

Ângelo Vian  
Carlos Marcio Vieira Tahan  
Guido Javier Rostegui Aguilar  
Marcos Roberto Gouvea  
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani

# **ENERGIA EÓLICA**

fundamentos, tecnologia e aplicações



# ENERGIA EÓLICA

fundamentos, tecnologia e aplicações

*CONSELHO EDITORIAL*

André Costa e Silva

Cecilia Consolo

Dijon de Moraes

Jarbas Vargas Nascimento

Luis Barbosa Cortez

Marco Aurélio Cremasco

Rogério Lerner

ÂNGELO VIAN  
CARLOS MARCIO VIEIRA TAHAN  
GUIDO JAVIER ROSTEGUI AGUILAR  
MARCOS ROBERTO GOUVEA  
MATHEUS MINGATOS FERNANDES GEMIGNANI

# ENERGIA EÓLICA

fundamentos, tecnologia e aplicações

Projeto de P&D Gerenciador para Sistemas de Geração Intermitente,  
Fontes Complementares e Armazenagem de Energia

2021

*Energia eólica: fundamentos, tecnologia e aplicações*

© 2021 Ângelo Vian, Carlos Marcio Vieira Tahan, Guido Javier Rostegui Aguilar, Marcos Roberto Gouvea, Matheus Mingatos Fernandes Gemignani

Editora Edgard Blücher Ltda.

*Publisher* Edgard Blücher

*Editor* Eduardo Blücher

*Coordenação editorial* Jonas Eliakim

*Produção editorial* Aline Fernandes

*Diagramação e capa* Laércio Flenic

*Revisão de texto* Samira Panini

*Imagem da capa* iStockphoto

---

# Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1245, 4º andar  
04531-934 – São Paulo – SP – Brasil  
Tel 55 11 3078-5366  
contato@blucher.com.br  
www.blucher.com.br

Segundo Novo Acordo Ortográfico, conforme 5. ed.  
do Vocabulário Ortográfico da Língua Portuguesa,  
Academia Brasileira de Letras, março de 2009.

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer  
meios, sem autorização escrita da Editora.

---

Todos os direitos reservados pela Editora  
Edgard Blücher Ltda.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)  
Angélica Ilacqua CRB-8/7057

---

Energia eólica: fundamentos, tecnologia e  
aplicações / Ângelo Vian, Carlos Marcio Vieira Tahan,  
Guido Javier Rostegui Aguilar, Marcos Roberto Gouvea,  
Matheus Mingatos Fernandes Gemignani -- São Paulo:  
Blucher, 2021.  
146p.

#### Bibliografia

ISBN 978-65-5550-072-1 (impresso)  
ISBN 978-65-5550-058-5 (eletrônico)

#### Open Access

1. Energia eólica 2. Energia - Fontes alternativas I.  
Vian, Ângelo

21-0556

CDD 621.548

---

#### Índices para catálogo sistemático:

1. Energia eólica

---

# PREFÁCIO

A atenção mundial com o meio ambiente tem incentivado a pesquisa e a instalação de fontes de geração de energia elétrica sustentáveis que não agridam o planeta, dentre as quais destacam-se aquelas cujas fontes primárias são a energia dos ventos e a energia solar.

Com essa motivação a evolução tecnológica das gerações eólica e solar têm experimentado avanços muito importantes nas últimas duas décadas. A característica de produção intermitente dessas fontes traz novos desafios ao projeto e à operação dos sistemas elétricos, na medida que a disponibilidade de geração está condicionada a fenômenos da natureza que não podem ser controlados. Surge daí, a importância da armazenagem de energia.

Nesse ambiente, a presença de geração sustentável intermitente, de baterias para armazenagem e de cargas gerenciáveis cria sistemas autônomos, constituindo ilhas de geração/carga, interligadas ou não a outros sistemas.

Nasce portanto, a importância de pesquisa e do desenvolvimento de recursos tecnológicos para o gerenciamento do despacho econômico e eficiente desses sistemas híbridos.

A Companhia Energética de Petrolina, atenta aos movimentos do setor energético brasileiro e integrada no esforço do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento promovido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, desenvolveu o projeto “Gerenciador para Sistemas de Geração Intermitente, Fontes Complementares e Armazenagem de Energia”, em colaboração com a Aries Engenharia e a FDTE - Fundação para o Desenvolvimento Tecnológico da Engenharia.

Com o objetivo de difundir conhecimentos adquiridos nesse projeto, entendeu-se oportuna a preparação desta publicação, onde os interessados pelo tema podem encontrar fundamentos, tecnologia e aplicações relativas à produção de energia elétrica a partir da energia eólica.

Cabe ressaltar que esta publicação é o resultado do esforço de vários pesquisadores e especialistas, citando informações de diversas fontes disponíveis no contexto internacional. Neste âmbito, aproveitamos esta oportunidade para deixar nossos agradecimentos pelas diversas discussões e contribuições oferecidas pelo Prof. Dr. Maurício Salles e seus orientados Luís Felipe Normandia Lourenço e Giovani Giulio Tristão Thibes Vieira.

Finalmente agradecemos à ANEEL, cujo programa de incentivo e promoção da pesquisa possibilitou a elaboração desta publicação.

*Hélio Takeno  
Companhia Energética de Petrolina*

---

# SUMÁRIO

<b>1. TURBINAS E GERAÇÃO EÓLICA.....</b>	<b>11</b>
1.1 INTRODUÇÃO.....	11
1.2 A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO.....	12
1.3 CARACTERÍSTICAS DO VENTO.....	14
1.4 EVOLUÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS.....	16
1.4.1 TURBINAS DE EIXO VERTICAL.....	17
1.4.2 TURBINAS COM UMA E DUAS PÁS.....	18
1.4.3 LIMITAÇÃO DE POTÊNCIA NOMINAL DA TURBINA.....	18
1.4.4 OPERAÇÃO EM VELOCIDADE FIXA E VARIÁVEL.....	19
1.5 TURBINAS EÓLICAS MODERNAS.....	20
1.6 TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE.....	22
1.7 NOVOS DESAFIOS.....	23
<b>2. MODELAGEM DO VENTO E CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA.....</b>	<b>25</b>
2.1 INTRODUÇÃO.....	25
2.2 MODELAGEM DO VENTO.....	25
2.3 PREVISÃO DA VELOCIDADE DO VENTO.....	26
2.3.1 MÉTODOS DE PREVISÃO.....	27
2.4 CONVERSÃO ENERGÉTICA VENTO-ELETRICIDADE.....	30
2.4.1 CONVERSÃO ELETROMECHANICA DE ENERGIA.....	30
2.4.2 POTÊNCIA MECÂNICA.....	31
2.4.3 POTÊNCIA ELÉTRICA E CURVAS DE POTÊNCIA.....	35
2.4.4 ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE ENERGIA DE TURBINAS EÓLICAS MODERNAS.....	36

<b>3. EXPERIÊNCIAS RECENTES DA OPERAÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS.....</b>	<b>41</b>
3.1 INTRODUÇÃO .....	41
3.2 CALIFORNIA ISO.....	42
3.3 ERCOT .....	44
3.4 DINAMARCA.....	45
3.5 CHINA.....	45
3.6 BRASIL.....	46
3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	48
<b>4. PROCEDIMENTOS DE REDE PARA A CONEXÃO DE FAZENDAS EÓLICAS.....</b>	<b>49</b>
4.1 INTRODUÇÃO .....	49
4.2 REQUISITOS TÉCNICOS PARA A CONEXÃO DE FAZENDAS EÓLICAS NO BRASIL.....	50
4.2.1 HISTÓRICO E REQUISITOS TÉCNICOS.....	50
4.2.2 MODOS DE CONTROLE.....	51
4.2.3 GERAÇÃO OU ABSORÇÃO DE POTÊNCIA REATIVA.....	53
4.2.4 OPERAÇÃO EM REGIME DE TENSÃO NÃO NOMINAL .....	54
4.2.5 ATENDIMENTO DO FATOR DE POTÊNCIA EM REGIME DE TENSÃO NÃO NOMINAL.....	54
4.2.6 POTÊNCIA ATIVA DE SAÍDA APÓS A RECUPERAÇÃO DE DISTÚRBIOS NO SISTEMA.....	55
4.2.7 OPERAÇÃO EM REGIME DE FREQUÊNCIA NÃO NOMINAL.....	56
4.2.8 INÉRCIA SINTÉTICA DE UMA CENTRAL GERADORA EÓLICA.....	57
4.2.9 PARTICIPAÇÃO NO CONTROLE DE SOBREFREQUÊNCIA.....	58
4.2.10 INJEÇÃO DE CORRENTE REATIVA DURANTE CURTO-CIRCUITO E CURVA DE SUPORTABILIDADE DE TENSÃO ( <i>LOW VOLTAGE RIDE THROUGH</i> ).....	59
4.3 PROCEDIMENTOS DE REDE ADOTADOS NA EUROPA.....	61
4.3.1 OPERAÇÃO EM REGIME DE FREQUÊNCIA NÃO NOMINAL .....	62
4.3.2 OPERAÇÃO EM REGIME DE TENSÃO NÃO NOMINAL .....	63

4.3.3 PARTICIPAÇÃO NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA .....	65
4.3.4 CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO .....	67
4.3.5 OPERAÇÃO DURANTE DISTÚRBIOS DE TENSÃO.....	69
<b>4.4 PROCEDIMENTOS DE REDE DO ERCOT .....</b>	<b>71</b>
4.4.1 OPERAÇÃO EM REGIME DE FREQUÊNCIA NÃO NOMINAL .....	71
4.4.2 PARTICIPAÇÃO NO CONTROLE DE FREQUÊNCIA.....	72
4.4.3 CONTROLE DE POTÊNCIA ATIVA.....	73
4.4.4 CONTROLE DE POTÊNCIA REATIVA E TENSÃO .....	73
4.4.5 OPERAÇÃO DURANTE DISTÚRBIOS DE TENSÃO.....	74
<b>4.5 UM PARALELO ENTRE PROCEDIMENTOS DO MUNDO E NO BRASIL .....</b>	<b>74</b>
<b>5. MODELAGEM E CONTROLE DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL.....</b>	<b>77</b>
5.1 INTRODUÇÃO .....	77
5.2 MODELO GENÉRICO DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL .....	78
5.3 TURBINAS EÓLICAS BASEADAS EM GERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO .....	79
5.4 SISTEMA DE CONTROLE DA TURBINA EÓLICA BASEADA EM DFIG.....	81
5.4.1 INTRODUÇÃO.....	81
5.4.2 SISTEMA DE CONTROLE DO DFIG.....	82
5.5 MODELAGEM MATEMÁTICA.....	85
5.5.1 MODELO MATEMÁTICO DO CONVERSOR LIGADO À REDE ELÉTRICA .....	85
5.5.2 MODELO MATEMÁTICO E CONTROLE DO CONVERSOR DO LADO DO ROTOR.....	92
<b>6. ANÁLISE COMPUTACIONAL DE FAZENDAS EÓLICAS MODERNAS .....</b>	<b>109</b>
6.1 INTRODUÇÃO .....	109
6.2 ANÁLISE COM MODELO FASORIAL.....	110
6.2.1 SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 1 .....	115
6.2.2 SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 2.....	117

6.2.3 SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 3 .....	119
6.2.4 SIMULAÇÃO DO CENÁRIO 4.....	122
6.3 ANÁLISES COM MODELO MÉDIO .....	125
6.4 ANÁLISES COM MODELO DETALHADO.....	132
6.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	139
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>141</b>

## TURBINAS E GERAÇÃO EÓLICA

### 1.1 INTRODUÇÃO

A energia eólica é a energia contida nos ventos, independentemente da sua aplicação.

Suas principais características, como custo zero do insumo e disponibilidade infundável, tornam seu uso atrativo para diversas aplicações, como a movimentação de barcos a vela, bombeamento de água, moinhos e geração de eletricidade. Esta última, objeto deste trabalho, ainda se destaca das fontes concorrentes por sua operação não produzir gases de efeito estufa, pelo não comprometimento total do terreno e pelo baixo custo de geração.

Características básicas da geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, são apresentadas neste capítulo, incluindo a evolução da instalação da geração eólica no mundo, a modelagem do vento, bem como aspectos da evolução tecnológica e dos tipos de turbinas eólicas.

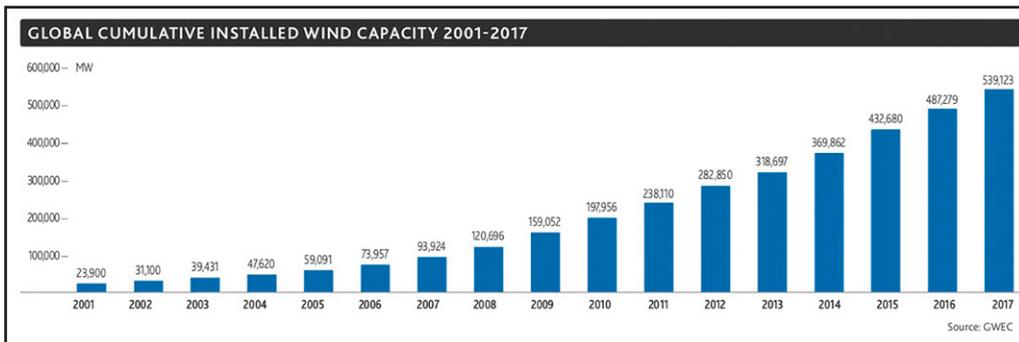
A geração de energia elétrica a partir de fonte eólica é expressa neste texto como “geração de energia eólica” ou simplesmente “geração eólica”, subentendendo-se que se refere à produção de energia elétrica.

## 1.2 A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL E NO MUNDO

A história da geração de energia eólica se inicia na Escócia em 1887 com a construção do primeiro aerogerador, capaz de abastecer um sistema de baterias para atendimento da iluminação de uma residência (Price, 2005). Os registros de sincronização à rede, entretanto, datam apenas de 1931, em Balaklava, na URSS, já com rotor de dimensão de 30 metros e potência de 100 kW (Hau, 2006). A evolução nos anos seguintes foi ambiciosa e em 1941 era inaugurada em Vermont, EUA, uma turbina de 1,25 MW, a primeira acima de um megawatt. Todavia, a ousadia durou apenas 1100 horas de operação, quando ocorreu um defeito em uma das pás e o período de guerra não permitiu sua manutenção (Renewable Energy Vermont, 2019). Nenhuma outra tentativa deste porte foi realizada por quase quatro décadas, quando entre as décadas de 70 e 80, foram desenvolvidas e implementadas diferentes iniciativas, especialmente nos EUA e na Dinamarca, com significativa participação tecnológica da Alemanha. Os dois últimos continuaram como os precursores da tecnologia na Europa, sendo os principais responsáveis por tornar a Europa o maior mercado de geração eólica ainda no final dos anos 90.

Em termos globais, a evolução da capacidade instalada no início deste século (Figura 1.1) apresentou significativo crescimento, partindo de pouco menos de 24 GW em 2001 para 539 GW em 2017. Esses anos foram marcados por uma revolução tecnológica que fez com que novas empresas de diversos países entrassem na corrida para o desenvolvimento de turbinas eólicas mais eficientes e de potência nominal mais elevada. Atualmente a China se tornou o maior mercado mundial com 35 % de participação, seguida pelos EUA com 17 % e pela Alemanha com 10 %.

Figura 1.1 Capacidade instalada acumulada no mundo



A geração de energia eólica no Brasil não seguiu a tendência mundial de perto. Apesar do marco inicial datar de 1992 com a instalação da primeira turbina no sistema isolado de Fernando de Noronha, a fonte só teve a devida atenção após a realização do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) em 2002. O programa teve preços elevados e prazos de instalação diversas vezes postergados, porém é considerado um sucesso por ter viabilizado a entrada da tecnologia no país, desenvolvendo fornecedores, fabricantes e instaladores, entre outros.

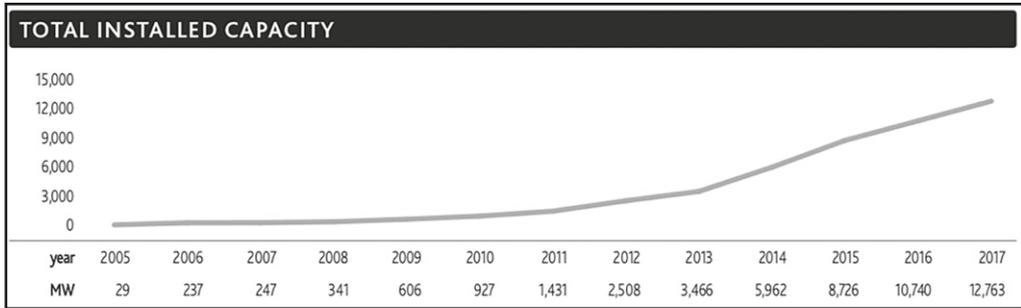
Com o segundo leilão de energia de reserva realizado em 2009, o primeiro voltado exclusivamente à fonte eólica, o desenvolvimento do setor no Brasil finalmente engrenou com a contratação de 1,8 GW de capacidade (Associação Brasileira de Energia Eólica, 2018).

Nessa época, poucos fabricantes e integradores estavam presentes no Brasil e nem todos ofereciam contratos que incluíam a operação e manutenção dos parques, essenciais para reduzir os riscos do investidor, uma vez que a disponibilidade de profissionais especializados era restrita. Inclusive alguns fabricantes ofertavam suas turbinas com entrega do tipo CIF, onde o investidor assumia toda a responsabilidade desde a retirada no porto, passando por transporte e instalação, até a performance e operação da usina.

Desde então, com a realização de outros leilões, a entrada de novos fornecedores e a redução dos preços dos equipamentos e da instalação, a fonte se tornou altamente competitiva no mercado nacional, não dependendo mais de compras incentivadas e ultrapassando, em preço, as tradicionais hidrelétricas.

Ao final de 2017, 15 anos após o início do PROINFA e 8 anos após o primeiro leilão, o Brasil atingiu a capacidade instalada de 12.763 MW, colocando-o na oitava posição dos maiores mercados de energia eólica do mundo. Nesse ano a produção de energia das eólicas representou 7,4 % do total da energia gerada no país. A evolução da capacidade instalada desse período é ilustrada na Figura 1.2 (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018).

Figura 1.2 Capacidade instalada acumulada no Brasil  
(GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018)



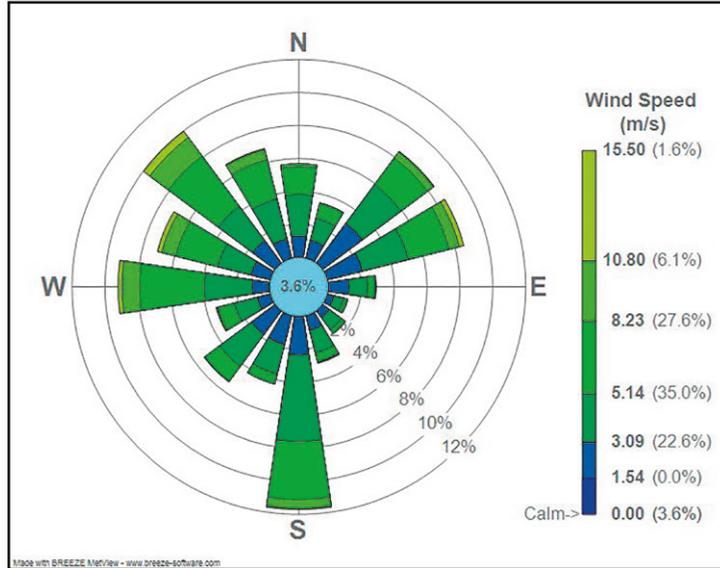
### 1.3 CARACTERÍSTICAS DO VENTO

O insumo energético das turbinas eólicas é o vento, que não gera emissões de gases de efeito estufa e não tem custo. Porém, este recurso não é controlável e não pode ser armazenado, diferentemente da vazão de água em represas de usinas hidrelétricas.

Além da impossibilidade de controle, o vento apresenta características aleatórias de velocidade e de direção. Adicionalmente, estas características são dependentes da geografia do local, do clima e da altura em relação ao solo.

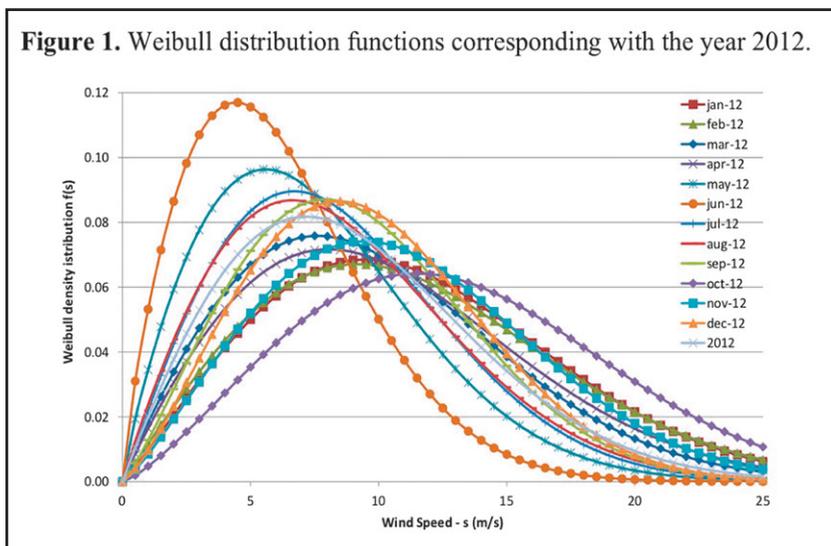
Um exemplo das variações da velocidade e da direção do vento pode ser observado na rosa dos ventos da Figura 1.3. O tamanho de cada fatia indica a frequência de ocorrência de vento em determinada direção, demonstrando a(s) sua(s) direção(ões) predominante(s), porém ainda sem confirmação da direção de maior disponibilidade de energia, pois esta depende prioritariamente da velocidade do vento. Em outras palavras, a ocorrência de ventos fracos em determinada direção, por exemplo em 90 % do tempo pode fornecer energia inferior a outra direção que apresente ventos fortes em apenas 10 % do tempo, nesse exemplo. Para esta avaliação complementar, pode-se observar que o comprimento das fatias é subdividido em partes de diferentes cores, que representam a velocidade (pela cor) e sua ocorrência (pelo tamanho).

Figura 1.3 Rosa dos ventos para uma cidade do Nordeste



A análise pormenorizada das ocorrências e intensidades da velocidade do vento em qualquer direção, permite em geral, a conclusão que sua variação tem o comportamento típico de uma distribuição de probabilidades de Weibull, ilustrada na Figura 1.4.

Figura 1.4 Distribuição de Weibull



Na figura anterior também se pode observar a diferença da distribuição para meses distintos. Isto ocorre pois o vento é dependente do clima do local e, apesar de manter a característica da distribuição, tem forma e escala distintas para cada período.

Sendo assim, para a avaliação da viabilidade de um projeto de usina eólica, o correto levantamento da rosa dos ventos e da distribuição da velocidade do vento é fundamental. Este levantamento é realizado tendo por referência normas técnicas e através de instrumentos de medição certificados, como o anemômetro (velocidade) e a biruta (direção), entre outras grandezas (temperatura, umidade, direção do vento em 3D etc.)<sup>1</sup>.

As medições, em geral, são realizadas em alturas padrão, posteriormente corrigidas para a de instalação da turbina. A variação da velocidade do vento em relação à altura do solo é dada pela lei de potência da equação seguinte (Wagner, Courtney, Gottschall, & Lindelöw-Marsden, 2011):

$$v = v_0 \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (1)$$

Onde  $h_0$  é a altura da medição,  $h$  é a altura onde se quer estimar a velocidade,  $v_0$  é a velocidade medida na altura  $h_0$ ,  $\alpha$  é o coeficiente da lei de potência e  $v$  é a velocidade estimada para a altura  $h$ .

Do ponto de vista da geração, alturas maiores são mais desejadas por apresentarem melhor estabilidade da velocidade do vento e menor turbulência, entrando em conflito com as necessidades construtivas da torre, que deve suportar maior peso e maiores esforços mecânicos.

## 1.4 EVOLUÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS

Desde o início do desenvolvimento das turbinas eólicas, diversas configurações foram propostas e construídas: turbinas com eixos vertical e horizontal; com uma, duas ou três pás; com ou sem caixa de engrenagens; com ou sem rotação das pás para controle de potência; e operação com velocidade fixa ou variável. Essas características, entre outras relacionadas aos projetos de aerogeradores, são apresentadas a seguir.

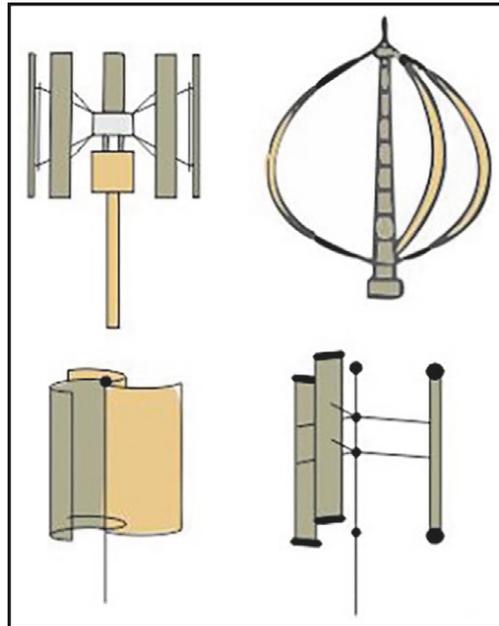
---

<sup>1</sup> A regulamentação brasileira atualmente exige medições com duração mínima de três anos para a avaliação da capacidade de geração de um empreendimento participante dos leilões do mercado regulado.

### 1.4.1 Turbinas de Eixo Vertical

Alguns dos projetos de turbinas de eixo vertical podem ser vistos na Figura 1.5. Este tipo de projeto chamou a atenção dos projetistas pois permite que todos os equipamentos fossem montados ao nível do solo, ao passo que nas turbinas de eixo horizontal, os equipamentos são alocados na nacelle, situada na parte superior da torre.

Figura 1.5 Turbinas eólicas de eixo vertical



Além disso, como as turbinas de eixo vertical apresentam as mesmas propriedades em todas as direções (omnidirecionais), a direção da velocidade do vento não importa, portanto, nenhum sistema de controle específico para rastrear a direção do vento é necessário. Duas desvantagens inviabilizaram este conceito de turbina: baixo coeficiente de potência, ou seja, para a mesma velocidade de vento, gera menos do que uma turbina de eixo horizontal e também a necessidade de tirantes para fixação da parte superior da turbina, o que torna difícil a construção de turbinas de grande porte (European Wind Energy Association and Others, 2012).

#### Aplicação prática

As experiências do mercado apontaram, como opção típica, o uso de eixo horizontal, sempre com três pás e o recurso de rotação destas para limitação da potência gerada, utilizando velocidade de rotação variável para maximização da geração de energia.

Em paralelo, nas aplicações de pequeno porte as turbinas de eixo vertical ganharam mercado, principalmente por possuir menores dimensões e maior facilidade de aplicação, não apresentando, tecnologicamente, grandes vantagens em relação às horizontais.

### 1.4.2 Turbinas com Uma e Duas Pás

A maioria das turbinas eólicas modernas possui o rotor aerodinâmico composto por três pás. Porém, rotores com uma e duas pás também foram considerados no passado. O aumento do número de pás em um rotor aerodinâmico afeta propriedades como eficiência da turbina, solicitações mecânicas da torre, além de poluição sonora e visual.

O projeto com apenas uma pá no rotor aerodinâmico apresenta como vantagem a estratégia de parada da fazenda eólica em casos de tempestades e rajadas de vento. Porém a necessidade de um contrapeso, para contrabalancear, a única pá no rotor causa uma diminuição em sua eficiência. Além disso, esse tipo de projeto não atende os atuais padrões de poluição sonora existentes, devido as altas velocidades de rotação que apresentam.

O projeto com duas pás aumenta a eficiência da turbina, porém as altas velocidades do rotor continuam transgredindo os níveis de poluição sonora, em desacordo com os limites admitidos.

### 1.4.3 Limitação de Potência Nominal da Turbina

Conforme a velocidade do vento aumenta, a potência gerada pelo gerador eólico aumenta com uma relação quadrática. Porém, quando o gerador atinge a sua potência nominal, a captura de energia do vento deve ser limitada para evitar danos ao gerador com o aumento da velocidade do vento. Os dois principais mecanismos para a limitação de potência são o estol (*stall*, do inglês) e o controle de ângulo das pás (*pitch control*).

Até a metade dos anos 90, as turbinas com limitação da potência nominal por estol (o projeto dinamarquês) dominavam o mercado pelo projeto de rotor aerodinâmico simplificado e com menores custos (Earnest & Wizelius, 2011). A regulação de potência por estol é um método passivo e exige uma conexão a uma

rede elétrica forte (com elevada potência de curto-circuito) e a manutenção da velocidade da turbina eólica constante. A regulação de potência por estol consiste no projeto de um rotor aerodinâmico que perca boa parte de sua eficiência em velocidades acima da velocidade nominal da turbina. As pás se deformam plasticamente quando a potência nominal da turbina eólica é ultrapassada e retorna a sua forma original quando essa potência volta para um ponto de operação abaixo no nominal. Normalmente, este conceito de limitação de potência é utilizado em conjunto com geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo por terem como característica principal a operação em velocidade fixa.

No começo dos anos 90, a técnica de controle do ângulo das pás começou a ser mais utilizada. O chamado *pitch control* consiste no uso de um sistema de controle capaz de girar as pás em seus respectivos eixos transversais fazendo com que o ângulo das pás em relação ao vento seja modificado. A rotação pode ser feita para aumentar ou diminuir a captura de energia. Esta técnica não exige a manutenção de uma velocidade constante da turbina, permitindo que seja combinada com geradores de indução duplamente alimentados, por exemplo, que operam em velocidade variável para maximizar a geração. As turbinas eólicas com *pitch control* permitem maior nível de controle, que é uma característica desejável para operação de redes elétricas com grandes turbinas.

#### 1.4.4 Operação em Velocidade Fixa e Variável

Inicialmente, a maioria das turbinas eólicas apresentava velocidade fixa, de modo que a entrada em operação era feita de forma a acelerar o gerador ainda desconectado da rede elétrica com uma fonte de energia auxiliar até atingir a velocidade adequada, quando era conectado à rede elétrica, de modo que a tensão e frequência da rede elétrica mantinham a velocidade da turbina constante.

Subsequentemente, a operação com velocidade variável foi possível graças aos avanços na eletrônica de potência. Este tipo de operação permite que a velocidade do gerador seja escolhida de forma a maximizar a conversão da energia em função da velocidade do vento. Para velocidades do vento abaixo da nominal (velocidade na qual a potência gerada se iguala à potência nominal) a turbinas com operação em velocidade variável geram mais energia do que aquelas que só operam em velocidade fixa.

Quando a velocidade nominal do gerador é atingida, alguma das estratégias discutidas anteriormente, estol ou giro das pás, deve ser empregada para limitar a velocidade do gerador e, por consequência, a sua potência. A aplicação da

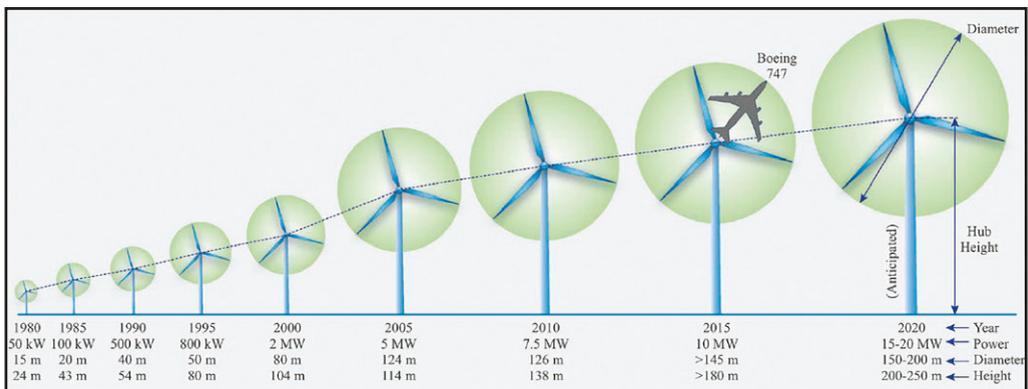
limitação por estol em turbinas com velocidade variável não tem sido adequada, de modo que as turbinas modernas utilizam operação com velocidade variável com controle de ângulo das pás.

## 1.5 TURBINAS EÓLICAS MODERNAS

Os fabricantes de turbinas eólicas venceram desafios importantes de engenharia desenvolvendo projetos economicamente viáveis e competitivos (European Wind Energy Association and Others, 2012), mesmo em relação as outras fontes de geração. Após décadas de pesquisa com avanços e conflitos, o projeto da turbina eólica moderna vem se consolidando, havendo consenso, atualmente na tecnologia fundamentada em turbinas de três pás, eixo horizontal, velocidade variável e controle de ângulo de pás para a limitação da potência nominal do gerador.

Esta convergência é função de pesquisa e desenvolvimento, mas também do aprendizado acumulado e adquirido com erros e acertos dos fabricantes realizados ao longo de vários anos, que resultou no aumento do tamanho das turbinas eólicas de 25 kW para 9.500 kW nos últimos 30 anos. A evolução do tamanho das turbinas eólicas comerciais pode ser vista na Figura 1.6.

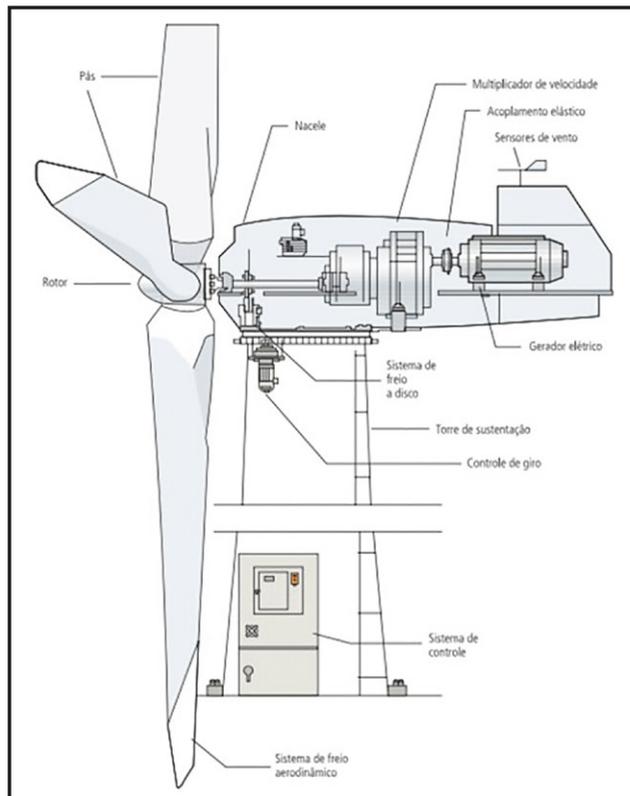
Figura 1.6 Evolução do tamanho da turbina eólica comercial, título: High-Power Wind Energy Conversion Systems: State-of-the-Art and Emerging Technologies, autores: Venkata Yaramasu, Bin Wu, Paresh C. Sen, Samir Kouro, Mehdi Narimani, publicação: Proceedings of the IEEE | Vol. 103, No. 5, May 2015



A turbina eólica moderna e seus principais componentes são mostrados na Figura 1.7, onde se observam seus três principais componentes: a torre, o rotor e a nacelle.

A torre é a responsável por fornecer a sustentação mecânica à turbina. O rotor é composto pelo cubo (*hub*, em inglês) e pelas pás. A nacele está montada sobre o sistema de guinada (*yawing*) da turbina, que é responsável por seguir a direção do vento, fazendo com que a turbina esteja, idealmente, sempre perpendicular ao vento incidente. A nacele abriga a caixa de engrenagens (quando existente) e o gerador elétrico. Normalmente, para a minimização das perdas, o transformador também se encontra instalado no interior da nacele.

Figura 1.7 Turbina eólica moderna e seus equipamentos



Os sistemas de controle de uma turbina eólica moderna são compostos pelo controle de guinada, o controle de ângulo das pás e o controle da busca do ponto de máxima potência (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracking*). Em relação ao tipo de gerador utilizado nota-se que ainda não há consenso sobre a melhor solução, sendo adotados geradores síncronos e assíncronos.

## 1.6 TURBINAS EÓLICAS DE PEQUENO PORTE

A definição de turbinas de pequeno porte foi revista com a evolução da tecnologia, principalmente pelo surgimento das grandes turbinas para aplicação no mar (chamadas de *off\_shore*). Atualmente, o padrão IEC, por exemplo, estabelece que são turbinas eólicas de pequeno porte aquelas inferiores a 100 kW.

As turbinas eólicas de pequeno porte são utilizadas, principalmente, em duas aplicações: geração de energia em sistemas elétricos isolados e na geração distribuída. A aplicação em sistemas isolados, como pequenos navios, eletrificação de fazendas e eletrificação de vilarejos é uma alternativa aos tradicionais sistemas de geração a diesel. A Figura 1.8 apresenta algumas aplicações de turbinas eólicas de pequeno porte.

Figura 1.8 Aplicações de turbinas eólicas de pequeno porte

Rated power/system	Wind-diesel								Wind mini-farm								
	Wind hybrid				Single wind turbine				Build integrated								
	Wind home system																
P < 1kW	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					
1kW < P < 7kW	X	X	X	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	
7kW < P < 50kW					X	X	X	X	X			X	X	X	X	X	
50 kW < P < 100kW								X	X					X	X	X	
Small wind systems applications	Sailboats	Signalling	Street lamp	Remote houses/dwellings	Farms	Water pumping	Seawater desalination	Village power	Mini-grid	Street lamp	Buildings rooftop	Dwellings	Public centres	Car parking	Industrial	Industrial	Farms
	Offgrid applications									On-grid applications							

Além de serem sistemas que geram emissões de gases estufa, os sistemas de geração a diesel possuem um elevado custo de combustível que pode ser ainda maior dependendo do transporte envolvido para que o combustível chegue às comunidades isoladas. Um sistema de fornecimento de energia confiável e amigável ao meio ambiente pode ser projetado combinando turbinas eólicas e sistemas de armazenamento de energia com os sistemas a diesel.

