

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**INTERAÇÃO DINÂMICA DE AEROGERADORES DE  
INDUÇÃO DFIG E FSIG CONECTADOS EM UM MESMO  
ALIMENTADOR DE DISTRIBUIÇÃO**

THIAGO RHODE

FOZ DO IGUAÇU

2019



Thiago Rhode

**Interação Dinâmica de Aerogeradores de Indução DFIG e FSIG  
Conectados em um Mesmo Alimentador de Distribuição**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Romeu Reginatto

Foz do Iguaçu  
2019

Rhode, Thiago

Interação Dinâmica de Aerogeradores de Indução DFIG e FSIG Conectados em um Mesmo Alimentador de Distribuição / Thiago Rhode; orientador(a), Romeu Reginatto, 2019. 114 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, 2019.

1. Geração Eólica. 2. Gerador de Indução com Rotor em Gaiola. 3. Gerador de Indução Duplamente Alimentado. 4. Geração Distribuída. I. Reginatto, Romeu. II. Título.

# **Interação Dinâmica de Aerogeradores de Indução DFIG e FSIG Conectados em um Mesmo Alimentador de Distribuição**

Thiago Rhode

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:  
Data da defesa pública: 28/02/2019.



---

Prof. Dr. **Romeu Reginatto** - (Orientador)  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



---

Prof. Dra. **Ahda Pionkoski Grilo Pavani**  
Universidade Federal do ABC - UFABC



---

Prof. Dr. **Adriano Batista de Almeida**  
Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE



# Resumo

A demanda da sociedade atual por energia elétrica, associada à necessidade de mitigação dos impactos socioambientais causados pela extração e transporte desta energia mostra-se um desafio para os agentes do setor elétrico. Neste sentido, a energia eólica conectada diretamente à rede de distribuição se apresenta como uma solução adequada à esta realidade. Por este motivo, ela já vem sendo amplamente desenvolvida em diversos países. Dentre as tecnologias de aerogeradores com maior aplicação, se destacam os sistemas de velocidade fixa com gerador de indução com rotor em gaiola (FSIG) e de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado (DFIG). Por consequência do aumento no nível de exigência operativa, há uma tendência em substituir os primeiros aerogeradores implantados – FSIG, por geradores com níveis tecnológicos superiores – DFIG, tanto nas plantas já em operação como em novos parques eólicos. No entanto, por razões de viabilidade técnico-econômicas, o processo de modernização é gradativo. Isto conduz à ocorrência de parques eólicos de diferentes tecnologias operando conjuntamente em uma mesma rede elétrica. Embora a operação individual destes aerogeradores seja conhecida, há necessidade de identificar os impactos da sua operação paralela. Neste contexto, este trabalho busca identificar e avaliar a interação dinâmica de aerogeradores de indução DFIG e FSIG conectados em um mesmo alimentador do sistema de distribuição em diferentes condições operativas e de disposição dos geradores. Para isso, é implementado um sistema de teste, no qual se conectam geradores das duas tecnologias. Neste sistema são variados alguns fatores, tais como, níveis de inserção dos aerogeradores, carregamento do alimentador e posição da falta elétrica, e para estas condições é avaliada a influência de um parque eólico FSIG no comportamento dinâmico dos aerogeradores DFIG. Os resultados obtidos mostram que a existência dos parques FSIG influencia significativamente, principalmente no reestabelecimento da tensão terminal e no desvio da velocidade angular da turbina eólica, no período pós-falta.

**Palavras-Chave:** Geração Eólica, Gerador de Indução com Rotor em Gaiola, Gerador de Indução Duplamente Alimentado, Geração Distribuída

# Abstract

The demand for electric energy by the current society associated with the need of socio-environmental impacts mitigation caused by the extraction and transport of this energy is a challenge to the electricity section agents. In this regard, the wind energy connected directly to the distributing network presents itself as a suitable solution to this reality and, because of this, it has already been widely developed in several countries. Among the wind turbine technologies with the biggest applicability stands out the systems of fixed speed with squirrel cage induction generator (FSIG) and of variable speed with doubly fed induction generator (DFIG). As a result of the operative requirement level raise, there is a tendency to replace the first deployed wind turbine – FSIG for generators with superior technological levels – DFIG both in the plants already operating as in new wind farms. However, for techno-economic feasibility reasons, the process improvement is gradual. This leads to the occurrence of wind farms of different technologies operating simultaneously in the same grid. Although the individual operation of these wind turbines is already known, there is a need to identify the impacts of its parallel operation. In this context, this work seeks to identify and evaluate the dynamic interaction of DFIG and FSIG induction generators connected to the same system distribution feeder under different operating conditions and generator arrangements. To this end, it has been implemented a test system in which generators of two technologies connected. In this system, several factors were varied, such as, insertion levels of the wind turbines, feeder loading and electric fault position and, for these conditions the influence of an FSIG wind farm on the dynamic behavior of the DFIG wind turbines was evaluated. The obtained results show that the existence of FSIG plants significantly influences the behavior of the DFIG aerogenerator, mainly in the reestablishment of the terminal voltage and the deviation of the angular velocity of the wind turbine in the post-fault period.

**Keywords:** Wind Generation, Squirrel-cage Induction Generator, Doubly Fed Induction Generator, Distributed Generation

Dedico este trabalho ao amigo  
Rafael Augusto Grzybowski (*in memoriam*)



# Agradecimentos

Agradeço, primeiramente, à minha família. À minha mãe Emeli Rhode, por me dar todo suporte ao seu alcance. Ao meu irmão, Lucas Rhode por, à sua maneira, estar disponível a me apoiar no que for preciso.

Agradeço à Débora Christina, hoje minha noiva, pela disposição e ajuda no dia-a-dia. Pelo incentivo, pelas cobranças e principalmente pela grande paciência que dispõe ao tentar me dar conselhos.

Agradeço especialmente ao meu orientador, Romeu Reginatto, pela paciência infinita e dedicação. Agradeço também, pelo conhecimento repassado, princípios de organização e todas as orientações, fundamentais ao longo destes anos de mestrado.

Agradeço aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação - PGEEC da Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE, que, especialmente neste período, contribuíram para o meu desenvolvimento e formação: Adriano Batista Almeida, Carlos Roberto Mendonça da Rocha, Edgar Manuel Carreño Franco e Roberto Cayetano Lotero.

Aos colegas do PGEEC e da Itaipu-ER.GB, que me apoiaram durante o desenvolvimento deste trabalho. Sintam-se agradecidos pelas contribuições, conversas e experiências que trocamos.

Por fim, agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.



# Sumário

<b>Lista de Figuras</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de Tabelas</b>	<b>xv</b>
<b>Lista de Siglas</b>	<b>xvii</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Motivação e Problemática.....	1
1.2 Levantamento Bibliográfico .....	4
1.3 Objetivos da Dissertação.....	6
1.3.1 Objetivo Geral .....	6
1.3.2 Objetivos Específicos.....	6
1.4 Considerações Metodológicas.....	7
1.5 Estrutura do Trabalho.....	7
<b>2 Modelagem de Aerogeradores de Indução</b>	<b>9</b>
2.1 Topologia dos Sistemas de Geração Eólica .....	10
2.1.1 Sistema de Velocidade Fixa .....	11
2.1.2 Sistema de Velocidade Variável .....	12
2.2 Diagrama de Blocos .....	13
2.3 Modelo Aerodinâmico da Turbina Eólica.....	15
2.4 Sistema Mecânico .....	18
2.5 Gerador de Indução .....	19
2.6 Conversor Bidirecional .....	21
2.6.1 Elo de Corrente Contínua.....	23
2.6.2 Inversor do Lado do Rotor .....	23
2.6.3 Inversor do Lado da Rede .....	24
2.7 Sistemas de Controle do DFIG .....	25
2.7.1 Estratégia de Máximo Aproveitamento da Potência do Vento .....	26
2.7.2 Controle Aerodinâmico .....	29

2.7.3	Controle de Corrente.....	30
2.7.4	Controle de Tensão no Link DC.....	31
2.7.5	Controle de Potências.....	32
2.8	Conclusão.....	35
<b>3</b>	<b>Delineamento Metodológico</b>	<b>37</b>
3.1	Definições Iniciais.....	37
3.2	Considerações sobre os Modelos dos Aero geradores.....	38
3.3	Sistema Teste.....	39
3.4	Disposição dos Aero geradores.....	40
3.5	Localização da Falta.....	41
3.6	Carregamento do Alimentador.....	42
3.7	Nível de Inserção dos Aero geradores.....	43
3.8	Considerações sobre os Casos e Resultados.....	45
3.8.1	Obtenção dos Resultados.....	46
3.8.2	Indicadores de Análise.....	48
<b>4</b>	<b>Avaliação dos Resultados</b>	<b>49</b>
4.1	Casos Bases.....	49
4.2	Nível de Inserção do FSIG.....	53
4.3	Influência do Nível de Inserção do DFIG.....	57
4.4	Influência do Nível de Carregamento do Alimentador.....	61
4.5	Influência da Localização Falta.....	64
4.6	Observações Relevantes.....	70
<b>5</b>	<b>Conclusão</b>	<b>71</b>
5.1	Sugestões de Trabalhos Futuros.....	72
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>75</b>
<b>A</b>	<b>Parâmetros dos Aero geradores</b>	<b>79</b>
<b>B</b>	<b>Parâmetros do alimentador de 32 barras</b>	<b>83</b>
<b>C</b>	<b>Relação dos Casos Simulados</b>	<b>87</b>

# Lista de Figuras

Figura 1.1 - Evolução da capacidade instalada de fontes eólicas no mundo de 2001 a 2017. ....	2
Figura 1.2 - Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2017.....	2
Figura 2.1 - Diagrama simplificado do aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (FSIG).....	11
Figura 2.2 - Diagrama simplificado do aerogerador de velocidade variável com gerador de indução de dupla alimentação (DFIG).....	12
Figura 2.3 - Estrutura do DFIG em diagrama de blocos. ....	14
Figura 2.4 - Estrutura do FSIG em diagrama de blocos. ....	15
Figura 2.5 - Curvas do coeficiente de potência $C_p$ .....	17
Figura 2.6 - Conjunto mecânico representado pelo modelo das duas massas. ....	18
Figura 2.7 - Diagrama básico do Conversor Bidirecional do DFIG.....	22
Figura 2.8 - Tensão em coordenadas $dq$ (a) e alinhamento do eixo $d$ com a fase $a$ (b). ....	25
Figura 2.9 - Curva de potência extraída pelo aerogerador de velocidade variável. ....	27
Figura 2.10 - Implementação da estratégia MPPT. ....	28
Figura 2.11 - Referência de potência ativa do aerogerador. ....	29
Figura 2.12 - Implementação do controle de velocidade – Ângulo de passo.....	29
Figura 2.13 - Implementação da estrutura de controle de corrente .....	31
Figura 2.14 - Implementação do controle do inversor do lado da rede. ....	32
Figura 2.15 - Implementação do controle da potência ativa.....	33
Figura 2.16 - Implementação do controle da potência reativa. ....	34
Figura 3.1 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição de energia elétrica.....	39
Figura 3.2 - Disposição dos aerogeradores e barras de aplicação das faltas no alimentador. ..	43
Figura 3.3 - Associação dos fatores propostos para análise. ....	46
Figura 3.4 - Fluxograma da interação entre os softwares para execução das simulações.....	47
Figura 4.1 - Casos Base: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG. ....	50
Figura 4.2 - Casos Base: Potência ativa total do aerogerador DFIG. ....	51
Figura 4.3 - Casos Base: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.....	52
Figura 4.4 - Casos Base: Velocidade angular da turbina do aerogerador DFIG. ....	52
Figura 4.5 - Casos Base: Ângulo de passo das pás da turbina do aerogerador DFIG. ....	53

Figura 4.6 - Nível de Inserção FSIG: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG....	54
Figura 4.7 - Nível de Inserção FSIG: Potência ativa total do aerogerador DFIG. ....	55
Figura 4.8 - Nível de Inserção FSIG: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG. ....	55
Figura 4.10 - Nível de Inserção FSIG: Comparação entre as disposições AC e AB. ....	58
Figura 4.11 - Nível de Inserção DFIG: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG.	59
Figura 4.12 - Nível de Inserção DFIG: Potência ativa total do aerogerador DFIG. ....	60
Figura 4.13 - Nível de Inserção DFIG: Velocidade angular e torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.....	61
Figura 4.14 - Carregamento: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG. ....	62
Figura 4.15 - Carregamento: Potência ativa total do aerogerador DFIG. ....	63
Figura 4.16 - Carregamento: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.....	63
Figura 4.17 - Carregamento: Velocidade angular da turbina do aerogerador DFIG. ....	63
Figura 4.18 - Falta: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG.....	65
Figura 4.19 - Falta: Potência ativa total do aerogerador DFIG. ....	66
Figura 4.20 - Falta: Velocidade angular da turbina do aerogerador DFIG. ....	67
Figura 4.21 - Falta: Ângulo de passo das pás da turbina do aerogerador DFIG. ....	67
Figura 4.22 - Falta: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG. ....	68
Figura 4.23 - Falta: Comparação entre as disposições AC e AB. ....	69

