Dynamic Modeling of the Doubly Fed Induction Machine. *In*: ABAD, G. *et al.* **Doubly Fed Induction Machine**. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc., 2011. p. 209–239.

ABED, N. Y.; KABSHA, M. M.; ABDLSALAM, G. M. Low Voltage Ride-Through protection techniques for DFIG wind generator. *In*: IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING. **Anais [**...]. Vancouver, 2013

ACKERMANN, T. *et al.* Code Shift: Grid Specifications and Dynamic Wind Turbine Models. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 11, n. 6, p. 72–82, nov. 2013.

ALI, M. *et al.* **Implementation of the network code on requirements for grid connection of generators | Energy**. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2021. Disponível em: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/ee9ecda7-6788-11eb-aeb5-01aa75ed71a1/language-en>. Acesso em: 11 maio 2023.

ALTIN, M. *et al.* **Overview of recent grid codes for wind power integration**. *In*: INTERNATIONAL CONFERENCE ON OPTIMISATION OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC EQUIPMENT, 12., OPTIM. **Anais [**...]. Brasov, Romania, 2010.

AMORIM, A. E. A.; OLIVEIRA, F. D. C.; SIMONETTI, D. S. L. A new hybrid multilevel back-to-back converter for doubly fed induction generator-based wind turbines' fault supportability. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, 2021.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME; Empresa de Pesquisa Energética – EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029.** Brasília: MME/EPE, 2019.

CARLSSON, A. **The back to back converter: control and design**. Lund, Sweden: Department of Industrial Electrical Engineering and Automation Lund Institute of Technology, 1998.

EUROPEAN COMMISSION. ENTSO-E Grid Codes. **Official Journal of the European Union**, 2016.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. Magnetic circuits and magnetic materials. *In*: FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C.; UMANS, S. D. **Electric Machinery**. [*S.l.*]: McGraw Hill, 2003. p. 1-56.

FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. **Transactions of the American Institute of Electrical Engineers**, v. XXXVII, n. 2, p. 1027 - 1140, 1918.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Reports.** GWEC, 2021. Disponível em: <https://gwec.net/global-wind-report-2021/>. Acesso em: 15 maio 2023.

IEC 61400-21-1. **IEC 61400-21-1 - Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines**. [*S.l.: s.n.*], 2019.

IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. **IEEE Std. 519-2014**, 2022.

KRAUSE, P. C.; WASYNCZUK, O.; SUDHOFF, S. D. **Analysis of Electric Machinery and Drive Systems**. [*S.l.: s.n.*], 2013.

LISERRE, M.; BLAABJERG, F.; HANSEN, S. Design and control of an LCL-filter-based three-phase active rectifier. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1281-1291, sept./oct. 2005.

LÓPEZ, J. *et al.* Dynamic behavior of the doubly fed induction generator during three-phase voltage dips. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 3, p. 709-717, sept. 2007.

MENDES, V. F. **Ride-Through Fault Capability Improvement Through Novel Control Strategies Applied for Doubly-Fed Induction Wind Generators**. 2013. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2013.

MINISTERIO DE INDUSTRIA DE ESPAÑA. PO 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. **Boe**, n. 254, p. 37017-37019, 2006.

NIELSEN, J. G.; BLAABJERG, F. A detailed comparison of system topologies for dynamic voltage restorers. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1272-1280, 2005.

OLIVEIRA, F. *et al.* Enhancing LVRT of DFIG by Using a superconducting current limiter on rotor circuit. **Energies**, v. 9, n. 1, 2016.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.10 - Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**. [*S.l.*]: ONS, 2020.

PENA, R.; CLARE, J. C.; ASHER, G. M. Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variablespeed wind-energy generation. **IEE Proceedings: Electric Power Applications**, v. 143, n. 3, p. 231-241, 1996.

TEODORESCU, R.; LISERRE, M.; RODRÍGUEZ, P. **Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems**. [*S.l.*]: John Wiley & Sons, 2007.

WIND EUROPE. Wind energy in Europe in 2018 Trends and Statistics. **Wind Engineering**, 2019.

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

Lista de assuntos

aerogerador
afundamento
ângulo de passo
barramento CC
chopper
códigos de rede
componentes simétricas
controlador
controle
conversor
crowbar
desequilibrado
DFIG
dinâmico
dispositivo
eólica
equilibrado
estacionário
estator
filtro
fluxo

forçado
frequência
gerador
GSC
induzida
magnetização
máquina
modelagem
modulação senoidal
modulação vetorial
natural
norma
permanente
potência
potência ativa
potência reativa
proteção
Resistor
rotor
RSC
sobrecorrente
SPWM
Supercondutor
suportabilidade
SVPWM
transformador
transitório
turbina
vento

GRAÚNA EDUFES