As aplicações de turbinas eólicas de pequeno porte para geração distribuída são menos usuais atualmente devido aos altos custos das turbinas. As turbinas eólicas de pequeno porte custam em média cerca de 10.000 US\$/kW instalado

(Orrell, et al., 2018). Para efeito de comparação, uma turbina eólica de grande porte, instalada em 2017, custou cerca de 1.600 US\$/kW (Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2018).

Por conta de seu custo elevado, a aplicação de turbinas eólicas na geração distribuída depende dos preços da energia elétrica praticados no mercado e dos programas de incentivo. Programas como as *Feed-in Tariffs* ou o *net-metering* podem incentivar o crescimento deste mercado.

Diferentemente da turbina eólica moderna de grande porte, ainda não há consenso sobre um tipo comum que tenha um projeto economicamente viável. Portanto, é comum encontrar diferentes modelos no mercado com todas as características descritas na seção 1.3, embora haja tendência do mercado para turbinas de eixo horizontal baseadas em geradores de ímãs permanentes.

## 1.7 NOVOS DESAFIOS

Os desafios da última década do setor de geração de energia eólica que foram, de certa forma, superados e estão relacionados com a consolidação do mercado mundial e com:

- operação mais eficiente e confiável dos parques;
- redução intensa de custos de fabricação e de produção de energia;
- aumento da potência nominal por turbina eólica;
- aumento da eficiência aerodinâmica;
- aumento da confiabilidade dos componentes;
- integração do sistema de controle das turbinas eólicas com o sistema de aquisição de dados da fazenda eólica.

Os novos desafios estão relacionados com uma operação mais eficiente do sistema:

- integrar maior quantidade de energia eólica combinada com energia solar;
- integrar o despacho local e o centralizado; aprimorando as técnicas de previsão da geração eólica;

- implementar controle de frequência com participação das fazendas eólicas;
- criar mercados para serviços ancilares providos por turbinas eólicas;
- implementar sistemas híbridos com geração solar;
- operar de forma inteligente e integradamente com sistemas de armazenamento de energia.

As soluções para estes desafios são importantes para aumentar os níveis de penetração de fazendas eólicas nos sistemas elétricos, possibilitando, inclusive, diminuição na quantidade de emissão de gases que contribuem para o efeito estufa.

# MODELAGEM DO VENTO E CONVERSÃO DE ENERGIA EÓLICA

## 2.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem o objetivo de apresentar o desenvolvimento de um sistema de previsão da velocidade do vento com base em registros históricos, capaz de propor cenários de produção de energia elétrica.

Além disso, são apresentados: o processo de conversão da energia eólica para energia elétrica e os conceitos básicos que determinam a potência elétrica produzida por uma turbina eólica em função da velocidade do vento e demais parâmetros envolvidos.

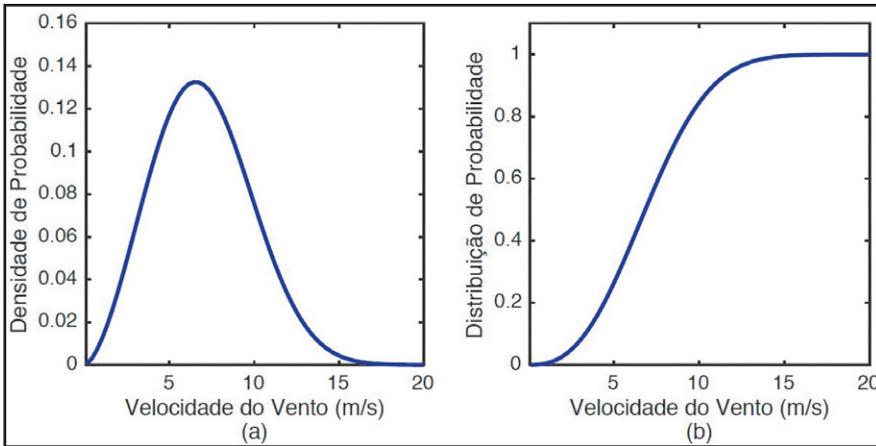
## 2.2 MODELAGEM DO VENTO

A velocidade do vento em um determinado local pode ser modelada por uma distribuição de Weibull. A função densidade de probabilidade de uma distribuição de Weibull é dada pela equação (2) e seus parâmetros são o fator de forma  $k$  e o fator de escala  $\lambda$ .

$$f(x; k, \lambda) = \begin{cases} k\lambda^k x^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda}\right)^k}, & x \geq 0 \\ 0, & x < 0 \end{cases} \quad (2)$$

A título de exemplo, a distribuição de velocidades do vento para a cidade de Caetité (BA) está mostrada na Figura 2.1. Os parâmetros desta distribuição são  $k = 2,6$  e  $\lambda = 7,88$ . Os parâmetros da distribuição de Weibull para descrever a velocidade do vento são característicos da região e da época do ano.

Figura 2.1 Características estatísticas da distribuição de Weibull: a) Função densidade de probabilidade; b) Função distribuição de probabilidade



## 2.3 PREVISÃO DA VELOCIDADE DO VENTO

Um método preciso de previsão da velocidade do vento pode ajudar os operadores do sistema de energia a reduzir o risco de falta de confiabilidade do fornecimento de eletricidade. A previsão de energia eólica é usada para a programação do dia seguinte e para o comércio de eletricidade no mercado spot. Segundo a escala de tempo os métodos de previsão de velocidade do vento podem ser classificados em quatro categorias:

- Previsão a muito curto prazo: desde alguns minutos até uma hora à frente. Usada em operações de rede em tempo real, assim como em ações de regulação;

- Previsão a curto prazo: desde uma hora até algumas horas à frente. Utilizada no planejamento econômico do despacho de carga e na segurança operacional no mercado de energia;
- Previsão a mediano prazo: desde algumas horas até uma semana à frente. Com aplicação em decisões de entrada em operação do gerador;
- Previsão a longo prazo: desde uma semana até um ano ou mais à frente. Aplicação no planejamento de manutenção, no custo operacional ótimo, no gerenciamento de operação e em estudos de viabilidade para projeto do parque eólico.

### 2.3.1 Métodos de previsão

#### Método de persistência

O método de persistência usa uma suposição simples de que a velocidade do vento em um determinado momento futuro será a mesma de quando a previsão é feita (Zhao, Wang, & Li, 2011). Se a velocidade do vento medida em  $t$  fosse  $v(t)$ , então a velocidade do vento prevista em  $t+\Delta t$  pode ser formulada como segue:

$$v(t + \Delta t) = v(t) \quad (3)$$

O método de persistência é de alguma forma mais preciso do que outros métodos de previsão de vento de muito curto prazo. Mas a precisão do método de persistência degrada-se rapidamente quando a escala de tempo da previsão aumenta (Wu & Hong, 2007).

O método de persistência além de ser o mais simples é também o mais econômico. As concessionárias utilizam este método para previsões de muito curto prazo. Portanto, qualquer método de previsão desenvolvido deve, primeiro, ser testado contra este método para verificar o quanto ele pode melhorar em relação às previsões derivadas de persistência (Soman, Zareipour, Malik, & Mandal, 2010).

#### Métodos físicos

Os métodos físicos estão baseados na previsão numérica do clima (NWP por sua sigla em inglês) usando dados como temperatura, pressão, rugosidade da

superfície e obstáculos. O modelo NWP é desenvolvido por meteorologistas para previsão do clima em grandes áreas (Lei, Shiyan, Chuanwen, Hongling, & Yan, 2009). Os métodos físicos aumentam a resolução real do modelo NWP, a fim de obter uma previsão precisa do clima (Zhao, Wang, & Li, 2011). Este tipo de método precisa de muitos cálculos, portanto são implementados em supercomputadores.

Os sistemas físicos usam parametrizações baseadas em uma descrição física detalhada da atmosfera, para alcançar a melhor precisão de previsão. Normalmente, a velocidade do vento fornecida pelo serviço meteorológico é transformada nas condições do local do parque eólico (Lange & Focken, 2008).

Os métodos de previsão de energia eólica comercial existentes usam previsões de vento NWP como dados de entrada. Os sistemas físicos, usando os dados de entrada do NWP, realizam o refinamento necessário desses dados de saída (previsão da velocidade do vento) para as condições no local por métodos baseados na física da camada limite atmosférica inferior (Bhaskar & Singh, 2012).

## Métodos estatísticos

Os métodos estatísticos visam encontrar a relação dos dados de velocidade do vento medidos on-line. Para um modelo estatístico, os dados históricos de velocidade do vento podem ser usados. Os modelos estatísticos são fáceis de modelar e mais baratos de desenvolver em comparação com outros modelos. Basicamente, o método estatístico é bom para previsão de curto prazo. A desvantagem desse método é que o erro de previsão aumenta à medida que o tempo de previsão aumenta.

Entre os métodos estatísticos estão os autorregressivos (AR), os de média móvel autorregressiva (ARMA), os de média móvel autorregressiva integrada (ARIMA), os de abordagem bayesiana e as previsões “cinza” (*gray prediction*). Os métodos estatísticos podem ser usados para resolver problemas que possuem uma grande quantidade de dados onde as observações são interdependentes.

Como a velocidade do vento tem uma sucessão e aleatoriedade muito boas, é bastante apropriado usar o modelo ARMA de séries temporais para prever a velocidade do vento. (Erdem & Shi, 2011) propuseram quatro abordagens baseadas no método ARMA para a previsão de velocidade e direção do vento. Os resultados mostraram que o modelo de componente é melhor que o modelo ARMA tradicional na previsão da direção do vento, enquanto o contrário é observado na previsão da velocidade do vento.

(Ling-ling, Li, He, & Wang, 2011) apresentaram um modelo ARMA combinado com transformada wavelet para previsão da velocidade do vento. A transformada wavelet é usada para captar as partes de baixa frequência de toda a velocidade do vento. O modelo ARMA é usado para prever a velocidade do vento nos dados suavizados. A combinação de modelos pode efetivamente melhorar a precisão da previsão.

(Palomares-Salas et al., 2009) usaram um modelo ARIMA para previsão de séries temporais envolvendo medições de velocidade do vento. O artigo apresenta o processo de validação do modelo, juntamente com uma análise de regressão, com base em dados reais. Os resultados mostram que a previsão com o modelo ARIMA é melhor do que a rede neural de propagação reversa para curtos intervalos de tempo.

### **Modelos de correlação espacial**

Os modelos de correlação espacial levam em consideração a relação espacial da velocidade do vento dos diferentes locais. Nos modelos de correlação espacial são empregadas as séries temporais de velocidade do vento do local onde será feita a previsão e dos locais vizinhos. Em (Alexiadis, Dokopoulos, Sahsamanoglou, & Manousaridis, 1998) um modelo de correlação espacial é usado para prever a velocidade do vento em um local com base em medições em outro local. Seu comportamento foi testado com verificação satisfatória usando dados coletados sobre sete anos.

(Barbounis & Theocharis, 2007) ilustraram uma técnica para prever a velocidade do vento com várias horas de antecedência, com base em correlação cruzada nos locais vizinhos. Com base em modelos de correlação espacial, este artigo desenvolveu uma abordagem de RNA (Redes Neurais Artificiais) que melhora significativamente a precisão da previsão em comparação com o modelo de persistência.

### **Métodos de inteligência artificial**

Com o desenvolvimento da inteligência artificial (IA), vários novos métodos para previsão de velocidade do vento foram desenvolvidos. Entre os novos métodos podem ser mencionadas as redes neurais artificiais (RNA), os sistemas de inferência neuro-fuzzy adaptável (ANFIS por sua sigla em inglês), os métodos

lógicos fuzzy, a máquina de vetores de suporte (SVM por sua sigla em inglês), as redes neuro-fuzzy e os algoritmos de otimização evolutiva.

As RNA podem lidar com problemas não lineares e complexos em termos de classificação ou previsão. Os modelos de RNA podem representar uma relação não linear complexa e extrair a dependência entre variáveis através do processo de treinamento (Yuan-Kang, Ching-Ying, Shao-Hong, & Yu, 2010). Os métodos baseados em RNA incluem redes neurais de propagação reversa, redes neurais recorrentes, redes neurais de função de base radial (RBF por sua sigla em inglês), redes neurais *ridgelet* e redes neurais de elemento linear adaptativo.

## Métodos híbridos

O objetivo dos modelos híbridos é se beneficiar das vantagens de diferentes modelos e obter um melhor desempenho na previsão (Wu & Hong, 2007). Como as informações contidas no método de previsão individual são limitadas, o método híbrido pode maximizar as informações disponíveis, integrar informações sobre modelos individuais e fazer o melhor uso das vantagens de vários métodos de previsão, melhorando assim a precisão (Dongmei, Yuchen, & Xu, 2011). Os métodos híbridos combinam diferentes abordagens, como a combinação dos modelos físicos e estatísticos ou modelos de curto e mediano prazo (Soman, Zareipour, Malik, & Mandal, 2010).

## 2.4 CONVERSÃO ENERGÉTICA VENTO-ELETRICIDADE

### 2.4.1 Conversão Eletromecânica de Energia

O processo da conversão da energia dos ventos em energia elétrica se inicia quando as partículas do ar em movimento se chocam com o rotor aerodinâmico e aplicam um torque sobre as pás da turbina eólica, girando-as em torno do eixo da nacelle.

O movimento do rotor aerodinâmico é então transferido ao gerador elétrico por meio de um eixo de transmissão e, dependendo da tecnologia, também por uma de uma caixa de engrenagens.

De forma simplificada, o processo de conversão da energia mecânica no eixo da turbina em energia elétrica nos enrolamentos do estator segue as seguintes etapas:

- movimento relativo entre o rotor do gerador e seu estator;
- produção de fluxo magnético pelo rotor;
- indução de tensão no estator do gerador;
- injeção de corrente elétrica na rede por conexão por via de conversores ou direta.

A seguir são apresentadas considerações sobre a potência mecânica disponível no vento, seu aproveitamento e a potência elétrica produzida.

## 2.4.2 Potência Mecânica

A potência mecânica disponível no vento é dada pela equação (1).

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

Sendo

$P_{vento}$  = potência mecânica disponível [W];

$\rho$  = densidade do ar [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ];

$v$  = velocidade do vento [ $\text{m}/\text{s}$ ];

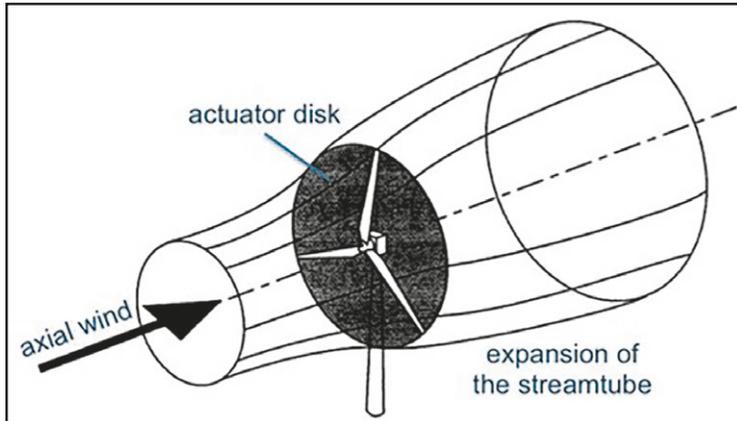
$A$  = área varrida pelo rotor aerodinâmico [ $\text{m}^2$ ].

A área varrida pelo rotor pode ser calculada por:

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (2)$$

Caso o processo de conversão fosse 100 % eficiente, a potência dada pela equação (1) seria gerada pela turbina e as partículas de ar em movimento teriam sua velocidade reduzida a zero logo após passar pelo rotor aerodinâmico da turbina, encerrando o fluxo contínuo de ar e, portanto, encerrando o processo de conversão de energia. Quando um dado volume de um fluido com densidade constante atravessa uma certa área com obstáculo, há a descompressão e expansão, fazendo com que a área de escoamento aumente, como mostrado na Figura 2.2.

Figura 2.2 Efeito garrafa no escoamento do vento pela turbina eólica



Em 1926, o físico alemão Albert Betz mostrou que uma turbina eólica ideal reduziria a velocidade do vento em  $2/3$  da velocidade original. Isso limitaria a potência mecânica que poderia ser efetivamente capturada do vento para cerca de 59 % da potência total disponível. Este limite é conhecido com o limite de Betz. Assim, um fator que represente esse limite deve ser incluído na equação (1), resultando na equação (3).

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (3)$$

Onde  $C_p$  é o coeficiente de performance (ou coeficiente de potência) adimensional que pode ser no máximo 0,59.

Nas turbinas eólicas reais, o coeficiente de performance é função da razão (ou relação) de velocidade  $\lambda$  (*tip speed ratio*, do inglês) dada pela equação (4).

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (4)$$

Sendo

$\omega$  = velocidade angular do rotor [rad/s];

$R$  = raio da pá [m];

$v$  = velocidade do vento [m/s].

Outro parâmetro que influencia o coeficiente de performance é o ângulo de inclinação das pás. As equações (5) e (6) apresentam o modelo proposto por Heier (Heier, 2014) para a estimativa do valor de  $C_p$  para turbinas eólica com controle ativo de ângulo de passo (*pitch angle control*) como função da razão de velocidades  $\lambda$  e do ângulo de passo das pás  $\beta$ . O valor de ângulo de passo 0 (zero) representa o ângulo no qual a captura de energia é máxima (ângulo de ataque é máximo) e os valores positivos representam ângulos que resultam na diminuição da captura de energia (diminuição do ângulo de ataque).

$$C_p(\lambda, \beta) = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3\beta - c_4\beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (5)$$

$$\lambda_i = \frac{1}{\frac{1}{\lambda + c_8\beta} - \frac{c_9}{\beta^3 + 1}} \quad (6)$$

Os parâmetros  $c_i$  são apresentados na Tabela 2.1 de acordo com Heier (Heier, 2014) e Sloopweg (Sloopweg, Polinder, & Kling, 2003). O cálculo da eficiência aerodinâmica proposto por Heier não discrimina turbinas de velocidade fixa e de velocidade variável. Já Sloopweg propôs o ajuste dos parâmetros das equações (5) e (6) para essas duas classes de turbinas eólicas. Desta forma, as curvas de performance puderam ser melhor representadas em análises baseadas em modelos computacionais.

Tabela 2.1 – Valores propostos para os parâmetros de cálculo do

	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$	$c_6$	$c_7$	$c_8$	$c_9$
Heier	0,5	116	0,4	0	-	5	21	0,08	0,035
Velocidade Constante	0,44	125	0	0	0	6,94	16,5	0	-0,002
Velocidade Variável	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

Utilizando as equações (5) e (6) os coeficientes de performance obtidos são mostrados na Figura 2.3 e na Figura 2.4. A Figura 2.3 mostra o coeficiente de performance utilizando os parâmetros propostos por Heier e na Figura 2.4 mostra os valores de  $C_p$  calculados utilizando os coeficientes propostos por Sloopweg para as turbinas de velocidade variável.

Constata-se que, de certa forma, o valor máximo do coeficiente de performance de turbinas eólicas de velocidade variável aumentou um pouco em relação às turbinas de velocidade fixa. Além disso, o controle da potência da turbina de velocidade variável é melhor em relação às turbinas de velocidade fixa, pois a mesma variação de ângulo de passo produz maior variação no  $c_p$  da turbina de velocidade variável. Essa característica faz com que a potência mecânica capturada seja ajustada mais rapidamente.

Figura 2.3 Coeficientes de performance de turbinas eólicas (Heier, 2014)

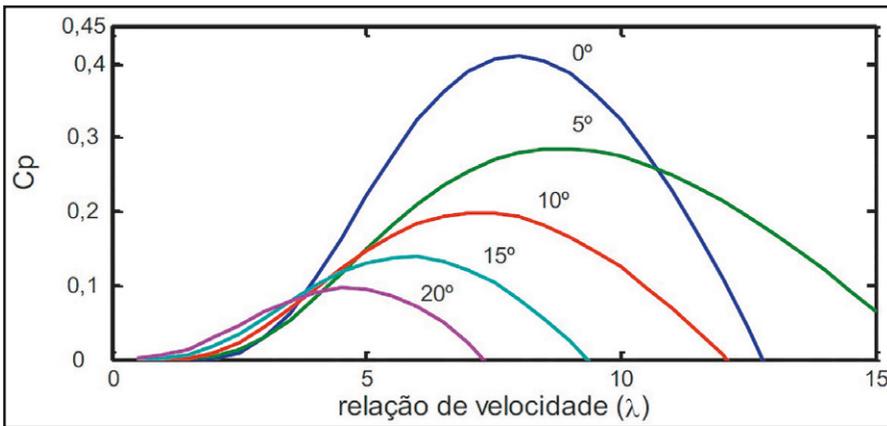
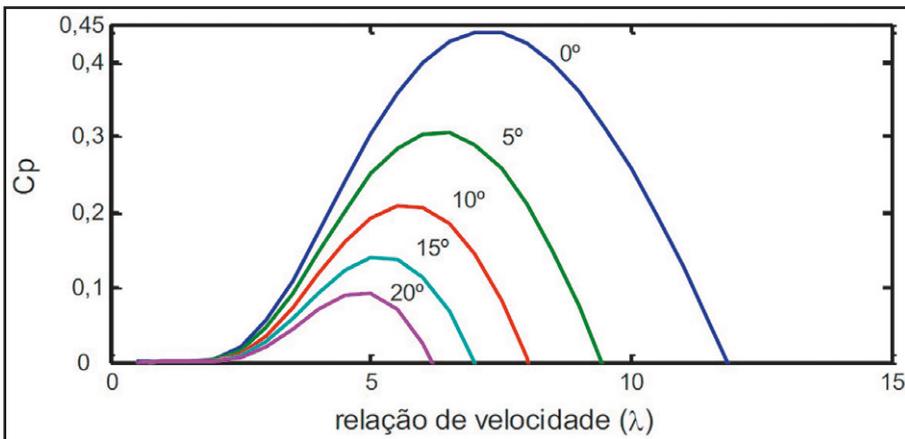


Figura 2.4 Coeficientes de performance para turbinas de velocidade variável (Slootweg, Polinder, & Kling, 2003)



### 2.4.3 Potência Elétrica e Curvas de Potência

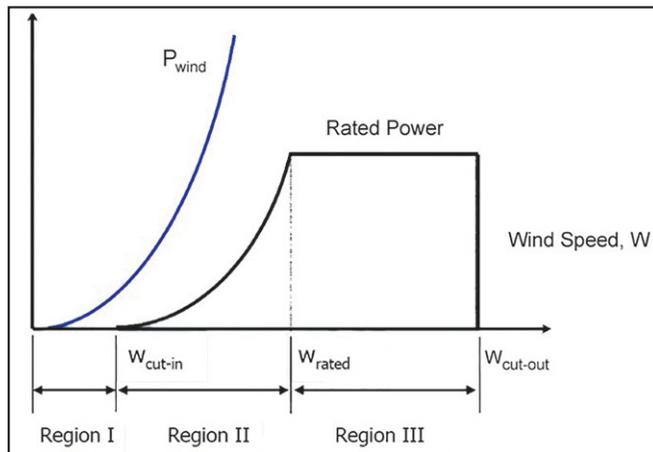
O processo de conversão da energia mecânica contida no vento em energia elétrica está sujeito a perdas mecânicas e elétricas. Estas perdas originam-se nos componentes mecânicos devido ao atrito e nos componentes elétricos como transformador, gerador, cabos e dispositivos eletrônicos por conta do efeito Joule. Assim, a potência elétrica efetivamente injetada na rede é dada pela equação (7).

$$P_e = \frac{1}{2} C_p(\lambda, \beta) \rho A v^3 \eta \quad (7)$$

onde  $\eta$  é o rendimento do processo de conversão e inclui tanto as perdas elétricas quanto as perdas mecânicas devido à rotação.

A curva de potência de uma turbina eólica para as diferentes velocidades do vento pode ser obtida analiticamente, conhecendo-se o coeficiente de performance  $C_p(\lambda, \beta)$ . A Figura 2.5 mostra uma curva de potência de uma turbina eólica moderna.

Figura 2.5 Curva de potência de uma turbina eólica moderna, incluindo as três regiões de operação



Na Figura 2.5 pode-se notar três regiões de operação ditadas por três velocidades chave:  $v_{inicial}$ ,  $v_{nominal}$  e  $v_{corte}$ .

A velocidade que marca o início da geração de energia é a velocidade  $v_{inicial}$ , que determina a região 1, onde não há produção de energia. Para velocidades

abaixo deste valor o gerador não está conectado ao eixo de transmissão pois as perdas de energia no sistema para esses valores de velocidade do vento seriam maiores que a quantidade de energia gerada.

Na região 2, definida entre as velocidades  $v_{inicial}$  e  $v_{nominal}$ , a velocidade de operação do gerador é controlada para maximizar a geração de energia, maximizando o  $C_p$ , para um dado ângulo de operação das pás.

A  $v_{nominal}$  é a velocidade na qual o gerador opera com potência nominal. O algoritmo responsável por esse controle realiza um rastreamento para ajustar o ponto de potência máxima (MPPT, do inglês *Maximum Power Point Tracker*).

Por fim, a terceira região de operação da turbina é aquela entre as velocidades  $v_{nominal}$  e  $v_{corte}$  (velocidade de corte), onde o gerador opera com velocidade constante com a limitação de potência sendo realizada por meio do controle de ângulo de passo (*pitch angle control*). A velocidade do vento que determina uma emergência na operação de turbinas eólicas é a  $v_{corte}$ , disparando o controle de parada de operação. O objetivo desse controle é evitar que cargas mecânicas excessivas resultem em danos à estrutura da turbina. Algumas turbinas modernas reduzem a potência gerada para velocidades de vento acima da  $v_{corte}$ , fazendo com que a turbina possa voltar a produzir energia assim que houver uma redução da velocidade do vento. Para efeito de comparação, a curva  $P_{vento}$  mostra, na Figura 2.5, a potência total disponível no vento.

#### 2.4.4 Análise da Produção de Energia de Turbinas Eólicas Modernas

Dentre os parâmetros que afetam a produção de energia de uma turbina eólica moderna (ver equação (7)) é apresentado a seguir, um exemplo ilustrativo da influência de três desses parâmetros na produção de energia:

- área varrida pelo rotor;
- altura da torre;
- capacidade instalada do gerador.

Neste exemplo ilustrativo exemplo ilustrativo, o cálculo estimativo da energia anual produzida por uma turbina eólica segue os seguintes passos:

- Geração de uma série de 8760 pontos (equivalentes às 8760 horas de um ano) a partir de uma distribuição de Weibull com parâmetros da região de interesse;
- Aplicação da equação (1) para a estimativa da velocidade do vento para torres de diferentes alturas;
- Integração da curva de potência da turbina de interesse durante as 8760 horas.

As turbinas eólicas deste exemplo têm as suas características mostradas na Tabela 2.2 e as curvas de potência da Figura 2.6.

Tabela 2.2 Características de turbinas eólicas modernas para análise de sensibilidade

Modelo	Fabricante	Potência (MW)	Diâmetro do Rotor (m)
V 90	Vestas	1,8	90
V 90	Vestas	2,0	90
V 90	Vestas	3,0	90
Eco 100	Alstom	3,0	112
AW-125/3000	Acciona	3,0	126

Foram consideradas duas cidades brasileiras com elevado potencial para geração eólica: Caetité (BA) no Nordeste e Osório (RS) no Sul. Os parâmetros para a distribuição de Weibull das duas cidades foram obtidos no atlas do potencial eólico brasileiro e são mostrados na Tabela 2.3.

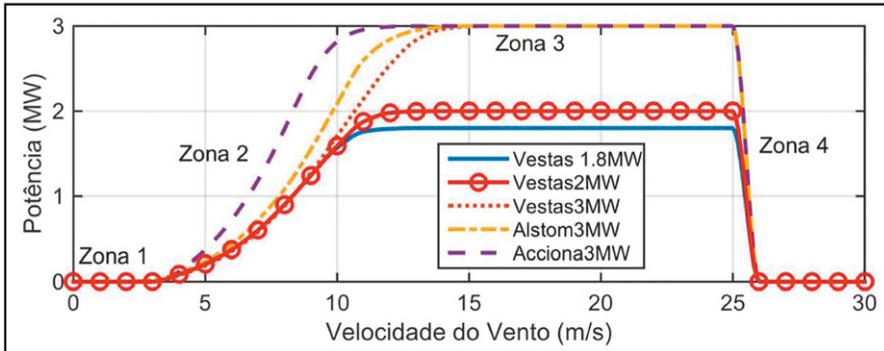
Tabela 2.3 Parâmetros da distribuição de Weibull

Cidade	Região	k	$\lambda$	Velocidade média
Caetité	Nordeste	2,6	7,88	7,0 m/s
Osório	Sul	2,1	8,4	7,3 m/s

O resultado para as análises de sensibilidade em relação à potência do gerador (Vestas 1,8 MW, 2 MW e 3 MW) e da área varrida pelo rotor (Vestas 3 MW, Alston 3 MW e Acciona 3 MW) está mostrado na Figura 2.7.

Aumentando a potência instalada de 1,8 MW para 3,0 MW, a produção anual de energia aumenta 12 % em Caetité e 20 % em Osório.

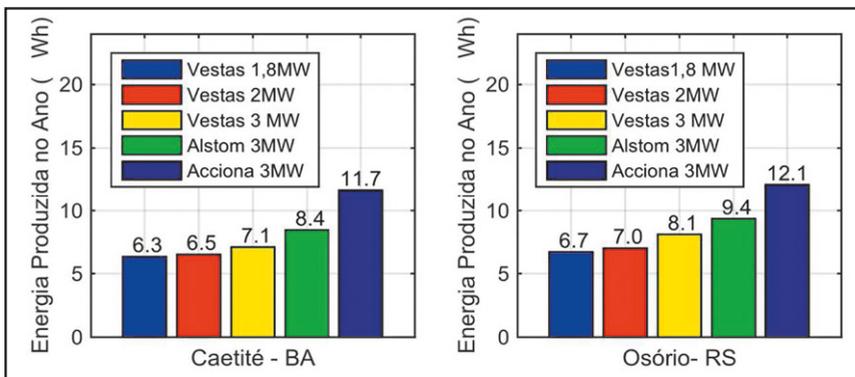
Figura 2.6 Curvas de potência estimadas de turbinas eólicas modernas



Comparando as curvas de potência das turbinas Acciona AW-125/3000 e Vestas V90 (ambas de 3,0 MW), pode-se notar que a turbina Acciona AW-125/3000 é a mais adequada para regiões que possuem velocidades médias de vento menores.

Além disso, verifica-se que a turbina Acciona produz anualmente 64 % a mais energia em Caetité e 50 % a mais em Osório em relação a turbina Vestas. O aumento da área varrida pelas pás tem efeito direto na produção de energia anual.

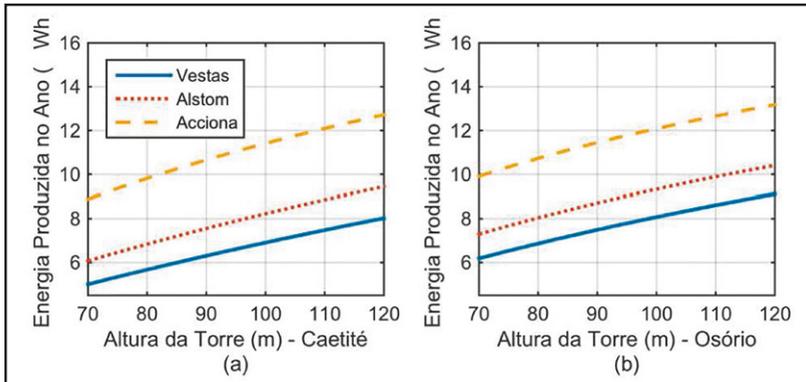
Figura 2.7 Produção anual de energia por turbinas eólicas modernas



Os resultados para alturas de torre diferentes podem ser encontrados na Figura 2.8.

Aumentando a altura da torre de 70 m para 120 m verifica-se um aumento de 42 % da energia anual produzida em Caetité e 33 % em Osório.

Figura 2.8 Produção anual de energia por turbinas eólicas modernas variando a altura da torre



Esse tipo de análise preliminar torna possível a simulação do retorno financeiro de uma fazenda eólica para diferentes fabricantes de turbinas, alturas de torre e potência instalada. Porém, somente essas informações não são suficientes para a tomada de decisão, pois devem ser complementadas com estudos que utilizam outras variáveis, como o relevo e a distribuição ótima das turbinas no terreno desejado.

Alguns programas computacionais para esse fim podem ser encontrados na Wikipédia (buscar por *wind energy software*).

Em resumo:

- A área varrida pelo rotor influencia na produção de energia, principalmente em áreas com frequentes velocidades do vento menores do que a nominal da turbina;
- A capacidade instalada do gerador influencia na produção anual de energia de uma turbina eólica, porém, dependendo do regime de ventos da região, o aumento da produção pode não compensar o investimento em um gerador maior;
- O correto levantamento do regime de ventos da região é importante para o estudo de rentabilidade de um parque eólico dadas as diversas opções de turbinas e alturas de torres disponíveis;
- Estudos mais detalhados devem ser conduzidos para identificar o efeito de uma turbina eólica sobre outra, em função do regime de escoamento do vento, em um determinado parque.



# EXPERIÊNCIAS RECENTES DA OPERAÇÃO COM ALTA PENETRAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS

## 3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar experiências adquiridas na operação de sistemas elétricos com elevada penetração de fontes renováveis, com foco em fazendas produtoras de eletricidade a partir de energia solar e eólica.

A produção das fazendas eólicas e solares estão sujeitas às variações aleatórias de seus insumos, diferentemente das usinas hidrelétricas que apresentam alto nível de controle de despacho.

A operação de sistemas com elevados níveis de penetração de fontes renováveis traz consigo inúmeros desafios e peculiaridades, como: atender a rampa de geração devida à brusca variação de recursos, restrições de pequena inércia devido às fontes de energia baseadas em inversores e a necessidade de serviços ancilares.

Alguns sistemas de potência com grande participação de geração proveniente de fontes renováveis, de origens eólica e solar, são apresentados, a título de exemplo:

- CAISO - *California Independent System Operator*;

- ERCOT - *Electric Reliability Council of Texas*;
- Sistema Elétrico de Potência da Dinamarca;
- Sistema Elétrico de Potência da China;
- Sistema Elétrico de Potência do Nordeste do Brasil.

Os recordes de penetração instantânea e de penetração anual de fontes renováveis de quatro desses sistemas a serem discutidos são mostrados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Recordes de penetração de geração renovável em sistemas elétricos

Sistema	País	Penetração Instantânea	Penetração Anual
CAISO	Estados Unidos	49 % (2017)	27 % (2016)
ERCOT	Estados Unidos	50 % (2017)	15 % (2016)
Dinamarca	Dinamarca	140 % (2015)	42 % (2015)
Nordeste	Brasil	101 % (2018)	18 %*

\* Recorde de geração eólica registrado em toda a rede brasileira.

Para a acomodação dos níveis de penetração mostrados na tabela, cada operador de sistema utilizou e testou estratégias de operação, regulação ou interconexões com sistemas vizinhos. A seguir, são apresentadas descrições sucintas de cada sistema, bem como comentários de aspectos relevantes que envolveram esses sistemas, quanto à penetração de fontes renováveis.

## 3.2 CALIFORNIA ISO

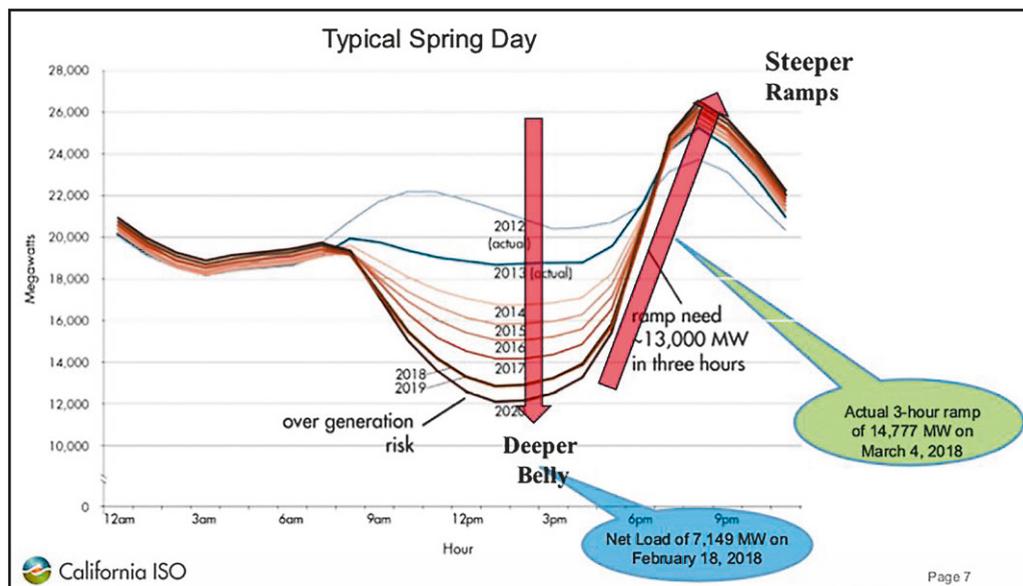
O California ISO (*Independent System Operator*) é um dos principais sistemas dos Estados Unidos. O CAISO é o único operador independente na costa oeste dos Estados Unidos e é responsável por mais de 40 mil km de circuitos elétricos que correspondem a 80 % dos sistemas elétricos da Califórnia e parte dos circuitos do estado de Nevada.

O CAISO é responsável por atender cerca de 30 milhões de consumidores que demandaram, na ponta de carga, 46.424 MW em julho de 2018. Alinhado com a política de redução de emissões do estado da Califórnia, o CAISO conta com elevada capacidade instalada de fontes renováveis (11.868 MW de energia solar fotovoltaica e 6.505 MW de energia eólica). Em 2018, a máxima geração

eólica foi de 5.193 MW (em 6 de junho), suficiente para atender cerca de 15 % da ponta de demanda daquele dia. As estatísticas da geração por fontes renováveis assim como a demanda do CAISO podem ser conferidas dinamicamente por aplicativo de celular e também pelo site do operador (California ISO, 2019).

Entendendo como carga líquida (*net load*), a diferença entre a demanda de carga do sistema e a geração de fontes renováveis, observa-se para o CAISO a curva da Figura 3.1, conhecida como “curva do pato”.