# Lista de Tabelas

Tabela 1.1 - Comparação entre SET e SED. ....	5
Tabela 2.1 - Malhas de controle utilizadas no DFIG. ....	25
Tabela 3.1 - Barras selecionadas para conexão dos aerogeradores. ....	40
Tabela 3.2 - Disposição dos aerogeradores no alimentador. ....	41
Tabela 3.3 - Barras em que ocorre aplicação da falta. ....	42
Tabela 3.4 - Dados das faltas elétricas aplicadas ao alimentador. ....	42
Tabela 3.5 - Dados de carregamento do alimentador do sistema de distribuição. ....	43
Tabela 3.6 - Dados dos parques com aerogeradores DFIG. ....	44
Tabela 3.7 - Dados dos parques com aerogeradores FSIG. ....	45
Tabela A.1 - Valores base utilizados. ....	79
Tabela A.2 - Parâmetros dos geradores de indução. ....	79
Tabela A.3 - Parâmetros das turbinas. ....	80
Tabela A.4 - Parâmetros do conversor bidirecional. ....	80
Tabela A.5 - Parâmetros dos sistemas mecânicos. ....	80
Tabela A.6 - Parâmetros do sistema de controle. ....	81
Tabela B.1 - Dados de carga do alimentador de distribuição. ....	83
Tabela B.2 - Parâmetros das linhas de distribuição. ....	84
Tabela B.3 - Parâmetros dos transformadores. ....	85
Tabela B.4 - Dados dos elementos compensação de reativos. ....	85
Tabela B.5 - Características de curto-circuito e relação X/R. ....	85
Tabela C.1 - Combinação dos casos simulados. ....	87



# Lista de Siglas

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
AVF	Aerogeradores de Velocidade Fixa
AVV	Aerogeradores de Velocidade Variável
DC	<i>Direct Current</i>
DFIG	<i>Doubly Fed Induction Generator</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FDIG	<i>Fixed Speed Induction Generator</i>
FIDVR	<i>Fault Induced Delayed Voltage Recovery</i>
GWEC	<i>Global Wind Power Council</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i>
LVRT	<i>Low-Voltage Ride-Through</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PD	Proporcional-Derivativo
PI	Proporcional-Integral
PMSG	<i>Permanent Synchronous Generator</i>
SED	Sistema Elétrico de Distribuição
SET	Sistema Elétrico de Transmissão
SIN	Sistema Interligado Nacional
WRSG	<i>Wound Rotor Synchronous Generator</i>



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Motivação e Problemática

O desenvolvimento da sociedade atual está intimamente associado à utilização da energia elétrica. A busca por novas fontes de energia, necessárias para atender à crescente demanda, aliada à preocupação com o uso sustentável dos recursos ambientais, se tornou uma questão de grande relevância aos agentes do setor elétrico. Esta discussão vem a influenciar diretamente no planejamento, construção, operação e expansão dos sistemas de energia elétrica ao redor do mundo.

A pressão dos agentes de diversos ramos da sociedade, pela mitigação de danos ambientais, afeta diretamente o tipo, tamanho e localização das centrais geradoras. É imperativo que as fontes de energia sejam limpas, renováveis e de baixo impacto para o meio ambiente (Bainy, 2015).

Assim, o tamanho dos empreendimentos de geração de energia elétrica (área utilizada para construção) e o tipo da fonte (fóssil, solar, hidráulica, nuclear ou eólica) tem relação direta com o impacto ambiental. De forma complementar, também a distância das centrais em relação aos centros consumidores – demandando a construção de extensas linhas de transmissão, com mais áreas utilizadas e aumento das perdas elétricas – rendem impactos adicionais.

A solução apontada para atender às necessidades de desenvolvimento sustentável e mitigar a crise energética que acomete os sistemas elétricos em todo o mundo, é a utilização de fontes de energias renováveis. Dentre elas, a energia eólica tem alcançado protagonismo, por apresentar uma boa relação de custo-benefício para a geração de eletricidade e considerável capacidade de potência (Truong & Ro, 2012).

Além disto, ao longo das últimas décadas, novas tecnologias de conjuntos aerogeradores, conjuntamente com o aperfeiçoamento das antigas, foram consolidadas. Isto contribui para a melhoria das características operacionais necessárias às redes elétricas, maximização do aproveitamento da energia eólica e diminuição dos custos de implantação de novos parques (da Silva, 2014).

A geração de energia elétrica oriunda de fontes eólicas está entre as mais promissoras, apresentando uma evolução exponencial, conforme levantamento realizado pelo Conselho Global de Energia Eólica – GWEC (do inglês, *Global Wind Power Council*), observado na Figura 1.1. Nos últimos dez anos, a capacidade instalada mundial passou de 120,7 GW para 539,1 GW, no ano de 2017 – um acréscimo de 51,7 GW em relação à 2016 (GWEC, 2018).

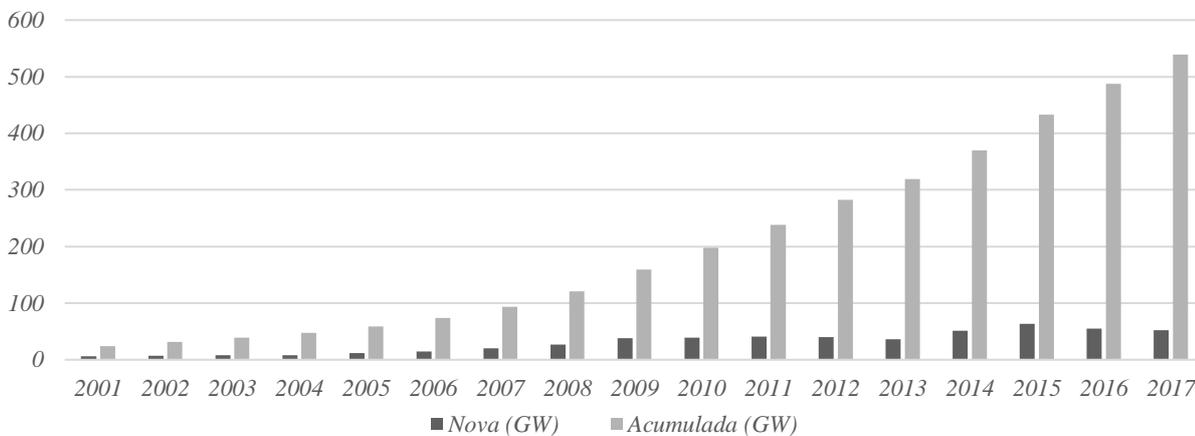


Figura 1.1 - Evolução da capacidade instalada de fontes eólicas no mundo de 2001 a 2017.

Fonte: (GWEC, 2018).

No âmbito brasileiro, em que a matriz energética tem aproximadamente 156 GW em potência instalada, aproximadamente 12 GW são provenientes de usinas eólicas. Em 2017 houve um acréscimo de 2,0 GW em relação a 2016. A energia total gerada por fontes eólicas em 2017 alcançou 42,2 TWh, 6,8% da energia gerada no país, evitando a emissão de 21,0 milhões de toneladas de Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>) na atmosfera (ABEEólica, 2017).

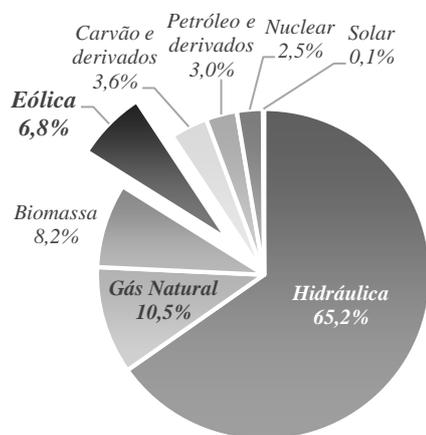


Figura 1.2 - Oferta interna de energia elétrica por fonte no Brasil em 2017.

Fonte: (EPE, 2018).

As principais tecnologias empregadas no desenvolvimento e aplicação em aerogeradores, são classificadas segundo a sua velocidade de operação e de controle de potência. Apresentam-se basicamente em dois grupos: aerogeradores de velocidade fixa e velocidade variável.

Para a tecnologia de velocidade fixa, destaca-se o gerador de indução com rotor em gaiola, denominado FSIG (do inglês, *Fixed Speed Induction Generator*). Quanto à velocidade variável, são utilizados, o gerador de indução de dupla alimentação – DFIG (*Doubly Fed Induction Generator*), o gerador síncrono com rotor bobinado – WRSG (*Wound Rotor Synchronous Generator*) e o gerador síncrono de ímã permanente – PMSG (*Permanent Synchronous Generator*) (Ackermann, 2005).

Das tecnologias apresentadas, historicamente, a primeira a ter seu uso amplamente difundido para geração de energia conectada à rede elétrica foi o FSIG. Com o aumento da penetração da geração eólica nos sistemas elétricos, houve o aumento da exigência quanto ao cumprimento de novas funcionalidades dos aerogeradores, necessidades que o FSIG tem limitações em atender. Em consequência desta barreira tecnológica, diminui-se gradativamente a utilização do FSIG e inicia-se a aplicação de aerogeradores de velocidade variável nas novas instalações (Truong & Ro, 2012).

Em razão das suas vantagens, o DFIG passou a ser utilizado no arranjo de grande parte dos novos parques eólicos. No entanto, os parques já construídos ainda se mantêm em operação. A transição para tecnologias mais eficientes, por razões técnica e econômicas, é gradativa. Desta forma, os sistemas elétricos têm em sua constituição parques eólicos de diferentes tecnologias, bem como parques eólicos mistos, sendo portanto, importante o conhecimento da interação destas diferentes soluções de geração eólica – clássicas e modernas (Hansen & Hansen, 2007; Feijóo *et al.*, 2013).

Em consonância com a busca de alternativas mais eficientes e renováveis, surge a possibilidade de aplicação de geração distribuída a partir de fontes eólicas. O conceito ao qual se motiva utilizar a geração eólica, consiste em aproveitar a energia proveniente dos ventos, por meio de empreendimentos de menor porte, sem a necessidade de conexão direta no sistema de transmissão. Alcançando assim, a exploração de uma fonte primária de energia, sem a necessidade de altos investimentos no sistema de transmissão, e ao mesmo tempo, atendendo o aumento da demanda de energia elétrica (Bainy, 2015).

Por outro lado, a inclusão de sistemas de geração nos sistemas de subtransmissão e distribuição de energia elétrica resultam em novos desafios operacionais. Estes sistemas foram projetados para uma filosofia passiva, unidirecional e possuem características diferenciadas em comparação com os sistemas de transmissão. Impactos operacionais que antes eram vistos apenas em sistemas de grande porte, agora também são percebidos em sistemas de distribuição (Salim, 2011).

Ainda que o aumento da penetração de energia eólica nos sistemas elétricos venha a contribuir para a ampliação da capacidade de potência, surgem questões relacionadas a manutenção da estabilidade destes sistemas que necessitam ser exploradas (da Silva, 2014).

Neste sentido, mesmo que o uso simultâneo do aerogerador FSIG com o aerogerador DFIG possa melhorar a condição da potência eólica disponível no sistema elétrico, por suas características operacionais distintas, faz-se necessário um estudo específico. A partir disto, permite-se identificar o impacto de um tipo de gerador sobre o outro, bem como os fatores que possuem maior influência, positiva ou negativa, na sua operação conjunta.

## 1.2 Levantamento Bibliográfico

Muito já foi explorado, no meio acadêmico e científico, sobre as avaliações do comportamento estático e dinâmico de sistema de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, em circuitos com apenas um gerador conectado, como em de Abreu (2005), Tarnowski (2006), Canedo (2007), Ramos *et al.* (2009), Salim (2011) e Aguilar (2016).

Em outros estudos se expandiu esta análise, visualizando-se mais de um tipo de aerogerador. No entanto, para estes, a verificação foi realizada individualmente para cada tipo de geração, tal como desenvolveram Salles (2004), Lima *et al.* (2012), Zanchettin (2012) e Guerrero (2014). Sendo que destes, Salles (2004) e Lima *et al.* (2012) o fizeram para sistemas de geração distribuída.

Alguns dos trabalhos levantados, consideraram múltiplos geradores conectados em uma rede do sistema de distribuição simultaneamente, como Xyngi *et al.* (2008), Nazari (2009) e Azadani *et al.* (2012). Por sua vez, o fizeram com limitadas considerações em relação à operação conjunta das fontes geradoras e à alteração do ponto de conexão ao alimentador.

Outra linha de pesquisa analisou o comportamento dinâmico de múltiplos geradores eólicos, especificamente FSIG e DFIG. Em Gogdare *et al.* (2012) foram comparadas as duas tecnologias isoladamente. O autor buscava observar o comportamento da qualidade da energia ao se substituir os aerogeradores de tecnologia mais antiga por outros, mais modernos.

Os autores Rodríguez-Amenedo *et al.* (2008), Foster *et al.* (2007) e Li & Yang (2009) apresentaram propostas de sistemas de controle para o aerogerador DFIG, quando este compunha um parque gerador eólico misto, com aerogeradores FSIG. Já Li *et al.* (2012) propôs a utilização de um modelo agregado contendo as duas tecnologias – DFIG e FSIG, em parques eólicos mistos. Todos estes trabalhos analisaram grandes parques eólicos, conectados diretamente no sistema de transmissão.

Na dissertação apresentada por Bainy (2015), foi estudado o comportamento de um sistema de distribuição composto por geração eólica – aerogeradores FSIG – e geração solar fotovoltaica. Neste trabalho analisou-se o comportamento dinâmico das fontes geradoras perante alteração ordenada de alguns fatores, tais quais: nível de inserção das fontes geradoras, carregamento do alimentador, fator de potência das cargas e relação X/R das linhas do sistema elétrico de distribuição. Previamente às simulações, o autor realizou a classificação sistemática de todas as barras do alimentador, visando explorar sua diversidade de características.

A tese submetida por Borges (2017) apresentou a análise da influência de motores de indução sobre o comportamento dinâmico de um parque gerador DFIG, conectado a um sistema de distribuição. Especificamente, Borges (2017) analisou a ocorrência do problema de atraso na recuperação da tensão ocasionado pelos motores de indução, conhecido como *Fault Induced Delayed Voltage Recovery* (FIDVR).

Na ocorrência de faltas elétricas no sistema, o comportamento *stall* dos motores de indução pode proporcionar um atraso na recuperação da tensão. Por sua vez, pode causar um efeito cascata nos demais motores conectados ao alimentador, vindo a desencadear um colapso de tensão no sistema (Chen, 2011).

Em geral, a maior parte dos estudos sobre o comportamento dinâmico dos aerogeradores é realizado em Sistemas Elétricos de Transmissão (SET). Em razão das características próprias dos Sistemas Elétricos de Distribuição (SED), os fenômenos observados no SET podem não corresponder aos encontrados no SED. A Tabela 1.1 sintetiza as principais diferenças entre os SET e SED.

Tabela 1.1 - Comparação entre SET e SED.

<b>Condição de Geração</b>	<b>SET</b>	<b>SED</b>
Geração	Centralizada	Distribuída
Relação X/R	Alta	Baixa
Rede	Malhada	Radial
Tensão	Alta	Baixa

Fonte: (Nazari & Ilic, 2014).

Fatores como a inércia do conjunto eletromecânico, tensão nos terminais, potência de curto-circuito e impedância equivalente – vistas pelo nó, têm grande diferença em relação ao SET e conseqüentemente, relevância quanto sua análise no estudo do SED (Nazari & Ilic, 2014). Conceitos clássicos de estabilidade de sistemas elétricos de potência, quando aplicados a sistemas de distribuição, apresentam algumas indefinições, justamente por suas características (Ramos, 2009; Salles *et al.*, 2011; Azadani *et al.*, 2012; Nazari & Ilic, 2014).

Aliado à questão do comportamento da rede de distribuição, o uso de geradores eólicos também suscita novos desafios para a operação confiável desta rede, principalmente com o surgimento dos códigos de rede, que exigem do gerador eólico a capacidade de manter-se conectado durante e após a ocorrência de perturbações, denominado *Low-Voltage Ride-Through* (LVRT) (Truong & Ro, 2012).

Independentemente do tipo do aerogerador, um fenômeno importante a ser analisado é a sua aceleração durante a ocorrência de falta, em razão do desequilíbrio do torque mecânico e eletromagnético (Grilo *et al.*, 2007). Este comportamento pode conduzir ao aumento da potência reativa, que geraria problemas com os níveis de tensão da rede (Borges, 2017).

Com base neste levantamento bibliográfico, verifica-se a possibilidade de aprofundamento no estudo de geradores FSIG e DFIG conectados em um mesmo alimentador de distribuição. Os trabalhos que analisaram a utilização de múltiplos geradores distribuídos, não abordaram o caso específico das tecnologias de aerogeradores FSIG e DFIG. Já os que trataram destes aerogeradores especificamente, o fizeram para grandes sistemas ou com considerações limitadas de conexão e nível de inserção ao sistema.

Cabe ainda explorar a possibilidade de visualização de problema similar ao FIDVR, quando a máquina de indução estiver operando como gerador, caso do FSIG, na ocorrência de falta elétrica no alimentador. Visto que os aerogeradores FSIG são máquinas elétricas idênticas aos motores de indução, é válido que este fenômeno possa ocorrer.

Vale ressaltar que a literatura dispõe de inúmeras abordagens sobre a presença das diferentes tecnologias e conceitos dos aerogeradores, especificamente no que tange o mercado de energia. Ao longo desta pesquisa, muitos autores foram consultados para se estabelecer uma visão geral e comparativa sobre isto. Para este fim., destacam-se as publicações de Hansen & Hansen (2007), Li & Chen (2008), Kadamm & Kushare (2012) e Prashanth & Sujatha (2017).

## **1.3 Objetivos da Dissertação**

### **1.3.1 Objetivo Geral**

A partir das motivações apresentadas, este trabalho busca identificar e avaliar a interação dinâmica de aerogeradores de indução DFIG e FSIG conectados em um mesmo alimentador do sistema de distribuição. Busca-se, particularmente, avaliar como o aerogerador FSIG influencia o comportamento dinâmico do aerogerador DFIG na ocorrência de faltas, em diferentes cenários operativos – níveis de potência dos aerogeradores e de carga do alimentador, bem como em diferentes configurações de conexão dos parques eólicos.

### **1.3.2 Objetivos Específicos**

- Identificar a influência do nível de inserção de cada tipo de aerogerador na interação dinâmica entre os aerogeradores FSIG e DFIG em um mesmo alimentador do sistema de distribuição em condições de falta elétrica;
- Analisar a interação dinâmica dos aerogeradores distribuídos em diferentes condições de carregamento do alimentador, na ocorrência de falta elétrica; e
- Identificar a influência do local de aplicação da falta na interação dinâmica entre os dois aerogeradores – FSIG e DFIG.

## 1.4 Considerações Metodológicas

Esta pesquisa pode ser caracterizada quanto aos seus fins como descritiva e exploratória, por buscar a exposição do comportamento dos aerogeradores de diferentes tecnologias aprofundando-se na análise da interação dinâmica entre eles em uma mesma rede de distribuição de energia elétrica. Ainda, é desenvolvida por meio experimental, com a realização da modelagem matemática e computacional de um sistema elétrico hipotético, aplicando-se variações dos parâmetros, com objetivo de analisar seu comportamento dinâmico por meio da observação qualitativa dos resultados das simulações.

O desenvolvimento teórico da dissertação é conduzido mediante a pesquisa em material publicado por institutos de pesquisa, empresas do setor elétrico, agências de normatização e em periódicos disponíveis no Portal de Periódicos da CAPES, principalmente na Biblioteca Digital do IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers*.

O levantamento do comportamento dinâmico é feito por meio de simulações computacionais, combinando algoritmos elaborados em Matlab® e OpenDSS, com diagrama de simulação na plataforma Simulink®.

As análises são realizadas para um alimentador de distribuição de 32 nós, tensão de operação em 13,8 kV, 60 Hz, considerando a conexão de dois parques eólicos, sendo um da tecnologia FSIG e outro de tecnologia DFIG.

## 1.5 Estrutura do Trabalho

A dissertação está dividida em cinco capítulos, incluindo este, no qual é contextualizado e definido o problema de pesquisa, e são colocados os objetivos.

O segundo capítulo apresenta a revisão bibliográfica, englobando as topologias dos geradores eólicos utilizadas, os modelos matemáticos dos elementos constituintes dos aerogeradores – turbina, acoplamento mecânico, gerador de indução, conversor e controladores.

O terceiro capítulo mostra o delineamento da metodologia aplicada para o desenvolvimento deste trabalho. Apresentam-se as considerações tomadas para elaboração do ambiente de teste, a composição das simulações, a associação dos casos avaliados, bem como os critérios de análise adotados.

O quinto capítulo expõe os resultados encontrados nas simulações desenvolvidas, bem como as análises feitas sobre o comportamento dinâmico dos sistemas. As análises são realizadas pela avaliação qualitativa do comportamento das variáveis do DFIG, quando existe a ocorrência de uma falta elétrica no sistema de distribuição, com ênfase em como são influenciados pela presença de aerogeradores FSIG.

O sexto capítulo traz as conclusões e aponta as sugestões para trabalhos futuros.

Por fim, têm-se os apêndices A, B e C, que apresentam os parâmetros dos aerogeradores, os parâmetros do alimentador de distribuição e a relação dos casos simulados, respectivamente.

## Capítulo 2

# Modelagem de Aerogeradores de Indução

Para realização de estudos sobre o comportamento dinâmico de parque eólicos conectados em sistemas elétricos, é necessário promover o aprofundamento do conhecimento sobre as principais tecnologias de aerogeradores, bem como a abordagem dos modelos matemáticos que representam os elementos que compõem os aerogeradores.

A complexidade dos modelos desenvolvidos varia de acordo com o nível da representação e simplificação dos elementos do sistema. Em razão da complexidade que os modelos podem alcançar, é necessário recorrer a considerações físicas e aproximações para adequar a modelagem ao tipo de estudo desenvolvido. Busca-se ter a maior simplificação possível, sem que ocorra a perda das informações relevantes ao estudo.

O objetivo deste capítulo é proporcionar a base de conhecimentos que propicie o pleno entendimento das considerações e análises realizadas nos capítulos subsequentes. Para isso, é realizada a apresentação das topologias mais utilizadas de aerogeradores, focando nas duas aplicadas neste projeto – FSIG e DFIG. Em sequência, são apresentados os modelos matemáticos das partes constituintes dos aerogeradores e seus controladores, acompanhados, ao longo do texto, por suas respectivas fontes bibliográficas.

Por conseguinte, este capítulo inicia, na seção 2.1, apresentando as topologias dos aerogeradores. Logo, na seção 2.2, um aerogerador é descrito por meio de diagrama de blocos, no qual se descreve como cada elemento é modelado, bem como a forma que interage com as demais partes. Nas seções seguintes, são apresentados os elementos individualmente, sendo eles: Turbina eólica (seção 2.3), acoplamento mecânico (seção 2.4), gerador de indução (seção 2.5), conversor bidirecional (seção 2.6) e controladores (seção 2.7).

## 2.1 Topologia dos Sistemas de Geração Eólica

O gerador eólico, basicamente, é um sistema destinado a converter a energia cinética contida no fluxo de ar – chamada energia eólica – em energia elétrica (Ackermann, 2005; Burton *et al.*, 2001). Os aerogeradores de maior potência instalados no mundo são de eixo horizontal, com turbinas eólicas de três pás. Esta configuração proporciona equilíbrio entre desempenho aerodinâmico, esforços mecânicos e vida útil, conseqüentemente, leva a um menor custo global da energia gerada (Burton *et al.*, 2001).

O funcionamento de um aerogerador pode ser resumido, partindo-se do sentido do fluxo da energia. Inicialmente o vento colide com as pás da turbina, aplicando nelas uma força, que devido a configuração física das pás, faz com que ocorra a rotação do conjunto.

As pás da turbina estão conectadas ao gerador elétrico por meio do eixo da turbina e de uma caixa de acoplamento. Esta caixa tem por finalidade elevar a velocidade rotacional recebida da turbina, para uma velocidade maior, necessária para o melhor funcionamento do gerador elétrico.

Ao ocorrer o movimento relativo entre o campo e a armadura do gerador elétrico, induz-se um campo eletromagnético, responsável por propiciar a transformação da energia rotacional em energia elétrica. A energia elétrica, por sua vez, é condicionada por transformadores e conversores e ao final, entregue ao sistema elétrico de potência (Anaya-Lara *et al.*, 2009; Bainy, 2015).

Diversas tecnologias de sistemas eólicos foram desenvolvidas ao longo dos anos. Elas podem ser classificadas por sua regulação de velocidade, seu conjunto de acionamento ou por sua velocidade de rotação. Quanto à velocidade de rotação, que é utilizada neste trabalho, os aerogeradores agrupam-se em dois: Aerogeradores de Velocidade Fixa (AVF) e Aerogeradores de Velocidade Variável (AVV).