Figura 3.1 Carga líquida no California em um dia típico da primavera



Essa curva mostra a necessidade de suprir uma rampa muito inclinada de carga, cerca de 15.000 MW em 3 horas, no período de transição entre o dia e a noite. Conforme divulgado em relatório do operador (Loutan, 2018), a forma de operar o sistema é dependente dos recursos disponíveis no dia. A estratégia de operação conta com reduções de geração de fontes renováveis (*curtailment*, em inglês), usinas hidrelétricas e térmicas, além da interconexão com sistemas vizinhos.

Relatórios do CAISO indicam que não se deve contar com as usinas eólicas para o atendimento da referida rampa, nem com a importação de energia de sistemas vizinhos interconectados. Porém, o operador confirma que as interconexões com sistemas vizinhos são alternativas eficazes para exportar energia renovável durante os picos de geração renovável e, em alguns casos, para importação de recursos em momentos do atendimento da rampa. Durante o ano de 2017, apenas

1,3 % da geração eólica no CAISO precisou ser reduzida (Loutan, 2018). Além disso, o Estado da Califórnia tem metas de instalação de 1.325 MW em sistemas de armazenamento de energia até 2020.

### 3.3 ERCOT

O *Electric Reliability Council of Texas* (ERCOT) é o operador responsável pelo Estado do Texas, no sudoeste dos Estados Unidos, operando uma malha de cerca de 68.800 km de linhas de transmissão que corresponde a 90 % da carga da região, cuja ponta de carga era 71.000 MW em 2016 (Bloom, et al., 2017). O sistema operado pelo ERCOT pode ser considerado praticamente um sistema isolado, dado que a sua interconexão com os sistemas vizinhos se limita a 1.100 MW em corrente contínua (Woodfin, 2016).

Em 2006, a *Public Utility Commission of Texas* propôs a criação das *Competitive Renewable Energy Zones* (CREZs), as zonas para a geração de energias renováveis competitivas. Desde a proposta, a comissão investiu 6,8 bilhões de dólares na criação de 5.760 km de novas linhas de transmissão que entraram em operação em 2014 para escoar cerca de 18.500 MW de geração renovável (principalmente eólica) (Conto, 2012).

Entre 2011 e 2016, o preço médio da energia caiu de 45 US\$/MWh em 2011 para 22 US\$/MWh em 2016 ao passo que a carga cresceu cerca de 28 milhões de MWh, trazendo benefícios para os usuários. Nesse período, a penetração de energia eólica no sistema cresceu de 9 % para 16 %, operando com fatores de capacidade anuais entre 31 e 35 % (Tsai & Gülen, 2017).

Porém, com a crescente participação das fontes renováveis surgiram desafios motivados pela aleatoriedade dos insumos primários. Como fator agravante, o ERCOT é um sistema praticamente isolado, excluindo soluções que envolvem importação ou exportação de energia para sistemas vizinhos. Para lidar com esse crescimento, foi criada a Mesa de Riscos de Confiabilidade (*Reliability Risk Desk*, em inglês) que entrou em operação em janeiro de 2017, no Centro de Operação (Tsai & Gülen, 2017). O objetivo desse novo recurso é avaliar riscos relacionados a erros de previsão na geração renovável, a atendimento da rampa de geração devido à brusca variação de recursos e a baixa inércia, dentre outros.

Pesquisas e ações implementadas pelo ERCOT para a acomodação de crescentes níveis de penetração incluíram avanços na previsibilidade de geração das fontes renováveis e no estabelecimento de novos requisitos de operação. Os avanços na previsibilidade resultaram numa redução de erro de 8 % para 5 % nos

períodos de ponta de geração e de 8,8 % para 6,8 % fora de ponta (Tsai & Gülen, 2017). Dentre os novos requisitos de operação houve a exigência e suporte de frequência das turbinas eólicas de forma semelhante ao da geração convencional e também a participação das novas turbinas eólicas no suporte de potência reativa à rede (Matevosyan, 2018).

### **3.4 DINAMARCA**

A Dinamarca é o país que opera com a maior penetração de fontes renováveis (excluindo as hidrelétricas) no mundo. Em 2017, 44 % da demanda dinamarquesa foi atendida por fazendas eólicas e 2 % atendida por fazendas solares (Danish TSO, 2018). O pico de carga do sistema elétrico da Dinamarca é de 6.500 MW enquanto que a capacidade instalada em energia renovável é de 5.000 MW de fazendas eólicas e 900 MW de fazendas solares. Além disso, o sistema é bastante interconectado, tendo 6.000 MW de conexões com países como Holanda, Alemanha e Noruega.

Conforme mostrado na Tabela 3.1, a Dinamarca chegou a operar com 140 % de penetração instantânea de fontes renováveis. Isso só foi possível graças à grande quantidade de interconexões com países vizinhos. A Noruega possui 967 MW em capacidade instalada de hidrelétricas reversíveis (U.S. Department of Energy, 2019), o que traz grande benefício para a operação do sistema elétrico da Dinamarca: em momentos de excesso de produção de energia eólica, em que a energia pode ser vendida para os vizinhos, para que seja armazenada nas hidrelétricas reversíveis ou consumida instantaneamente. Nos momentos em que a geração eólica é menor, além de contar com a sua própria geração térmica, a Dinamarca pode comprar energia renovável proveniente de hidrelétricas da Noruega, o que, muitas vezes, tem custo menor do que despachar as usinas termelétricas.

### **3.5 CHINA**

O sistema elétrico da China está entre os mais complexos do mundo. Ao final de 2016, a China atingiu 1.646.000 MW de capacidade instalada de geração sendo 148.000 MW de geração eólica e 77.000 MW de geração solar. No total, estas fontes renováveis correspondem a 13,7 % da capacidade instalada de geração (Xin, Zhang, Zhai, Li, & Zhou, 2018). Além disso, a China possui a maior capacidade instalada de linhas de transmissão em ultra alta tensão (acima de 1.000 kV) (Xin, Zhang, Zhai, Li, & Zhou, 2018).

Porém, as fontes renováveis não estão uniformemente espalhadas pelo sistema. Algumas províncias do norte/noroeste da China chegam a ter 30 % da capacidade instalada composta por fontes renováveis. Para a acomodação destes altos níveis de penetração, as soluções encontradas pelos chineses foram:

- a revisão dos requisitos de operação de rede;
- o desenvolvimento de um sistema específico para o gerenciamento de energia (*Energy Management System* (EMS), em inglês)<sup>1</sup>.

O sistema EMS desenvolvido além de permitir a integração de altos níveis de penetração de fontes renováveis também aborda a gestão da confiabilidade, do despacho automatizado, da cyber segurança e da gestão de dados, em uma única plataforma amigável. Um dos módulos deste sistema EMS responsável pela operação inteligente de redes elétricas (o *Smart Grid Operation System*, SGOS) permite a otimização da operação da rede seguindo objetivos de segurança, de confiabilidade, de emissões e de queima de combustíveis fósseis. O uso de tal sistema resultou em uma produção anual de energia renovável de 260 GWh em 2016, o que supera a produção anual da usina hidrelétrica de Três Gargantas, a maior usina em capacidade instalada do mundo.

### 3.6 BRASIL

No Brasil, o órgão responsável pela operação do sistema elétrico interligado é o Operador Nacional do Sistema (ONS). O sistema interligado é composto de quatro subsistemas: norte, nordeste, sudeste/centro-oeste e sul. Dos quase 13 GW de capacidade instalada de geração eólica do Brasil, 80 % se encontra no nordeste e 20 % no subsistema sul.

Esta distribuição não uniforme da capacidade instalada cria diversos desafios para a operação do sistema interligado. Um dos parâmetros do sistema que exige atenção especial na operação com elevadas penetrações de geração variável é a frequência. Como a velocidade do vento pode variar rapidamente de um instante para o outro, a frequência do sistema elétrico pode sofrer oscilações repentinas de frequência com o excesso ou diminuição da produção da energia eólica.

Uma das formas de se mitigar as variações de frequência no sistema interligado é através da reserva de potência operativa. O ONS prevê três tipos de reservas: primária, secundária e terciária. A reserva primária é aquela que

---

<sup>1</sup> Para mais detalhes do SEM da China ver (Xin, Zhang, Zhai, Li, & Zhou, 2018).

deve ser mantida nas próprias unidades geradoras dentro da área de controle. Atualmente, o ONS exige a participação de geradores térmicos e hidrelétricos na resposta primária de frequência (RPF). Para lidar com os crescentes níveis de penetração de energia renovável variável, principalmente da fonte eólica, no nordeste brasileiro, o ONS recentemente passou a exigir das fazendas eólicas a capacidade de atuarem em distúrbios de frequência. A participação no RPF atualmente não é remunerada e a capacidade para seu atendimento é verificada no momento de comissionamento da planta.

A reserva secundária está alocada em unidades geradoras sob o controle automático da geração, mas que não necessariamente estão produzindo energia, estando comprometidas com o ONS com a sua capacidade. A reserva secundária deve ser incrementada para garantir a estabilidade de frequência quando a velocidade do vento varia rapidamente, tanto sendo capaz de auxiliar o sistema a elevar a frequência, quanto a reduzir. Os valores da reserva operativa de potência secundária são calculados pelo ONS como (Lins, et al., 2018):

$$R_{2e} = 0,040C + R_{eólica} \quad (8)$$

e

$$R_{2r} = 0,025C + R_{eólica} \quad (9)$$

Onde

$R_{2e}$  indica a reserva secundária para elevação de frequência;

$R_{2r}$  indica a reserva secundária para redução de frequência;

$C$  indica a carga da área de controle;

$R_{eólica}$  indica a parcela a ser adicionada à reserva secundária devida à geração eólica.

A parcela  $R_{eólica}$  é calculada como sendo um percentual da geração eólica previsto para o período. Para o subsistema sul, este percentual é de 15 % e para o nordeste, 6 % (Lins, et al., 2018).

O ideal é que esta reserva secundária de potência seja alocada em usinas hidrelétricas dentro do subsistema. Porém, esta alocação nem sempre é possível por conta dos regimes hidrológicos das bacias da região. Dessa forma, a alocação deve ser feita em subsistemas diferentes, o que torna a interligação do sistema

nacional extremamente importante para manter a estabilidade de frequência nos sistemas sul e nordeste, os mais ricos em geração eólica. Outra ação implementada pelo ONS para a operação em tempo real e possibilitar a integração de elevados níveis de penetração de geração eólica foi o Sistema de Gestão de Previsões Eólicas (SGPE).

### **3.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Em algumas experiências internacionais para acomodação de crescentes níveis de penetração de fontes renováveis de energia (excluindo a hidrelétrica), observa-se, resumidamente, os seguintes recursos:

- Organização de mercados de energia em tempo real;
- Organização de mercados de serviços ancilares;
- Melhoria na predição dos recursos renováveis;
- Interconexão com sistemas elétricos vizinhos;
- Elaboração de códigos adicionais de rede;
- Criação de sistemas específicos para gerenciamento do sistema elétrico com alta penetração de fontes intermitentes.

Os operadores do sistema conduzem estudos para uma correta organização dos mercados de energia em tempo real, avaliação da construção de interconexões com sistemas vizinhos ou para atualizar ou criar requisitos de rede. Estes estudos são baseados em modelos computacionais do sistema elétrico como um todo, objeto de capítulos subsequentes.

## PROCEDIMENTOS DE REDE PARA A CONEXÃO DE FAZENDAS EÓLICAS

### 4.1 INTRODUÇÃO

O procedimento de rede é um documento elaborado pelo operador de um sistema elétrico no qual são especificadas as regras para acesso à rede de transmissão por parte de agentes geradores ou consumidores. No caso dos agentes geradores, o procedimento de conexão à rede de transmissão pode especificar equipamentos mínimos, estratégias de controle e comportamentos predeterminados durante perturbações para auxiliar a garantia da estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico como um todo.

No caso brasileiro, há alguns anos não havia procedimentos específicos para fazendas eólicas conectadas no sistema de transmissão pois esta fonte não era muito participativa na matriz energética. Nesse cenário, era permitido às fazendas eólicas que se desconectassem do sistema de transmissão durante uma perturbação e pouco efeito era observado no sistema. Contudo, com o crescimento exponencial da participação das eólicas, a sua desconexão durante perturbações pode ser muito impactante, pois a perda de geração de um grande bloco de energia pode agravar ainda mais o cenário podendo prolongar a perturbação ou até mesmo causar um blecaute.

A operação de sistemas elétricos com altos níveis de penetração de geração eólica impõe que haja procedimentos de rede, que consideram as características específicas da tecnologia de geração eólica e de sua interface com a rede elétrica por meio de eletrônica de potência. Com isso, é possível exigir a participação das fazendas eólicas no controle de tensão e no controle de frequência, melhorando assim a performance da rede frente a perturbações.

Neste capítulo são apresentados, de forma resumida, os procedimentos de rede para a conexão de fazendas eólicas no Brasil elaborados pelo Operador Nacional do Sistema e diretrizes dessa conexão em alguns outros sistemas elétricos ao redor do mundo. As particularidades de cada tecnologia de turbina eólica no atendimento dos procedimentos serão discutidas.

## **4.2 REQUISITOS TÉCNICOS PARA A CONEXÃO DE FAZENDAS EÓLICAS NO BRASIL**

### **4.2.1 Histórico e Requisitos Técnicos**

No ano de 2015, a ANEEL abriu uma consulta pública para obter contribuições para o aprimoramento dos procedimentos de rede relacionados ao planejamento, programação e operação em tempo real do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A capacidade instalada de geração eólica naquele ano atingiria a marca de 8.700 MW, representando nível relevante para a operação. Além disso, a distribuição deste tipo usinas não é uniforme em todo o SIN, se concentrando principalmente nas regiões Sul e Nordeste. Portanto, era necessária a revisão dos requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão (submódulo 3.6 dos procedimentos de rede) para que refletissem as reais condições de operação do sistema.

Ao final de 2016, foi publicado o novo submódulo 3.6, vigente a partir de 01/01/2017 que incluiu uma nova subseção específica de requisitos mínimos para centrais geradoras eólicas e fotovoltaicas. Os requisitos atualizados incluíram a participação no controle de tensão, frequência e a injeção de corrente reativa durante curtos-circuitos.

O objetivo desta seção é apresentar uma visão dos requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão específicos para centrais geradoras eólicas, como:

- Modos de controle (tensão, potência reativa e fator de potência);
- Geração/absorção de potência reativa;
- Operação em regime de tensão não nominal;
- Atendimento do fator de potência em regime de tensão não nominal;
- Potência ativa de saída após a recuperação de distúrbios no sistema;
- Operação em regime de frequência não nominal;
- Inércia Sintética de uma central geradora eólica;
- Participação no controle de sobrefrequência;
- Injeção de corrente reativa durante curto-circuito e curva de suportabilidade de tensão (*Low voltage Ride Through*);
- Harmônicos.

Além de destacar a importância no atendimento a estes requisitos para a operação em tempo real do sistema.

#### 4.2.2 Modos de Controle

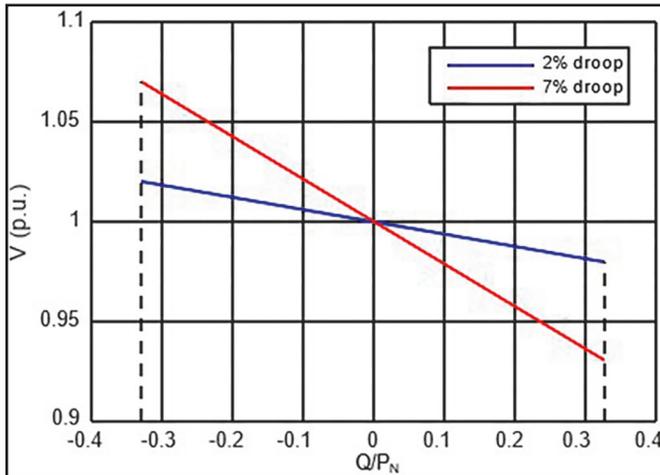
O ONS exige que a fazenda eólica seja capaz de operar nos três modos de controle a seguir:

- Controle de tensão;
- Controle de potência reativa;
- Controle de fator de potência.

O modo de controle considerado primário é o controle de tensão no barramento coletor ou ponto de conexão auxiliando a manutenção do perfil de tensão dentro dos limites aceitáveis durante a operação normal ou de emergência do sistema. Quando operando neste modo de controle a fazenda eólica deve ser capaz de prover um controle contínuo da tensão do barramento de conexão

sendo que a sua referência deve ser ajustável entre 0.95 e 1.05 pu de acordo com a necessidade do SIN. Além disso, deve possuir um controle do tipo droop (estatismo) ajustável na faixa de 2 a 7 % da potência reativa nominal<sup>1</sup> conforme mostrado na Figura 4.1.

Figura 4.1 Controle de tensão no terminal coletor a partir da injeção/absorção de potência reativa



Na Figura 4.1 pode-se notar que conforme a tensão do sistema aumenta, a quantidade da potência reativa absorvida pelos geradores deve aumentar. Com esse consumo da potência reativa do sistema, a corrente reativa no sistema de transmissão diminui, levando a diminuições nos níveis de tensão. De forma oposta, quanto a tensão do sistema diminui, é demandado ao gerador eólico que injete potência reativa no sistema para que a corrente reativa aumente, aumentando assim os níveis de tensão. A inclinação do droop pode refletir uma necessidade do sistema: para droops maiores o sistema irá reagir mais lentamente com injeções de potência reativa menores para um desvio de tensão maior e para droops menores, o sistema irá reagir mais abruptamente com injeções de potência reativa maiores para um desvio de tensão menor.

Já os modos de controle de potência reativa e de fator de potência devem ser acionados pela fazenda eólica se requisitados pelo ONS. No modo de controle

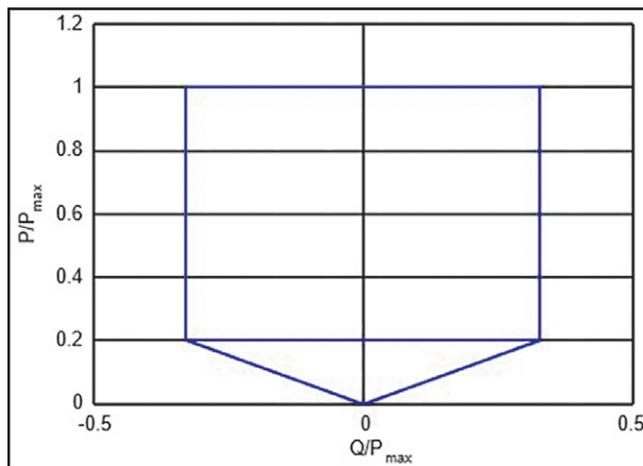
<sup>1</sup> A potência ativa nominal é calculada considerando que a central geradora opera a potência nominal e com fator de potência 0.95 (o valor de base, em outras palavras, é 32,9 % da potência nominal).

de potência reativa, a fazenda eólica deve ser capaz de injetar uma quantidade de potência reativa determinada pelo ONS. No modo de controle de fator de potência, o ONS demanda da fazenda eólica que controle o fator de potência em seu terminal coletor de acordo com o valor especificado.

### 4.2.3 Geração ou Absorção de Potência Reativa

O atual procedimento de rede exige uma participação efetiva das fazendas eólicas no controle de tensão. A região de operação exigida em regime permanente é mostrada na Figura 4.2. A fazenda eólica deve ser capaz (durante a operação em regime permanente da rede) de fornecer ou absorver potência reativa equivalente à operação em fator de potência na faixa de 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo quando injetando 100 % da sua potência nominal na rede elétrica.

Figura 4.2 Operação em frequência não nominal.



Dito em outras palavras, a fazenda eólica deve ser capaz de injetar ou absorver até 32,9 % de sua capacidade instalada como potência reativa durante a operação normal do sistema para o auxílio no controle de tensão. Esta exigência deve ser cumprida quando a fazenda eólica estiver gerando pelo menos 20 % de sua capacidade instalada.

Quando gerando abaixo de 20 % de sua capacidade instalada, a fazenda eólica deve operar em todos os pontos dentro do triângulo destacado na Figura 4.2. Além disso, quando não estiver gerando potência ativa, o procedimento do

ONS prevê que a fazenda eólica possua recursos de controle para oferecer ao SIN a sua capacidade de injeção/absorção de potência reativa na faixa especificada. Na prática, o atendimento de todas as regiões especificadas na Figura 4.2 implica em um dimensionamento aproximadamente 6 % maior na potência aparente dos conversores de potência.

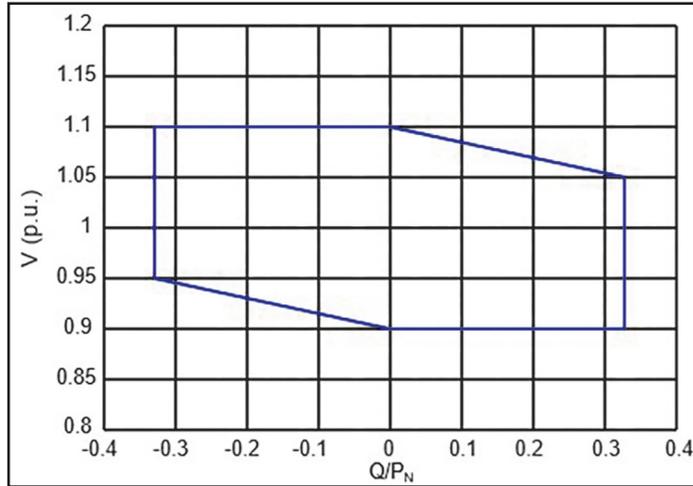
#### **4.2.4 Operação em Regime de Tensão Não Nominal**

O ONS, para evitar que as fazendas eólicas se desconectem em casos de variação de tensão do Sistema, exige a operação em algumas regiões de tensão fora das aceitáveis por um tempo mínimo. No caso de quedas de tensão, a operação entre 0,85 pu e 0,9 pu da tensão nominal deve ser mantida por um período mínimo de 5 segundos. Para o caso de problemas de sobretensão no sistema, a fazenda eólica deve ser capaz de operar por no mínimo 2,5 segundos entre 1,1 pu e 1,2 pu. Para a região entre as tensões especificadas (de 0,9 pu a 1,1 pu), a fazenda eólica deve ser capaz de operar ininterruptamente.

#### **4.2.5 Atendimento do Fator de Potência em Regime de Tensão Não Nominal**

O requisito para atendimento do fator de potência em regime de potência não nominal tem como objetivo garantir que a fazenda eólica seja capaz de atender os requisitos de fator de potência dentro da região descrita pela Figura 4.3. Conforme detalhado na seção 4.2.2, um dos possíveis modos de controle da fazenda eólica deve ser o de fator de potência. Assim, o requisito apresentado na presente seção visa garantir que mesmo em operação em tensão não nominal a fazenda eólica seja capaz de atender ao ONS e operar dentro da região de fator de potência especificada. Na Figura 4.3 considera-se que fazenda eólica está operando com injeção de potência ativa nominal.

Figura 4.3 Requisito para atendimento ao fator de potência na faixa operativa de tensão no ponto de conexão



Nota-se no canto inferior esquerdo que conforme a tensão diminui, a fazenda eólica precisa regular a sua absorção de potência reativa para evitar que a tensão do sistema se deteriore ainda mais. De maneira análoga, nota-se no canto superior direito da Figura 4.3 que conforme a tensão aumenta há uma demanda por diminuição da máxima injeção de potência reativa para evitar que o problema de sobretensão se deteriore ainda mais. Com isso, o ONS visa garantir o atendimento aos requisitos de fator de potência em todas as faixas de operação de tensão.

#### 4.2.6 Potência Ativa de Saída Após a Recuperação de Distúrbios no Sistema

Este requisito tem como objetivo determinar o comportamento da potência de saída das fazendas eólicas após a recuperação de distúrbios no sistema, durante a operação em regime de tensão nominal e durante os regimes de frequência nominal e não nominal. Com o atendimento deste requisito, o benefício ao sistema é a garantia da adequada recuperação da potência de saída da fazenda eólica quando a tensão do sistema se recupera após um distúrbio e também garantir a disponibilidade de potência das fazendas eólicas em caso de subfrequência, de forma a evitar a desconexão de cargas através do Esquema Regional de Alívio de Cargas (ERAC).

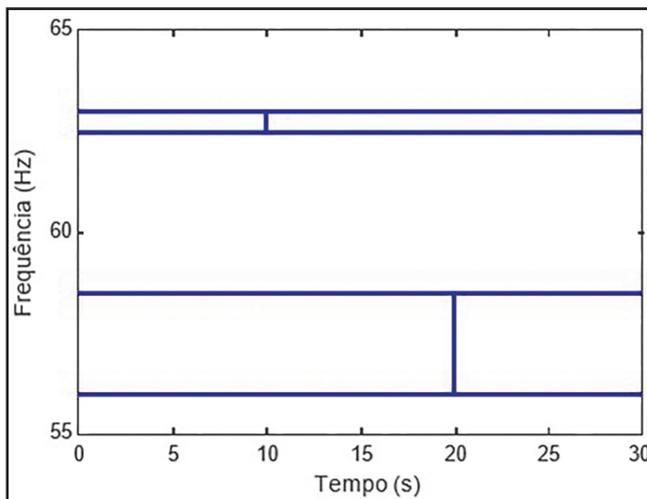
Após a recuperação de um distúrbio de tensão, considerada quando a tensão atinge pelo menos 85 % do seu valor nominal, a potência ativa de saída da fazenda eólica deve se reestabelecer a 85 % do valor que apresentava antes da ocorrência do distúrbio em quatro segundos. A rampa de recuperação da potência ativa de saída deverá ser definida pelo ONS de acordo com as características do sistema onde a fazenda eólica está inserida.

Já em relação aos regimes de frequência, este requisito determina que não é admitida redução na potência ativa de saída de uma fazenda eólica quando a frequência do sistema está no intervalo entre 58,5 Hz e 60,0 Hz operando dentro da faixa de tensão admissível de 0,9 pu e 1,1 pu. Em caso de quedas de frequência para o intervalo de 57,5 Hz e 58,0 Hz é admitida uma redução de 10 % da potência ativa de saída. Esta limitação na redução de potência em casos de subfrequências visa diminuir ou até mesmo evitar o corte de carga na atuação do ERAC.

#### 4.2.7 Operação em Regime de Frequência Não Nominal

Para que o desligamento de geradores por subfrequência ou sobrefrequência seja minimizado em situações em que o sistema elétrico pode se recuperar por sua própria capacidade de regulação foi proposta a região de operação mostrada na Figura 4.4.

Figura 4.4 Operação em frequência não nominal



A Figura 4.4 detalha as regiões de operação do gerador eólico. A região considerada de operação normal é para frequências entre 58,5 e 62,5 Hz. Nesta região o gerador deve operar por tempo ilimitado. Em eventos de subfrequência entre 56 e 58,5 Hz, o gerador deve permanecer conectado à rede por até 20 segundos. Caso a duração da perturbação seja superior a este tempo, a desconexão do gerador é permitida. Já para eventos abaixo de 56 Hz, a desconexão imediata é permitida. Para eventos de sobrefrequência o gerador eólico deve operar na região entre 62,5 e 63 Hz por até 10 segundos sendo que acima desta duração a desconexão é permitida. Caso a frequência ultrapasse os 63 Hz a desconexão imediata é permitida ao gerador.

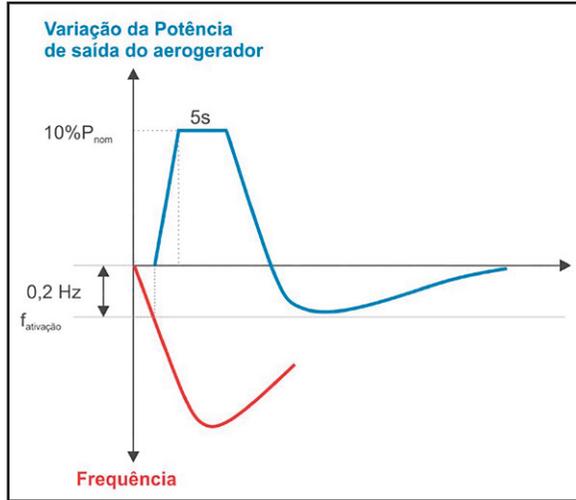
#### **4.2.8 Inércia Sintética de uma Central Geradora Eólica**

Este requisito do procedimento de rede visa estabelecer a contribuição das fazendas eólicas para o controle de frequência do SIN em eventos de subfrequência através da emulação de inércia (inércia sintética) de forma a não comprometer seu ponto ótimo de operação. O requisito descrito nesta seção aplica-se a todas as turbinas eólicas de fazendas com capacidade instalada superior a 10 MW.

Na ocorrência de um regime de subfrequência quando o desvio de frequência é superior a 0,2 Hz, a fazenda eólica deve contribuir com pelo menos 10 % da sua potência ativa nominal por no mínimo 5 segundos. Esta contribuição pode ser retirada automaticamente caso a frequência retorne para o seu valor nominal. A fazenda eólica deve injetar a sua contribuição de potência em uma rampa preestabelecida de 0,8 pu de potência ativa para cada 1 Hz de desvio de frequência.

Esta provisão de inércia sintética deverá ser atendida pela fazenda eólica quando a potência ativa de saída da turbina eólica for maior ou igual a 25 % da sua potência nominal. O operador da fazenda eólica deverá informar ao ONS qual é o tempo máximo de sustentação do provimento do valor adicional de 10 % da potência nominal para pontos de operação de potência de saída inferiores a 25 % da potência nominal.

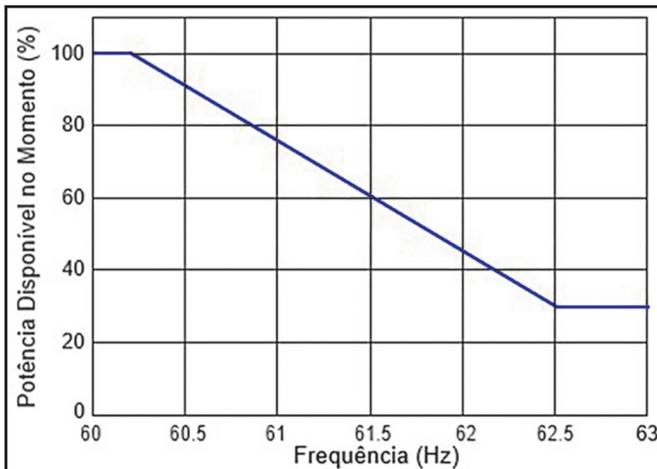
Figura 4.5 Comportamento da potência ativa de saída de uma turbina eólica durante um evento de subfrequência



#### 4.2.9 Participação no Controle de Sobrefrequência

Este requisito visa estabelecer o comportamento das fazendas eólicas com capacidade instalada maior do que 10 MW durante os eventos de sobrefrequência para que contribuam na recuperação do sistema. O sistema de controle das fazendas eólicas deve ser sensível à variação da frequência e promover a redução da potência ativa disponível naquele momento conforme mostrado na Figura 4.6.

Figura 4.6 Comportamento em caso de sobrefrequência



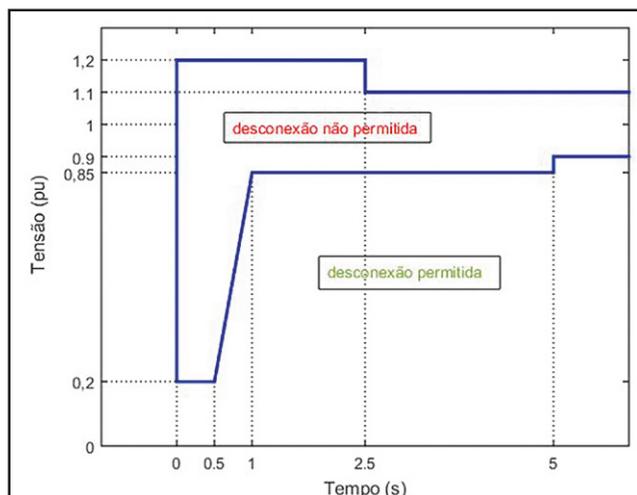
O comportamento descrito na Figura 4.6 corresponde a uma redução proporcional de 3 % da potência ativa disponível no momento para cada 0,1 Hz de desvio. Este controle deverá atuar quando a frequência se encontrar no intervalo de 60,2 Hz a 62,5 Hz.

#### 4.2.10 Injeção de Corrente Reativa Durante Curto-Circuito e Curva de Suportabilidade de Tensão (*Low Voltage Ride Through*)

Os requisitos de operação na região de tensões consideradas de regime permanente foram mostrados anteriormente nesta seção, ou seja, em condições em que a tensão não varia rapidamente. Para complementar estes requisitos, esta seção descreve os requisitos para situações em que a tensão varia rapidamente. Uma típica situação que faz com que a tensão do sistema elétrico caia rapidamente é o curto-circuito. Porém, existem eventos (como rejeição de carga) que podem elevar a tensão do sistema rapidamente.

Para que as fazendas eólicas possam contribuir ativamente para a recuperação do sistema elétrico, o ONS estabelece tempos mínimos de conexão de acordo com a severidade da queda (ou elevação de tensão) durante um distúrbio à rede elétrica. Os tempos mínimos podem ser vistos na Figura 4.7 conhecida como a curva de suportabilidade de tensão, ou curva de *Low Voltage Ride Through* (LVRT).

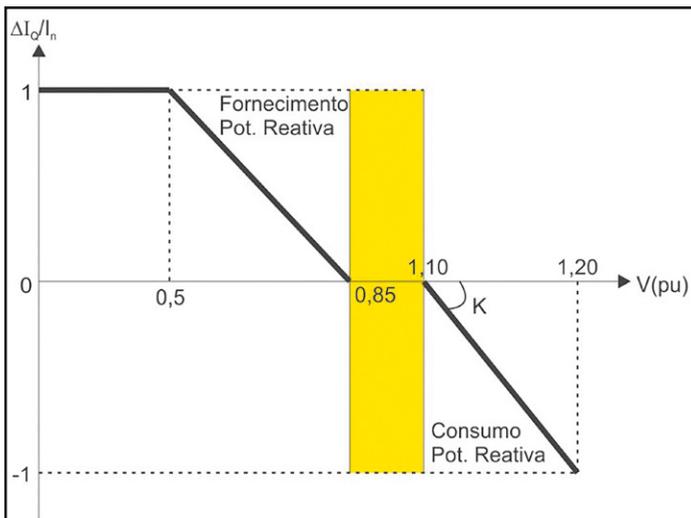
Figura 4.7 Curva de suportabilidade de tensão durante distúrbios para fazendas eólicas conectadas ao sistema de transmissão



A curva de LVRT mostra que, por exemplo, para um distúrbio que cause uma redução para 0,2 pu na tensão do terminal de conexão da fazenda eólica exige um tempo mínimo de permanência da conexão de 0,5 segundos. Após decorrido este tempo, é permitido que a fazenda eólica se desconecte do sistema. Pode-se verificar que a curva também mostra os tempos de conexão mínimos descritos na subsecção 4.2.3, além das regiões nas quais a fazenda eólica deve operar continuamente.

Para auxiliar na recuperação do sistema devido aos distúrbios na tensão, a fazenda eólica além de permanecer conectada pelos tempos mínimos estabelecidos pela curva de LVRT deve ser capaz de injetar ou consumir corrente reativa do sistema conforme detalhado pela Figura 4.8. No eixo das ordenadas,  $\Delta IQ$  indica a variação de corrente reativa, ou seja, a diferença entre a corrente reativa que deve ser injetada no sistema e a corrente reativa que era injetada previamente ao distúrbio e  $I_N$  indica a corrente nominal do conversor.

Figura 4.8 Especificação de injeção de corrente reativa durante distúrbios de tensão



Conforme pode ser visto na Figura 4.8, a fazenda eólica deverá fornecer corrente reativa para o sistema quando a tensão no terminal de conexão for inferior a 0,85 pu e fornecer uma relação  $\Delta IQ/IN$  de 1 quando a tensão cair abaixo de 0,5 pu. Já o consumo de corrente reativa do sistema deve ocorrer quando a tensão terminal se encontrar entre 1,1 pu e 1,2 pu, a partir de uma rampa com ganho  $K$ . No intervalo de tensão de 0,85 pu a 1,1 pu a fazenda eólica não é requisitada a

injetar corrente reativa adicional (além daquela já provida para casos de controle de fator de potência não unitário ou no controle de potência reativa).

O ONS determina que o sistema de controle de injeção de corrente reativa deve ter sensibilidade para começar atuar em até 30 ms (milissegundos) após detectado o distúrbio. Já em relação ao controle de consumo de corrente reativa, o ONS deverá instruir a ativação do recurso pela fazenda eólica e definir o valor de K para especificar a rampa de consumo de corrente reativa.

### 4.3 PROCEDIMENTOS DE REDE ADOTADOS NA EUROPA

Esta seção visa apresentar os procedimentos de rede específicos para fazendas eólicas adotados na Europa. Sob a bandeira da União Europeia, foi fundada a Rede Europeia de Gestores de Redes de Transporte de Eletricidade (ENTSO-E) com o objetivo de harmonizar os diferentes requisitos de redes praticados pelos 43 operadores de redes de transmissão de energia elétrica nos 36 países da Europa.

Atualmente, os sistemas europeus encontram-se em uma transição e a tendência é que todos os operadores da Europa adotem as normas propostas pelo ENTSO-E.

Esta seção está baseada em (Nycander & Söder, 2018) e apresenta os procedimentos de rede aplicados na Dinamarca, Irlanda e Irlanda do Norte, Reino Unido, Alemanha (específico para offshore para comparação) e guias do ENTSO-E.

Os respectivos operadores, os anos nos quais os procedimentos de rede foram aprovados e as siglas utilizadas no decorrer desta seção são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 Operadores de sistemas elétricos europeus

Sistema	País	Ano	Sigla Utilizada
Energinet	Dinamarca	2016	DK
Eirgrid	Irlanda e Irlanda do Norte	2015	EIR
National Grid	Reino Unido	2018	NG
TenneT *	Alemanha	2017	OFF

\* Este procedimento de rede (prévio) é exclusivo para fazendas eólicas offshore conectadas à rede elétrica.

Vale frisar que os operadores EIR e NG operam redes elétricas isoladas.