Dentre estes aerogeradores, os mais populares e aderidos por fabricantes são os sistemas de velocidade fixa com gerador de indução com rotor em gaiola e sistemas de velocidade variável com gerador de indução duplamente alimentado. Sendo o de velocidade fixa o primeiro a ser utilizado, por sua robustez e boa estabilidade de velocidade em condições normais de operação (Ackermann, 2005).

Com o desenvolvimento e inclusão das tecnologias de eletrônica de potência, aumento da penetração da geração eólica e evolução dos códigos de rede, os aerogeradores de velocidade variável passaram a ter maior utilização. Sua facilidade de adequação aos desafios impostos pelo setor elétrico, propiciaram sua aplicação como forma de melhorar e controlar a qualidade da energia gerada pelos novos parques (da Silva, 2014). Atualmente também tem se utilizado de aerogeradores de velocidade variável com geradores síncronos – convencionais e com rotores de imã permanente. No entanto, por não serem objeto de análise deste trabalho, eles não serão abordados.

### 2.1.1 Sistema de Velocidade Fixa

Este sistema, também conhecido por *Fixed Speed Induction Generation* (FSIG), utiliza-se de um gerador de indução com rotor em gaiola – do inglês, *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG) – não possuindo acesso ao rotor, no qual o campo eletromagnético é induzido. Os terminais de seu estator são conectados à rede elétrica de forma direta, ou por meio de *soft-starter*. O *soft-starter* é responsável pela criação do fluxo magnético de forma suave e controlada, reduzindo significativamente os elevados transitórios de corrente durante o procedimento de partida (Anaya-Lara *et al.*, 2009).

Acrescenta-se que o conjunto pode ser acoplado ao sistema elétrico de potência por um transformador de interligação. Em razão do gerador de indução ter consumo de potência reativa relevante, também se utiliza de um banco de capacitores para corrigir o fator de potência.

O acoplamento mecânico entre turbina e gerador é feito através de um multiplicador de velocidade. Estas características podem ser observadas na Figura 2.1 (Tarnowski, 2006).

As principais vantagens do FSIG são a simplicidade, o custo de implantação, operação e manutenção reduzidos, robustez e confiabilidade (Ackermann, 2005).

As desvantagens estão relacionadas à eficiência, desde seu baixo desempenho aerodinâmico para um regime de vento variado, até a ausência de um sistema de controle eficiente. Como efeito, as rápidas oscilações da intensidade do vento – turbulências e rajadas – podem ocasionar oscilações mecânicas e variações da potência elétrica gerada (Tarnowski, 2006; Aguilar, 2016).

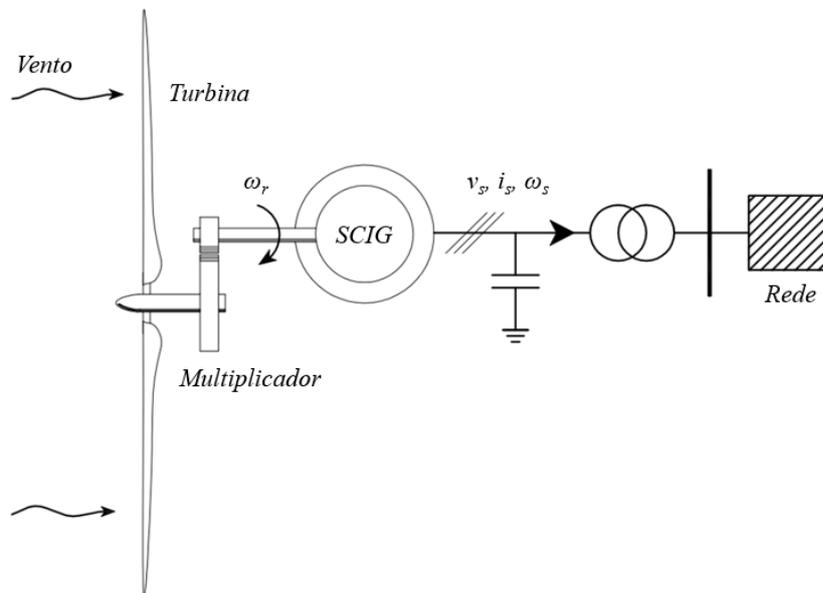


Figura 2.1 - Diagrama simplificado do aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução de rotor em gaiola (FSIG).

Adaptado de (Tarnowski, 2006).

O consumo de potência reativa, característico dos aerogeradores assíncronos, também pode prejudicar a estabilidade de tensão da rede, necessitando de sistema dinâmico de compensação de reativos para mitigar seu impacto (Tarnowski, 2006; Aguilar, 2016).

A limitação de velocidade destes aerogeradores, geralmente, é executada por um limitador aerodinâmico da potência mecânica desenvolvida na turbina, denominado controle *stall*. Contudo, os controles *active stall* e *pitch* também podem ser aplicados (Ackermann, 2005).

## 2.1.2 Sistema de Velocidade Variável

Este sistema, utilizando o gerador de indução com rotor bobinado duplamente alimentado, é conhecido por *Doubly Fed Induction Generation* (DFIG). Os aerogeradores DFIG são unidades de geração eólica, cujo estator e rotor estão conectados à rede elétrica. O estator é conectado de forma direta, enquanto o rotor é conectado via um conversor bidirecional, normalmente do tipo *back-to-back*. Assim como FSIG, esta configuração necessita da caixa de engrenagens para multiplicação de velocidade entre os eixos da turbina e gerador. Na Figura 2.2 é mostrada a configuração do DFIG (Anaya-Lara *et al.*, 2009).

Os aerogeradores DFIG, bem como as demais arquiteturas que trabalham em múltiplas velocidades, têm um melhor aproveitamento da energia do vento, além de permitir que os parques atendam requisitos das concessionárias de sustentação durante a ocorrência de faltas (Lima *et al.*, 2012; Bainy, 2015).

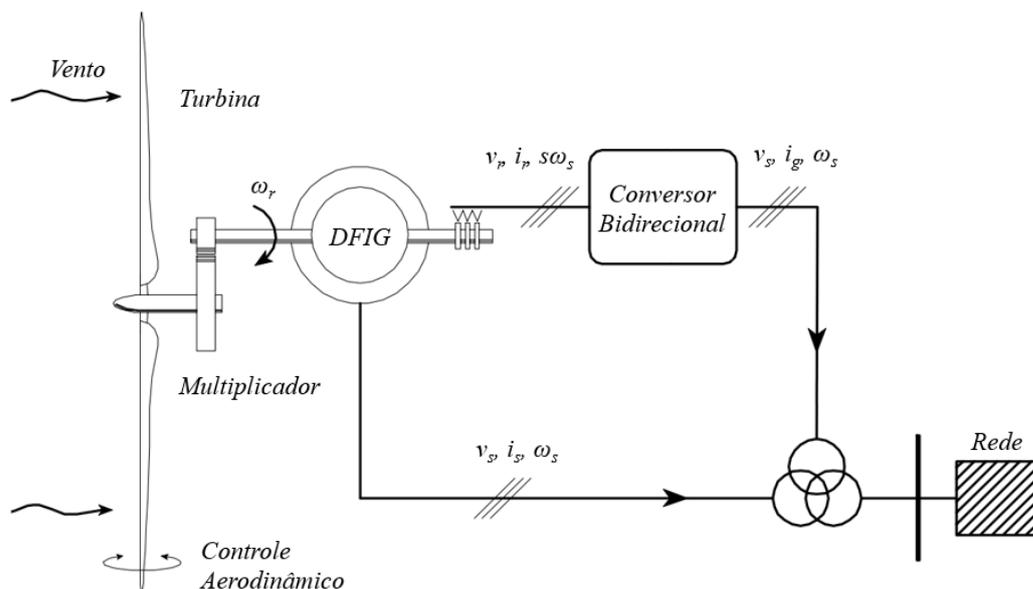


Figura 2.2 - Diagrama simplificado do aerogerador de velocidade variável com gerador de indução de dupla alimentação (DFIG).

Adaptado de (Tarnowski, 2006).

O conversor bidirecional utilizado nos aerogeradores DFIG é seu grande diferencial. Em consequência do desenvolvimento dos acionamentos de eletrônica de potência e das técnicas de controle vetorial, possibilita-se a geração da energia elétrica com frequência constante e velocidade de rotação variável, buscando o máximo aproveitamento do vento disponível (Pena *et al.*, 1996). Além disso, até 30% da energia elétrica gerada flui através dos terminais do rotor (dependendo da velocidade do conjunto).

O sistema de controle do DFIG implementado no conversor bidirecional, controla as variáveis de saída do aerogerador. O inversor conectado do lado do rotor, tem função de controlar a potência ativa e reativa gerada pelo aerogerador. Já o inversor conectado do lado da rede é responsável pelo controle da tensão do elo em corrente contínua e do conversor do lado da rede (Tarnowski, 2006).

Outras vantagens desta configuração são a possibilidade de suporte de energia reativa, maior suportabilidade a afundamentos de tensão, estresse mecânico do conjunto é reduzido e a conexão com a rede é suavizada. As principais desvantagens tem relação com os custos adicionais devido ao conversor bidirecional e aos sistemas de controle, a necessidade de sistema de proteção para o conversor (*crowbar*) e por fim, ao nível de complexidade para a modelagem do sistema (Sohn, 2014).

O conjunto aerogerador DFIG, por ser um sistema de velocidade variável, tem sua potência mecânica máxima limitada aerodinamicamente pela regulação do ângulo de passo das pás da turbina, conhecida como controle *pitch* (Ackermann, 2005).

## 2.2 Diagrama de Blocos

No estudo do comportamento dos sistemas de geração eólica, seja ele em abordagem mecânica, aerodinâmica ou elétrica, faz-se necessário o conhecimento dos componentes envolvidos e que eles sejam retratados de forma que representem satisfatoriamente os fenômenos ao qual se deseja realizar a análise.

Para melhor visualizar os elementos do aerogerador com DFIG e suas inter-relações, o sistema é disposto em blocos. As variáveis às quais os blocos interagem são representadas por meio de setas direcionais. Tal diagrama é disposto na Figura 2.3.

O bloco com a principal entrada é o Vento. Neste bloco é gerado o comportamento da velocidade do vento –  $V_v$  ao longo do tempo de simulação e enviado para o bloco Turbina Eólica. Em estudos de estabilidade transitória indica-se a utilização da velocidade do vento como constante, pois ponderar a energia eólica poderia conduzir a respostas irrealistas (Kayikçi & Milanović, 2008). Diante disso, neste trabalho a velocidade do vento é considerada constante.

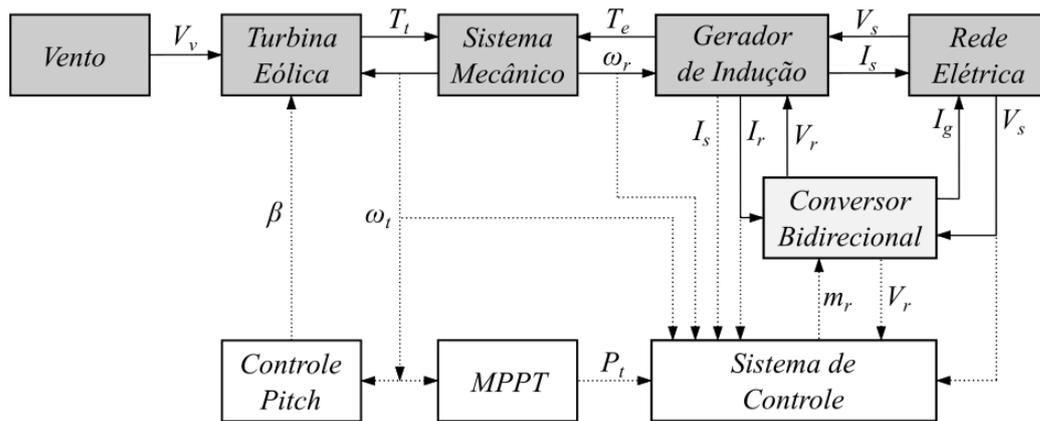


Figura 2.3 - Estrutura do DFIG em diagrama de blocos.

A Turbina Eólica é responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia mecânica rotacional. A partir da velocidade do vento, velocidade angular da turbina –  $\omega_t$  e ângulo de passo das pás da turbina do aerogerador –  $\beta$ , é possível calcular o torque mecânico do conjunto –  $T_t$ . Neste bloco, é considerado que a conversão de energia cinética do vento em energia rotacional mecânica é realizada por meio de uma aproximação algébrica, neste caso, do coeficiente de desempenho –  $C_p$ . Este coeficiente é função da velocidade de rotação específica –  $\lambda$  e de  $\beta$ .

O bloco de Controle *Pitch* é responsável por regular o ângulo de passo das pás da turbina para velocidades de rotação superiores ao limite operacional do aerogerador. Por fim, a estratégia MPPT – *Maximum Power Point Tracking* – tem responsabilidade de otimizar a captação da energia do vento.