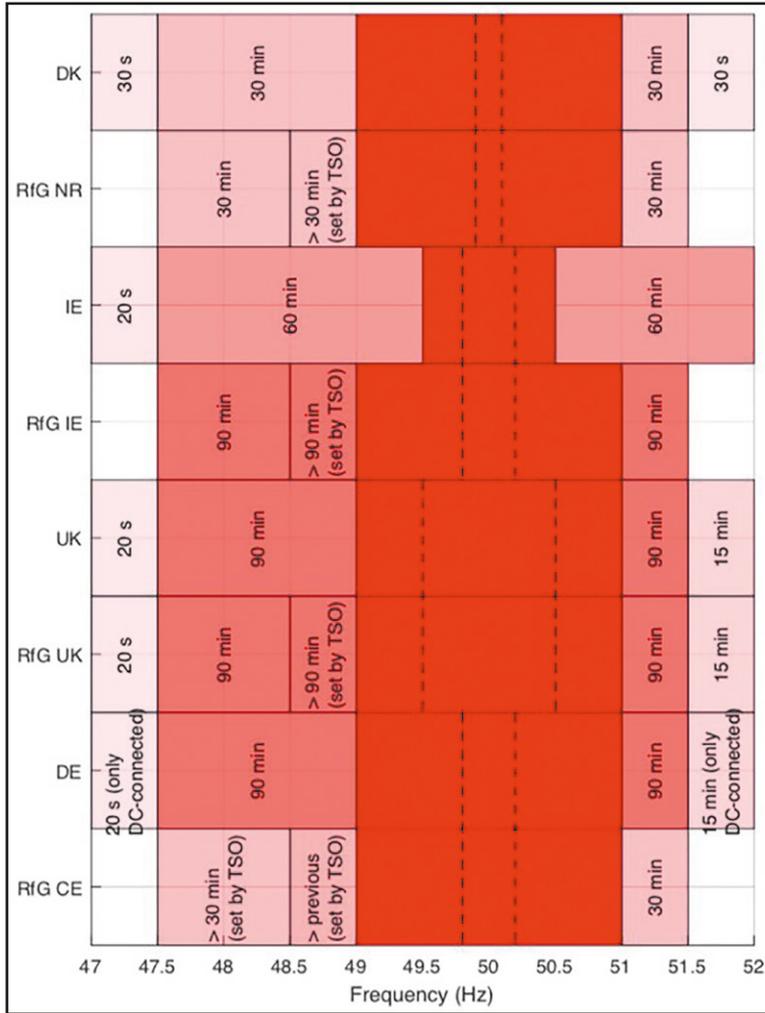
### 4.3.1 Operação em Regime de Frequência Não Nominal

Os sistemas elétricos europeus aqui descritos operam na frequência nominal de 50 Hz. Todos os operadores destes sistemas (exceto EIR) requerem que as fazendas eólicas operem ininterruptamente nas faixas de frequência de 49 Hz a 51 Hz, o que equivale a um desvio de frequência de 2 % da nominal. O operador EIR requer a operação ininterrupta das fazendas eólicas numa faixa mais estreita de frequência, correspondente a um desvio de apenas 1 %, ou seja, na faixa de 49,5 Hz a 50,5 Hz. O requisito proposto pelo ENTSO-E visa uniformizar as regiões normais de operação nas faixas de frequência de 49 Hz a 51 Hz para todos os operadores na Europa.

No caso da operação em subfrequência, os operadores OFF e NG requerem uma operação mínima na faixa de 47,5 Hz a 49 Hz de 90 minutos e o operador DK, por 30 minutos. O operador EIR requer uma operação mínima na faixa de 47,5 Hz a 49,5 Hz por 60 minutos. Em caso de frequências inferiores a 47 Hz, todos os operadores requerem uma operação mínima de 20 segundos, exceto DK, que requer pelo menos 30 segundos de operação pela fazenda eólica.

No caso da operação em sobrefrequência, todos os operadores requerem uma operação na faixa de 51 Hz a 51,5 Hz por tempos mínimos de 90 minutos (OFF e NG) e 30 minutos (DK). O operador EIR requer uma operação por tempo mínimo de 60 minutos numa faixa estendida de 50,5 Hz a 52 Hz. Os operadores NG e OFF também requerem uma conexão por no mínimo 15 minutos em frequências na faixa de 51,5 Hz a 52 Hz enquanto o DK, requer por apenas 30 segundos. Os tempos mínimos de conexão exigidos são resumidos na Figura 4.9.

Figura 4.9 Tempos mínimos de conexão para diferentes faixas de frequência



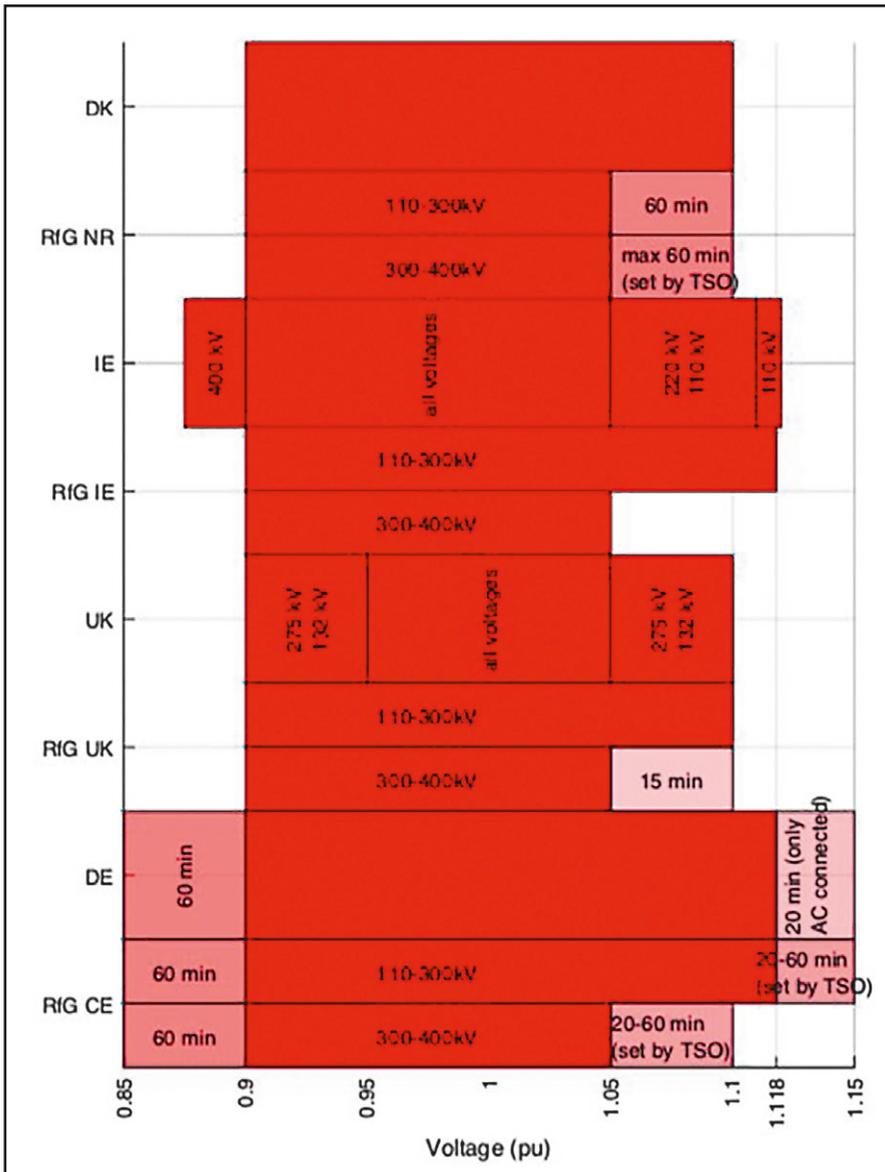
O ENTSO-E propõe tempos mínimos de funcionamento em eventos de subfrequência e sobrefrequência para cada operador regional para o atendimento das particularidades de cada sistema elétrico. A grande diferença encontra-se na uniformização da faixa de frequência considerada como operação normal.

### 4.3.2 Operação em Regime de Tensão Não Nominal

Os operadores EIR e DK (para linhas entre 300 e 400 kV) requerem uma operação contínua das fazendas eólicas na faixa de tensão de 0,9 pu a 1,1 pu.

Dependendo da faixa de tensão da linha na qual a fazenda eólica está conectada pode existir um tempo mínimo para que ela permaneça conectada ao sistema em caso de subtensão ou em caso de sobretensão. Os tempos mínimos de conexão relacionados às tensões nominais das linhas e os respectivos operadores são mostrados na Figura 4.10.

Figura 4.10 Faixas de operação de tensão para fazendas eólicas definidas por operadores do sistema



Assim como ocorre para o regime de operação de frequência não nominal, o ENTSO-E prevê regras de operação em regime de tensão não nominal a fim de uniformizar os critérios adotados pelos operadores regionais. Os tempos mínimos de conexão durante regimes não nominais variam de região a região a fim de respeitar as particularidades de cada sistema elétrico.

### 4.3.3 Participação no Controle de Frequência

Os procedimentos de rede definidos pelo ENTSO-E envolvem três modos de controle de frequência: o modo sensível de variações de subfrequência e de sobrefrequência limitados e o modo sensível a variações de frequência. Os modos limitados devem ser atendidos por fazendas eólicas pequenas e não envolve a necessidade de reserva de energia enquanto o modo sensível a variações de frequência prevê a necessidade de reserva de energia, obrigando as fazendas eólicas a trabalharem em pontos de operação abaixo da potência disponível no momento. Estes modos de controle de frequência já foram adotados pelos operadores NG e OFF. Os demais operadores adotam critérios próprios, mas a tendência é que migrem para versões adaptadas do procedimento especificado pelo ENTSO-E.

O modo sensível de variações de subfrequência, (*Limited Frequency Sensivity Mode for Over-frequencies*, LFSM-O) é um modo de controle que deve ser acionado quando a frequência está na faixa de 50,2 Hz a 50,5 Hz que demanda uma resposta dentro do intervalo de 30 segundos de um droop de frequência na faixa de 2 % a 12 %. Já o modo sensível de variações de sobrefrequência (*Limited Frequency Sensivity Mode for Under-frequencies*, LFSM-U), deve ser acionado na faixa de 49,5 Hz a 49,8 Hz e demanda uma resposta dentro do intervalo de 30 segundos também de um droop de frequência na faixa de 2 % a 12 %. Os modos LFSM-O e LFSM-U já foram adotados pelos operadores NG e OFF. O operador NG adotou o LFSM-O a partir de 50,4 Hz com valor do droop de frequência de 10 % e o LFSM-U a partir de 49,5 Hz com o mesmo valor de droop. O atendimento a estes requisitos pelos operadores NG e OFF são mostrados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 Atendimento dos controles de frequência LFSM-O e LFSM-U pelos operadores NG e OFF

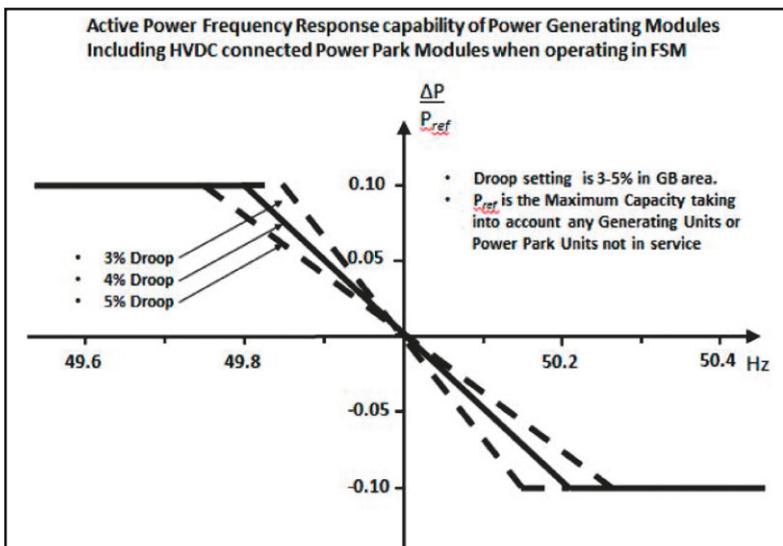
Operador	Lim. LFSM-O	Droop LFSM-O	Lim. LFSM-U	Droop LFSM-U
NG	50,4 Hz	10 %	49,5 Hz	10 %
OFF	50,2 Hz	5 %	49,8 Hz	2 %

O modo sensível a variações de frequência (*Frequency Sensitive Mode*, FSM) exigido para as grandes fazendas eólicas previsto pelo ENTSO-E prevê o suporte tanto para sobrefrequência e subfrequência. Ele instaura uma banda morta de 0 Hz a 0,5 Hz, intervalo no qual a fazenda eólica não precisa contribuir ao controle de frequência e a demanda de um droop de frequência na faixa de 2 % a 12 % fora da banda morta dentro de um intervalo de 30 segundos. Além disso, este modo de controle prevê a necessidade de reservas de 1,5 % a 10 % da potência disponível no momento, o que obriga as fazendas eólicas a operarem abaixo do seu ponto de máxima potência quando este requisito é adotado.

O FSM foi adotado pelo operador NG sem a adoção de banda morta (ou seja, uma banda morta de 0 Hz) e com droop de frequência na faixa de 3 % a 5 %. O gráfico mostrado na Figura 4.11 mostra o comportamento do controle da potência ativa para atender ao FSM. Além disso, o operador NG adotou 10 % como o valor de reserva de potência. Já o operador OFF adotou banda morta de 0,2 Hz, um droop de frequência fixo de 6 % e reserva de potência de 2 %.

Os demais operadores aqui tratados ainda não convergiram para a proposição de requisitos semelhantes aos propostos pelo ENTSO-E. Porém, como a tendência é que estes operadores adaptem os seus requisitos mínimos de rede para as diretrizes do ENTSO-E eles não serão detalhados nesta subseção.

Figura 4.11 Atendimento ao FSM proposto pelo ENTSO-E no Reino Unido (Nycander, 2018)

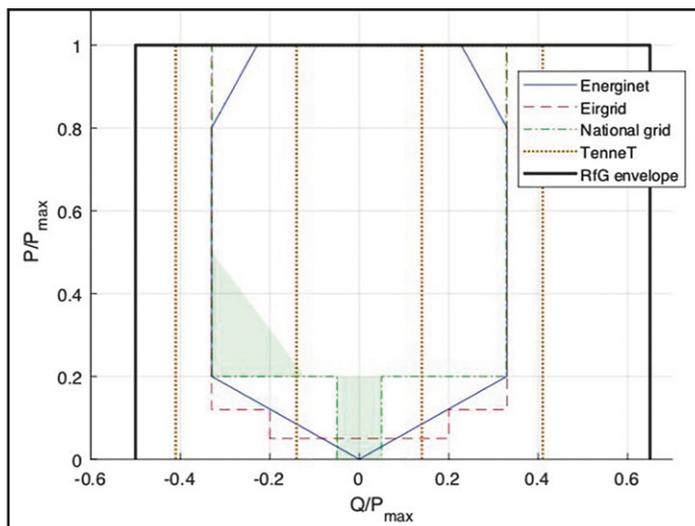


### 4.3.4 Controle de Potência Reativa e Tensão

O controle de potência reativa e tensão previsto nos procedimentos de rede expostos nesta seção possuem três modos: controle de tensão terminal, controle de fator de potência e controle de potência reativa. Assim como previsto no procedimento de rede brasileiro, o controle de tensão terminal visa controlar a tensão no ponto no qual a fazenda eólica é conectada e deve receber um valor de referência do operador da rede e atuar com um droop de tensão em uma faixa pré-especificada. O controle de fator de potência visa manter um fator de potência constante no ponto de conexão da fazenda eólica, controlando a injeção de potência reativa de forma proporcional à potência ativa. Por fim, o controle de potência reativa tem como objetivo injetar/absorver uma quantidade solicitada de potência reativa independentemente da quantidade de potência ativa que é injetada no sistema elétrico.

Os perfis de potência reativa para as fazendas eólicas conectadas a sistemas de transmissão na Europa são mostrados na Figura 4.12. Pode-se notar que com a exceção do operador OFF, todos os demais requerem a operação em fator de potência na faixa 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo, assim como no Brasil. Nestes casos, como visto anteriormente, a injeção de potência reativa máxima é de 32,9 % da potência ativa nominal da fazenda eólica. Os operadores vistos, novamente com exceção de OFF requerem menor injeção de potência reativa em pontos de operação de baixa injeção de potência ativa.

Figura 4.12 Requisitos de perfil de potência reativa em tensão nominal especificados pelos operadores de sistemas europeus

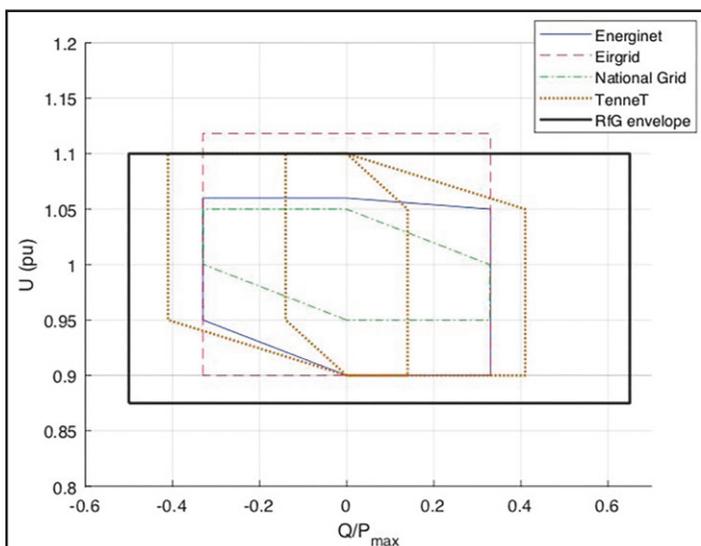


O operador OFF, exceção nos dois casos tratados, exige uma injeção/absorção mínima de potência ativa de 14 % da potência ativa nominal. Esse valor corresponde à operação mínima com um fator de potência 0,99 capacitivo ou indutivo. Em termos de valores máximos (em módulo), a exigência deste operador é de 41 % da potência ativa nominal, o que corresponde a uma operação com fator de potência entre 0,925 capacitivo e indutivo. Ressalta-se que o operador OFF lida exclusivamente com fazendas eólicas offshore.

O ENTSO-E especifica uma região chamada de envelope. Cada sistema regional pode especificar o seu próprio perfil de potência reativa em tensão nominal desde que dentro desta área, observando as características próprias de seu sistema elétrico. Nota-se que todos os operadores mostrados já obedecem ao critério proposto pelo ENTSO-E.

Os operadores europeus, assim como o ONS, especificam um perfil de potência reativa em função da tensão da rede. O objetivo deste perfil é garantir que a fazenda eólica possa injetar/absorver potência reativa em situações em que o sistema necessite de suporte para controlar a tensão. Os perfis estabelecidos pelos operadores discutidos nesta seção são mostrados na Figura 4.13. Assim como ocorre para o perfil de potência reativa em potência ativa nominal, o ENTSO-E também estabelece um envelope dentro do qual os operadores regionais podem estabelecer os seus próprios requisitos.

Figura 4.13 Requisitos de perfil de potência reativa em potência ativa nominal especificados pelos operadores de sistemas europeus



Na última atualização do procedimento de rede do operador EIR, o seu requisito de perfil de potência reativa em potência nominal encontra-se fora do envelope proposto pelo ENTSO-E. Neste caso, se o operador desejar atualizar o requisito, a atualização será no sentido de abrandá-lo e assim não trará consigo eventuais custos de *retrofitting*.

Por fim, as particularidades do controle de tensão do terminal de conexão exigidos pelos operadores são mostradas na Tabela 4.3. Os parâmetros para o modo de controle de tensão do ponto de conexão especificados pelo ENTSO-E são: faixa de referência, droop, banda e velocidade de regulação. A partir destes dados o comportamento do controle de tensão, como o que é descrito pelo ONS na Figura 4.1, pode ser construído.

Tabela 4.3 Especificação do controle droop de tensão para os operadores europeus

Operador	Faixa de Referência	Droop	Banda	Velocidade de Regulação
ENTSO-E	0,95 pu a 1,05 pu	2 % a 7 %		90 % em 1 s a 5 s
DK	-	-	Não	60 s
EIR	-	1 % a 10 %	Não	90 % em 1 s
NG	0,95 pu a 1,05 pu	2 % a 7 %	Não	5 s
OFF	0,95 pu a 1,05 pu	2 % a 5 %	Não	90 % em 5 s

Na Tabela 4.3, o parâmetro faixa de referência é o intervalo de valores que o controlador de tensão deve ser capaz de receber como referência; o parâmetro droop refere-se à inclinação da curva, em outras palavras, à intensidade da reação do controle de tensão; a banda refere-se à existência ou não de uma banda morta. A banda morta é um intervalo no qual o controle de tensão permanece inerte. Por fim, a velocidade de regulação específica em quanto tempo o controle deve ser capaz de restaurar a tensão a pelo menos 90 % do valor de referência dentro do tempo especificado. Por exemplo, o ENTSO-E recomenda que a exigência dos operadores regionais seja de recuperar a tensão a pelo menos 90 % do valor de referência dentro de 1 a 5 segundos.

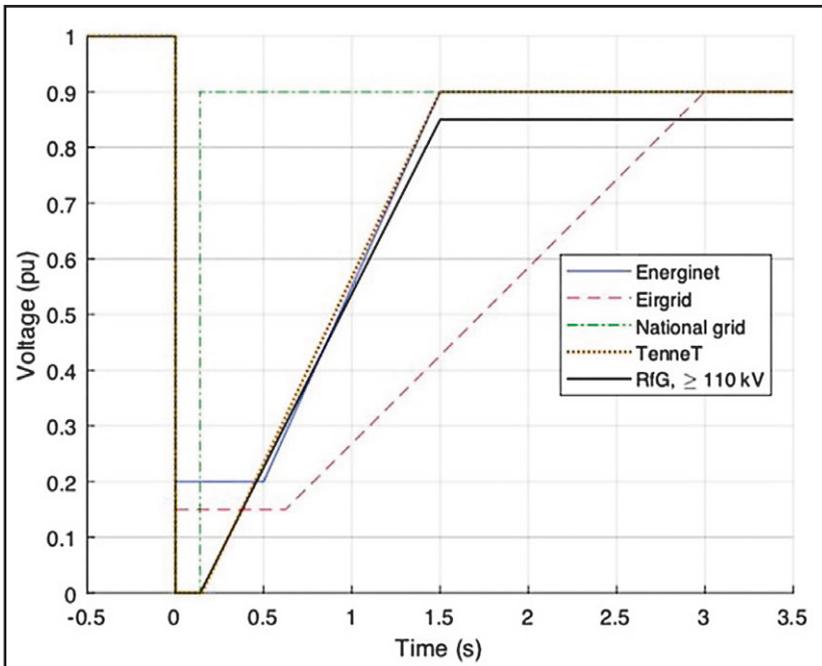
#### 4.3.5 Operação Durante Distúrbios de Tensão

De forma semelhante ao ONS, os operadores de redes de transmissão europeus também exigem que as fazendas eólicas permaneçam conectadas por tempos mínimos durante perturbações de tensão. Este tempo mínimo é necessário para

evitar que o distúrbio se agrave ainda mais agora que as fazendas eólicas são parte significativa na geração.

As curvas de suportabilidade de tensão para fazendas eólicas praticadas pelos operadores europeus e a curva sugerida pelo ENTSO-E para uma harmonização dos requisitos entre os operadores regionais são mostradas na Figura 4.14. Pode-se notar entre os requisitos mostrados que o operador EIR é o mais severo em termos de tempo mínimo de conexão. Também vale notar que o operador NG exige um suporte apenas nos instantes iniciais de um curto-circuito, e, após esses instantes, permite a desconexão das fazendas eólicas.

Figura 4.14 Curva de suportabilidade de tensão dos operadores regionais de sistemas de transmissão europeus



O requisito proposto pelo ENTSO-E é também visto aqui como um envelope que deve conter as respostas dos operadores regionais europeus. Este envelope torna mais rígido os critérios exigidos pela maioria dos operadores vistos nesta seção.

A participação no curto-circuito passa a ser exigida por tempos semelhantes aos já praticados por alguns operadores e o nível de tensão para desconexão após 1,5 segundos de distúrbio diminui, forçando que as fazendas eólicas

sejam capazes de permanecer conectadas a tensões terminais mais baixas por longos intervalos.

## **4.4 PROCEDIMENTOS DE REDE DO ERCOT**

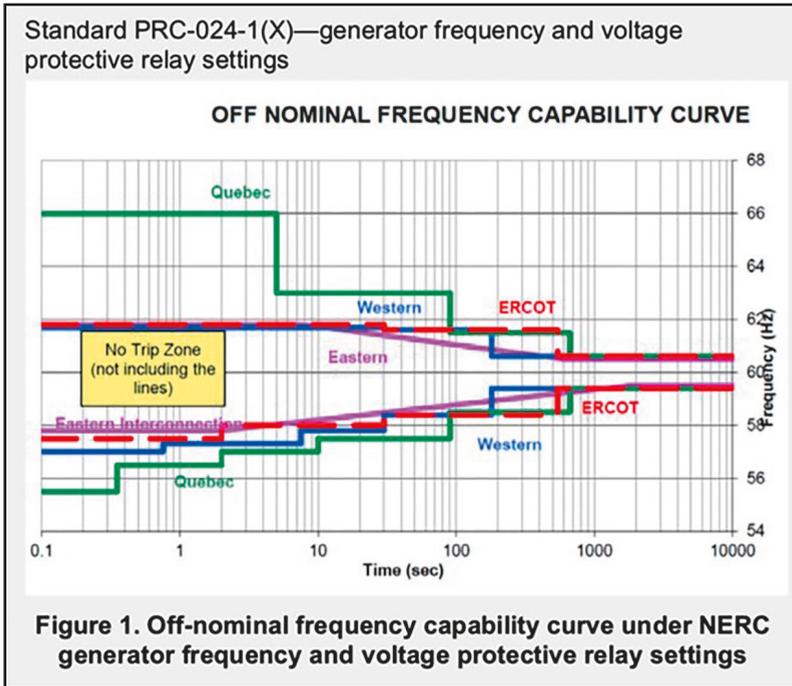
Nesta seção serão apresentados os procedimentos de rede para fazendas eólicas praticados pelo operador regional do Texas (ERCOT) nos Estados Unidos.

Os procedimentos de rede deste operador aplicam-se a centrais geradoras com capacidades instaladas superiores a 20 MW. Os requisitos para controle de potência ativa e reativa, atendimento a fator de potência, controle de tensão, participação no controle de frequência, suportabilidade de tensão e tempos mínimos de conexão em distintos de regime de frequência que serão apresentados nas próximas subseções.

### **4.4.1 Operação em Regime de Frequência Não Nominal**

Os tempos mínimos antes da permissão de desconexão pelo ERCOT podem ser resumidos na curva de suportabilidade de frequência mostrada na Figura 4.15. O ERCOT requer que as fazendas eólicas operem ininterruptamente na faixa de frequência de 59,4 Hz a 60,6 Hz, o que configura uma banda de 1 % da frequência nominal do sistema elétrico (60 Hz). Quando da ocorrência de sobrefrequências, o ERCOT exige uma operação por tempo mínimo de 540 segundos (nove minutos) quando na faixa de frequência de 60,6 Hz a 61,6 Hz. Já na faixa de frequências de 61,6 Hz a 61,8 Hz, a operação é exigida por no mínimo 30 segundos. Quando a frequência ultrapassa o valor de 61,8 Hz, é permitida a desconexão instantânea da fazenda eólica.

Figura 4.15 Curva de suportabilidade de frequência exigida pelo ERCOT



Para as condições de operação de subfrequências, o ERCOT exige que a fazenda eólica opere por um tempo mínimo de 540 segundos na faixa de 58,4 Hz a 59,4 Hz. Para a faixa de frequências de 58,0 a 58,4 Hz a exigência mínima é de 30 segundos antes da desconexão. Na faixa de 57,5 a 58,0 Hz o tempo mínimo antes da desconexão exigido é de 2 segundos. Por fim, para frequências menores ou iguais a 57,5 Hz é permitido à fazenda eólica que se desconecte imediatamente do sistema.

#### 4.4.2 Participação no Controle de Frequência

O ERCOT exige que as fazendas eólicas sejam capazes de fornecer um suporte semelhante aos governadores de geradores convencionais o que equivale a um droop de 5 % com uma banda morta que deve ser de acesso do operador para eventuais ajustes.

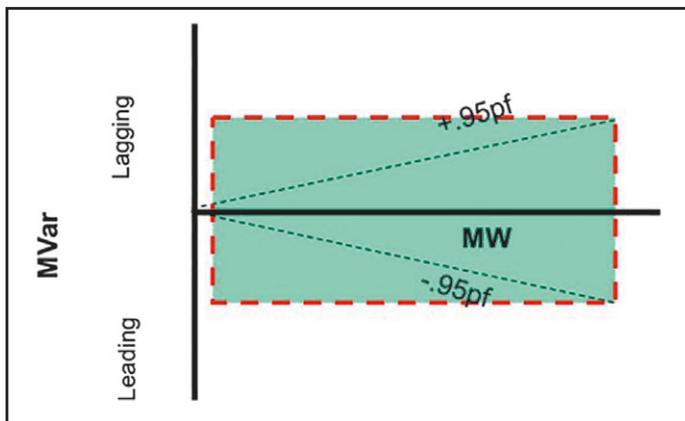
### 4.4.3 Controle de Potência Ativa

Para melhor controle da frequência do sistema como um todo, começando no ano de 2009 o ERCOT passou a exigir uma limitação da variação da potência de saída de usinas com base em recursos variáveis. O limite estabelecido para a variação da potência de saída foi de 20 % da potência nominal do empreendimento por minuto, o que permite que o operador tenha um maior tempo de reação para atuar em eventuais perturbações de frequência que ocorram exclusivamente devido à variabilidade do recurso eólico.

### 4.4.4 Controle de Potência Reativa e Tensão

Para o auxílio no controle de tensão do sistema é exigido que as fazendas eólicas conectadas no ERCOT forneçam suporte de potência reativa. A capacidade deste suporte deve ser o equivalente à operação com fator de potência na faixa de 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo e deve estar disponível sempre que a potência ativa de saída for superior a 10 % da potência nominal do empreendimento. O perfil de potência reativa em tensão nominal especificado pelo ERCOT é mostrado na Figura 4.16.

Figura 4.16 Perfil de potência reativa em tensão nominal exigido pelo ERCOT

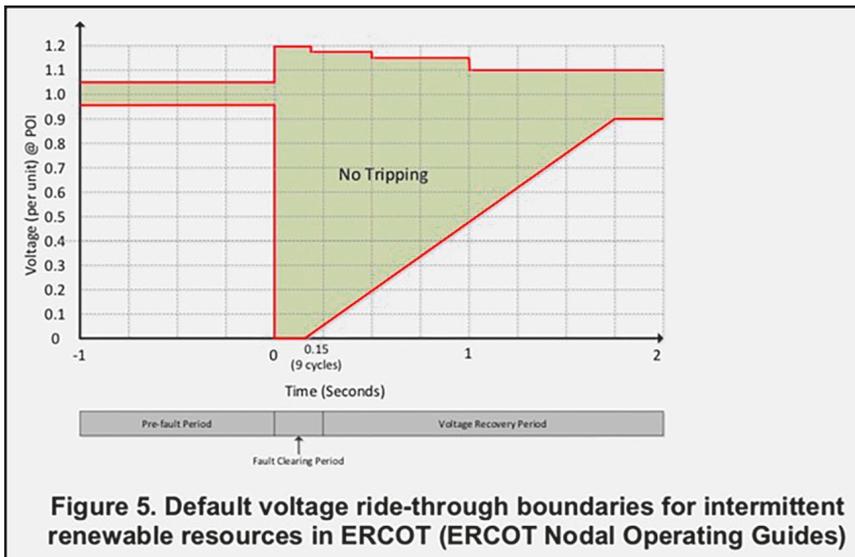


Assim como o solicitado pelo ONS, as fazendas eólicas na região do Texas devem ser capazes de injetar/consumir uma quantidade de potência reativa dentro da faixa de capacidade de forma constante se solicitadas pelo operador.

#### 4.4.5 Operação Durante Distúrbios de Tensão

Os tempos mínimos de conexão durante distúrbios de tensão exigidos pelo ERCOT são mostrados na Figura 4.17. Nota-se que o ERCOT é semelhante a alguns operadores europeus, e exige que as fazendas eólicas permaneçam conectadas durante um breve intervalo de tempo (0,15 segundos) em caso de tensão terminal igual a zero (curto-circuito).

Figura 4.17 Curva de suportabilidade de tensão exigida pelo ERCOT



Pode-se verificar que a região de operação ininterrupta exigida por este operador é de 0,9 pu a 1,1 pu da tensão nominal do ponto de conexão. Para eventos de sobretensão, a desconexão instantânea é permitida quando a tensão terminal ultrapassa 1,2 pu. Para valores entre 1,175 pu a 1,2 pu exige-se que a conexão se mantenha por 0,2 segundos, para a faixa de tensões de 1,15 pu a 1,175 pu por 0,5 segundos e para a faixa de 1,10 pu a 1,15 pu por 1 segundo.

#### 4.5 UM PARALELO ENTRE PROCEDIMENTOS DO MUNDO E NO BRASIL

Como visto ao longo deste capítulo, o ONS elaborou procedimentos de rede específicos para fazendas eólicas de forma semelhante a outros operadores ao redor do mundo. Os requisitos apresentados foram relativos à operação em

regime de frequência não nominal, participação no controle de frequência, controle de potência reativa e tensão e operação durante distúrbios.

No que tange à participação no controle de frequência, o ONS especifica comportamentos específicos para eventos de sobrefrequência e de subfrequência enquanto os operadores europeus e o ERCOT estabelecem apenas a exigência de um controle do tipo droop como o especificado para subfrequências pelo ONS. Um outro diferencial que vale ser discutido é a exigência de reservas de potência. O órgão composto por diversos operadores europeus, o ENTSO-E, propõe a manutenção de reservas de potência na faixa de 1,5 % a 10 % da potência instantânea disponível, o que não é exigido nem pelo ONS e nem pelo ERCOT até o momento. Dessa forma, pode-se concluir que o ONS exige um suporte de frequência sem comprometer a revenda de energia das fazendas eólicas.

Para o controle de potência reativa e tensão, os três modos de controle exigidos pelo ONS foram também vistos nos operadores europeus e no ERCOT. A faixa de fator de potência exigida de 0,95 capacitivo a 0,95 indutivo é a mesma praticada ao redor do mundo resultando em um perfil semelhante de potência reativa em tensão nominal.

Na operação durante distúrbios de tensão, a principal diferença entre o procedimento praticado pelo ONS e aquele praticado pelo ERCOT e proposto pelo ENTSO-E é a participação na recuperação do sistema quando a tensão do ponto de conexão cai abaixo de 0,2 pu. Em eventos de tal severidade, o ONS permite a desconexão imediata das fazendas eólicas. Já o operador americano e alguns europeus demandam que as fazendas eólicas permaneçam conectadas por pelo menos 0,15 segundos para auxiliarem na recuperação da tensão terminal.

Em suma, conforme a participação das eólicas aumentou ao redor do mundo, diferentes requisitos de operação mínimos passaram a serem exigidos para que as fazendas eólicas ajudassem na manutenção de parâmetros-chave do sistema como tensão e frequência. O ONS, ao estabelecer os critérios apenas no final do ano de 2016 se beneficiou da experiência mundial para que fossem implementados requisitos específicos para fazendas eólicas conectadas no sistema interligado. Apenas no que tange à operação em regimes de frequência não nominal, os critérios adotados no Brasil podem ser considerados mais relaxados. Em relação aos demais critérios vistos neste capítulo, o ONS está em consonância com demais operadores ao redor do mundo



## MODELAGEM E CONTROLE DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

### 5.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar a modelagem e o controle de turbinas eólicas de velocidade variável. Os modelos aqui apresentados permitem compreender os principais equipamentos de uma turbina eólica, a importância da operação em velocidade variável e os principais avanços tecnológicos que permitiram este tipo de operação.

Além disso, os esquemas de controle permitem a compreensão de onde que as estratégias de operação das fazendas eólicas são implementadas. Oportunamente, são apontadas as estratégias de controle para o atendimento dos procedimentos de rede apresentados do capítulo 4 que devem ser implementadas.

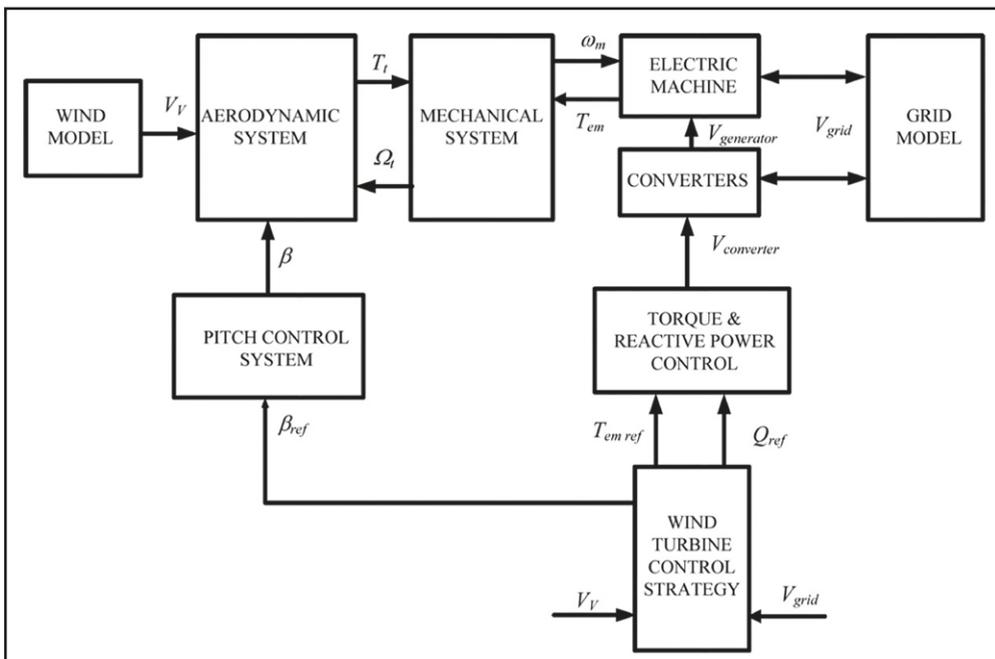
Este capítulo está estruturado da seguinte maneira: a seção 5.2 apresenta o modelo genérico de uma turbina eólica de velocidade variável; a seção 5.3 detalha o sistema de conversão de energia eólica a partir do uso do DFIG; a seção 5.4 apresenta o diagrama de controle de uma turbina de velocidade variável baseada no DFIG; a seção 5.5 apresenta a modelagem matemática de cada um dos principais componentes para o controle de uma turbina de velocidade variável baseada no DFIG.