Para a transmissão da energia mecânica rotacional ao gerador de indução, é considerado um Sistema Mecânico, representado pelo modelo de duas massas. Nesta abordagem é visado observar a influência dos componentes mecânicos no comportamento transitório das variáveis elétricas. Têm-se como entradas o torque elétrico –  $T_e$  e torque mecânico –  $T_t$ . As saídas são as velocidades angulares da turbina –  $\omega_t$  e do rotor do gerador –  $\omega_r$ .

Com relação aos blocos que compõem o modelo elétrico, inicia-se com o modelo do Gerador de Indução. Este bloco pode representar o gerador por um modelo de 5ª ordem ou 3ª ordem (desconsiderando a variação do fluxo do estator). Neste bloco são geradas as correntes elétricas do estator –  $I_s$  e do rotor –  $I_r$ . O estator é conectado diretamente à rede elétrica, enquanto o rotor é interligado através do Conversor Bidirecional. A tensão do estator –  $V_s$  é oriunda da rede elétrica, enquanto a tensão do rotor –  $V_r$  é obtida do Conversor Bidirecional (lado do rotor).

O Conversor Bidirecional é responsável por acoplar o rotor do gerador de indução com a rede elétrica. O conversor é do tipo *back-to-back*, composto por um inversor do lado do rotor, um elo em corrente contínua e outro inversor do lado da rede (Zanchettin, 2012; Tarnowski, 2006).

Finalizando, tem-se o bloco do Sistema de Controle, responsável pela coordenação da potência ativa e reativa gerada pelo conjunto e também pela tensão do elo em corrente contínua do conversor bidirecional.

A fim de ressaltar a simplicidade dos aerogeradores FSIG em relação aos aerogeradores DFIG, a Figura 2.4 mostra a estrutura deste aerogerador, na forma de diagramas de blocos.

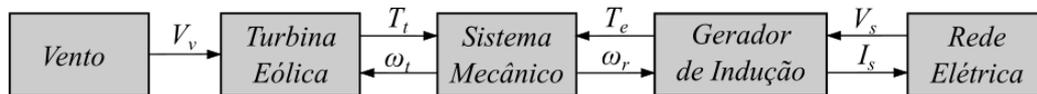


Figura 2.4 - Estrutura do FSIG em diagrama de blocos.

## 2.3 Modelo Aerodinâmico da Turbina Eólica

O sistema aerodinâmico da turbina eólica é responsável por absorver a energia cinética de translação presente nos ventos, convertendo-a em energia cinética de rotação. O modelo aerodinâmico permite obter o valor do torque mecânico, aplicado ao eixo do gerador elétrico, considerando as velocidades de vento e as posições dos ângulos de passo das pás da turbina.

Existem diversas propostas de modelagem do processo de conversão da turbina eólica – Aproximação com a curva de potência, Método do momento do elemento de pá e Aproximação algébrica através do coeficiente de potência. O modelo depende do tipo de turbina eólica a ser representado – eixo horizontal ou vertical, quantidade de pás, controle de ângulo das pás, e independe do tipo de gerador elétrico ou do tipo do controle utilizado (Ackermann, 2005).

A modelagem aplicada neste trabalho é baseada na aproximação algébrica através do coeficiente de potência  $C_p$ . A vantagem desta abordagem é sua simplicidade, já que não requer informação detalhada da geometria das pás da turbina, mas apenas da função  $C_p(\beta, \lambda)$ , que a representa. A desvantagem que possui é devido à representação estática do modelo aerodinâmico da turbina. Conseqüentemente, as rápidas variações na velocidade do vento são representadas como bruscas variações do torque, embora na prática possam ser mudanças suaves (Anaya-Lara *et al.*, 2009; Burton *et al.*, 2001).

Inicialmente, parte-se da potência extraída do vento –  $P_v$ , dada por

$$P_v = \frac{1}{2} \rho_{ar} A V_v^3 \quad (2.1)$$

em que  $A = \pi R^2$  é a área varrida pelas pás da turbina,  $R$  é o raio da turbina,  $\rho_{ar}$  é a densidade do ar e  $V_v$  é a velocidade do vento.

Apesar de ser possível a conversão da energia cinética em energia mecânica, a potência disponível no vento não pode ser totalmente aproveitada pela turbina eólica. A partir desta característica física, tem-se a aplicação do coeficiente  $C_p$ , anteriormente mencionado. A potência mecânica da turbina –  $P_t$ , captada pela turbina eólica é dada pela equação aerodinâmica (Ackermann, 2005)

$$P_t = \frac{1}{2} \rho_{ar} A C_p(\beta, \lambda) V_v^3 \quad (2.2)$$

O coeficiente  $C_p$  estabelece uma relação não-linear entre a potência fornecida pela turbina e a contida no fluxo de ar, e também apresenta a eficiência aerodinâmica da turbina. O limite máximo para o tipo de turbina considerada é de  $C_p^{max} = 59,26\%$ , chamado limite Betz. O limite de Betz só é obtido em turbinas com funcionamento ideal, o que não ocorre na prática devido às perdas no sistema aerodinâmico (Tarnowski, 2006).

As curvas que relacionam  $C_p(\lambda, \beta)$  são obtidas experimentalmente através de testes realizados em túneis de vento pelo fabricante da turbina eólica e podem ser obtidas segundo as equações (Slootweg *et al.*, 2003)

$$C_p = a_1 \left( \frac{a_2}{\lambda_i} - a_3 \beta - a_4 \beta^{a_5} - a_6 \right) e^{\frac{-a_7}{\lambda_i}} \quad (2.3)$$

$$\lambda_i = \left( \frac{1}{\lambda + a_8 \beta} - \frac{a_9}{\beta^3 + 1} \right)^{-1} \quad (2.4)$$

Nesta equação,  $\beta$  representa o ângulo das pás da turbina. Os valores dos parâmetros  $a_1$  a  $a_9$  dependem das características construtivas da turbina e são apresentados no Apêndice A.

A velocidade específica –  $\lambda$  é a razão entre a velocidade tangencial nas pontas das pás da turbina –  $\omega_t$  e a velocidade incidente do vento –  $V_v$ , conforme

$$\lambda = \frac{R \omega_t}{V_v} \quad (2.5)$$

A Figura 2.5 apresenta as curvas  $C_p(\lambda, \beta)$  para a turbina utilizada neste trabalho, sendo  $\lambda_{ot}$  a velocidade de rotação específica ótima.

Nota-se que  $\beta = 0^\circ$  e  $\lambda = 9,7$  é a condição na qual a energia mecânica fornecida para esta turbina é máxima, e igual a 47% da contida no vento. Também, o ponto de máxima captura de energia contida no fluxo de ar move-se para a esquerda quando o  $\beta$  aumenta. A razão disto

é que o aumento do ângulo de ataque gera regiões de turbulência na parte superior das pás, aumentando a força de arraste (Burton *et al.*, 2001).

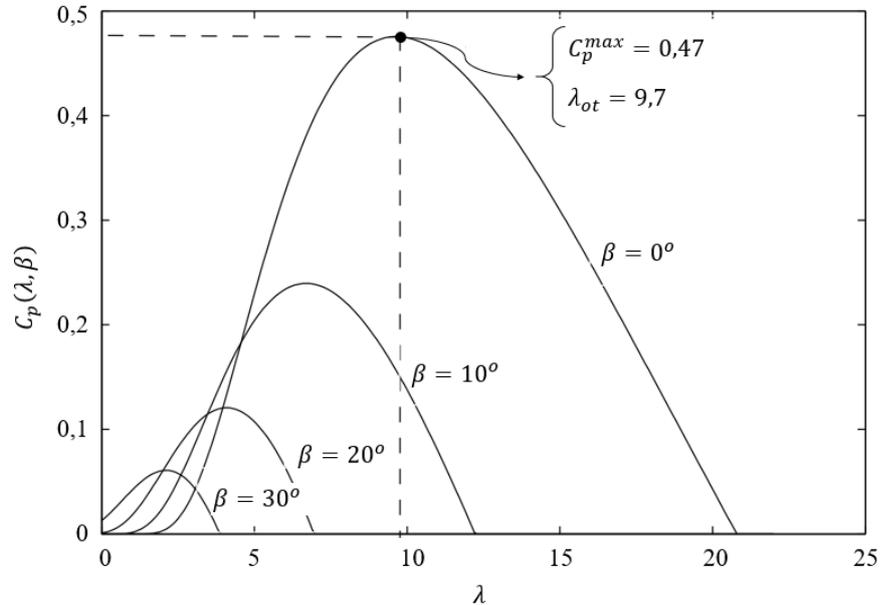


Figura 2.5 - Curvas do coeficiente de potência  $C_p$ .

Fonte: (Zanchettin, 2012).

Outro fato importante a destacar da Figura 2.5 é que quando  $\beta$  permanece constante, a potência capturada do vento reduz-se para  $\lambda$  diferentes de  $\lambda_{ot}$ . Isso ocorre devido ao efeito *stall*. Dessa forma, para um maior rendimento energético, a turbina deve funcionar com um  $\lambda$  próximo ao  $\lambda_{ot}$ . Isto é alcançado modificando-se a velocidade de rotação da turbina na ocorrência da variação da velocidade do vento – equação (2.5). Deste raciocínio deriva a estratégia de máximo aproveitamento da potência do vento, apresentada na subseção 2.7.1.

Por fim, o torque mecânico da turbina eólica –  $T_t$  pode ser dado por

$$T_t = \frac{P_t}{\omega_t} \quad (2.6)$$

Substituindo a equação (2.2) na equação (2.6) obtém-se a expressão final do torque mecânico

$$T_t = \frac{1}{2} \frac{\rho_{ar} A C_p(\beta, \lambda) V_v^3}{\omega_t} \quad (2.7)$$

## 2.4 Sistema Mecânico

O Sistema Mecânico de um aerogerador é responsável por transmitir a energia rotacional mecânica da turbina para o gerador elétrico. Este sistema, devido as suas características construtivas, está sujeito a oscilações torcionais. Esse fenômeno pode ocorrer por influência de variações do torque eletromagnético produzidas por faltas no sistema elétrico ou chaveamentos de cargas, por exemplo, além de variações do torque mecânico (Pereira, 2007).

Estas oscilações podem interagir com oscilações em variáveis elétricas, sendo relevante sua consideração no modelo especialmente para estudos de comportamento transitório (Akhmatov, 2003), o que pode ser feito através do modelo de duas massas, conforme ilustra a Figura 2.6.

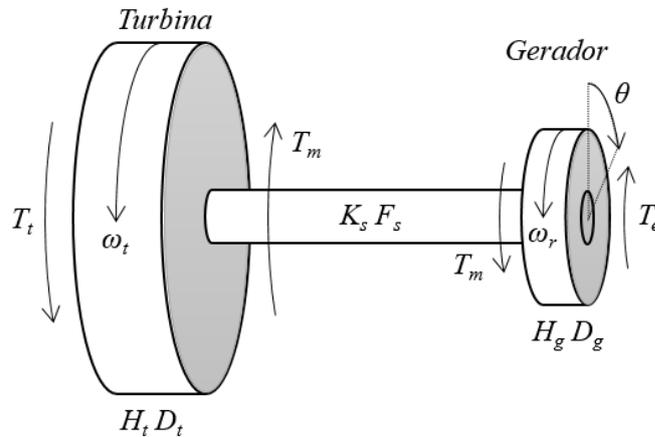


Figura 2.6 - Conjunto mecânico representado pelo modelo das duas massas.  
Adaptado de (Tarnowski, 2006).

A dinâmica do modelo de duas massas é descrita pelas equações (2.8), (2.9) e (2.10).

$$\dot{\omega}_t = \frac{1}{2H_t} (T_t - K_s \theta - D_t \omega_t) \quad (2.8)$$

$$\dot{\omega}_r = \frac{1}{2H_g} (K_s \theta - T_e - D_g \omega_r) \quad (2.9)$$

$$\dot{\theta} = \omega_b (\omega_t - \omega_r) \quad (2.10)$$

em que  $\omega_t$ ,  $\omega_r$  e  $T_t$  são dados em p.u.  $T_e$  é o torque elétrico do gerador em p.u.  $K_s$  é a constante de rigidez torcional do sistema mecânico em p.u./rad;  $D_t$  o coeficiente de amortecimento do rotor da turbina em p.u.  $D_g$  o coeficiente de amortecimento do rotor do gerador em p.u.  $\omega_b$  a

frequência base em rad/s,  $\theta$  é o ângulo de torção em rad;  $H_t$  é o momento de inércia equivalente da turbina e  $H_g$  é o momento de inércia do rotor do gerador, ambos em segundos (Zanchettin & Reginatto, 2010).