## 5.2 MODELO GENÉRICO DE TURBINAS EÓLICAS DE VELOCIDADE VARIÁVEL

Para o estudo de uma turbina eólica de velocidade variável conectada à rede elétrica há uma série de modelos de sistemas que devem ser considerados para representar o vento, o rotor aerodinâmico, a transmissão de energia mecânica para o eixo do gerador, o gerador em si, os conversores baseados em eletrônica de potência, a rede elétrica, o sistema de controle de ângulo das pás e o sistema de controle dos conversores. O diagrama de blocos da Figura 5.1 mostra a interação entre os sistemas que devem ser considerados.

O processo de conversão de energia inicia quando o vento incide no rotor aerodinâmico, com as pás girando a uma dada velocidade de rotação dependente da velocidade do vento, e assim, parte da energia mecânica do vento é transmitida para o rotor aerodinâmico. O sistema aerodinâmico representa, baseado nas características da pá, a eficiência aerodinâmica da pá e o torque mecânico aplicado pelo rotor aerodinâmico no eixo do sistema de engrenagens. Vale lembrar que a eficiência aerodinâmica das pás é uma característica que depende da razão de velocidades  $\lambda$  apresentada no capítulo 2.

Figura 5.1 Diagrama de blocos de uma turbina eólica de velocidade variável



O sistema mecânico é composto basicamente pelo sistema de transmissão de engrenagens que acopla a velocidade lenta de rotação do rotor aerodinâmico  $\Omega_r$  (na faixa de poucas dezenas de rpm) com a velocidade de rotação  $\omega_m$  mais rápida do rotor do gerador elétrico. O gerador elétrico, por sua vez, relaciona a velocidade de rotação  $\omega_m$  à produção do torque eletromagnético  $T_{em}$  aplicado no eixo do gerador e a corrente injetada na rede elétrica em função da tensão da rede  $V_{grid}$ . O modelo da rede elétrica representa a rede no ponto de conexão comum das turbinas eólicas, o PCC (*point of common coupling*, em inglês). Este modelo pode ser simplificado ou pode representar de forma mais fiel as características da rede como inércia, razão de curto-circuito, entre outros. Os conversores são os dispositivos baseados em chaves semicondutores autocomutadas que permitem o controle da velocidade do gerador, da corrente injetada na rede, da tensão no PCC, o torque eletromagnético e outras variáveis, conforme será detalhado ao longo deste capítulo.

Dois sistemas de controle são detalhados no diagrama da Figura 5.1: o controle de ângulo das pás e o controle de torque e potência reativa. O controle de ângulo das pás é responsável pela limitação da captura de potência do vento para velocidades do vento acima da velocidade nominal. Já o controle de torque e potência reativa é responsável por controlar o torque do gerador elétrico e a potência reativa trocada com a rede. Este controle gera as formas de onda que os conversores devem impor em suas respectivas saídas a fim de atender às referências recebidas pelo sistema gerenciador da estratégia de controle da turbina eólica.

Por fim, o sistema gerenciador da estratégia de controle da turbina eólica é aquele que irá gerar as referências dos sistemas de controle do nível anterior. Dentre as estratégias que podem ser implementadas estão a maximização da potência gerada, a manutenção de um fator de potência constante, a injeção de potência reativa a partir de um valor de referência e o controle de potência para o suporte de frequência.

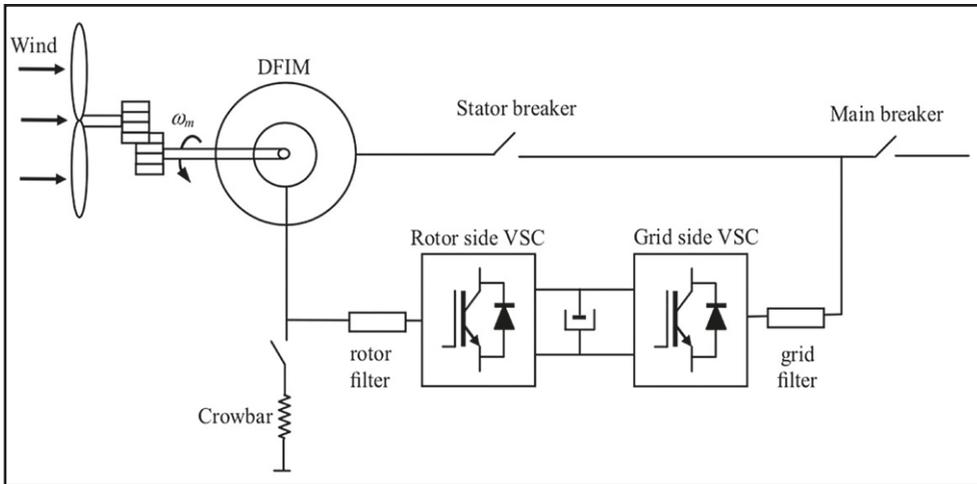
## 5.3 TURBINAS EÓLICAS BASEADAS EM GERADORES DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO

Uma das possíveis configurações para uma turbina eólica de velocidade variável é a configuração baseada no gerador de indução duplamente alimentado (DFIG, em inglês *Doubly Fed Induction Generator*). Os principais equipamentos e proteções dessa configuração são mostrados na Figura 5.2.

A peça central desta configuração é o DFIG que realiza a conversão da energia mecânica em energia elétrica. Mecanicamente, o rotor do DFIG está ligado ao rotor aerodinâmico através de uma caixa de engrenagens que acopla as diferentes velocidades de rotação dos rotores. Eletricamente, o DFIG está conectado à rede elétrica através de dois estágios.

Um dos estágios é a conexão do estator do DFIG ao PCC. Esta conexão pode ser de forma direta ou através de um transformador para adequar os níveis de tensão do gerador aos níveis de tensão do PCC. O segundo estágio de conexão é pelo rotor do gerador. Os enrolamentos do rotor do DFIG são conectados ao PCC indiretamente através de um conversor *back-to-back*.

Figura 5.2 Principais equipamentos e proteção da configuração de turbina eólica de velocidade variável baseada em DFIG



O conversor *back-to-back* consiste em dois conversores baseados em eletrônica de potência conectados por um único circuito de corrente contínua. O lado de corrente alternada de um dos conversores está ligado ao rotor (denominado de conversor do lado do rotor ou *rotor side converter* RSC) e o outro conversor tem o seu lado ligado ao PCC, sendo então chamado de conversor do lado da rede (ou *grid side converter*, GSC). A direção do fluxo de potência ativa pelo rotor é quem determina o modo de operação dos conversores. Um deles irá atuar como inversor, ou seja, transformando corrente contínua em corrente alternada enquanto o outro atuará como retificador, ou seja, transformando corrente alternada em corrente contínua.

Os demais equipamentos mostrados na Figura 5.2 são os filtros dos conversores, os disjuntores do estator e principal e a *crowbar*. Os filtros, tipicamente indutivos, são responsáveis por diminuir o ruído das correntes geradas pelos conversores. Os disjuntores mostrados são responsáveis por proteger o estator e por proteger a turbina eólica como um todo de correntes que possam prejudicar a integridade do equipamento. Para a proteção do rotor do gerador utiliza-se a *crowbar*, um circuito resistivo acionado por chaves que aumenta a resistência do rotor e o protege de correntes elevadas.

## 5.4 SISTEMA DE CONTROLE DA TURBINA EÓLICA BASEADA EM DFIG

### 5.4.1 Introdução

Um sistema de controle genérico tem, em geral dois objetivos. Um deles é manter uma variável de interesse (ou mais), chamada de variável controlada, no valor especificado (valor de referência) ou dentro de uma faixa de valores aceitáveis. Em geral, o controle é feito de forma indireta, ou seja, a partir de alguma outra variável do sistema que é então chamada de variável manipulada. O outro objetivo é rejeitar perturbações que possam surgir no processo devido a incertezas de medidas, de parâmetros e de ações de outras variáveis.

A fim de se garantir que a variável controlada esteja no valor preestabelecido, utiliza-se o conceito conhecido como retroalimentação (*feedback*, em inglês). A retroalimentação consiste em comparar o valor de referência da variável controlada com o seu valor medido, e com base no desvio, definir qual será a atuação sobre a variável manipulada. Este valor de referência utilizado para a comparação pode ser gerado de duas formas: ser um valor fixo especificado pelo operador ou ainda ser calculado por um nível superior de controle. Portanto, para a implementação da retroalimentação, as variáveis controladas e manipuladas devem ser medidas na planta, o que exige a presença de sensores. Caso não seja possível medi-las diretamente, se faz necessário um sistema de estimativa de estados para que se possa calcular seus valores de forma indireta, o que exige a implementação da estimativa em *hardware*.

A definição da atuação feita sobre a variável manipulada é feita por um sistema de controle, ou controlador. Uma técnica bastante utilizada para implementar o controlador é a combinação das ações proporcional (P), integral (I) e derivativa (D). Normalmente nos geradores eólicos, a aplicação mais comum é das ações P e I, compondo um controlador do tipo PI. O uso de controladores PI é desejável pois este tipo de controlador possui algumas vantagens:

- Permite zerar o erro de estado estacionário, mantendo rastreamento da variável controlada;
- Robustez à incerteza de parâmetros;
- Rejeição de perturbações;
- Regras de sintonia bem definidas.

Outras técnicas de controle possíveis de serem aplicadas são o controle preditivo baseado em modelo (*Model Predictive Control*, MPC) (Sguarezzi Filho & Ruppert Filho, Model-based predictive control applied to the doubly-fed induction generator direct power control, 2012; Khalid & Savkin, 2010; Sguarezzi Filho, de Oliveira, Rodrigues, Costa, & Jacomini, 2018), controle robusto baseado no regulador linear quadrático (*Linear Quadratic Regulator*, LQG) (Munteanu, Cutululis, Bratcu, & Ceangă, 2005), lógica *fuzzy* (Damousis, Alexiadis, Theocharis, & Dokopoulos, 2004), redes neurais (Li, Wunsch, O’Hair, & Giesselmann, 2001), entre outros.

Na sequência, a estrutura do sistema de controle de uma turbina eólica de velocidade variável baseada em DFIG será apresentada.

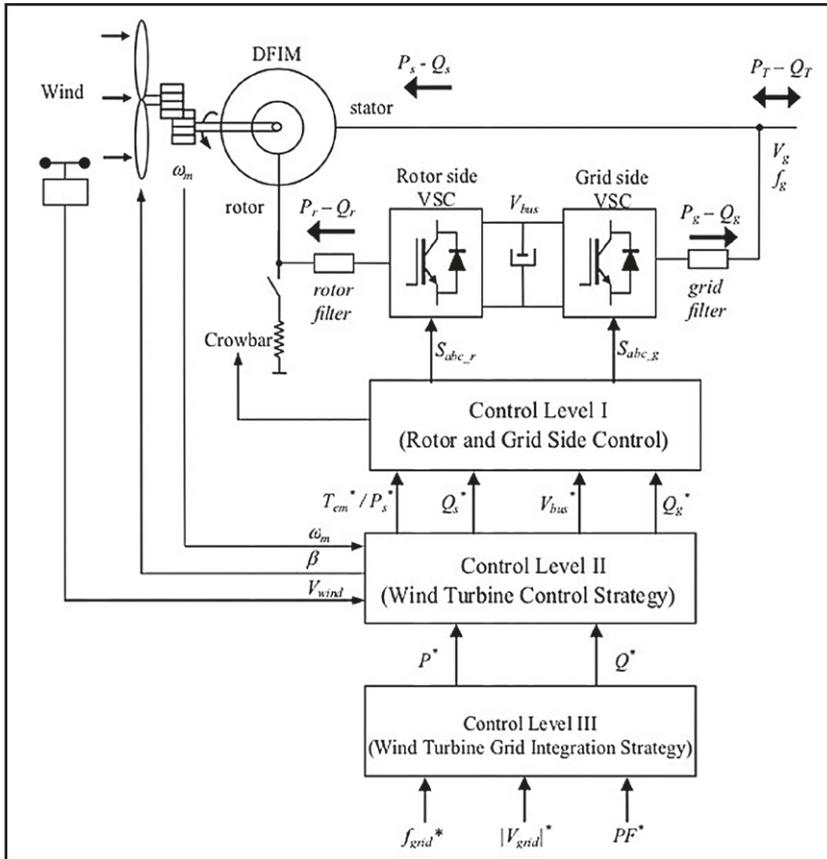
#### 5.4.2 Sistema de Controle do DFIG

O equipamento que se deseja controlar em uma turbina eólica de velocidade variável é o gerador elétrico. O controle do gerador é realizado através do uso dos conversores baseados em eletrônica de potência *back-to-back* que, por conta de sua capacidade de impor em seus terminais tensões com formas de onda senoidal com amplitude, frequência e fase variáveis, permitem a operação do gerador com velocidade variável. A determinação das características (amplitude, frequência e fase) da tensão imposta nos terminais dos conversores é feita pelo sistema de controle.

O controle do gerador elétrico é feito a partir da tensão imposta nos terminais de saída do conversor RSC, que para ter o seu correto funcionamento depende do controle da tensão no circuito CC pelo GSC. Logo, o sistema de controle de uma turbina eólica de velocidade variável deve ser capaz de controlar os conversores a fim de controlar o gerador elétrico. Estes controles devem ser realizados de acordo com uma certa estratégia, levando em conta todos os requisitos estabelecidos nos procedimentos de rede onde a turbina eólica será

conectada e as restrições de operação do gerador e dos conversores. Um sistema de controle com essas características pode ser organizado em três níveis como mostrado na Figura 5.3.

Figura 5.3 Esquema de controle de uma turbina eólica de velocidade variável baseada em DFIG (Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011)



O primeiro nível de controle está relacionado com o controle dos conversores RSC e GSC. O objetivo de controle do RSC é manter a velocidade do gerador (a partir da atuação sobre o torque eletromagnético) e manter a potência reativa trocada com a rede nos seus respectivos valores de referência. O objetivo de controle do GSC, por sua vez, é a manutenção da tensão do circuito CC e a potência reativa trocada com a rede elétrica em seus respectivos valores de referência. Quanto às suas entradas e saídas, este nível possui como saídas os comandos para acionar as chaves dos conversores RSC e GSC para impor as tensões, que irão atender aos objetivos de controle, em seus respectivos

terminais. As suas entradas são os valores de referência de suas variáveis controladas (torque eletromagnético, potências reativas trocadas com a rede e tensão do circuito CC) que são geradas pelo nível de controle imediatamente superior a ele, o segundo nível.

O segundo nível de controle é responsável por implementar a estratégia de controle da turbina eólica. Esta estratégia está relacionada com a faixa de operação da turbina eólica determinada pela velocidade do vento. Conforme detalhado em capítulo anterior, há três regiões de operação de uma turbina eólica moderna e cada uma demanda uma estratégia para controle:

- Na primeira região, as baixas velocidades do vento não gerariam energia suficiente para compensar as perdas de energia no sistema, então o gerador é desconectado. Nesta região, não há uma estratégia de controle pois o gerador está desconectado;
- A segunda região é caracterizada pela operação em velocidade variável. A referência para o torque eletromagnético do gerador é obtida a partir de um algoritmo denominado *Maximum Power Point Tracker*, cujo objetivo é encontrar o torque ótimo para extrair a máxima potência da velocidade do vento. Nesta região, a estratégia de controle é a maximização da produção de energia a partir do vento;
- Na terceira região a velocidade do gerador é mantida constante no valor nominal e o controle de ângulo das pás passa a atuar no sistema para limitar a rotação do gerador. Nesta região a estratégia de controle é a limitação da potência elétrica a partir do controle de ângulo das pás (exclusivamente) ou de uma combinação entre o controle de velocidade do gerador e do controle de ângulo das pás.

Por fim, o terceiro nível de controle é o responsável por implementar a estratégia de conexão à rede elétrica da turbina eólica. Neste nível devem ser implementados os controles para atender aos procedimentos de rede adotados pelo operador do sistema elétrico no qual a fazenda eólica será conectada. As referências para este nível de controle podem ser estabelecidas localmente pelo operador da fazenda eólica ou serem recebidas diretamente do operador do sistema interligado. As suas saídas serão as referências para o segundo nível de controle, e as decisões tomadas por este nível de controle, sobrepõe hierarquicamente as decisões do segundo nível de controle. Um exemplo disso é a

limitação da produção de potência ativa durante um evento de sobrefrequência, como detalhado no capítulo 4, sobre os procedimentos de rede do ONS.

## 5.5 MODELAGEM MATEMÁTICA

Para o correto funcionamento de um sistema de controle é necessário se obter um modelo matemático do sistema que se deseja controlar. Assim, os controladores podem ser sintonizados e testados em plataformas computacionais para verificar a performance da turbina eólica como um todo. O modelo pode ser dividido em três partes: duas elétricas, relacionadas ao GSC e a rede elétrica e ao RSC e o DFIG, e uma mecânica que relaciona os torques aplicados pelo vento e pelo gerador no eixo de transmissão e as respectivas velocidades de rotação.

Nesta seção são detalhados os modelos matemáticos envolvidos na simulação de turbinas eólicas de velocidade variável baseada em DFIG, o *hardware* necessário para sua aplicação prática, as aproximações e estratégias de modelagem, bem como as técnicas para sintonia dos controladores. Esta seção é importante para o engenheiro encarregado de discussões técnicas com os fabricantes e aqueles responsáveis pela verificação do desempenho das turbinas eólicas de uma fazenda conectada ao sistema interligado para que possam conduzir seus estudos e simulações.

### 5.5.1 Modelo Matemático do Conversor Ligado à Rede Elétrica

O conversor ligado à rede elétrica, o GSC, tem como funções controlar a tensão no circuito CC do conversor *back-to-back* e a potência reativa trocada entre o GSC e a rede elétrica. Este conversor, do tipo fonte de tensão (*Voltage Source Converter, VSC*), tem como seu elemento principal o transistor bipolar de porta isolada (*Insulated Gate Bipolar Transistor, IGBT*) mostrado na Figura 5.4

O IGBT é um dispositivo baseado em semicondutores que atua como uma chave bidirecional cujos estados aberto e fechado podem ser controlados por sinais externos. Esta característica, de ser uma chave comutada por sinal externo, fez deste dispositivo um dos mais importantes na eletrônica de potência sendo hoje componente indispensável para aplicações de conversores do tipo VSC. O modelo simplificado da conexão do GSC à rede elétrica é mostrado na Figura 5.5.

O modelo simplificado consiste em um conversor do tipo VSC trifásico composto por seis chaves do tipo IGBT (duas por fase) conectado ao circuito

CC do esquema *back-to-back*, filtros do tipo RL para as oscilações na corrente e três fontes de tensão representando o ponto de conexão com a rede elétrica. Conforme mostrado na Figura 5.3, o controle do GSC faz parte do primeiro nível de controle da turbina eólica de velocidade variável. Para a implementação do controle do GSC são necessários os blocos mostrados na Figura 5.6.

Figura 5.4 Símbolo elétrico do IGBT (esquerda) e foto do componente elétrico (direita).  
Fonte: ABB

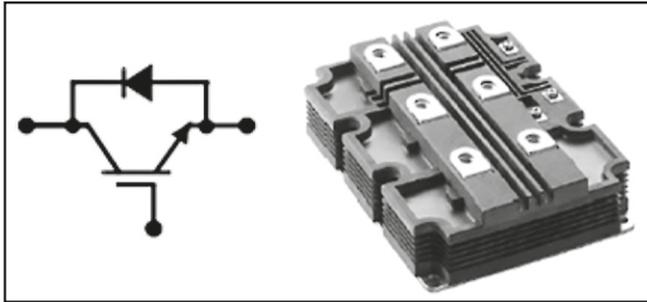


Figura 5.5 Modelo simplificado da conexão do GSC à rede elétrica  
(Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011)

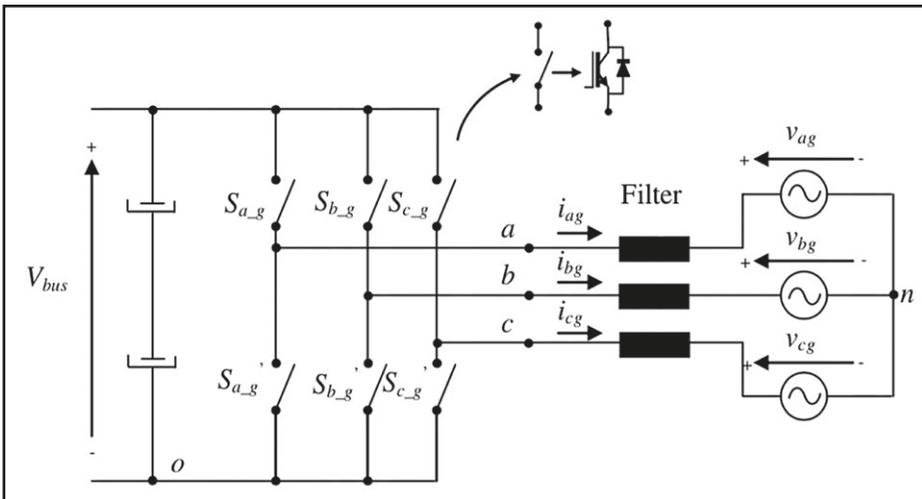
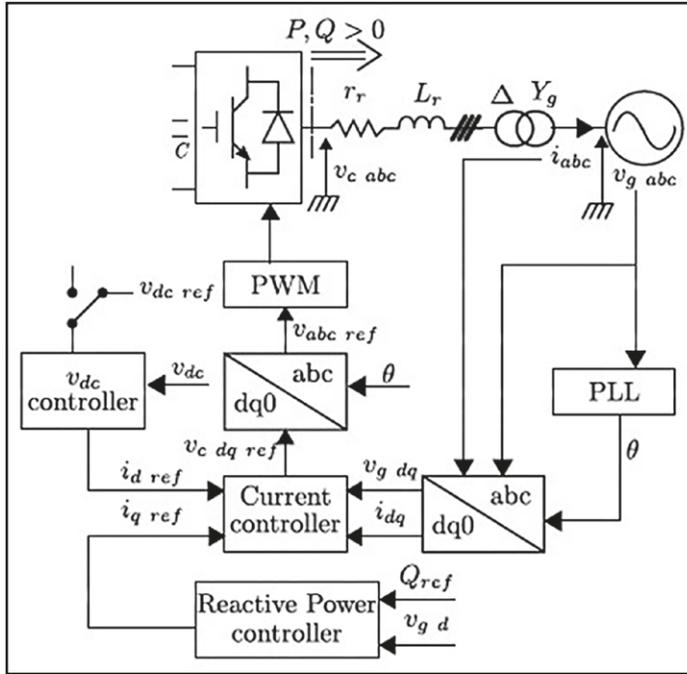


Figura 5.6 Diagrama de blocos do sistema de controle do GSC (adaptado de (Lourenco, Salles, & Monaro, 2018))



O elemento central do diagrama de blocos da Figura 5.6 é o bloco correspondente ao controle de corrente. Este bloco é responsável por manter o controle da malha de corrente e interligar as referências geradas pelos controladores da tensão do circuito CC dos conversores *back-to-back* e o controlador da potência reativa trocada entre o GSC e a rede elétrica. O controle de corrente recebe os valores medidos de tensão e corrente da rede elétrica e realiza cálculos para determinar qual é a tensão que deve ser imposta nos terminais do GSC. Para gerar a tensão com a forma de onda desejada nos terminais do GSC, geralmente se utiliza a modulação PWM para gerar os comandos para as chaves mostradas na Figura 5.5 e o *Phase Locked Loop* (PLL), um artifício muito eficiente para se determinar a fase da rede elétrica  $\theta$ .

O modelo matemático do sistema de controle do GSC será apresentado em duas partes: a primeira dela é o modelo da malha de corrente e a segunda parte é a apresentação dos controles de tensão do circuito CC dos conversores *back-to-back* e da potência reativa trocada entre GSC e a rede elétrica. Para a apresentação do modelo matemático da malha de corrente, algumas considerações iniciais devem ser feitas:

- Considera-se que o ponto de conexão com a rede elétrica possui tensão com amplitude e frequência praticamente constantes. Assim, a tensão imposta nos terminais do conversor pode ser utilizada para controlar a corrente que passa pelos filtros;
- Considera-se um modelo trifásico equilibrado. Assim, basta desenvolver o modelo matemático para uma das fases e estendê-lo para as três fases.

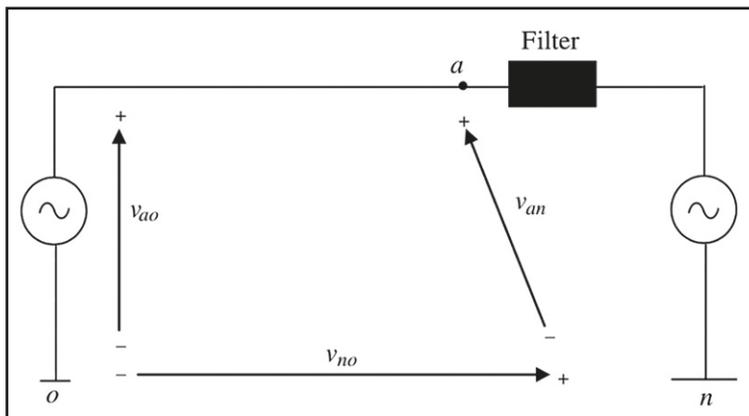
O modelo matemático do GSC pode ser obtido a partir da aplicação da lei de Kirchhoff das malhas na Figura 5.5 como mostra a Figura 5.7. A análise de malhas aplicada à Figura 5.7 para a fase  $a$  resulta em:

$$L \frac{di_a}{dt} + ri_a = v_{ca} - v_{ga} \quad (4)$$

Onde:

- $L$  é a indutância do filtro;
- $r$  é a resistência do filtro;
- $i_a$  é a corrente pela fase  $a$ ;
- $v_{ga}$  é a tensão imposta pelo conversor na fase  $a$ ;
- $v_{ca}$  a tensão da fase  $a$  do ponto de conexão com a rede elétrica.

Figura 5.7 Lei das malhas aplicada à conexão do conversor GSC à rede elétrica (Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011)



A equação (4) pode também ser escrita para as fases  $b$  e  $c$  como:

$$L \frac{di_b}{dt} + ri_b = v_{cb} - v_{gb} \quad (5)$$

e

$$L \frac{di_c}{dt} + ri_c = v_{cc} - v_{gc} \quad (6)$$

Uma técnica comum para o controle de máquinas elétricas é a aplicação da transformada de Park às equações trifásicas no sistema de coordenadas  $abc$  para a mudança para o referencial síncrono, o sistema de coordenadas  $dq0$ . A principal vantagem em se utilizar o referencial síncrono é que as grandezas que são senoidais no sistema  $abc$  passam a ser grandezas constantes com a escolha da frequência do referencial síncrono sendo a mesma da rede elétrica.

A transformada de Park de uma grandeza  $f$  no sistema é dada por:

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \sin \theta & \sin \left( \theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left( \theta + \frac{2\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (7)$$

o valor de  $\theta$  corresponde à fase da rede elétrica e pode ser calculado como  $\omega st$ , com  $\omega s$  sendo a frequência síncrona em rad/s.

Assim, aplicando-se a transformada de Park ao conjunto de equações (4), (5) e (6) e assumindo um sistema trifásico equilibrado tem-se:

$$\frac{di_d}{dt} = -\frac{r}{L}i_d + \omega i_q + \frac{1}{L}(v_{cd} - v_{gd}) \quad (8)$$

$$\frac{di_q}{dt} = -\frac{r}{L}i_q + \omega i_d + \frac{1}{L}(v_{cq} - v_{gq}) \quad (9)$$

Nota-se em (8) e (9) a presença de termos cruzados. Ou seja, na componente de eixo direto  $d$  há uma dependência da corrente de eixo de quadratura  $q$  e vice-versa. Assim, para simplificar, os termos cruzados podem ser eliminados através da inclusão de um termo de pré-alimentação dado por:

$$\Delta v_d = v_{cd} - v_{gd} + \omega L i_q \quad (10)$$

$$\Delta v_q = v_{cq} - v_{gq} - \omega L i_d \quad (11)$$

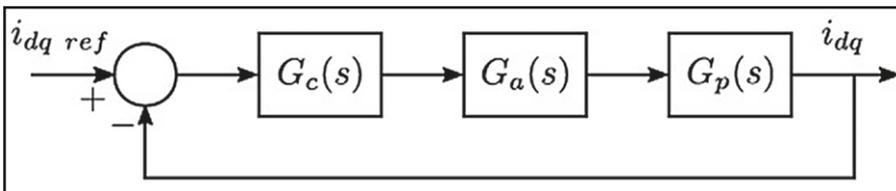
que, ao serem substituídos em (8) e (9) respectivamente, resulta em:

$$\frac{di_d}{dt} = -\frac{r}{L} i_d + \frac{1}{L} \Delta v_d \quad (12)$$

$$\frac{di_q}{dt} = -\frac{r}{L} i_q + \frac{1}{L} \Delta v_q \quad (13)$$

As equações (12) e (13) são as equações que modelam a malha de corrente e são a base para a simulação da integração do GSC com a rede elétrica. Quanto ao controle, as correntes de eixo direto e de quadratura podem ser controladas através de um controlador PI como mostrado no diagrama da Figura 5.8.

Figura 5.8 Diagrama de blocos para a malha de controle de corrente



Neste diagrama,  $G_c$  é o controlador do tipo PI,  $G_a$  é o modelo do conversor e  $G_p$  é o modelo da malha de corrente no referencial síncrono. O controlador pode ser modelado como:

$$\xi(t) = k_p e(t) + k_i \int e(t) dt \quad (14)$$

Onde  $\zeta(t)$  é a saída do controlador PI,  $(t)$  é o erro entre o valor de referência da corrente  $i_{dq\ ref}$  e o seu valor medido  $i_{dq}$ ,  $k_p$  é o ganho proporcional e  $k_i$ , o ganho integral, é calculado por:

$$k_i = \frac{k_p}{T_i} \quad (15)$$

onde  $T_i$  é o tempo integral, um parâmetro que quantifica quanto tempo a ação integral leva para repetir a ação proporcional. Os parâmetros dos controladores PI com a estrutura dada por (14) podem ser determinados através de métodos de sintonia como por exemplo, o método do ótimo simétrico utilizado para turbinas eólicas por (Quéval & Ohsaki, 2012).

Obtido o modelo da malha de corrente, a malha interna que é a peça central do controle do GSC, é necessário obter o modelo das duas malhas externas de controle de potência reativa e tensão do circuito CC do conversor B2B. A potência ativa e a potência reativa no referencial síncrono podem ser calculadas como:

$$P = \frac{3}{2}(v_{gd}i_d + v_{gq}i_q) \quad (16)$$

$$Q = \frac{3}{2}(v_{gd}i_d - v_{gq}i_q) \quad (17)$$

As equações (16) e (17) escolhendo-se um referencial síncrono que acompanhe a tensão da fase  $a$  da rede elétrica. Com isso a componente  $v_{gq}$  é aproximadamente zero, resultando em:

$$P = \frac{3}{2}v_{gd}i_d \quad (18)$$

e

$$Q = -\frac{3}{2}v_{gd}i_q \quad (19)$$

Conforme a Figura 5.6, a referência da componente em quadratura da corrente é calculada pela malha de controle da potência reativa. O modelo matemático desta malha de controle é a equação (19) e, a partir dela, o valor de referência da componente  $i_q$  pode ser calculado como:

$$i_{q\ ref} = -\frac{2 Q_{ref}}{3 v_{gd}} \quad (20)$$

O valor de  $v_{gd}$  pode ser escolhido manualmente pelo operador da fazenda eólica ou remotamente pelo operador da rede elétrica. É importante ressaltar que este valor deve ser igual (em módulo) ao valor da referência de potência reativa para o RSC e é um valor que pode ser calculado pelo terceiro nível de controle que é responsável pela estratégia de conexão da turbina eólica com a rede elétrica.

O cálculo do valor de referência da componente de eixo direto  $i_d$  pode ser obtido através da (18) como:

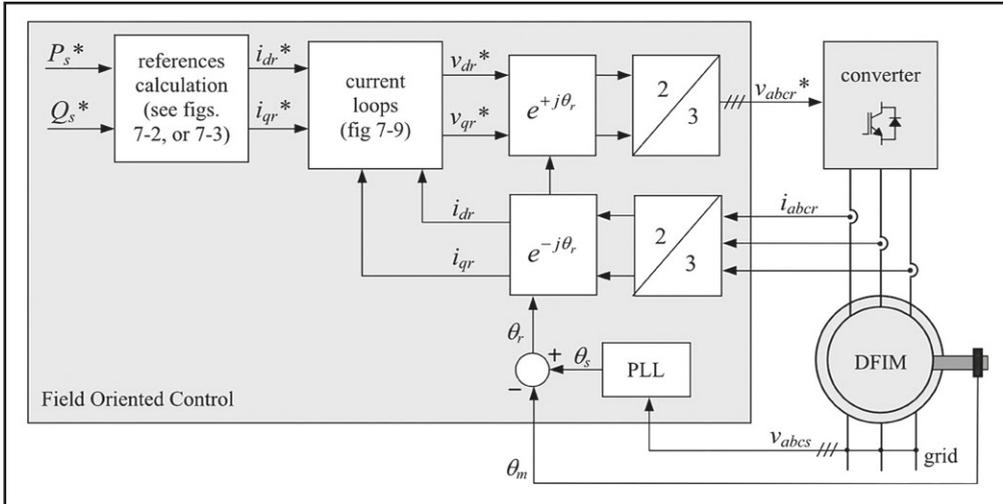
$$i_{d\ ref} = \frac{2 P_{ref}}{3 v_{gd}} \quad (21)$$

onde  $P_{ref}$  é um valor calculado por um controlador do tipo PI a partir da comparação do valor de referência da tensão do circuito CC e seu valor medido.

### 5.5.2 Modelo Matemático e Controle do Conversor do Lado do Rotor

O sistema de controle do RSC é responsável por manter a velocidade do gerador em uma determinada velocidade e a potência reativa em seus respectivos valores de referência. O diagrama de controle completo do RSC é mostrado na Figura 5.9. Os principais elementos mostrados nessa figura são o DFIG, a malha de controle de corrente, o cálculo das referências para a malha de corrente e as transformações do referencial  $abc$  para  $dq$  e do referencial  $dq$  para o  $abc$ . Para o funcionamento deste sistema de controle, é necessário medir a corrente no rotor, a tensão no estator e monitorar a posição angular do rotor, bem como a sua velocidade angular. O *hardware* deve possuir interface para integrar os medidores com os processadores responsáveis pelo controle e saídas para enviar os comandos de abertura e fechamento de chaves para o conversor.

Figura 5.9 Diagrama de controle do RSC  
(Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011)



Para a obtenção do modelo matemático do controle do conversor do lado do rotor RSC é primeiramente necessário compreender o modelo do principal componente da turbina eólica de velocidade variável baseada no DFIG que é o gerador elétrico. Este gerador tem em seu princípio de funcionamento campos magnéticos de velocidades de rotação distintas e a sua modelagem matemática depende da compreensão de como estas diferenças de velocidades interagem entre si. Assim, esta subseção inicialmente discute o princípio de funcionamento do DFIG e introduz o conceito do escorregamento, razão que relaciona a velocidade do campo rotativo do estator com a rotação elétrica do rotor. Após o estabelecimento do conceito do escorregamento, os modelos em estado estacionário e dinâmico do DFIG são apresentados para que se possa, finalmente, estabelecer as relações de controle que governam o RSC.

O DFIG consiste em uma máquina com dois conjuntos de enrolamentos trifásicos: um deles é alojado no rotor e, o outro, no estator. Os enrolamentos do estator impõem um fluxo magnético, que gira com uma frequência constante chamada de frequência síncrona, e induzem no rotor um fluxo magnético também rotativo, porém com uma velocidade distinta dependente da velocidade de rotação do rotor.

Este fluxo magnético rotativo induzido no rotor, por sua vez, induz uma tensão nos enrolamentos do rotor. A tensão induzida nos terminais do rotor resulta em uma corrente induzida nos enrolamentos do rotor e, pelos princípios

magnéticos, um condutor percorrido por corrente em um campo magnético gera uma força magnética. Por fim, esta força magnética no eixo do rotor será a responsável pela existência de torque que é a grandeza mais utilizada para analisar a performance das máquinas elétricas.

As velocidades de rotação dos campos magnéticos induzidos no estator e no rotor guardam uma relação com a velocidade de rotação do rotor. Esta relação é dada por (22) abaixo:

$$\omega_r = \omega_s - \omega_m \quad (22)$$

Onde  $\omega_r$  denota a velocidade de rotação do campo magnético induzido no rotor,  $\omega_s$  a rotação síncrona e  $\omega_m$  a velocidade de rotação elétrica do rotor. A rotação síncrona é calculada a partir da frequência da tensão elétrica induzida nos terminais do estator e do número de par de polos do DFIG como:

$$\omega_s = \frac{2\pi f_s}{p} \quad (23)$$

onde  $f_s$  é a frequência da rede e  $p$  é o número de par de polos da máquina. Por exemplo, para uma máquina de 6 polos (portanto 3 pares de polos) ligada na rede elétrica brasileira (60 Hz) a rotação síncrona é de, aproximadamente, 125 rad/s. Já em rotações por minuto (rpm), a rotação síncrona pode ser calculada ao se multiplicar o valor de  $\omega_s$  calculado pela equação (23) por  $60/(2\pi)$  e resulta em 1200 rpm.

A velocidade de rotação elétrica do rotor  $\omega_m$  também leva em conta do número de par de polos da máquina e é calculada como:

$$\omega_m = p\Omega_m \quad (24)$$

onde  $\Omega_m$  é a velocidade de rotação mecânica do rotor.

A partir dos valores de  $\omega_s$  e  $\omega_m$  pode ser definido o escorregamento ( $s$ ). O escorregamento é uma relação usada intensivamente no estudo das máquinas de indução e pode ser calculado como:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} \quad (25)$$

O escorregamento pode ser utilizado para calcular a relação entre a frequência da tensão induzida no rotor e a frequência das tensões induzidas no estator através da seguinte relação:

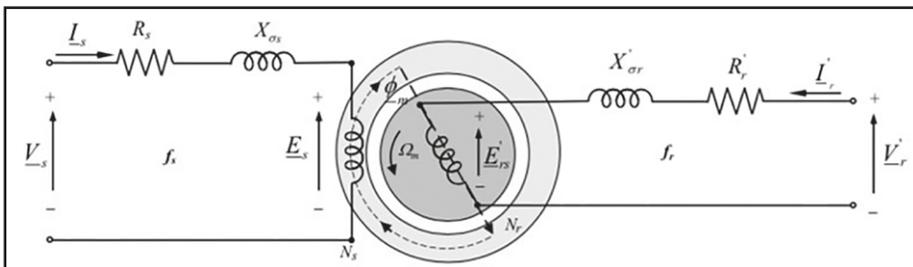
$$f_r = s f_s \quad (26)$$

onde  $f_r$  denota a frequência das tensões induzidas no rotor. Além da sua utilidade para o cálculo das frequências das tensões induzidas, o escorregamento também pode ser utilizado para caracterizar os três tipos de operação da máquina como:

- $s > 0$  indica operação subsíncrona, com velocidades menores que a rotação síncrona;
- $s = 0$  indica a operação síncrona, ou seja, na velocidade de rotação síncrona;
- $s < 0$  indica a operação supersíncrona, com velocidades de rotação superiores à rotação síncrona.

Cada enrolamento de cada fase do rotor e do estator podem ser modelados através de dois indutores e uma resistência. Um indutor é utilizado para modelar o enrolamento como se fosse ideal; o segundo indutor é utilizado para modelar a dispersão do fluxo magnético; e por fim, a resistência é utilizada para modelar as perdas por efeito Joule nos enrolamentos. Este modelo para uma das fases do DFIG é mostrado na Figura 5.10

Figura 5.10 Modelo do DFIG ressaltando apenas uma das três fases (Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011)



Os parâmetros deste modelo para o estator são:

- $V_s$  – tensão aplicada aos enrolamentos do estator;
- $I_s$  – corrente que circula nos terminais do estator;
- $R_s$  – resistência do enrolamento do estator medida em relação ao estator;
- $X_{os}$  – reatância de dispersão do enrolamento do estator medida em relação ao estator;
- $E_s$  – tensão induzida no estator devido à presença do campo magnético girante do estator;
- $N_s$  – número de espiras do estator;
- $F_s$  – frequência do circuito do estator (frequência síncrona);

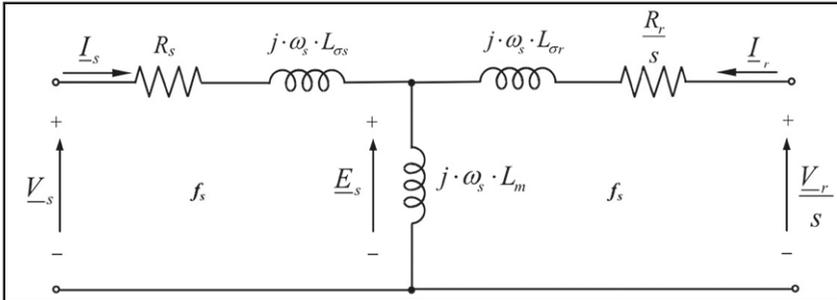
e para o rotor:

- $V_r'$  – tensão aplicada aos enrolamentos do rotor medida em relação ao rotor;
- $I_r'$  – corrente que circula nos terminais do rotor medida em relação ao rotor;
- $R_r'$  – resistência do enrolamento do rotor medida em relação ao rotor;
- $X'_{os}$  – reatância de dispersão do enrolamento do rotor medida em relação ao rotor;
- $E'_{rs}$  – tensão induzida no rotor devido à presença do fluxo magnético induzido no rotor pelo estator;
- $N_r$  – número de espiras do rotor;
- $f_r$  – frequência do circuito do rotor.

É importante frisar que o modelo mostrado na Figura 5.10 possui duas particularidades. Uma delas é o fato de que os circuitos do estator e do rotor possuem frequências diferentes, assim o cálculo das reatâncias deve ser feito com cuidado. A segunda é que cada conjunto de parâmetros é calculado/medido em relação a um referencial (estator ou rotor) assim como ocorre em um transformador. Por conta destas particularidades, este modelo costuma ser

simplificado para que os dois circuitos fiquem à mesma frequência (no modelo) e para que os parâmetros sejam todos calculados/medidos em relação a um único referencial (em geral, o estator)<sup>1</sup>. O modelo resultante dessas simplificações é mostrado na Figura 5.11.

Figura 5.11 Modelo equivalente de uma das fases do DFIG com os parâmetros e frequências referidas ao estator



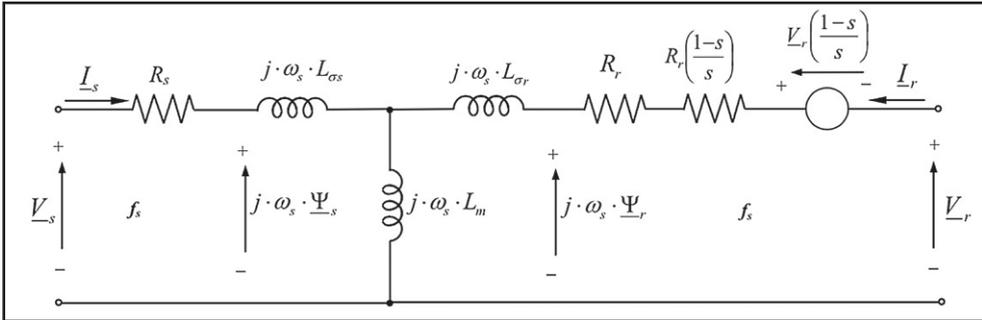
A nova lista dos parâmetros do rotor medidos em relação ao estator é:

- $V_r$  – tensão aplicada aos enrolamentos do rotor referida ao estator;
- $I_r$  – corrente que circula nos terminais do rotor referida ao estator;
- $R_r$  – resistência do enrolamento do rotor medida em relação ao estator;
- $L_{\sigma s}$  – indutância de dispersão do enrolamento do rotor medida em relação ao rotor;
- $L_m$  – indutância de magnetização da máquina.

Para destacar a contribuição do escorregamento, é comum expandir o circuito equivalente da Figura 5.11 no circuito mostrado pela Figura 5.12. Neste circuito são destacados os fluxos magnéticos do rotor e do estator.

<sup>1</sup> O processo matemático completo para a dedução do circuito equivalente simplificado com os parâmetros e frequências referidos ao estator é mostrado em (Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011).

Figura 5.12 Modelo equivalente expandido de uma das fases do DFIG com os parâmetros e frequências referidas ao estator



Finalmente, a partir da Figura 5.12 algumas relações em estado estacionário podem ser obtidas:

$$\widehat{V}_s - \widehat{E}_s = (R_s + j\omega_s L_{\sigma s}) \widehat{I}_s \quad (27)$$

$$\frac{\widehat{V}_r}{s} - \widehat{E}_s = \left( \frac{R_r}{s} + j\omega_s L_{\sigma r} \right) \widehat{I}_r \quad (28)$$

e para os fluxos magnéticos:

$$\widehat{\psi}_s = L_s \widehat{I}_s + L_m \widehat{I}_r \quad (29)$$

$$\widehat{\psi}_r = L_m \widehat{I}_s + L_r \widehat{I}_r \quad (30)$$

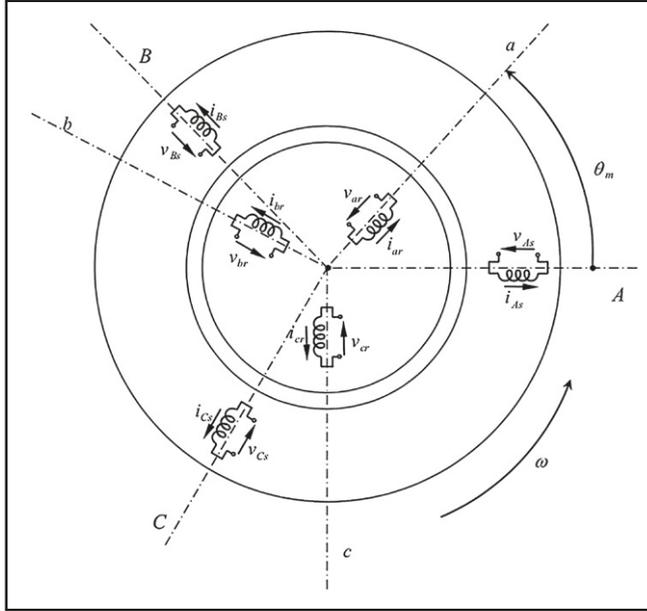
Onde as indutâncias  $L_s$  e  $L_r$  são calculadas a partir dos parâmetros mostrados no circuito equivalente como:

$$L_s = L_m + L_{\sigma s} \quad (31)$$

$$L_r = L_m + L_{\sigma r} \quad (32)$$

O entendimento das particularidades do modelo em estado estacionário é essencial para entender da modelagem dinâmica do DFIG. Na Figura 5.13 a disposição dos enrolamentos do rotor e do estator das três fases é mostrada.

Figura 5.13 Modelo trifásico do DFIG



Para a obtenção do modelo dinâmico da malha de corrente utilizado no controle do conversor RSC, segue-se uma sequência de passos semelhante à realizada para o GSC. Primeiramente, as equações que relacionam tensão e corrente são escritas no sistema de coordenadas  $abc$  e, na sequência, uma transformação de coordenadas para o referencial síncrono  $dq$  é realizada. Equacionando cada uma das fases mostradas na Figura 5.13 para o estator, temos:

$$v_{as}(t) = R_s i_{as}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{as}(t) \quad (33)$$

$$v_{bs}(t) = R_s i_{bs}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{bs}(t) \quad (34)$$

$$v_{cs}(t) = R_s i_{cs}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{cs}(t) \quad (35)$$

e para o rotor:

$$v_{ar}(t) = R_s i_{ar}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{ar}(t) \quad (36)$$

$$v_{br}(t) = R_s i_{br}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{br}(t) \quad (37)$$

$$v_{cr}(t) = R_s i_{cr}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{cr}(t) \quad (38)$$

onde os subscritos  $a$ ,  $b$  e  $c$  denotam as fases,  $s$  o estator e  $r$  o rotor. Aplicando a transformada de Park, o conjunto de 6 equações no referencial  $abc$  pode ser escrito em 4 equações no referencial  $dq$ , duas para o estator como:

$$v_{ds}(t) = R_s i_{ds}(t) - \omega_s \psi_{qs}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{ds}(t) \quad (39)$$

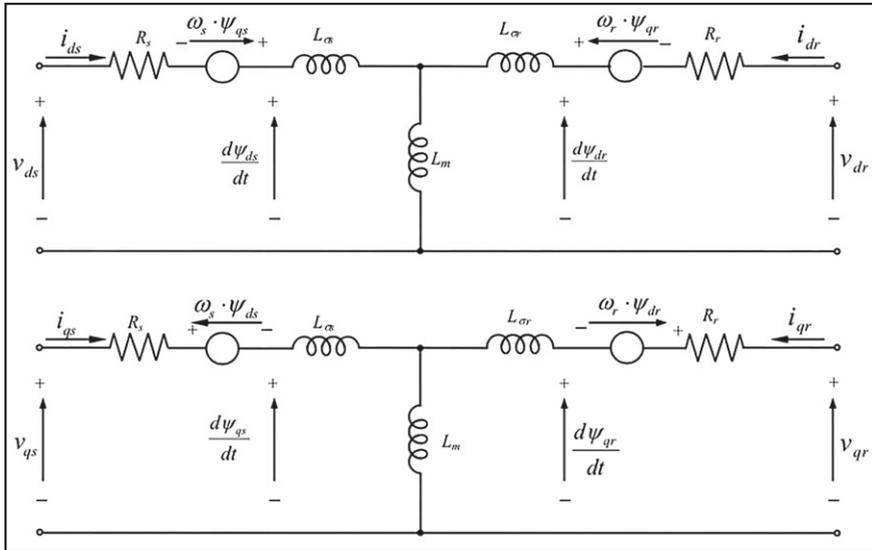
$$v_{qs}(t) = R_s i_{qs}(t) + \omega_s \psi_{ds}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{qs}(t) \quad (40)$$

e para o rotor:

$$v_{dr}(t) = R_r i_{dr}(t) - \omega_r \psi_{qr}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{dr}(t) \quad (41)$$

$$v_{qr}(t) = R_r i_{qr}(t) + \omega_r \psi_{dr}(t) + \frac{d}{dt} \psi_{qr}(t) \quad (42)$$

Figura 5.14 Modelo equivalente de uma das fases do DFIG com os parâmetros e frequências referidas ao estator



O circuito equivalente ao conjunto de equações (39) a (42) está mostrado na Figura 5.14. As equações (41) e (42) relacionam a tensão aplicada no rotor, a corrente no rotor e a força eletromotriz induzida (as parcelas que dependem do fluxo magnético). Uma das possibilidades na determinação da malha de controle de corrente deve-se manipular estas equações a fim de colocar todos os termos em função da corrente do rotor ou de valores constantes. Portanto, é conveniente expandir as expressões utilizadas para o cálculo dos fluxos magnéticos no rotor no referencial síncrono como segue:

$$\psi_{dr}(t) = L_r i_{dr}(t) + L_m i_{ds}(t) \quad (43)$$

$$\psi_{qr}(t) = L_r i_{qr}(t) + L_m i_{qs}(t) \quad (44)$$

Nota-se nas equações (43) e (44) que ao abrir o fluxo magnético no rotor as correntes no estator aparecem. Assim, busca-se uma relação entre as correntes no estator e no rotor para que estas equações possam ser escritas em função das correntes do rotor. Esta relação pode ser obtida através das expressões para o cálculo do fluxo magnético no estator dadas pelas equações (45) e (46).

$$\psi_{ds}(t) = L_s i_{ds}(t) + L_m i_{dr}(t) \quad (45)$$

$$\psi_{qs}(t) = L_s i_{qs}(t) + L_m i_{qr}(t) \quad (46)$$

Para simplificar essas equações uma abordagem semelhante àquela utilizada para o conversor GSC é utilizada de sincronizar a componente de eixo direto com uma referência conhecida. No caso do RSC, ao invés de sincronizar a tensão de eixo direto com uma das fases da rede, sincroniza-se a componente de eixo direto com o fluxo do estator. Dessa forma, as equações (45) e (46) podem ser reescritas como:

$$\psi_s = L_s i_{ds}(t) + L_m i_{dr}(t) \quad (47)$$

$$0 = L_s i_{qs}(t) + L_m i_{qr}(t) \quad (48)$$

Isolando as componentes da corrente do estator, obtemos as seguintes relações:

$$i_{ds}(t) = \frac{\psi_s}{L_s} - \frac{L_m}{L_s} i_{dr}(t) \quad (49)$$

$$i_{qs}(t) = -\frac{L_m}{L_s} i_{qr}(t) \quad (50)$$

que substituídas em (43) e (44) resultam em:

$$\psi_{dr}(t) = \left( L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{dr}(t) + \psi_s \frac{L_m}{L_s} \quad (51)$$

$$\psi_{qr}(t) = \left( L_r - \frac{L_m^2}{L_s} \right) i_{qr}(t) \quad (52)$$

Para simplificar (51) e (52) define-se o coeficiente de dispersão  $\sigma$  como:

$$\sigma = 1 - \frac{L_m^2}{L_r L_s} \quad (53)$$

o que resulta em:

$$\psi_{dr}(t) = \sigma L_r i_{dr}(t) + \psi_s \frac{L_m}{L_s} \quad (54)$$

$$\psi_{qr}(t) = \sigma L_r i_{qr}(t) \quad (55)$$

Finalmente, as equações matemáticas que modelam a malha de controle de corrente podem ser obtidas em sua forma final ao se substituir (51) e (52) em (41) e (42), resultando em:

$$v_{dr}(t) = R_r i_{dr}(t) - \omega_r \sigma L_r i_{qr}(t) + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{dr}(t) + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \psi_s(t) \quad (56)$$

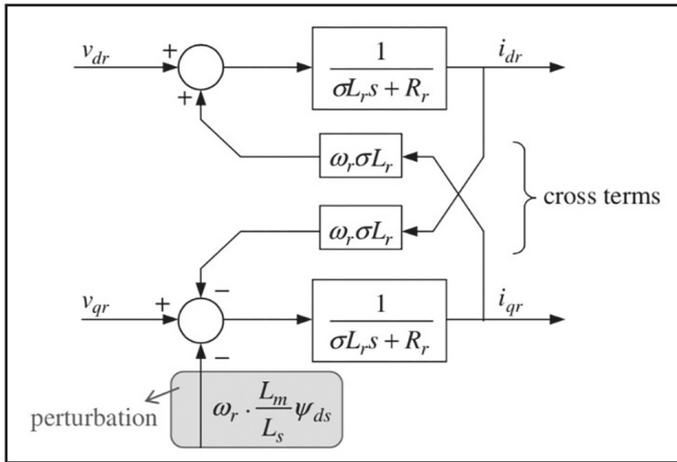
$$v_{dr}(t) = R_r i_{dr}(t) - \omega_r \sigma L_r i_{qr}(t) + \sigma L_r \frac{d}{dt} i_{dr}(t) + \frac{L_m}{L_s} \frac{d}{dt} \psi_s(t) \quad (57)$$

Durante a operação normal do gerador, o valor da tensão da rede é praticamente constante, o que faz com que o último termo de (56) possa ser desprezado o que simplifica o modelo para controle. Isso não é verdade durante perturbações na tensão da rede como afundamentos e curtos-circuitos. Assim, durante as perturbações, o modelo para o qual o controle foi idealizado não é mais válido, causando com que a malha de corrente do RSC perca o controle em muitos casos. Nesses casos a proteção pela *crowbar* atua e com as resistências que são inseridas em série com o rotor, limita a corrente a valores que evitam danos ao enrolamento do rotor.

Já o último termo de (57) pode ser considerado uma perturbação já que não varia no tempo. Este termo pode ser medido ou calculado e pré-compensado, praticamente eliminando a sua influência sobre  $v_{qr}$ . Também podem ser pré-compensados os termos cruzados, ou seja, o termo de componente de

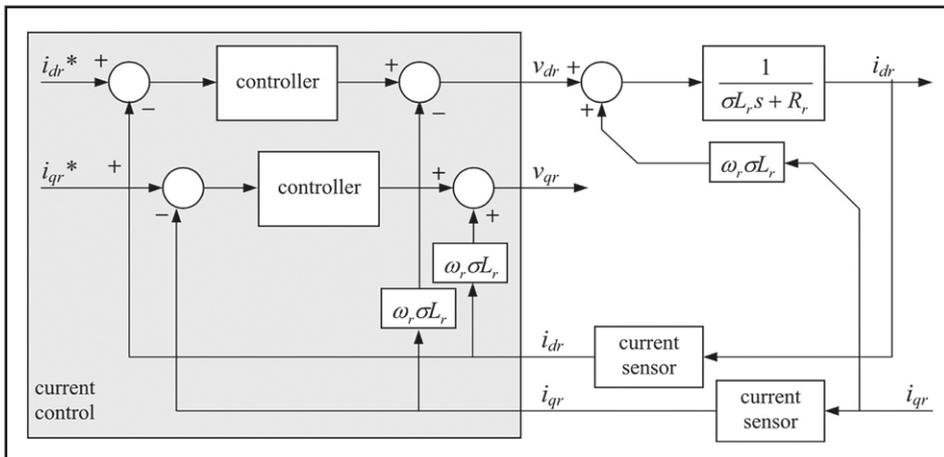
quadratura que aparece na equação para o eixo direto e o termo de componente de eixo direto na componente de eixo de quadratura. O diagrama de blocos da planta correspondente ao RSC pode ser representado pela Figura 5.15.

Figura 5.15 Representação da planta elétrica do RSC considerando a perturbação (Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011)



Assim como feito no GSC, controladores que combinam a ação Proporcional + Integral são utilizados para regular as correntes de eixo direto e de quadratura nos seus respectivos valores de referência. O diagrama de blocos do controle da malha de corrente pode ser representado pela Figura 5.16.

Figura 5.16 Diagrama de controle de corrente do RSC (Abad, Lopez, Rodriguez, Marroyo, & Iwanski, 2011)



Resta agora calcular os valores de referência para as componentes de eixo direto e de quadratura. A potência ativa e reativa trocadas pelo estator com a rede elétrica podem ser calculadas por:

$$P_s = \frac{3}{2}(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}) \quad (58)$$

$$Q_s = \frac{3}{2}(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}) \quad (59)$$

Para o GSC, ao se sincronizar o referencial síncrono com a fase  $a$  as expressões de potência ficam mais simples. Porém, no caso do RSC, o referencial síncrono foi sincronizado com o fluxo magnético do estator. Retomando as equações (39) e (40), ao se desprezar a queda de tensão na resistência (por ser pequena) e considerando que o fluxo magnético é constante, ou varia lentamente podemos simplificá-las como:

$$v_{ds} = 0 \quad (60)$$

pois  $\psi_{qs}$  é zero, e:

$$v_{qs} = \omega_s \psi_{ds} = \omega_s \psi_s = |\widehat{V}_s| \quad (61)$$

Ao considerar nula a componente de eixo direta da tensão do estator, a componente de eixo de quadratura será então igual ao módulo da tensão no estator. Com isso, as expressões de potência ativa e reativa para o estator ficam:

$$P_s = \frac{3}{2}v_{qs}i_{qs} \quad (62)$$

e

$$Q_s = \frac{3}{2}v_{qs}i_{ds} \quad (63)$$

Porém, a variável que controlamos nas malhas de controle do RSC é a corrente nos terminais do rotor. Portanto, devemos elaborar as equações da potência no estator para que fiquem em função de grandezas do rotor. Retomando as relações (49) e (50) e as substituindo nas relações de potência (62) e (63) obtemos:

$$P_s = -\frac{3}{2} |\widehat{V}_s| \frac{L_m}{L_s} i_{qr} \quad (64)$$

e

$$Q_s = -\frac{3}{2} \frac{|\widehat{V}_s|^2}{\omega_s L_s} - \frac{3}{2} |\widehat{V}_s| \frac{L_m}{L_s} i_{dr} \quad (65)$$

Nota-se que a componente de eixo de quadratura da corrente do rotor pode ser utilizada para controlar a potência ativa trocada entre o estator e a rede elétrica e que a componente de eixo de quadratura do rotor pode ser utilizada para controlar a potência reativa consumida ou injetada pelo estator. Tipicamente, não se deseja controlar diretamente potência ativa do estator, e sim, o torque eletromagnético. Parte-se da equação abaixo:

$$T_{em} = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} (\psi_{qs} i_{dr} - \psi_{ds} i_{qr}) \quad (66)$$

e como o eixo direto do referencial síncrono está sincronizado com o fluxo do estator, podemos reescrever a expressão para o torque eletromagnético  $T_{em}$  como:

$$T_{em} = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \psi_{ds} i_{qr} \quad (67)$$

E assim, podemos substituir a equação (61) na equação do torque eletromagnético para obter:

$$T_{em} = -\frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \frac{|\widehat{V}_s|}{\omega_s} i_{qr} \quad (68)$$

e, por fim, ao isolar a corrente de quadratura, o seu valor de referência pode ser calculado por:

$$i_{qr\ ref} = -\frac{2}{3} \frac{1}{p} \frac{L_s}{L_m} \frac{\omega_s}{|\widehat{V}_s|} T_{em\ ref} \quad (69)$$

onde o valor de  $T_{em\ ref}$  é dado pelo segundo nível de controle da turbina eólica de velocidade variável, aquele que trata da estratégia de operação da turbina. Em operação normal, esta estratégia é a de maximizar a potência produzida pela turbina o que é feito através do MPPT.

Já a referência para a componente de eixo direto pode ser calculada isolando a componente  $i_d r$  em (65), resultando em:

$$i_{dr\ ref} = -\frac{2}{3} \frac{1}{|\widehat{V}_s|} \frac{L_s}{L_m} \left( Q_{s\ ref} - \frac{3}{2} \frac{|\widehat{V}_s|^2}{\omega_s L_s} \right) \quad (70)$$

aqui,  $Q_{s\ ref}$  é também fornecido pelo nível de controle responsável pela estratégia de operação da turbina eólica em conjunto com o terceiro nível de controle, aquele responsável pela integração da turbina à rede elétrica. Como as referências para as componentes da corrente são calculadas separadamente, o sistema deve implementar uma restrição para que os valores de referência das componentes não excedam o limite físico do conversor. Assim uma checagem se o módulo da corrente se encontra dentro da curva de capacidade da turbina deve ser realizada. Caso contrário, o sistema deve tomar uma decisão e editar os valores de referência. Essa edição é feita pelo segundo nível de controle. Dependendo da estratégia da turbina a prioridade é dada a uma das componentes e apenas a capacidade restante é alocada a outra componente.



# ANÁLISE COMPUTACIONAL DE FAZENDAS EÓLICAS MODERNAS

## 6.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo exemplificar e discutir as análises computacionais que podem ser realizadas com três dos modelos apresentados no capítulo anterior: o modelo fasorial, o modelo médio e o modelo detalhado de uma turbina eólica de velocidade variável baseada no DFIG.

Uma ferramenta comercial que vem sendo muito utilizada para modelagem, simulação e análise de sistemas dinâmicos com esses três tipos de modelos é o *Simulink*, que integra o ambiente Matlab. Dentro do *Simulink*, o *SimPower-Systems* é uma toolbox que inclui cada um dos três modelos em sua biblioteca como elementos individuais, ou na versão *demo*, com esses elementos aplicados em casos testes de demonstração. São utilizadas variações destes arquivos com casos testes de demonstração para mostrar e discutir a operação dinâmica de turbinas eólicas (ou aerogeradores) e parques eólicos.

O Matlab apresenta arquivos *demo* para uma fazenda eólica composta por 6 turbinas de 1,5 MW de potência nominal. Ao longo do capítulo, são apresentados os detalhes de cada arquivo *demo* e de quais aspectos podem ser analisados com cada um deles. Além disso, são discutidos o tempo computacional envolvido

nas simulações. São apresentados três arquivos demo fornecidos pela plataforma Matlab/Simulink. Os arquivos permitem estudar efeitos de transitórios como curto-circuitos e afundamentos de tensão no ponto de conexão da fazenda eólica com a rede elétrica. Os arquivos modelam fazendas eólicas baseadas em DFIG compostas por seis turbinas de 1,5 MW de capacidade instalada cada.

Este capítulo está estruturado da seguinte maneira: a seção 6.2 apresenta as simulações utilizando o modelo fasorial; a seção 6.3 apresenta as simulações utilizando o modelo médio e por fim, a seção 6.4 apresenta as simulações utilizando o modelo detalhado.

## 6.2 ANÁLISE COM MODELO FASORIAL

No arquivo *power\_wind\_dfig.slx* (MathWorks, 2019) encontrado no Examples, uma fazenda eólica de 9 MW é conectada a um sistema de distribuição de 25 kV, que se conecta ao sistema de subtransmissão de 120 kV por meio de uma linha de 30 km de comprimento.

Um consumidor industrial representado por um motor de 2 MVA alimentado em 2300 V e uma carga de 200 kW (puramente resistiva) está conectado na mesma rede de distribuição que a fazenda eólica. O modelo implementado neste arquivo é mostrado pela Figura 6.1. Além dos elementos descritos, pode-se verificar que o demo inclui transformadores, linhas representadas por seções pi, inclui uma caixa de medições (em verde) e outra de proteções (em azul). O bloco *powergui* no canto inferior esquerdo é necessário para se utilizar a *toolbox SimPowerSystems* e determina o tipo de simulação a ser utilizado.

Este arquivo pré-programado permite estudar de imediato os seguintes cenários:

- Cenário 1: resposta a uma mudança súbita da velocidade do vento;
- Cenário 2: resposta a um afundamento de tensão no sistema de 120 kV;
- Cenário 3: resposta a uma falta no ponto de conexão no modo de controle de tensão terminal dos conversores do lado do rotor (RSC);
- Cenário 4: resposta a uma falta no ponto de conexão operando com fator de potência unitário.

O bloco da turbina eólica de velocidade variável baseado em DFIG, quando aberto, mostra o menu da Figura 6.2. Neste bloco é possível ajustar valores como a potência nominal do gerador (em W) os ganhos do controle do ângulo das pás e seu valor máximo e a velocidade nominal da turbina (*wind speed at point C*). O ponto C faz alusão à curva de potência mostrada na Figura 6.3. Outro parâmetro que pode ser visto nesta figura é a velocidade mínima para a geração de energia pela turbina modelada (5 m/s).

Figura 6.1 Diagrama de simulação de uma fazenda eólica conectada à rede elétrica utilizando o modelo fasorial da turbina eólica no Simulink

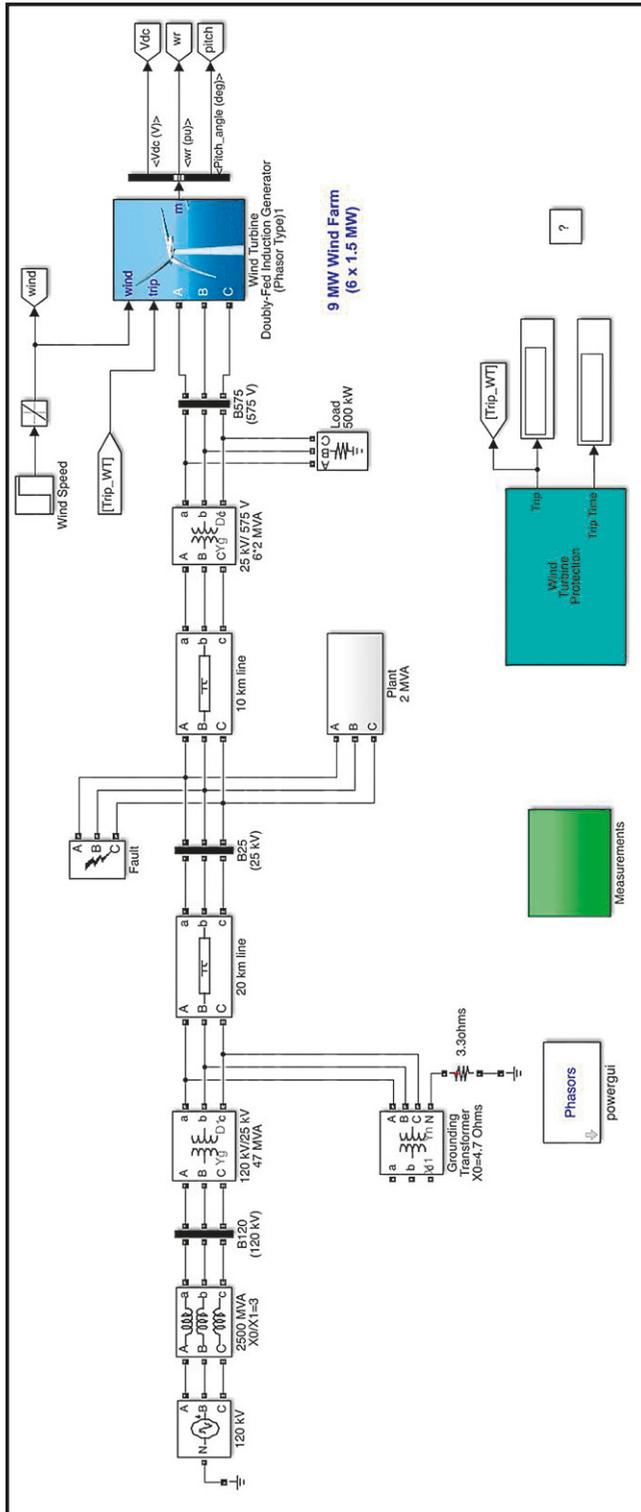
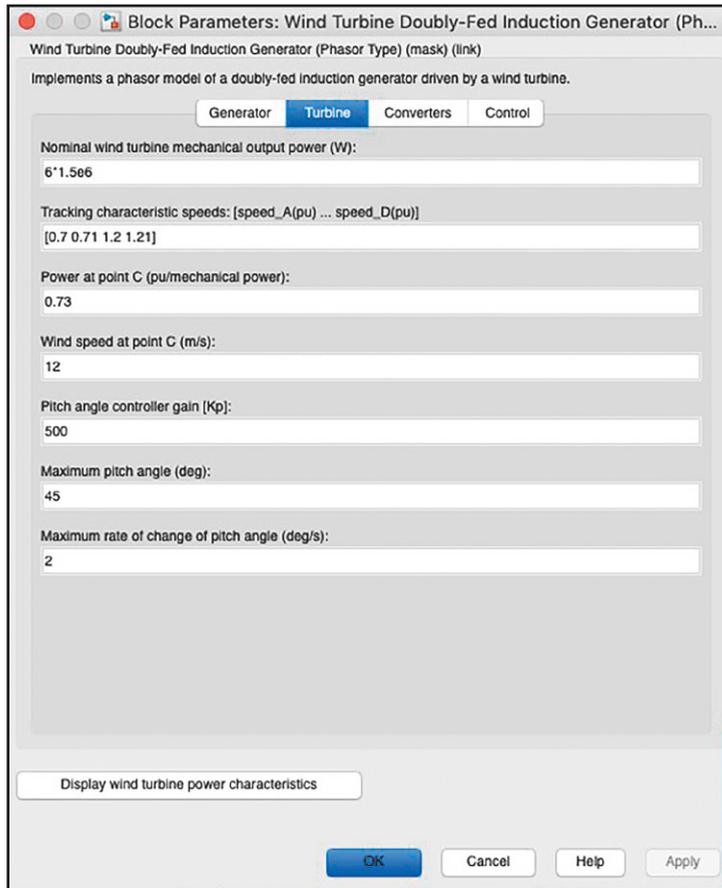


Figura 6.2 Menu de parâmetros da turbina eólica para simulação utilizando o modelo fasorial



É possível verificar os componentes que modelam a turbina eólica ao clicar com o botão direito e ir até o menu olhar sob a máscara (*look under mask*, em inglês). O interior do bloco que representa a turbina eólica é mostrado na Figura 6.4. A figura mostra que o bloco da turbina eólica é composto por cinco blocos intermediários com a função de realizar o controle (bloco *Control*), modelo dos conversores (bloco *Grid side converter currents and Converter power*), modelo do circuito CC (bloco *DC bus model*), o modelo do DIFG (representado pelo bloco *Asynchronous machine*) e o bloco de aquisição de dados (*Data Acquisition*) em verde.

Figura 6.3 Curva de potência de uma turbina eólica de velocidade variável baseada em DFIG com velocidade nominal de 12 m/s

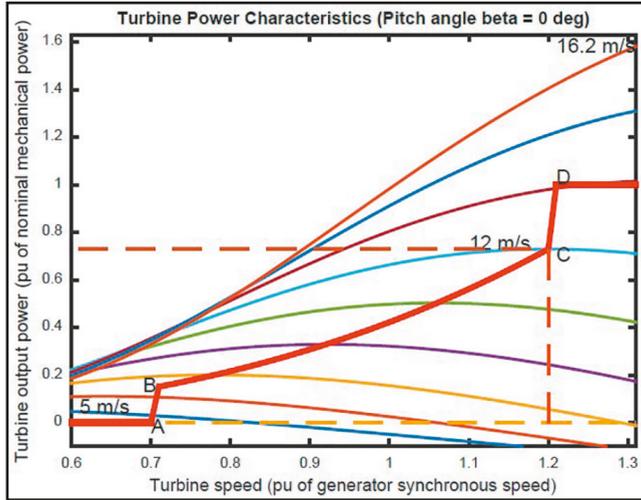
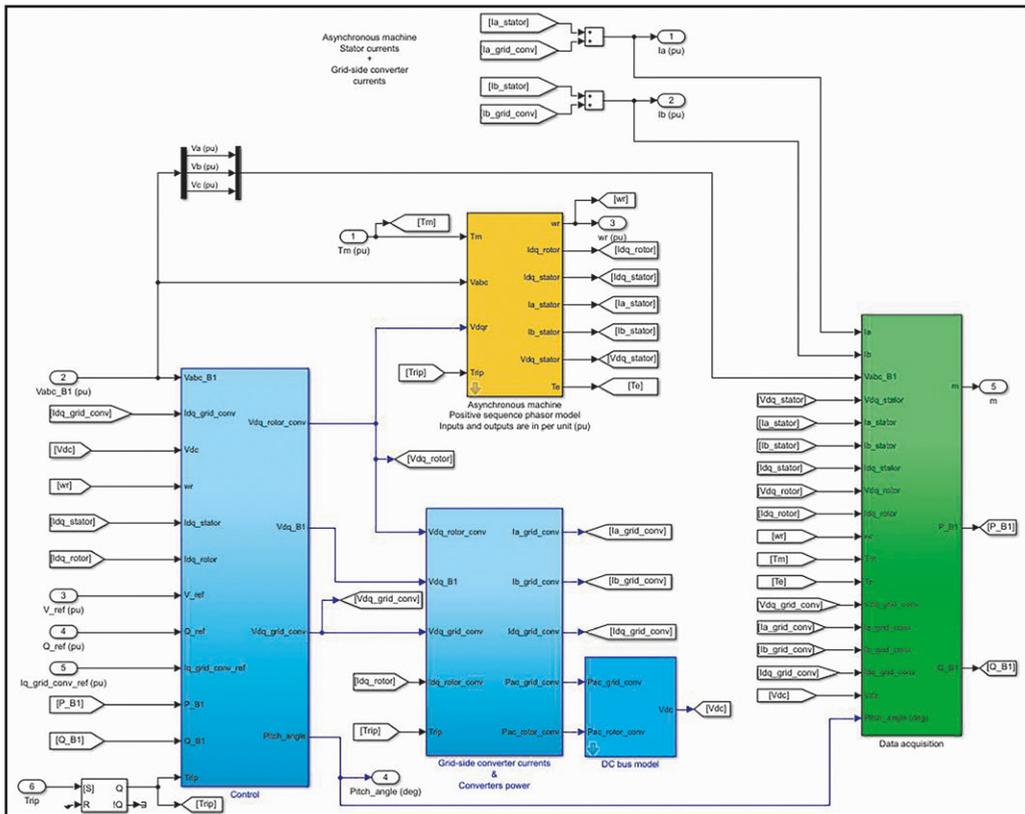


Figura 6.4 Detalhamento do modelo fasorial da turbina eólica no Simulink: controle, conversores e medições



### 6.2.1 Simulação do Cenário 1

No cenário 1, é estudado o efeito de uma súbita variação na velocidade do vento de 8 para 14 m/s a partir do quinto segundo. O perfil da variação na velocidade do vento é mostrado pela Figura 6.5. O aumento da velocidade do vento causa um aumento na saída de potência ativa da fazenda eólica, como mostrado na Figura 6.6. Pode-se notar que a turbina atinge a potência máxima aproximadamente após 15 segundos do início da perturbação na velocidade do vento.