Os parâmetros  $K_s$ ,  $F_s$ ,  $H_t$  e  $H_g$  são valores equivalentes do sistema mecânico completo. Neste trabalho, de acordo com Anaya-Lara *et al.* (2009), é caracterizado o sistema de eixos de transmissão como elementos de menor rigidez mecânica. Considerando  $H_t$  como as inércias da turbina e do multiplicador, e  $H_g$  como a inércia de rotor do gerador. De maneira geral, os elementos mecânicos de menor rigidez e a distribuição das inércias dependem das características construtivas de cada modelo de aerogerador e da potência nominal (Aguilar, 2016).

## 2.5 Gerador de Indução

Os modelos dinâmicos do gerador de indução de dupla alimentação utilizados neste trabalho levam em consideração a descrição matemática por equações de estado no sistema de coordenadas  $dq$  e referencial síncrono, com parâmetros expressos no sistema Por Unidade – p.u., o qual pode ser representado por (Krause *et al.*, 2002; Ackermann, 2005)

$$\frac{\dot{\Lambda}_{ds}}{\omega_b} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{ds} + \omega_s \Lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda'_{dr} - V_{ds} \quad (2.11)$$

$$\frac{\dot{\Lambda}_{qs}}{\omega_b} = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{qs} - \omega_s \Lambda_{ds} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda'_{qr} - V_{qs} \quad (2.12)$$

$$\frac{\dot{\Lambda}'_{dr}}{\omega_b} = -\frac{R'_r}{\sigma L'_r} \Lambda'_{dr} + (\omega_s - \omega_r) \Lambda'_{qr} + \frac{R'_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{ds} - V'_{dr} \quad (2.13)$$

$$\frac{\dot{\Lambda}'_{qr}}{\omega_b} = -\frac{R'_r}{\sigma L'_r} \Lambda'_{qr} - (\omega_s - \omega_r) \Lambda'_{dr} + \frac{R'_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{qs} - V'_{qr} \quad (2.14)$$

Os subíndices  $d$ ,  $q$ ,  $s$  e  $r$  indicam os eixos direto, de quadratura, grandezas do estator e do rotor, respectivamente;  $\Lambda$  indica fluxo magnético,  $V$  tensão elétrica,  $R$  resistência elétrica,  $L$  indutância própria e  $M$  indutância de magnetização;  $\sigma$  e  $k$  são, o fator de dispersão e de acoplamento, respectivamente.

As equações das correntes em função dos fluxos, as potências médias e o torque elétrico, conforme Ackermann (2005) e Lima *et al.* (2010), são expressas como

$$I_{ds} = \frac{1}{\sigma L_s} \Lambda_{ds} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \Lambda'_{dr} \quad (2.15)$$

$$I_{qs} = \frac{1}{\sigma L_s} \Lambda_{qs} - \frac{M}{\sigma L_s L_r} \Lambda'_{qr} \quad (2.16)$$

$$I'_{dr} = \frac{1}{\sigma L_r} \Lambda'_{dr} - \frac{k^2}{\sigma M} \Lambda_{ds} \quad (2.17)$$

$$I'_{qr} = \frac{1}{\sigma L_r} \Lambda'_{qr} - \frac{k^2}{\sigma M} \Lambda_{qs} \quad (2.18)$$

$$P_s = V_{ds} I_{ds} + V_{qs} I_{qs} \quad (2.19)$$

$$Q_s = V_{qs} I_{ds} + V_{ds} I_{qs} \quad (2.20)$$

$$P_r = V_{dr} I_{dr} + V_{qr} I_{qr} \quad (2.21)$$

$$Q_r = V_{qr} I_{dr} + V_{dr} I_{qr} \quad (2.22)$$

$$T_e = -\frac{k^2}{\sigma M} (\Lambda_{qs} \Lambda'_{dr} - \Lambda_{ds} \Lambda'_{qr}) \quad (2.23)$$

O modelo apresentado nas equações (2.11) a (2.14) do gerador de indução, juntamente com a equação (2.10) do acoplamento mecânico, é chamado de Modelo de 5ª ordem, pois são utilizadas cinco equações de estado (fluxos direto e quadratura do estator, fluxos direto e quadratura do rotor e rotação do rotor) para representar o comportamento dinâmico do gerador. No entanto, é possível utilizar uma modelagem simplificada, obtendo-se ganhos computacionais em detrimento da visualização do comportamento dos sinais de forma mais detalhada. Desta forma, a seguir é apresentado o Modelo de 3ª ordem.

No Modelo de 3ª ordem é negligenciada a variação do fluxo do estator, em (2.11) e (2.12). Resultando em

$$0 = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{ds} + \omega_s \Lambda_{qs} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda'_{dr} - V_{ds} \quad (2.24)$$

$$0 = -\frac{R_s}{\sigma L_s} \Lambda_{qs} - \omega_s \Lambda_{ds} + \frac{R_s k^2}{\sigma M} \Lambda'_{qr} - V_{qs} \quad (2.25)$$

$$\frac{\dot{\Lambda}'_{dr}}{\omega_b} = -\frac{R'_r}{\sigma L'_r} \Lambda'_{dr} + (\omega_s - \omega_r) \Lambda'_{qr} + \frac{R'_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{ds} - V'_{dr} \quad (2.26)$$

$$\frac{\dot{\Lambda}'_{qr}}{\omega_b} = -\frac{R'_r}{\sigma L'_r} \Lambda'_{qr} - (\omega_s - \omega_r) \Lambda'_{dr} + \frac{R'_r k^2}{\sigma M} \Lambda_{qs} - V'_{qr} \quad (2.27)$$

Esta simplificação pode ser justificada devido a dinâmica do fluxo de estator, em geral, ser muito mais rápida que a dinâmica do fluxo do rotor (Feijóo *et al.*, 2000).

Rescrevendo as equações do fluxo do rotor, considerando as tensões internas, chega-se a

$$E'_d = \omega_s \frac{X_m}{X'_r} \Lambda_{qr} \quad (2.28)$$

$$E'_q = -\omega_s \frac{X_m}{X'_r} \Lambda_{dr} \quad (2.29)$$

$$T'_0 = \frac{L'_r}{\omega_b R'_r} \quad (2.30)$$

Após manipulações algébricas chega-se ao Modelo Simplificado de 3ª ordem, em que

$$\dot{E}'_d = -\frac{1}{T'_0} (E'_d - (X - X') I_{qs}) + s\omega_b E'_q - \omega_s \frac{X_m}{X'_r} V'_{qr} \quad (2.31)$$

$$\dot{E}'_q = -\frac{1}{T'_0} (E'_q - (X - X') I_{ds}) + s\omega_b E'_d - \omega_s \frac{X_m}{X'_r} V'_{dr} \quad (2.32)$$

$$V_{ds} = E'_d - R_s I_{ds} + X' I_{qs} \quad (2.33)$$

$$V_{qs} = E'_q - R_s I_{qs} + X' I_{ds} \quad (2.34)$$

$$T_e = -\frac{M}{L'_r} (\Lambda'_{dr} I_{qs} - \Lambda'_{qr} I_{ds}) \quad (2.35)$$

Para a utilização dos modelos do gerador de indução apresentados, na representação dos aerogeradores FSIG, deve-se particularizar as equações (2.13), (2.14), (2.26), (2.27), (2.31) e (2.32). Em razão dos terminais do rotor serem curto-circuitados, tem-se  $V'_{dr}$  e  $V'_{qr}$  com valor igual a zero. Consequentemente  $P_r$  e  $Q_r$ , das equações (2.21) e (2.22), também serão nulas.

O desenvolvimento com maior detalhamento das equações é possível verificar em Krause *et al.* (2002), Akhmatov (2003), Ekanayake *et al.* (2003) e Gaspareto & Reginatto (2006).

Comparações entre o Modelo de 5ª ordem e o Modelo de 3ª ordem em aerogeradores DFIG foram amplamente exploradas em Feijóo *et al.* (2000), Ekanayake *et al.* (2003), Pöller (2003), Ledesma & Usaola (2004), Kayikçi & Milanović (2008) e Luna *et al.*, (2011).

## 2.6 Conversor Bidirecional

O conversor utilizado em aerogeradores de velocidade variável com geradores de indução duplamente alimentados é instalado entre o rotor e a rede elétrica. A configuração utilizada é o tipo *back-to-back* composto por dois inversores compartilhando um elo de corrente contínua e um filtro conectado entre o conversor e a rede elétrica.

O elo é formado por um capacitor responsável por limitar as variações de tensão contínua e o filtro por um circuito RL-série cuja função é atenuar os harmônicos gerados nos inversores.

A Figura 2.7 mostra o diagrama esquemático básico de um conversor bidirecional conectado entre o rotor e a rede elétrica (Zanchettin, 2012).

O Conversor Bidirecional é dimensionado para operar com uma fração (~30%) do total da potência do aerogerador. Nesta configuração as perdas no conversor são menores, se comparando com os sistemas em que a potência totalmente flui pelo conversor.

Uma das suas vantagens está relacionada ao custo, pois o inversor tem valor relativamente superior aos demais elementos (Aguilar, 2016). Pode-se também citar o ganho na confiabilidade do sistema, pois em situações extremas, altera-se a configuração do aerogerador, o parametrizando para operação em velocidade fixa, sem acesso ao rotor, gerando apenas perda parcial da capacidade de geração.

Além disto, este tipo de conversor oferece grande flexibilidade de controle, o que, por sua vez, possibilita um controle independente das potências ativa e reativa que a máquina troca com a rede elétrica (Yamamoto & Motoyoshi, 1991).

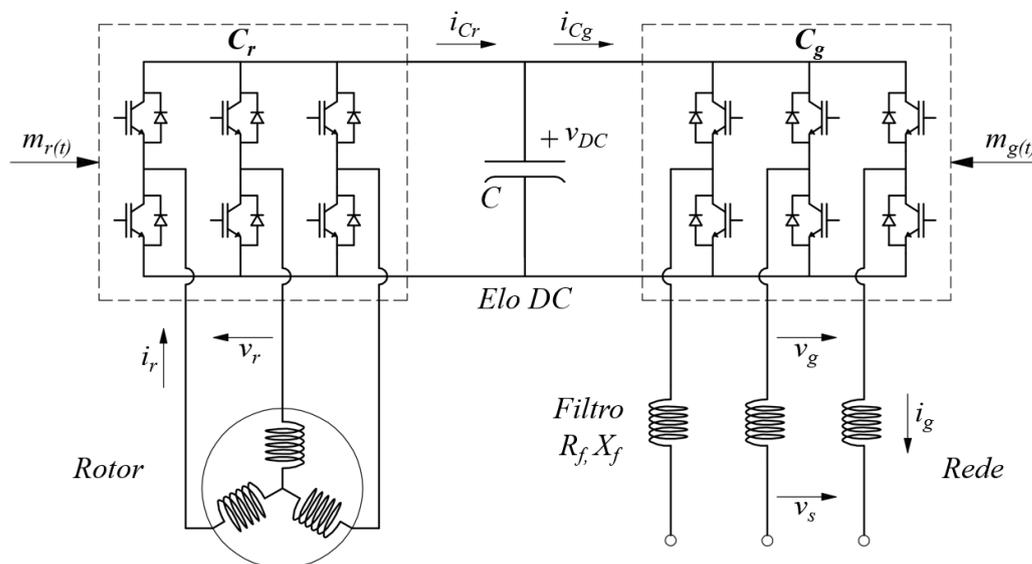


Figura 2.7 - Diagrama básico do Conversor Bidirecional do DFIG.

Fonte: (Tarnowski, 2006).

O conversor é a parte principal da estrutura de controle do DFIG, envolvendo malhas de controle de corrente e potência tipicamente utilizando um conjunto de controladores convencionais (Aguilar, 2016).

O princípio de funcionamento do controle aplicado em um conversor bidirecional baseia-se em um inversor do lado do rotor –  $C_r$ , que gera tensões de rotor com a frequência de escorregamento de acordo com o sistema de controle. Isso é fundamental, porque possibilita ao DFIG a operação com velocidade variável, que por sua vez, permite controlar as potências ativa e reativa fornecida pelo aerogerador.

Já o inversor do lado da rede –  $C_g$  gera um sistema de tensões com frequência síncrona, no intuito de possibilitar a conexão com a rede elétrica, permitindo assim, o fluxo de potência. O  $C_g$  realiza sua função controlando a tensão no elo DC e a potência reativa fornecida pela máquina (Anaya-Lara *et al.*, 2009; Zanchettin, 2012).

Tendo em vista que o objetivo do modelo é explorar aspectos transitórios, são consideradas algumas simplificações no modelo do conversor bidirecional, sem que isso prejudique os resultados. Tais considerações são apresentadas a seguir.