Nota-se também que este aumento de potência possui uma variação mais brusca próxima do estabelecimento da potência máxima. Isso ocorre pois o sistema de controle da turbina modelada no arquivo demo possui uma limitação na variação da velocidade do rotor, o que faz com que a velocidade de rotação do rotor se comporte como na Figura 6.7. Ao se estabelecer na velocidade que está acima da velocidade do ponto C na Figura 6.3, o controle de ângulo das pás precisa atuar para limitar a potência do gerador no valor nominal, como pode ser visto na Figura 6.8. O desvio de ângulo, nesse caso, é bem pequeno, perto de 1 grau.

Por fim, a fazenda eólica implementada pode ser configurada no modo de controle de tensão terminal, ou no modo de injeção de potência reativa (dois modos exigidos pelo ONS nos procedimentos de rede). No cenário 1, a fazenda é configurada no modo de controle de tensão terminal em 1 pu. Assim, ocorre a injeção de potência reativa conforme mostrado na Figura 6.9 para este fim e, com isso, a tensão na barra 25 kV é mantida em 1 pu.

Figura 6.5 Variação da velocidade do vento para simulação do cenário 1

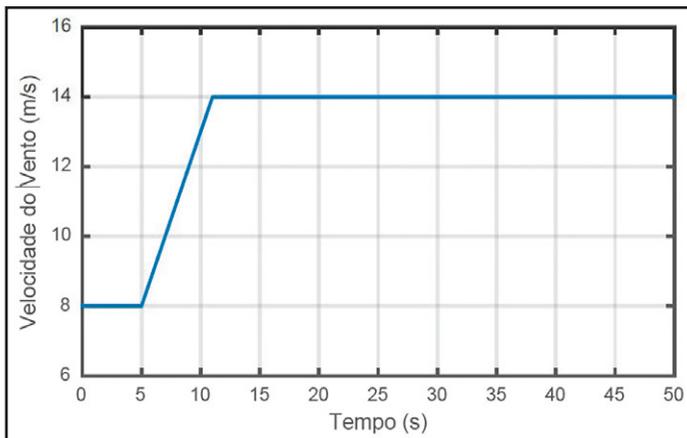


Figura 6.6 Potência ativa injetada pela turbina no cenário 1

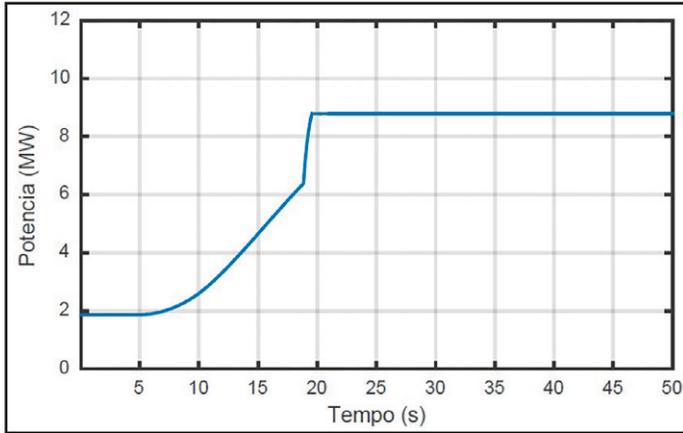


Figura 6.7 Rotação em valores por unidade do rotor da turbina eólica no cenário 1

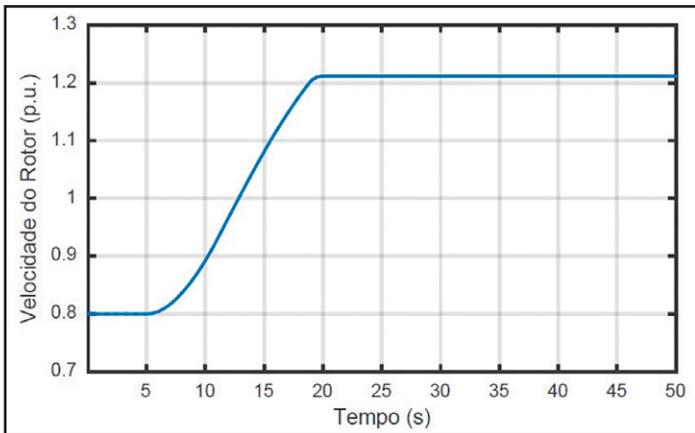


Figura 6.8 Ângulo das pás durante o cenário 1

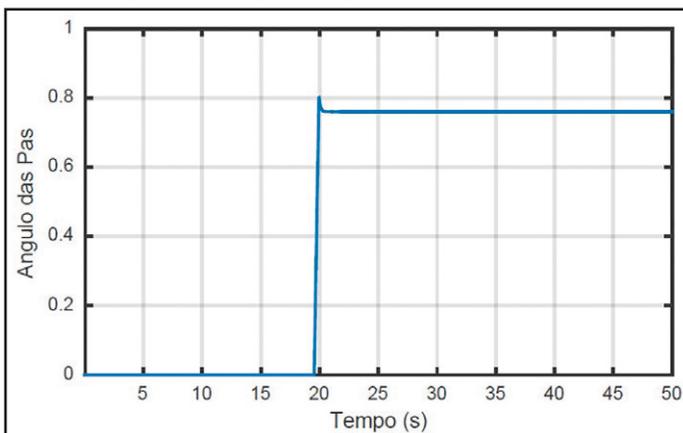
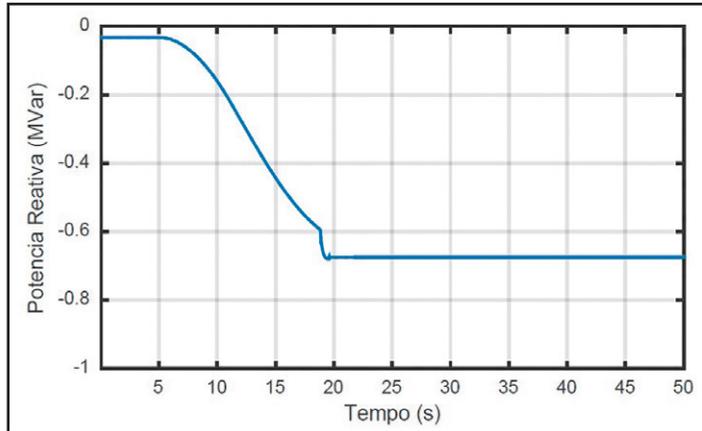


Figura 6.9 Potência reativa injetada pela turbina no cenário 1



### 6.2.2 Simulação do Cenário 2

No cenário 2, as consequências de um afundamento de tensão de 0,15 pu na barra B120 são estudadas, para uma ocorrência após 5 segundos do início da simulação. O reflexo na tensão da barra B575 (ponto de conexão da fazenda eólica) durante o afundamento de tensão é mostrado na Figura 6.10. Nota-se que o afundamento se propaga para o ponto de conexão, causando uma variação na tensão terminal. Esta variação causa uma perturbação na potência ativa e reativa, como mostrado respectivamente pela Figura 6.11 e pela Figura 6.12. Por fim, verifica-se que a velocidade do rotor permanece inalterada, como mostrado pela Figura 6.13. Vale frisar que durante toda a perturbação e após a recuperação do sistema, a fazenda eólica permaneceu conectada à rede elétrica, o que não ocorreu com a carga industrial. A queda de tensão nos terminais da carga industrial causou a sensibilização de seu relé de proteção e, por causa dos parâmetros ajustados, a carga industrial se desconectou da rede.

Figura 6.10 Reflexo na barra B575 do afundimento de tensão na barra B120 no cenário 2

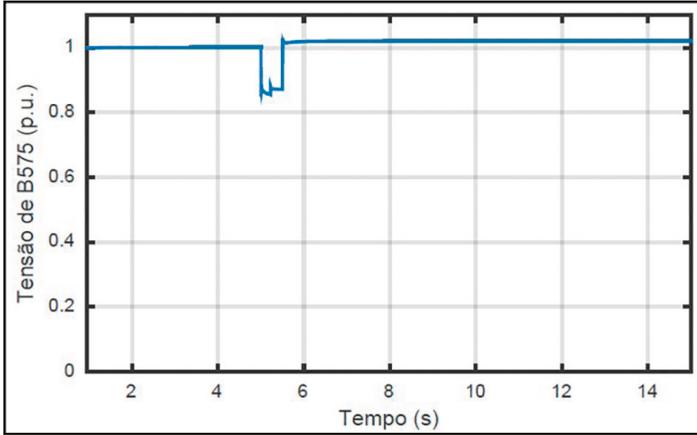


Figura 6.11 Potência ativa injetada pela turbina no cenário 2

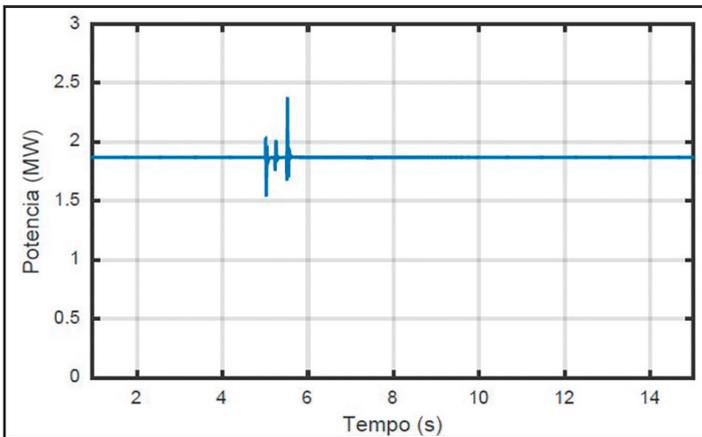


Figura 6.12 Potência reativa injetada pela turbina no cenário 2

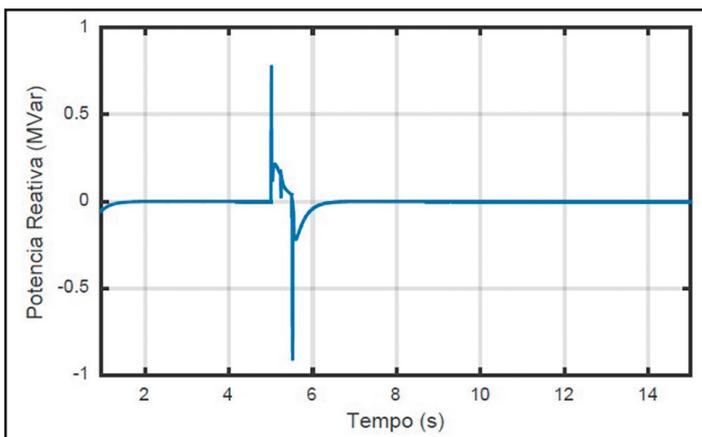
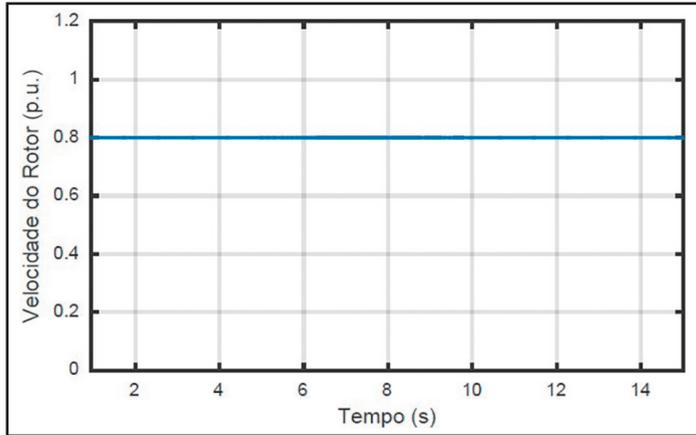
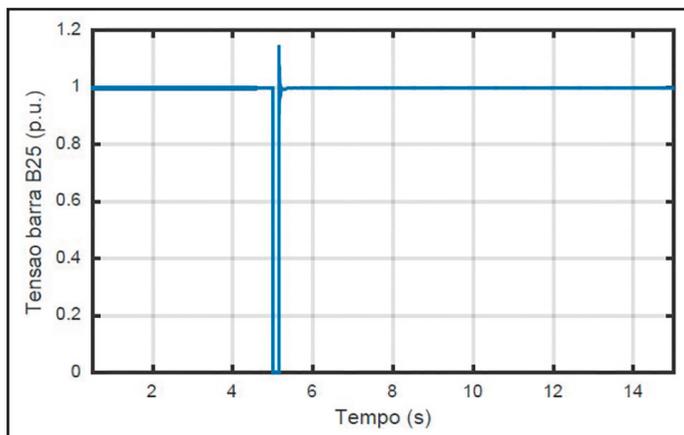


Figura 6.13 Rotação em valores por unidade do rotor da turbina eólica no cenário 2



### 6.2.3 Simulação do Cenário 3

No cenário 3 são estudadas as consequências de uma falta com nove ciclos de duração (150 ms) entre a fase A e a terra no ponto de conexão (barra B25) da fazenda eólica com a rede elétrica, quando a fazenda opera no modo de controle tensão terminal. A falta ocorre após decorridos 5 segundos do início da simulação e sua consequência na tensão da barra B25 é mostrada na Figura 6.14.

Figura 6.14 Tensão do ponto de conexão da fazenda eólica com a rede elétrica durante falta no instante  $t=5s$  no cenário 3

Também há efeitos no terminal de conexão da fazenda eólica, durante a falta, localizado a 10 km de distância. Esses efeitos são mostrados na Figura 6.15. Para

facilitar a análise, um *zoom* foi dado na escala de tempo entre os instantes 4,9 s e 5,4 s, possibilitando a verificação do comportamento da tensão que é mostrado pela Figura 6.16. Por meio da análise dessa figura, verifica-se que a tensão no ponto de conexão da fazenda eólica não ficou abaixo de 0,75 pu (ajuste do relé de proteção), assim, a fazenda eólica permaneceu conectada à rede elétrica durante a falta.

Figura 6.15 Tensão do terminal de saída da fazenda eólica no cenário 3

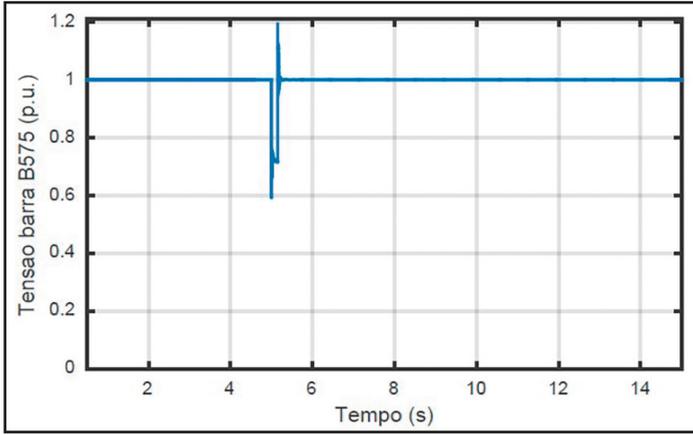
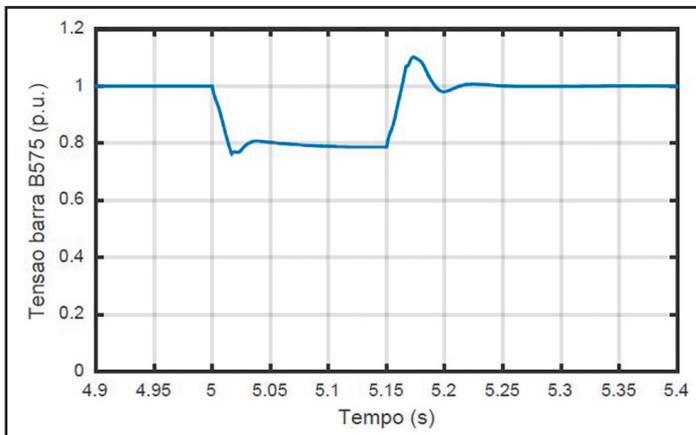


Figura 6.16 Zoom no intervalo de 4,9 a 5,4 segundos da tensão do terminal de saída da fazenda eólica no cenário 3



O controle de tensão terminal foi realizado graças à injeção de potência reativa no sistema mostrada na Figura 6.17. Nota-se que o controle responde instantaneamente à falta, ajudando o terminal de conexão a se recuperar do afundamento causado pela falta. Conforme explicado no capítulo 6, durante os

afundamentos de tensão os modelos para as malhas de controle de corrente do RSC passam a não representar bem o modelo físico durante o transitório (dado pelas equações (56) e (57)) e isso causa os efeitos na potência ativa de saída mostrados na Figura 6.18. Ou seja, no caso real da resposta do parque eólico a uma falta monofásica na rede, esses picos de injeção de potência ativa não aconteceriam. Além disso, vale notar que as implementações práticas do controle do RSC possuem limitações de velocidade e da taxa de variação de velocidade, o que impediriam que a potência atingisse valores negativos (operação como motor).

Figura 6.17 Injeção de potência reativa para o controle da tensão terminal no cenário 3

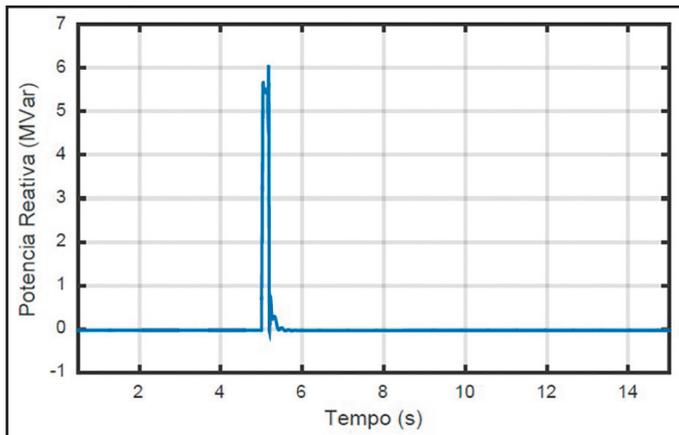
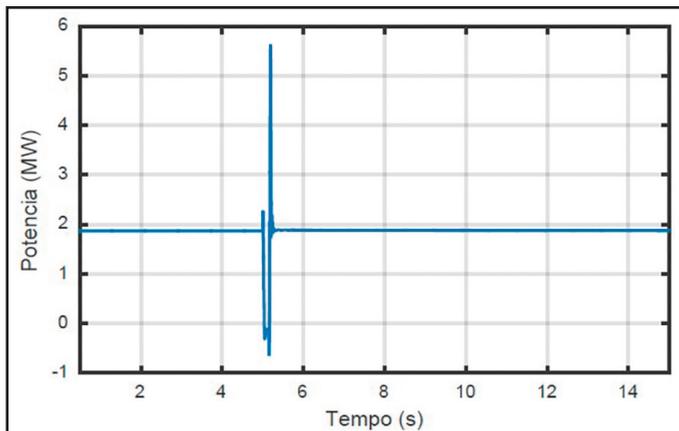


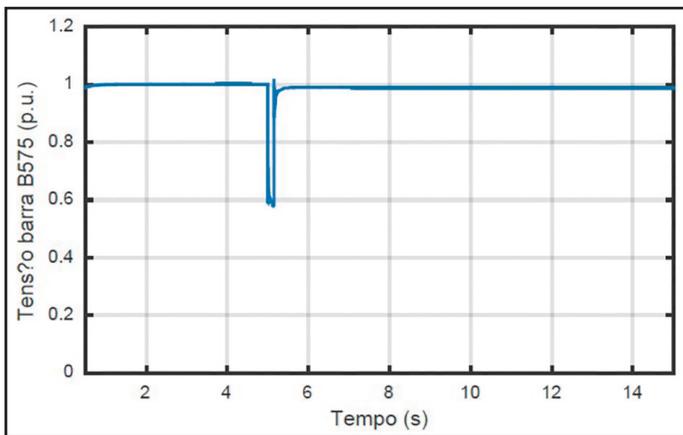
Figura 6.18 Comportamento da potência ativa durante a falta no controle de tensão terminal no cenário 3



## 6.2.4 Simulação do Cenário 4

No cenário 4, são estudadas as consequências de uma falta entre a fase A e a terra por nove ciclos (150 ms) no ponto de conexão da fazenda eólica com a rede elétrica (barra B25) quando a fazenda opera no modo de controle de fator de potência constante (unitário neste caso). Vale ressaltar que este é um dos modos de controle exigido pelo ONS conforme discutido no capítulo 4. A falta é a mesma discutida na subseção anterior e ocorre aos 5 segundos após o início da simulação, conforme mostrado pela Figura 6.14. A repercussão da atuação desse modo de controle na tensão no ponto de conexão da fazenda eólica, barra B575, é mostrada na Figura 6.19.

Figura 6.19 Efeito na tensão de uma falta fase-terra no ponto de conexão da fazenda eólica para o cenário 4



Como a tensão atinge o valor de 0,58 pu para a fase A e os dispositivos de proteção das turbinas eólicas estão ajustados para atuarem em caso de tensões abaixo de 0,75 pu, a fazenda é desconectada da rede elétrica para evitar que danos sejam causados aos seus equipamentos. As consequências da desconexão da rede elétrica são mostradas na Figura 6.20, na Figura 6.21, na Figura 6.22 e na Figura 6.23.

Na Figura 6.20 a potência ativa de saída da fazenda eólica é mostrada. No momento em que a fazenda desconecta, o seu valor vai a zero. A falta também causa uma perturbação na potência reativa injetada, como mostrada pela Figura 6.21, indo para zero após a desconexão. Como a potência ativa produzida pelas turbinas deixa de ser escoada para a rede de distribuição, as turbinas começam a acelerar devido ao acúmulo de energia. Esta aceleração é mostrada na Figura 6.22.

Depois de 40 segundos do início da simulação, a velocidade de rotação do rotor das turbinas atinge a velocidade nominal (1,21 pu). O controle de ângulo das pás precisa atuar para limitar a velocidade do rotor e protegê-las. A ação do controle de ângulo das pás é mostrada na Figura 6.23.

Figura 6.20 Potência ativa de saída da turbina eólica no cenário 4

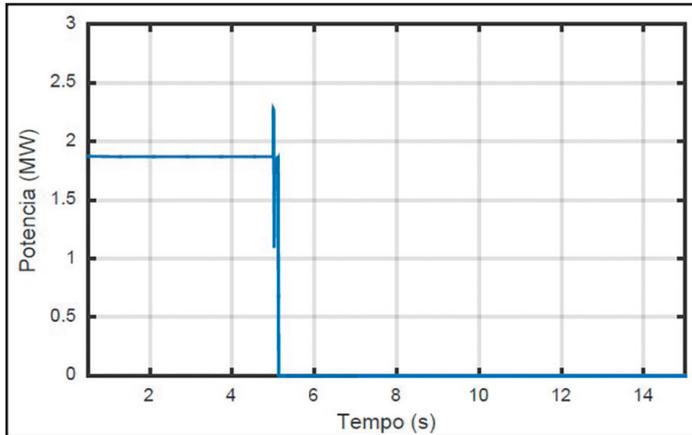


Figura 6.21 Potência reativa de saída da turbina eólica no cenário 4

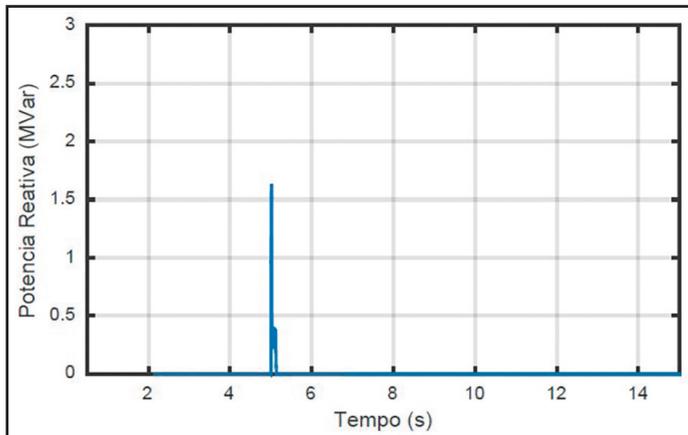


Figura 6.22 Velocidade de rotação do rotor no cenário 4

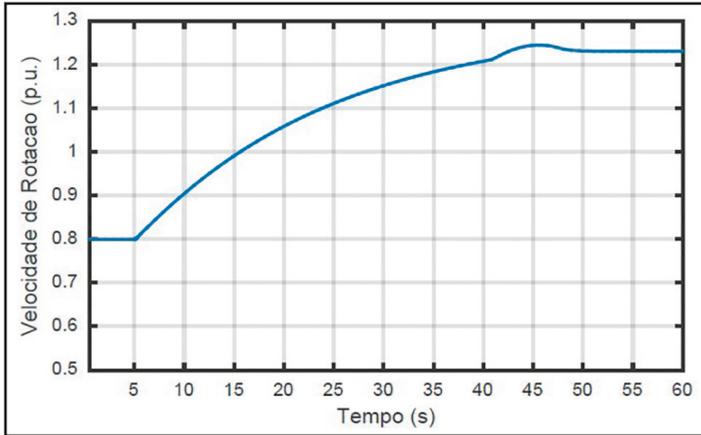
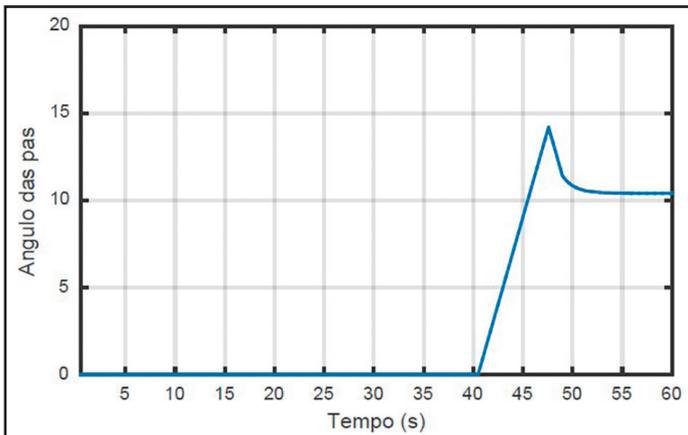


Figura 6.23 Atuação do controle de ângulo das pás no cenário 4



Após a desconexão, caso a rede volte às condições normais, as turbinas do parque poderiam voltar a se conectarem. Porém, para esse tipo de simulação, incluindo reconexão, o modelo de controle de sincronização deverá ser implementado.

O modelo fasorial é muito versátil para a realização de simulações longas com sistemas maiores. Deve-se ter conhecimento suficiente para avaliar as limitações e facilidades da ferramenta comercial em uso, para que as análises não sejam comprometidas. Outra limitação do modelo fasorial do Matlab é a versão da biblioteca *Powerlib* que não inclui o modelo de sequência negativa nas equações do rotor. Neste caso, esse modelo não seria adequado para avaliar faltas

desbalanceadas. O modelo fasorial do *demo* é distinto do modelo da *Powerlib* e inclui o modelo de sequência negativa do rotor.

Utilizando o modelo fasorial apresentado, poderiam ser feitos diferentes estudos. Alguns deles são:

- Sensibilidade do ajuste dos relés de proteção;
- Estabilidade transitória;
- Estudos do perfil de tensão para entradas e saídas de cargas;
- Estudos do perfil de tensão para diferentes tipos de controle.

### 6.3 ANÁLISES COM MODELO MÉDIO

O arquivo *demo* utilizando o modelo médio incluído no Matlab (MathWorks, 2019) simula uma fazenda eólica de 9 MW, conectada a uma rede elétrica de 120 kV através de um trecho de linha de 30 km a 25 kV. A tecnologia para os geradores desta fazenda eólica é baseada em DFIG. Nesta simulação, um afundamento de tensão de 0,5 pu ocorre na rede de 120 kV e seus efeitos na fazenda eólica podem ser estudados considerando a velocidade do vento constante em 15 m/s. O arquivo de simulação pode ser acessado pelo comando *power\_wind\_DFIG\_avg*.

O diagrama da simulação descrito pode ser visto na Figura 6.24. Nesta figura podem ser vistos da esquerda para a direita a rede de 120 kV, a linha a 25 kV que interconecta a fazenda eólica à rede de alta tensão e a fazenda eólica em azul. O bloco azul representa seis turbinas eólicas de 1,5 MW cada, em modo de controle de torque e potência reativa (do lado do RSC) e controle de tensão do circuito CC (do lado do GSC). Detalhes do modelo das turbinas eólicas podem ser vistos ao clicar com o botão direito e em seguida na opção “olhar sob a máscara” (*look under mask*), como mostrados na Figura 6.25.

Na Figura 6.25, podem ser vistos o bloco de controle, a simulação da transmissão de velocidades (*Drive Train*), o bloco que representa o gerador baseado em DFIG, filtros, transformadores e os conversores *AC-DC-AC Converter*. Estes conversores modelados pelo modelo médio são representados por fontes de tensão, e ao olhar sob a máscara do bloco que o representa observamos a Figura 6.26. O Diagrama apresentado por esta máscara calcula as tensões que devem ser impostas nas fontes de tensão mostradas na Figura 6.25.

A simulação do modelo médio também possui um bloco *powergui*. Como pode ser visto, esse bloco está na simulação discreta, diferentemente da simulação fasorial. Aqui, o passo de simulação está em  $50 \mu s$ . Quando se utiliza de simulação em tempo discreto, começam a surgir complicações por conta do aumento do tempo computacional envolvido. O passo de simulação determina de quanto em quanto tempo devem ser realizados os cálculos e as transferências de informação entre os blocos, portanto, quanto menor for este passo, maior será a carga computacional envolvida e maior o tempo para realizar a simulação.

Figura 6.24 Diagrama de simulação de uma fazenda eólica conectada à rede elétrica utilizando o modelo médio de uma turbina eólica no Simulink

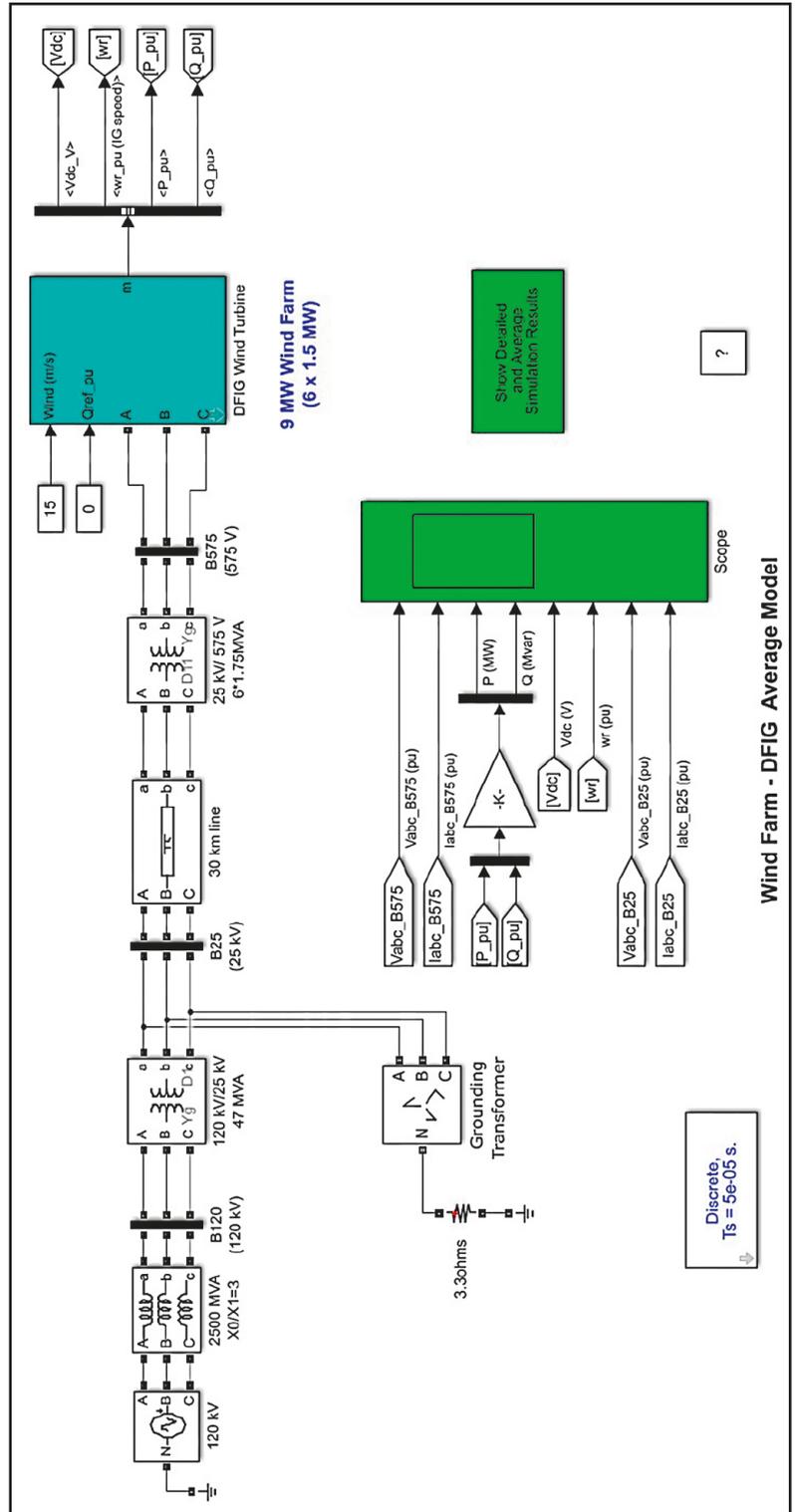


Figura 6.25 Modelo da fazenda eólica utilizando o modelo médio de conversores de potência