### 2.6.1 Elo de Corrente Contínua

A partir da Figura 2.7, tem-se por Tarnowski (2006) a dinâmica do elo DC em p.u.

$$\dot{v}_{DC} = \frac{\omega_b}{C} (i_{Cr} - i_{Cg}) \quad (2.36)$$

sendo  $v_{DC}$  a tensão no capacitor,  $C$  a capacitância do capacitor,  $i_{Cr}$  a corrente contínua que flui pelo inversor instalado do lado do rotor e  $i_{Cg}$  a corrente contínua que flui pelo inversor instalado do lado da rede.

Reescrevendo a equação (2.36) em função da potência ativa do inversor instalado no lado do rotor –  $P_r$  e no lado da rede –  $P_g$ , tem-se

$$\dot{v}_{DC} = \frac{\omega_b}{C v_{DC}} (P_r - P_g) \quad (2.37)$$

Em regime permanente, desconsiderando as perdas nos inversores, haverá equilíbrio entre  $P_r$  e  $P_g$ , conseqüentemente a variação da tensão no elo DC –  $\dot{v}_{DC}$  será igual a zero.

### 2.6.2 Inversor do Lado do Rotor

Levando-se em conta que a frequência do sistema é menor que a frequência de chaveamento dos inversores, o conversor de potência utilizado para acoplar o circuito de rotor ao circuito de estator do gerador de indução de rotor bobinado é representado por um modelo na frequência fundamental. Nesta abordagem também são ignoradas as perdas devido ao chaveamento dos semicondutores.

O inversor instalado do lado do rotor –  $C_r$  é modelado como uma fonte de tensão controlada. A tensão gerada pelo  $C_r$  no sistema de coordenadas  $dq$  e em p.u., conforme Hiti *et al.* (1994), Hiti & Boroyevich (1996) e Hengchun Mao *et al.* (1998), é expressa como

$$\begin{cases} v_d = m_d v_{dc} \\ v_q = m_q v_{dc} \end{cases}, \forall 0 \leq m_d^2 + m_q^2 \leq m_{max} \quad (2.38)$$

sendo  $v_d$  e  $v_q$  as tensões geradas,  $m_d$  e  $m_q$  os índices de modulação dos semicondutores de potência. Os subíndices  $d$  e  $q$  referem-se aos eixos direto e em quadratura, respectivamente, e  $m_{max}$  é o índice de modulação máximo. O controle da potência ativa e reativa do aerogerador são realizados por meio deste elemento, pelo controle de corrente sobre  $C_r$ .

### 2.6.3 Inversor do Lado da Rede

O inversor instalado do lado da rede –  $C_g$  pode ser modelado como uma fonte de corrente controlada ou uma fonte de tensão controlada. Ao considerar como uma fonte de tensão, é requerida a modelagem das malhas de controle de corrente, cuja dinâmica é rápida e exige maior esforço computacional (Kayikçi & Milanović, 2008). Desta forma,  $C_g$  está sendo representado por uma fonte de corrente controlada, com magnitude e ângulo dependentes da potência ativa de rotor e pelo fator de potência do conversor, respectivamente

$$\tilde{I}_g = \frac{P_r - jQ_g}{\tilde{V}_s^*} \quad (2.39)$$

sendo  $\tilde{I}_g$  a corrente que flui do conversor instalado do lado da rede para os terminais do gerador, conforme mostra a Figura 2.7,  $\tilde{V}_s^*$  o conjugado da tensão de estator,  $P_r$  a potência ativa de rotor,  $Q_g$  a potência reativa fornecida ou absorvida por  $C_g$ .

Considerando que esteja operando com fator de potência unitário por  $C_g$ , a corrente que flui do inversor para rede, apresentada na equação (2.39), em regime permanente passa a ser dada por

$$\tilde{I}_g = \frac{P_r}{\tilde{V}_s^*} \quad (2.40)$$

## 2.7 Sistemas de Controle do DFIG

Diferentes estruturas de controle podem ser utilizadas em um aerogerador duplamente alimentado, tendo em vista as inúmeras filosofias de controle e operação possíveis de serem adotados, tanto para o aerogerador e o parque eólico, quanto para a rede elétrica. Escolheu-se as malhas mais comuns utilizadas na operação do DFIG para exploração neste trabalho, mostradas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Malhas de controle utilizadas no DFIG.

Malha	Variáveis manipuladas	Variáveis controladas
Estratégia MPPT	Velocidade de Rotação	Potência de Referência
Controle Aerodinâmico	Ângulo de Passo das Pás	Velocidade de Rotação
Controle de Corrente	Tensão de Rotor	Corrente de Rotor
Controle das Potências	Corrente de Rotor	Potência Ativa e Reativa
Controle da Tensão DC	Corrente de eixo direto do $C_r$	Tensão no elo DC

Fonte: (Aguilar, 2016).

Antes da apresentação dos controladores, é relevante citar a escolha apropriada do referencial síncrono, a qual não implica perda de generalidade e nem de aproximação, sendo esta, o alinhamento do eixo direto com o fasor de tensão de estator.

Tendo sido utilizado o sistema de coordenadas  $dq$ , pode-se realizar a escolha da posição dos eixos, fazendo com que seja obtido o alinhamento do eixo direto do sistema de coordenadas com o fasor da fase  $a$  do estator. Com isso, faz-se com que a tensão do eixo em quadratura seja nula, pois  $V_{ds} + jV_{qs} = V_s$  (Lima, 2009). Tal alinhamento é visualizado na Figura 2.8.

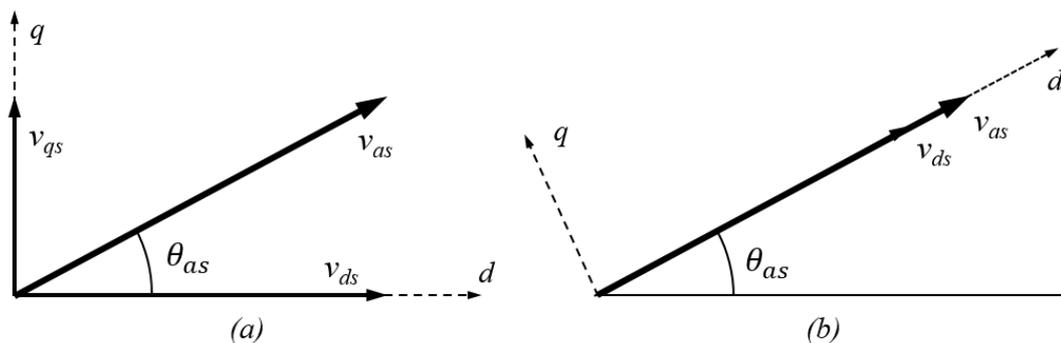


Figura 2.8 - Tensão em coordenadas  $dq$  (a) e alinhamento do eixo  $d$  com a fase  $a$  (b).

Fonte: (Lima, 2009).

### 2.7.1 Estratégia de Máximo Aproveitamento da Potência do Vento

A principal vantagem dos aerogeradores de velocidade variável é poder ajustar a velocidade de rotação da turbina para maximizar a energia extraída do vento. Para isso, o ângulo de passo das pás deve ser mantido na posição mínima ( $0^\circ$ ), e a velocidade de rotação da turbina continuamente ajustada de acordo com a variação da velocidade do vento, a fim de manter a velocidade de rotação específica próximo ao seu valor máximo ( $\lambda_{ot}$ , na Figura 2.5). Essa estratégia, denominada de Máximo Aproveitamento da Potência do Vento – MPPT, é normalmente utilizada na operação dos aerogeradores de velocidade variável (Zanchettin, 2012).

Nestas considerações, a potência máxima extraída pela turbina é expressa por

$$P_t^{max} = \frac{1}{2} \rho_{ar} A C_p^{max} V_v^3 \quad (2.41)$$

O que implica na variação da velocidade de rotação da turbina conforme a velocidade do vento, seguindo a relação

$$\omega_t = \frac{1}{R} \lambda_{ot} V_v \quad (2.42)$$

Em casos reais, os aerogeradores têm uma faixa operativa de velocidade de vento e rotação da turbina à qual pode operar na estratégia MPPT (Ackermann, 2005).

Na Figura 2.9 são ilustradas as curvas de potência extraída pela turbina em função da velocidade do vento (a) e da rotação da turbina (b). Nelas, a linha contínua sinaliza a potência fornecida pelo aerogerador e a linha tracejada mostra a potência possível de ser fornecida com base nas equações (2.2) e (2.3), com ângulo de passo das pás em  $0^\circ$ .

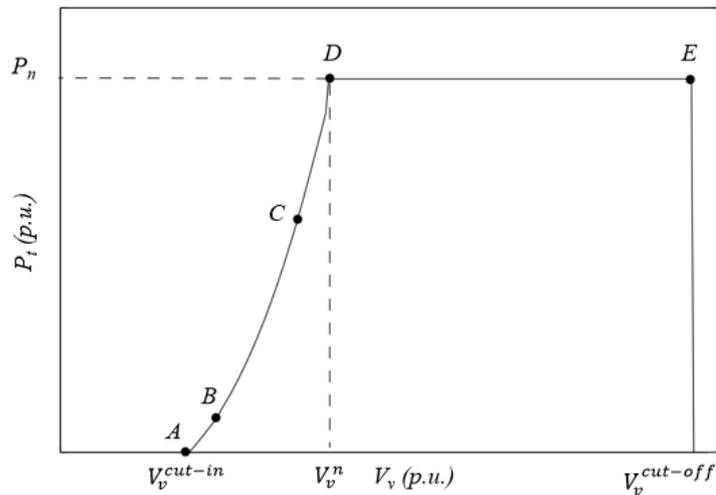
Na figura, os pontos destacados A até E delimitam seis seções (Zanchettin, 2012):

1. Para velocidades do vento abaixo de  $V_v^{cut-in}$ , o conteúdo energético disponível no vento não justifica seu aproveitamento, de maneira que o parque eólico é mantido desconectado.
2. Entre o ponto A (potência nula) e B, a potência gerada tem relação linear com a velocidade do vento, conforme equações (2.43) e (2.44), dispostas em p.u. Isto se faz necessário para evitar variações bruscas na potência fornecida pelo aerogerador.

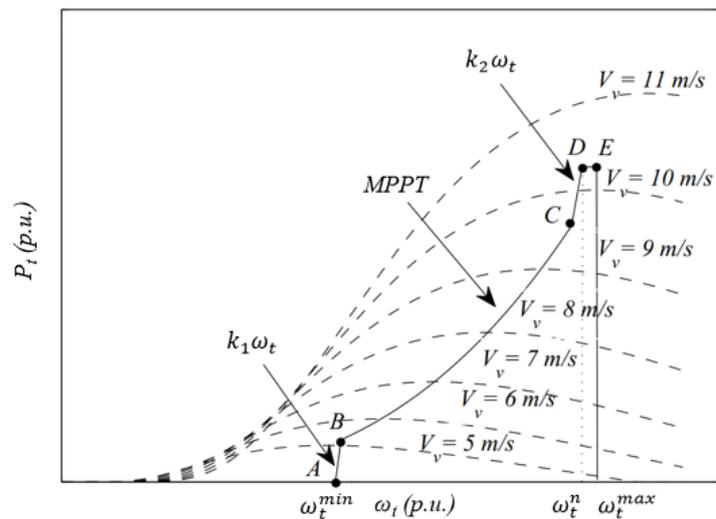
$$P_t = \frac{k_1(\omega_t - \omega_t^{min})}{S_{base}} \quad (2.43)$$

$$k_1 = k_{ot} \frac{(\omega_t^{min})^3}{(\omega_t^B - \omega_t^{min})} \quad (2.44)$$

3. Entre os pontos B e C, é utilizada a estratégia MPPT, obtendo-se o máximo aproveitamento da potência contida no vento.



(a)  $P_t$  versus  $V_v$



(b)  $P_t$  versus  $\omega_t$

Figura 2.9 - Curva de potência extraída pelo aerogerador de velocidade variável.

Fonte: (Zanchettin, 2012).

4. Entre os pontos C e D, novamente para evitar variações bruscas na potência fornecida pelo aerogerador, a potência fornecida pela turbina é dada por

$$P_t = \frac{k_2(\omega_t - \omega_t^C) + k_{ot}(\omega_t^C)^3}{S_{base}} \quad (2.45)$$

$$k_2 = \frac{P_t^n - P_t^C}{\omega_t^n - \omega_t^C} \quad (2.46)$$

$$P_t^C = k_{ot}(\omega_t^C)^3 \quad (2.47)$$

5. Entre os pontos D e E, chamado a região de potência constante, o mecanismo de limitação de velocidade da turbina mantém a potência fornecida pela turbina em seu valor nominal.
6. Após o ponto E, ao atingir a velocidade de vento  $V_v^{cut-off}$ , o aerogerador é retirado de operação para manter sua integridade.