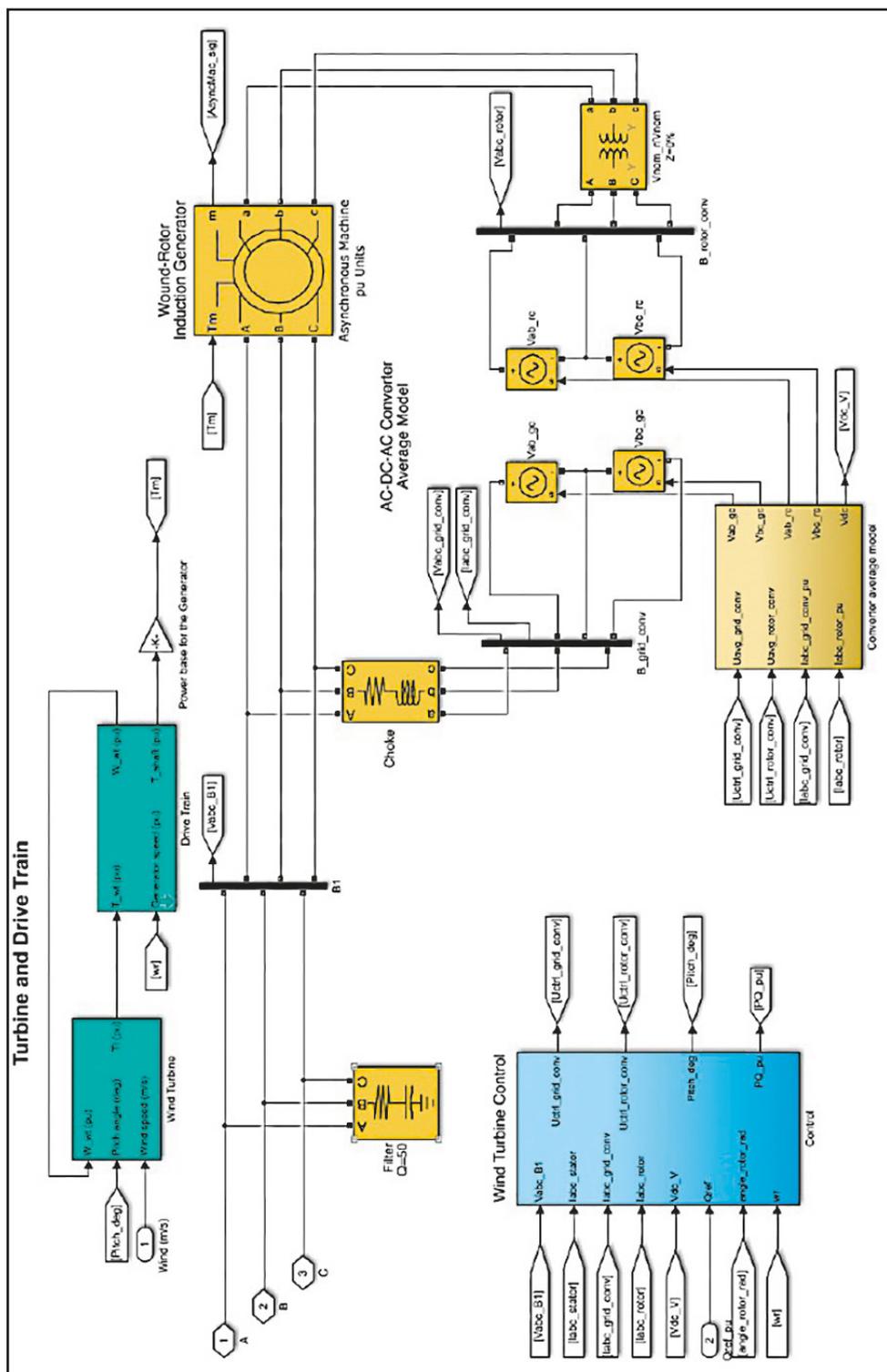
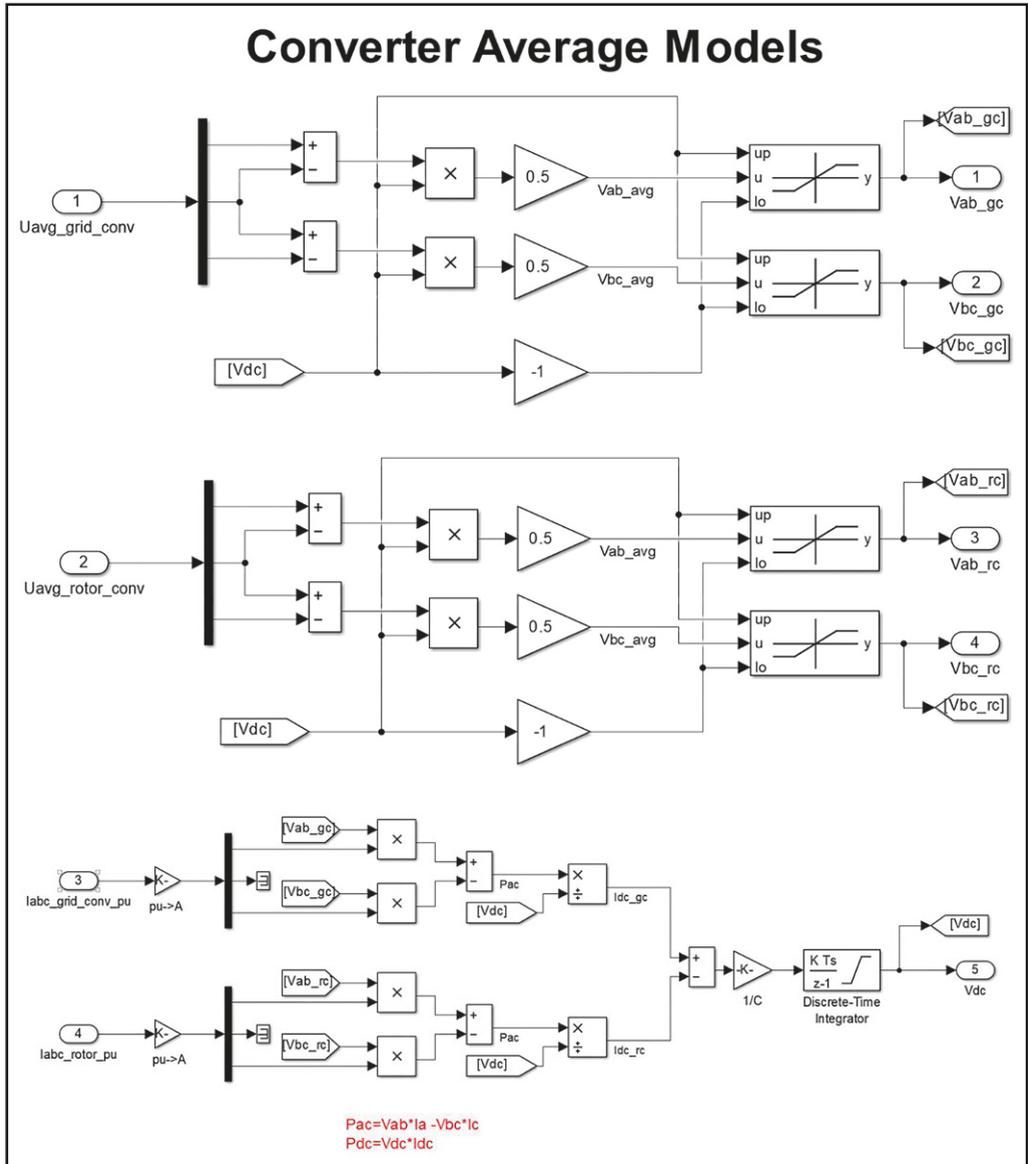
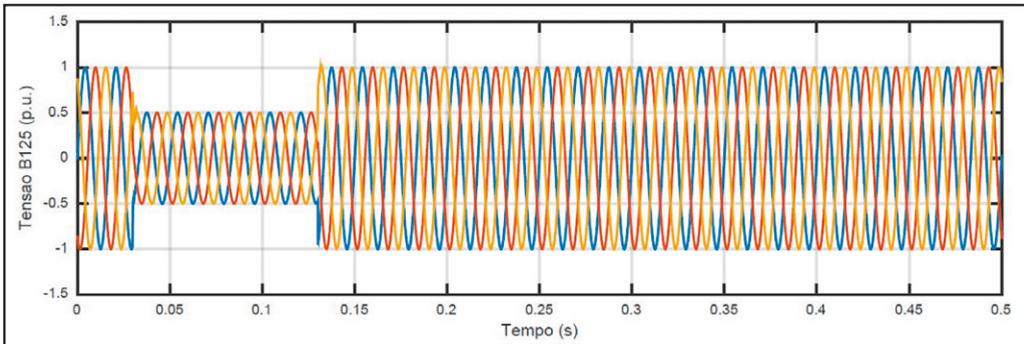


Figura 6.26 Modelo dos conversores utilizando o modelo médio para simulação de fazenda eólica



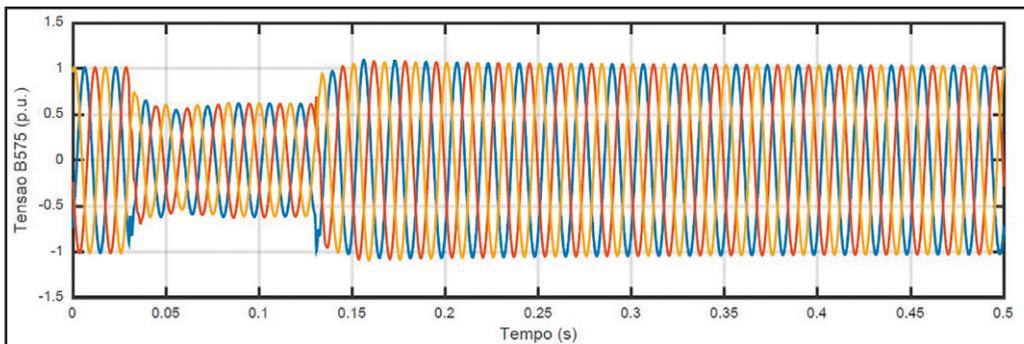
Conforme mencionado, o objetivo deste arquivo demo fornecido pelo Matlab é o estudo do efeito de um afundamento balanceado de 0,5 pu na tensão da rede de 120 kV. Este afundamento ocorre por seis ciclos (100 ms) e é mostrado na Figura 6.27.

Figura 6.27 Afundamento de 0,5 pu de tensão no barramento de 120 kV com duração de seis ciclos (100 ms)



O afundamento tem uma repercussão no ponto de conexão da fazenda eólica. O afundamento de tensão causado é levemente menos severo, como pode ser visto na Figura 6.28. Após o final da perturbação, a tensão na saída da fazenda eólica se recupera rapidamente em dois ciclos.

Figura 6.28 Efeito do afundamento de 0,5 pu de tensão no barramento de 125 kV com duração de seis ciclos (100 ms) na tensão de saída da fazenda eólica



O comportamento da potência ativa na saída da fazenda eólica é mostrado pela Figura 6.29. O efeito na potência é justificado pelo comportamento da rotação do rotor mostrada pela Figura 6.30. Conforme discutido no capítulo 6, durante afundamentos de tensão o modelo do RSC sofre o impacto de alguns termos que são desprezados para o seu funcionamento considerado em condições de regime permanente.

Assim, o controle da rotação do rotor bem como da potência reativa mostrada na Figura 6.31 sofrem impactos e apresentam oscilações. Tais oscilações poderiam ser reduzidas com um ajuste mais preciso dos parâmetros dos controladores.

Por fim, é mostrado o desempenho do controle de tensão do circuito CC. A tensão do circuito CC controlada pelo GSC é mostrada na Figura 6.32. Nota-se uma excursão de cerca de 50 V entre o menor e o maior valores registrados pela oscilação da tensão CC. Essa variação ocorre principalmente por conta do comportamento da potência ativa de saída e por conta do princípio do controle da tensão CC baseado em balanço de potência. Aqui, é necessário se ter atenção à proteção do circuito CC de sobretensões durante eventos de afundamento de tensão. Os engenheiros responsáveis pelo projeto devem prever estas sobretensões e elaborar formas de proteger os equipamentos como as chaves e os capacitores.

Figura 6.29 Potência ativa na saída da fazenda eólica na simulação do afundamento de tensão de 0,5 pu no barramento de 120 kV

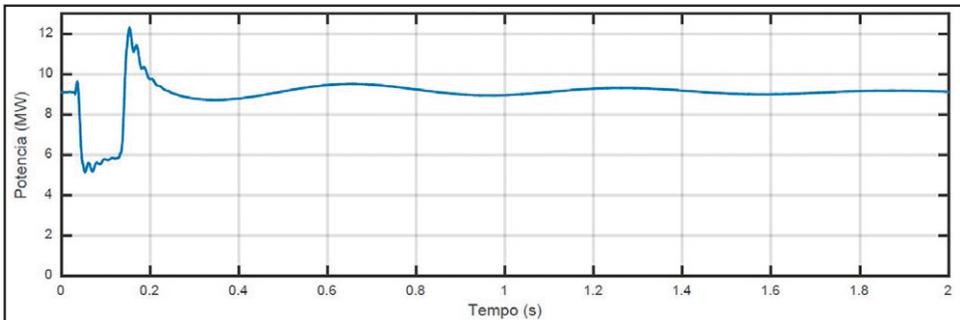


Figura 6.30 Velocidade do rotor na simulação do afundamento de tensão de 0,5 pu no barramento de 120 kV

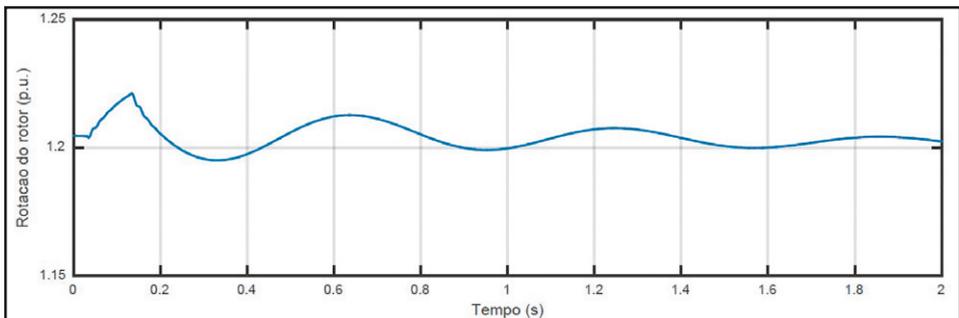


Figura 6.31 Potência reativa na saída da fazenda eólica na simulação do afundamento de tensão de 0,5 pu no barramento de 120 kV

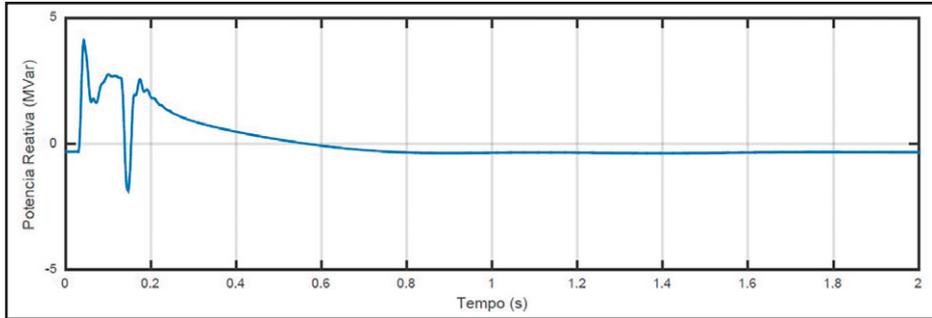
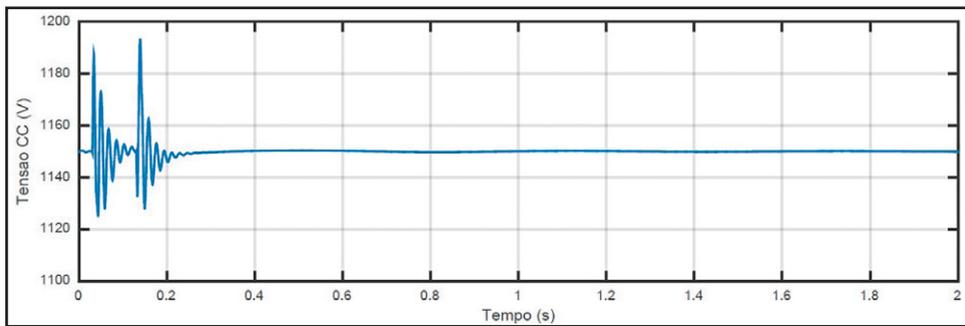


Figura 6.32 Tensão no elo de corrente contínua dos conversores na simulação do afundamento de tensão de 0,5 pu no barramento de 120 kV



Utilizando o modelo médio apresentado, poderiam ser feitos estudos que considerem a variação da frequência da rede para entrada e saída de cargas (ou outras contingências). Porém, o uso de uma rede equivalente que considere barramento infinito, ou seja, tensão e frequência constantes, não é adequado. O modelo da rede deveria ser substituído por modelo de um gerador síncrono equivalente da rede modelada. A análise de geração de harmônicos do parque eólico, devido ao uso de conversores baseados em eletrônica de potência ainda não pode ser feito. Os conversores ainda são modelados como ideias e não incluem a informação da utilização de técnicas de chaveamento.

## 6.4 ANÁLISES COM MODELO DETALHADO

O cenário fornecido como demo pelo Matlab (MathWorks, 2019) para a simulação do modelo detalhado do conversor é similar ao apresentado na seção

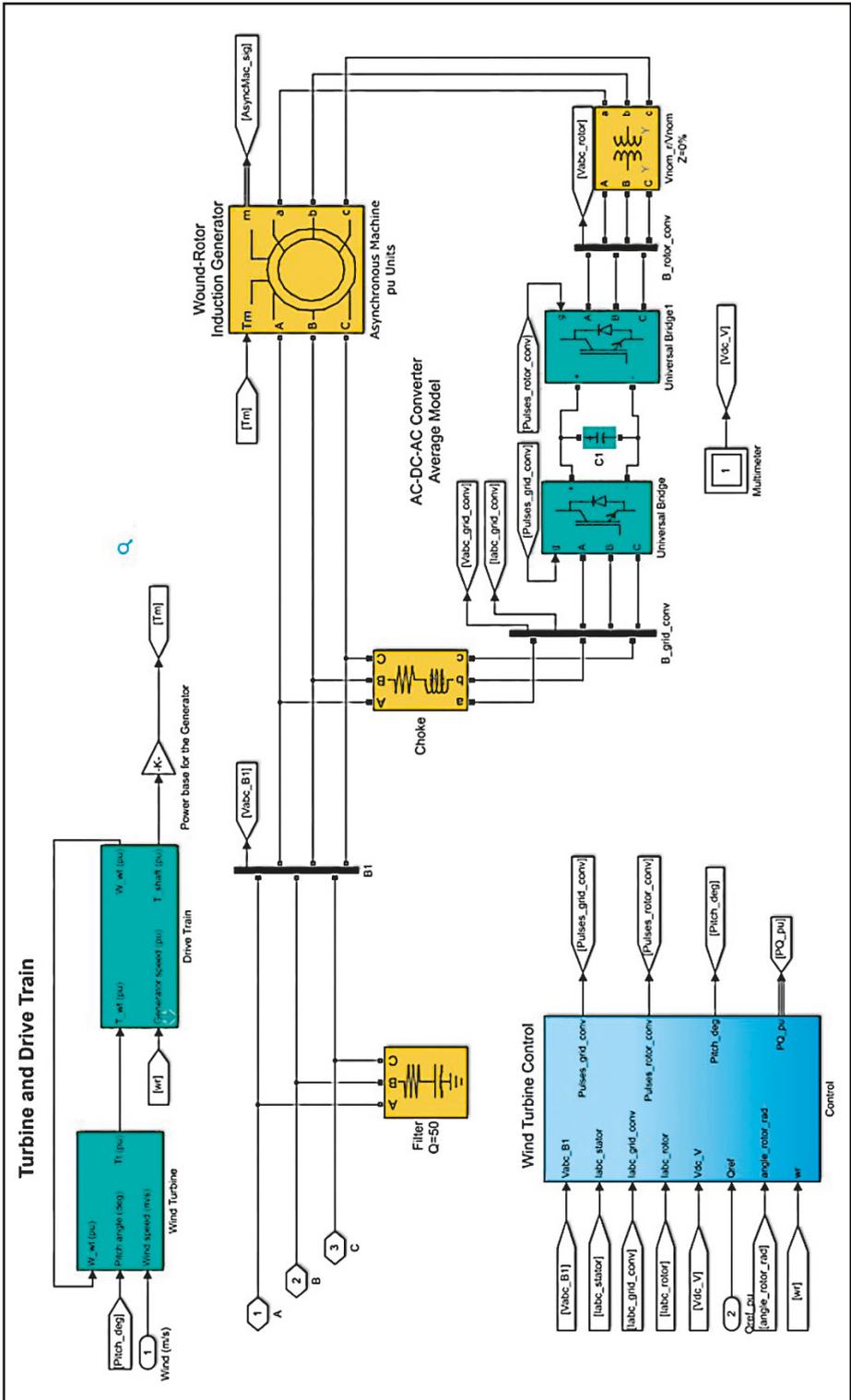
anterior: uma fazenda eólica de 9 MW equipada com seis geradores eólicos baseados em DFIG de 1,5 MW cada, conectada em uma rede elétrica de 120 kV por meio de uma linha de 30 km a 25 kV. A fazenda eólica está sob um regime de vento de velocidade constante de 15 m/s e ocorre um afundamento de tensão de 0,5 pu no barramento de 120 kV, conforme aquele mostrado na Figura 6.27. A simulação visa mostrar o que ocorre com a tensão na saída da fazenda eólica, com as potências ativa e reativa, com a velocidade de rotação da turbina e com a tensão do elo CC. Este modelo pode ser acessado através do comando `power_wind_dfig_det` no *prompt* de comando.

O diagrama de blocos da simulação é mostrado na Figura 6.33. São duas as principais diferenças entre o diagrama estudado nessa seção e o apresentado na seção anterior. A primeira pode ser vista no bloco *powergui*. A simulação do tipo discreta tem como passo  $5 \mu s$ , ou seja, um passo dez vezes menor que a simulação da seção anterior. Isso resultou em um tempo praticamente dez vezes maior (4 segundos para o modelo médio e 36 segundos para o modelo detalhado para simular um segundo dos sistemas mostrados). A segunda diferença está na implementação dos conversores.

Ao olhar sob a máscara do bloco que modela a fazenda eólica, observamos a Figura 6.34. Aqui, os conversores RSC e GSC são implementados considerando as chaves, característica de um modelo detalhado de conversores baseados em eletrônica de potência. O controle funciona de forma semelhante ao controle exibido na seção anterior. Detalhes do controle podem ser vistos na Figura 6.35 ao se olhar sob a máscara do bloco de controle.



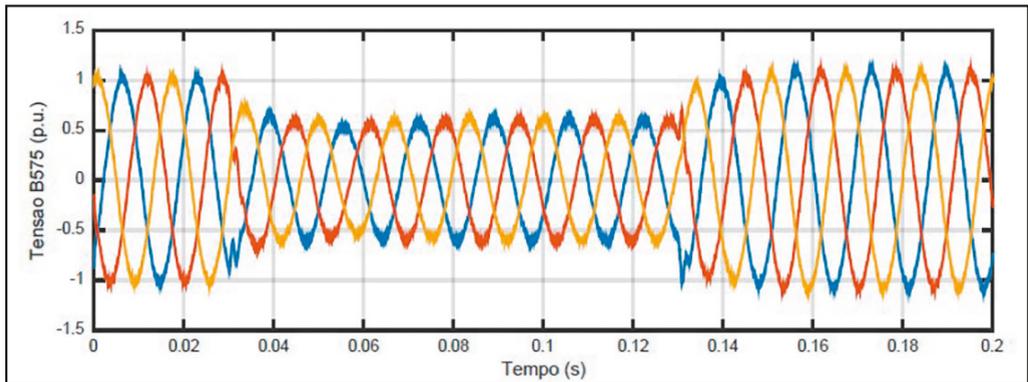
Figura 6.34 Modelo da fazenda eólica utilizando o modelo detalhado de conversores de potência





O efeito do afundamento de tensão no barramento de 120 kV na saída da fazenda eólica é mostrado pela Figura 6.36. Nesta figura, fica evidente a diferença entre a Figura 6.28 e a Figura 6.36. A forma de onda com pequenas oscilações (chamadas de *ripple*) presentes na Figura 6.36 são características intrínsecas às respostas de dispositivos baseados em eletrônica de potência por conta dos chaveamentos.

Figura 6.36 Efeito do afundamento de 0,5 pu de tensão no barramento de 125 kV com duração de seis ciclos na tensão de saída da fazenda eólica



Já as consequências do afundamento na potência ativa na saída da usina na rotação das turbinas podem ser vistas na Figura 6.37 e na Figura 6.38, respectivamente. Com a queda da tensão, a potência no ponto de conexão da fazenda eólica também cai, mas a corrente consegue se manter praticamente constante por conta da proteção das turbinas que atua para limitar as correntes que se excedem por conta dos termos não inclusos no modelo para operação normal. Como a máquina acelera quando o afundamento termina há um aumento súbito da potência que causa uma leve oscilação na potência ativa injetada pela fazenda eólica.

Figura 6.37 Efeito do afundamento de 0,5 pu de tensão no barramento de 125 kV com duração de seis ciclos na tensão de saída da fazenda eólica

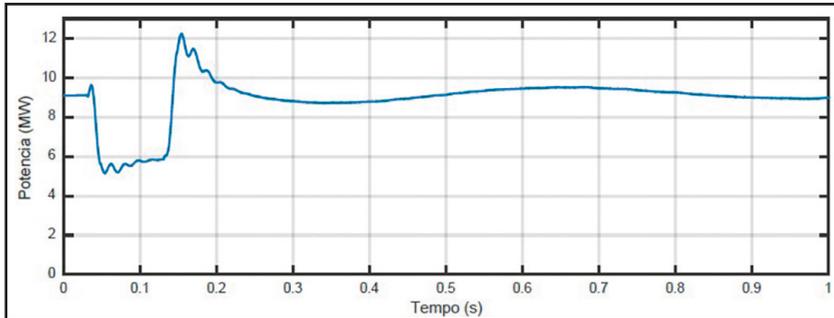
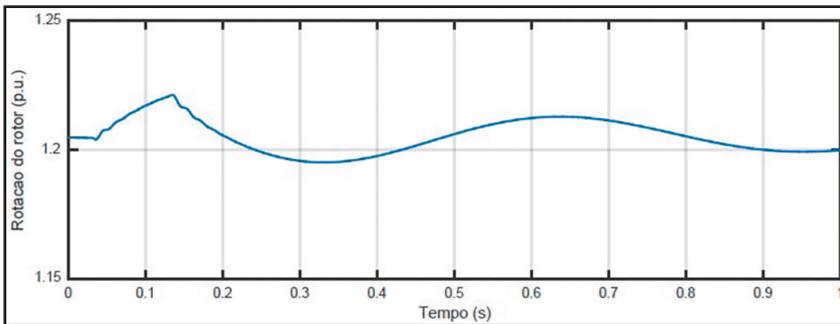


Figura 6.38 Efeito do afundamento de 0,5 pu de tensão no barramento de 125 kV com duração de seis ciclos na tensão de saída da fazenda eólica



A potência reativa em resposta à oscilação de tensão é mostrada na Figura 6.39. Quando a tensão cai, há um aumento na injeção da potência reativa que auxilia na recuperação da tensão terminal. Por fim, quando o afundamento termina há uma queda brusca da potência reativa, que volta a aumentar e decai lentamente para níveis pré-transitório.

Por fim, a Figura 6.40 sobrepõe a resposta da tensão do elo CC ao afundamento de tensão na barra de 120 kV das simulações utilizando o modelo médio e o modelo detalhado. A figura mostra a capacidade do GSC de manter a tensão do circuito CC sob controle no valor de referência. A principal diferença entre as curvas é a presença das oscilações características aos modelos chaveados detalhados de dispositivos baseados em eletrônica de potência.

Figura 6.39 Efeito do afundamento de 0,5 pu de tensão no barramento de 125 kV com duração de seis ciclos na tensão de saída da fazenda eólica

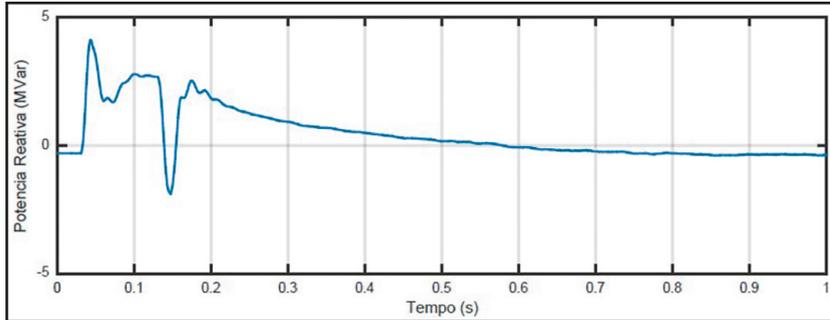
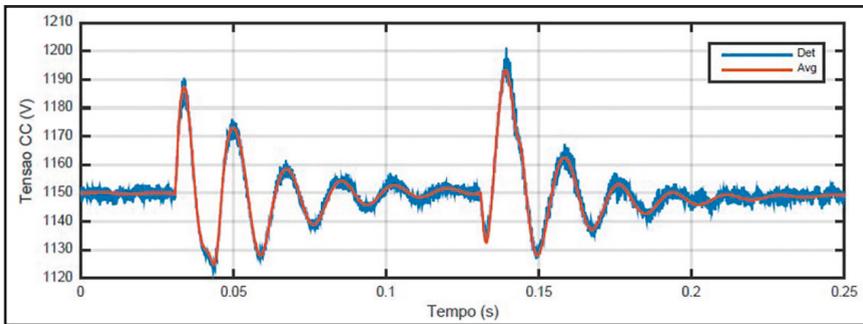


Figura 6.40 Efeito do afundamento de 0,5 pu de tensão no barramento de 125 kV com duração de seis ciclos na tensão de saída da fazenda eólica



## 6.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os estudos apresentados permitem verificar as principais características de cada tipo de simulação envolvendo os modelos descritos. As simulações fasoriais permitem simular longos intervalos de tempo com pequenos tempos computacionais, porém, pressupõem que a frequência não varia durante a simulação, o que exclui o seu uso para fenômenos nos quais a frequência é um fator importante.

As simulações utilizando modelos médio ou detalhado para o conversor já permitem o estudo de uma gama maior de problemas. Porém, seu uso aumenta o custo computacional da simulação pois envolve pequenos passos de simulação. Dentre eles, o modelo detalhado permite o estudo de fenômenos como a injeção de harmônicas por parte dos conversores de potência ou diferentes técnicas de

chaveamento. No entanto, as simulações utilizando os modelos médio e detalhado possuem respostas similares, com a exceção da presença do *ripple*, inerente à presença das chaves.

É importante ressaltar que o Matlab não está limitado às execuções dos estudos apresentados por este capítulo. A partir da necessidade do estudo a ser realizado, os arquivos demo podem ser editados (ou até mesmo novos arquivos podem ser criados) para que a necessidade do estudo seja atendida. Por exemplo, nos arquivos demo apresentados para as simulações dos modelos médio e detalhado, um barramento infinito é utilizado para modelar a rede elétrica. Com isso, não é possível avaliar o impacto da fazenda eólica na frequência da rede elétrica. Surge disso a necessidade da alteração do arquivo para condições de estudo estabelecidas pelo engenheiro de projeto ou pelo operador do sistema para a conduzir as simulações apropriadas.

---

## REFERÊNCIAS

Abad, G., Lopez, J., Rodriguez, M., Marroyo, L., & Iwanski, G. (2011). *Doubly fed induction machine: modeling and control for wind energy generation*. New Jersey: John Wiley & Sons.

Alexiadis, M., Dokopoulos, P., Sahsamanoglou, H., & Manousaridis, I. (1998). Short-term forecasting of wind speed and related electrical power. *Solar Energy*, 61-68. Fonte: [https://doi.org/10.1016/S0038-092X\(98\)00032-2](https://doi.org/10.1016/S0038-092X(98)00032-2)

Associação Brasileira de Energia Eólica. (24 de August de 2018). *ABEEólica - Associação Brasileira de Energia Eólica*. Acesso em 16 de January de 2019, disponível em Eólica: energia para um futuro inovador: <http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>

Barbounis, T., & Theocharis, J. (2007). A Locally Recurrent Fuzzy Neural Network with Application to the Wind Speed Prediction Using Spatial Correlation. *Neurocomputing*, 1525-1542. Fonte: <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2006.01.032>

Bhaskar, K., & Singh, S. (2012). AWNN-assisted wind power forecasting using feed-forward neural network. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 306-315.

Bloom, A., Helman, U., Holttinen, H., Summers, K., Bakke, J., Brinkman, G., & Lopez, A. (2017). It's Indisputable: Five Facts about Planning and Operating Modern Power Systems. *IEEE Power and Energy Magazine*.

California ISO. (2019). *California ISO*. Fonte: California ISO: <http://www.caiso.com/Pages/default.aspx>

Conto, J. (2012). Grid challenges on high penetration levels of wind power. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.

Damousis, I. G., Alexiadis, M. C., Theocharis, J. B., & Dokopoulos, P. S. (2004). A fuzzy model for wind speed prediction and power generation in wind parks using spatial correlation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 352-361.

Danish TSO. (2018). *Model Analysis of Flexibility of the Danish Power System*. ENERGINET. Fonte: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications\\_reports\\_papers/model\\_analysis\\_of\\_flexibility\\_of\\_the\\_danish\\_power\\_system.2018.05.15.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/Publications_reports_papers/model_analysis_of_flexibility_of_the_danish_power_system.2018.05.15.pdf)

Dongmei, Z., Yuchen, Z., & Xu, Z. (2011). Research on wind power forecasting in wind farms. *2011 IEEE Power Engineering and Automation Conference* (pp. 175-178). Wuhan: IEEE. Fonte: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6134829>

Earnest, J., & Wizelius, T. (2011). *Wind power plants and project development*. PHI Learning Pvt. Ltd.

Erdem, E., & Shi, J. (2011). ARMA based approaches for forecasting the tuple of wind speed and direction. *Applied Energy*, 1405-1414. Fonte: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.10.031>

European Wind Energy Association and Others. (2012). *Wind energy-the facts: a guide to the technology, economics and future of wind power*. Routledge.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. (2018). *Global Wind Report 2017*.

Hau, E. (2006). *Wind Turbines* (2 ed.). Berlin: Springer.

Heier, S. (2014). *Grid integration of wind energy: onshore and offshore conversion systems*. John Wiley & Sons.

Khalid, M., & Savkin, A. V. (2010). A model predictive control approach to the problem of wind power smoothing with controlled battery storage. *Renewable Energy*, 1520-1526.

Lange, M., & Focken, U. (2008). New Developments in Wind Energy Forecasting. *2008 IEEE power and energy society general meeting-conversion and delivery of electrical energy in the 21st century* (pp. 1-8). Pittsburgh: IEEE. Fonte: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4596135>

Lei, M., Shiyang, L., Chuanwen, J., Hongling, L., & Yan, Z. (2009). A Review on the Forecasting of Wind Speed and Generated Power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 915-920. Fonte: [https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108000282?casa\\_token=HJYutfEitWoAAAAA:AEntd-5M4RF2OmYxDchI9-GwV4fS2CWeApB\\_gTgjT9LB64slmfl6Czc84jzPxz7R-Ne0v8hYeRfcA](https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032108000282?casa_token=HJYutfEitWoAAAAA:AEntd-5M4RF2OmYxDchI9-GwV4fS2CWeApB_gTgjT9LB64slmfl6Czc84jzPxz7R-Ne0v8hYeRfcA)

Li, S., Wunsch, D. C., O'Hair, E. A., & Giesselmann, M. G. (2001). Using neural networks to estimate wind turbine power generation. *IEEE Transactions on energy conversion*, 276-282.

Ling-ling, L., Li, J.-H., He, P.-J., & Wang, C.-S. (2011). The Use of Wavelet Theory and ARMA Model in Wind Speed Prediction. *2011 1st International Conference on Electric Power Equipment-Switching Technology* (pp. 395-398). Xi'an: IEEE. Fonte: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6123016>

Lins, F., Lima, F., Vieira, R., Oliveira, G., Freitas, Y., & Tenório, R. (2018). Desafios da Operação, em Tempo Real, do Sistema Elétrico Brasileiro com a Inserção da Geração Eólica. *XIV SYMPOSIUM OF SPECIALISTS IN ELECTRIC OPERATIONAL AND EXPANSION PLANNING*. Recife.

Lourenco, L. F., Salles, M. B., & Monaro, R. M. (2018). Technical Cost of Operating a Photovoltaic Installation as a STATCOM at Nighttime. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 75-81.

Loutan, C. (2018). *Briefing on renewables and recent grid operations*. California ISO.

Matevosyan, J. (2018). *Integration of Renewable Generation in ERCOT*. ERCOT. Fonte: [http://nepp.se/pdf/Renewable\\_ERCOT\\_Matevosyan.pdf](http://nepp.se/pdf/Renewable_ERCOT_Matevosyan.pdf)

MathWorks. (2019). *MathWorks*. Acesso em 7 de June de 2019, disponível em Wind Farm (DFIG Phasor Model): <https://www.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-phasor-model.html>

MathWorks. (2019). *MathWorks*. Acesso em 7 de June de 2019, disponível em Wind Farm - DFIG Average Model: [https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-average-model.html?searchHighlight=power\\_wind\\_dfig\\_avg&s\\_tid=doc\\_srchtile](https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-average-model.html?searchHighlight=power_wind_dfig_avg&s_tid=doc_srchtile)

MathWorks. (2019). *MathWorks*. Acesso em 7 de June de 2019, disponível em Wind Farm - DFIG Detailed Model: [https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-detailed-model.html?searchHighlight=power\\_wind\\_dfig\\_avg&s\\_tid=doc\\_srchtile](https://la.mathworks.com/help/physmod/sps/examples/wind-farm-dfig-detailed-model.html?searchHighlight=power_wind_dfig_avg&s_tid=doc_srchtile)

Munteanu, I., Cutululis, N. A., Bratcu, A. I., & Ceangă, E. (2005). Optimization of variable speed wind power systems based on a LQG approach. *Control engineering practice*, 903-912.

Nycander, E., & Söder, L. (2018). Review of European Grid Codes for Wind Farms and Their Implications for Wind Power Curtailments. *17th International Wind Integration Workshop*. Stockholm.

Orrell, A., Foster, N., Morris, S., Homer, J., Preziuso, D., & Poehlman, E. (2018). *2017 Distributed Wind Market Report*. U.S. Department of Energy.

Palomares-Salas, J., De La Rosa, J., Ramiro, J., Melgar, J., Aguera, A., & Moreno, A. (2009). ARIMA vs. Neural networks for wind speed forecasting. *2009 IEEE International Conference on Computational Intelligence for Measurement Systems and Applications* (pp. 129-133). Hong Kong: IEEE. Fonte: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5069932>

- Price, T. J. (2005). James Blyth - Britain's First Modern Wind Power Pioneer. *WIND ENGINEERING*, 29, 191-200. doi:10.1260/030952405774354921
- Quéval, L., & Ohsaki, H. (2012). Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)* (pp. 1-6). Nagasaki: IEEE.
- Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. (2018). *Renewables 2017: Global Status Report*. REN21.
- Renewable Energy Vermont. (28 de 03 de 2019). *The Story of Grandpa's Knob: How Vermont made wind energy history*. Fonte: Vermont Biz: <https://vermontbiz.com/news/october/story-grandpa%E2%80%99s-knob-how-vermont-made-wind-energy-history>
- Sguarezi Filho, A. J., & Ruppert Filho, E. (2012). Model-based predictive control applied to the doubly-fed induction generator direct power control. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3, 398-406.
- Sguarezi Filho, A. J., de Oliveira, A. L., Rodrigues, L. L., Costa, E. C., & Jacomini, R. V. (2018). A robust finite control set applied to the DFIG power control. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, 1692-1698.
- Slootweg, J., Polinder, H., & Kling, W. (2003). Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations. *IEEE Transactions on Energy Conversion*.
- Soman, S. S., Zareipour, H., Malik, O., & Mandal, P. (2010). A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. *North American Power Symposium 2010* (pp. 1-8). Arlington: IEEE. Fonte: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5619586>
- Tsai, C.-H., & Gülen, G. (2017). *The ERCOT Experience with Integrating Renewables*. Austin: International Association for Energy Economics. Fonte: <https://www.iaee.org/en/Publications/newsletterdl.aspx?id=417>

U.S. Department of Energy. (2019). *DOE Global Energy Storage Database*. Fonte: DOE Global Energy Storage Database: <https://www.energystorageexchange.org/>

Wagner, R., Courtney, M., Gottschall, J., & Lindelöw-Marsden, P. (2011). Accounting for the speed shear in wind turbine power performance measurement. *Wind Energy*.

Woodfin, D. (2016). *Wind Forecasting at ERCOT*. ERCOT.

Wu, Y.-K., & Hong, J.-S. (2007). A literature review of wind forecasting technology in the world. *2007 IEEE Lausanne Power Tech* (pp. 504-509). Lausanne: IEEE. Fonte: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4538368/>

Xin, Y., Zhang, B., Zhai, M., Li, Q., & Zhou, H. (2018). A smarter grid operation : New energy management systems in China. *IEEE Power and Energy Magazine*.

Yuan-Kang, W., Ching-Ying, L., Shao-Hong, T., & Yu, S.-N. (2010). Actual experience on the short-term wind power forecasting at Penghu—From an island perspective. *2010 International Conference on Power System Technology* (pp. 1-8). Hangzhou: IEEE. Fonte: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5666619>

Zhao, X., Wang, S., & Li, T. (2011). Review of evaluation criteria and main methods of wind power forecasting. *Energy Procedia*, 761-769. Fonte: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021101928X>