A estratégia MPPT é utilizada para gerar a referência de potência ativa para o sistema de controle. A velocidade atual de rotação da turbina –  $\omega_t$  é entrada do bloco MPPT, e a sua saída é a potência de referência fornecida pela turbina –  $P_t^{ref}$ . Subtraindo deste valor as perdas elétricas do rotor e estator, tem-se a potência ativa total de referência –  $P_a^{ref}$  que pode ser fornecida pelo aerogerador. A Figura 2.10 exemplifica esta operação.

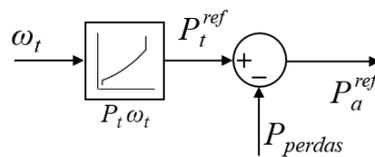


Figura 2.10 - Implementação da estratégia MPPT.

Fonte:(Zanchettin, 2012).

Ao se considerar que nem sempre é desejado operar o aerogerador com a potência nominal disponível, pode-se implementar a opção da fixação de outra referência de potência –  $P_{com}$ , com valor inferior a  $P_a^{ref}$ . Esta estratégia é mostrada na equação (2.48) e na Figura 2.11.

$$P_a^* = \min\{P_{com}, (P_t^{ref} - P_{perdas})\} \quad (2.48)$$

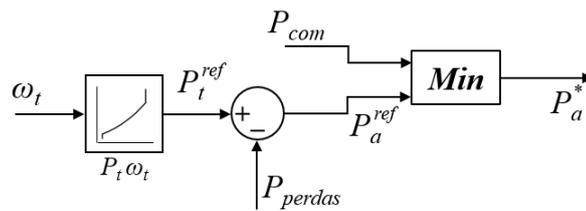


Figura 2.11 - Referência de potência ativa do aerogerador.

Fonte: (Tarnowski, 2006).

## 2.7.2 Controle Aerodinâmico

Os sistemas de geração eólica que operam com a estratégia MPPT, podem gerar toda a potência possível para valores de velocidade de vento inferiores à nominal. Além disso, ao ser submetido a valores superiores a velocidade nominal do vento, é necessário realizar a limitação da velocidade da turbina por meio de algum sistema de controle. Neste trabalho, é utilizado o controle de ângulo de passo das pás (também chamado de *pitch*) para executar tal tarefa.

O ângulo de passo das pás –  $\beta$  limita a velocidade de rotação da turbina bem como a potência gerada pelo aerogerador, pois conforme já citado, a potência está relacionada com a velocidade de rotação por meio do coeficiente de potência  $C_p$  e pela malha de controle. Quando a velocidade de rotação da turbina é inferior à velocidade nominal, o ângulo de passo permanece em  $0^\circ$ . A partir do momento em que a rotação supera seu valor nominal, um controlador passa a realizar a limitação da velocidade, atualizando sua referência para a velocidade nominal. Para esta função, é utilizado um controlador Proporcional Integral – PI *anti-windup*.

Teoricamente, o ângulo de passo pode ser variado de  $0^\circ$  a  $90^\circ$ , no entanto, na prática este sistema tem limitações operacionais. A faixa de operação considerada nesta modelagem é mais restritiva, sendo  $0^\circ$  seu valor mínimo –  $\beta_{\min}$  e  $45^\circ$  seu valor máximo –  $\beta_{\max}$ . Outras considerações tomadas são as taxas de subida ( $d\beta^{pos}/dt$ ) e descida ( $d\beta^{neg}/dt$ ) dos ângulos, sendo  $5^\circ$  e  $10^\circ$  por segundo respectivamente. A Figura 2.12 mostra a estrutura do controle implementada.

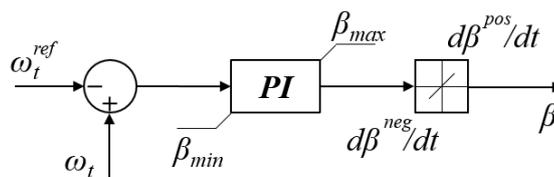


Figura 2.12 - Implementação do controle de velocidade – Ângulo de passo.

Fonte: (Zanchettin, 2012).

### 2.7.3 Controle de Corrente

Segundo Holdsworth *et al.* (2003), Pena *et al.* (1996) e Aguilar (2016), para realizar a modelagem do sistema de controle de corrente é preciso reescrever as equações (2.11) a (2.14), com referência à base do rotor, utilizando as relações

$$I_{dr} = -\frac{k^2}{\sigma M} \Lambda_{ds} + \frac{1}{\sigma L_r} \Lambda_{dr} \quad (2.49)$$

$$I_{qr} = -\frac{k^2}{\sigma M} \Lambda_{qs} + \frac{1}{\sigma L_r} \Lambda_{qr} \quad (2.50)$$

Chega-se as equações que descrevem a dinâmica das correntes do rotor

$$\frac{\dot{I}_{dr}}{\omega_b} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} I_{dr} - \frac{k^2}{\sigma M} \frac{\dot{\Lambda}_{ds}}{\omega_b} + \frac{1}{\sigma L_r} (\omega_e - \omega_r) \Lambda_{qr} - \frac{1}{\sigma L_r} V_{dr} \quad (2.51)$$

$$\frac{\dot{I}_{qr}}{\omega_b} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} I_{qr} - \frac{k^2}{\sigma M} \frac{\dot{\Lambda}_{qs}}{\omega_b} + \frac{1}{\sigma L_r} (\omega_e - \omega_r) \Lambda_{dr} - \frac{1}{\sigma L_r} V_{qr} \quad (2.52)$$

Estas correntes são influenciadas por componentes de tensão de rotor associados ao mesmo eixo e por componentes do fluxo do rotor associados ao eixo em quadratura e as derivadas dos fluxos do estator associados ao mesmo eixo. Esta composição mostra o acoplamento entre as componentes do rotor com as variáveis do estator.

Para se lidar com esta situação, é implementado o desacoplamento utilizando um controle não linear, representado pelas equações

$$V_{dr} = (\omega_s - \omega_r) \Lambda_{qr} + \bar{V}_{dr} = \omega_{sl} (L_r I_{qr} + M I_{qs}) + \bar{V}_{dr} \quad (2.53)$$

$$V_{qr} = -(\omega_s - \omega_r) \Lambda_{dr} + \bar{V}_{qr} = -\omega_{sl} (L_r I_{dr} + M I_{ds}) + \bar{V}_{qr} \quad (2.54)$$

Aplicando o desacoplamento de (2.53) e (2.54) em (2.51) e (2.52), chega-se à nova dinâmica de corrente do rotor, expressada por

$$\frac{\dot{I}_{dr}}{\omega_b} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} I_{dr} - \frac{k^2}{\sigma M} \frac{\dot{\Lambda}_{ds}}{\omega_b} - \frac{1}{\sigma L_r} \bar{V}_{dr} \quad (2.55)$$

$$\frac{\dot{I}_{qr}}{\omega_b} = -\frac{R_r}{\sigma L_r} I_{qr} - \frac{k^2}{\sigma M} \frac{\dot{\Lambda}_{qs}}{\omega_b} + \frac{1}{\sigma L_r} \bar{V}_{qr} \quad (2.56)$$

Também nestas equações é negligenciada a dinâmica do fluxo do estator, fazendo com que a dinâmica do rotor seja linear de primeira ordem em relação aos controles desacoplados  $\bar{V}_{dr}$  e  $\bar{V}_{qr}$ .

Objetivando ter erro nulo em regime permanente em relação à referência de corrente, para o controle destas variáveis é utilizado um controlador Proporcional-Integral – PI. A Figura 2.13 mostra a estrutura de controle de corrente implementada.

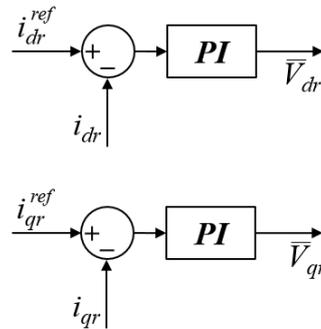


Figura 2.13 - Implementação da estrutura de controle de corrente

#### 2.7.4 Controle de Tensão no Link DC

Considerando que não há acúmulo de energia no conversor estático, tem-se que a potência ativa que flui pelo lado do rotor é igual a potência ativa que flui pelo lado da rede (Figura 2.7), assim o fluxo de potência em regime permanente é dado por (Tarnowski, 2006)

$$P_r = P_g \quad (2.57)$$

Com base nos conceitos abordados na seção 2.6.1, em referência à dinâmica da tensão do elo DC, se utilizando do alinhamento citado no início da seção 2.7 e desconsiderando os harmônicos do chaveamento, as perdas na máquina e no conversor, a potência do rotor pode ser escrita na forma

$$P_r = v_{DC} i_{CG} \quad (2.58)$$

Já a potência reativa, devido a sua natureza, pode ser diferente em cada lado do conversor, o que não implicará em acúmulo de energia no interior do conversor. Assim, a potência reativa poderá ter qualquer valor, desde que permaneça nos limites do equipamento. Como neste trabalho é escolhido que  $C_g$  forneça apenas potência ativa, a potência reativa –  $Q_g$  é zero.

Em Aguilar (2016) é proposta a estrutura de controle para a regulação da tensão do link DC (Figura 2.14). É iniciada pela entrada do erro da tensão do link DC (que em regime permanente deve ser igual a zero), em seguida é determinada a corrente de referência do rotor de eixo direto ( $i_{dg}^{ref}$ ) por um controlador Proporcional Integral – PI. É necessário utilizar o controle inverso (por esta razão multiplica-se por -1), pois um aumento da potência injetada na rede conduz a diminuição da tensão do link DC (Anaya-Lara *et al.*, 2009).

Para que o conversor entregue somente potência ativa, é estabelecida como nula a referência da corrente de eixo de quadratura ( $i_{qg}^{ref} = 0$ ). Em seguida, ambas referências de correntes são limitadas e finalmente alinhadas com a tensão do estator para obter a corrente do inversor do lado da rede –  $i_g$ .

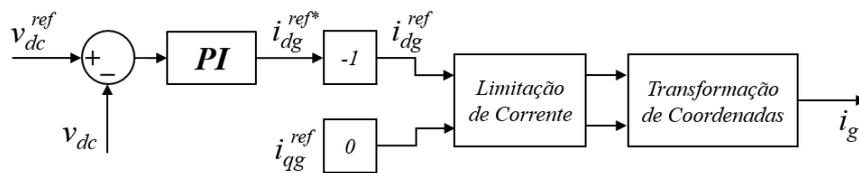


Figura 2.14 - Implementação do controle do inversor do lado da rede.

Fonte: (Aguilar, 2016).

Um fato importante de ressaltar é que, com o objetivo de evitar um aumento excessivo da corrente, o que conduziria à destruição do conversor *back-to-back*, é utilizado um limitador de corrente, tanto do lado do rotor como da rede.

É preestabelecido como valor máximo uma corrente 50% acima da nominal do conversor. Tendo em vista que o Conversor Bidirecional é dimensionado para fluir 30% (ou 0,3 p.u.) da potência nominal do aerogerador, são utilizados os valores máximos de corrente igual a 0,45 p.u. Devendo ainda, ser levada em consideração a relação entre a tensão do estator e do rotor, ao se calcular os limites em ambos os lados do inversor.

## 2.7.5 Controle de Potências

Conforme citado na subseção 2.7.3, as potências ativa e reativa podem ser coordenadas a partir da manipulação das correntes do rotor. A seguir, estas operações são explicitadas.

### Potência Ativa

Considerando um alinhamento da tensão de estator com o eixo direto no referencial síncrono,  $V_{qs} = 0$ , e a operação do aerogerador em regime permanente, as equações (2.19) e (2.21) podem ser expressas por (Tarnowski, 2006)

$$P_s = -\frac{1}{R_s^2 + X_s^2} [(X_s I_{dr} - R_s I_{qr}) X_m V_{ds} + R_s X_m^2 I_r^2] \quad (2.59)$$

$$P_r = \frac{s}{R_s^2 + X_s^2} [(X_s I_{dr} + R_s I_{qr}) X_m V_{ds} - R_s X_m^2 I_r^2] - R_r I_r^2 \quad (2.60)$$

sendo as correntes e as tensões expressas por letras maiúsculas para denotar a condição de regime permanente e  $I_r = \sqrt{I_{dr}^2 + I_{qr}^2}$ , a corrente do rotor.

Desconsiderando as resistências do estator e do rotor, as equações (2.59) e (2.60), se reduzem a

$$P_s \approx -\frac{X_m}{X_s} V_{ds} I_{dr} \quad (2.61)$$

$$P_r \approx s \frac{X_m}{X_s} V_{ds} I_{dr} \quad (2.62)$$

podendo serem somadas, chegando à potência ativa total

$$P_a \approx -(1-s) \frac{X_m}{X_s} V_{ds} I_{dr} \quad (2.63)$$

Levando em consideração que o escorregamento  $s$ , possui um comportamento dinâmico de maior lentidão, o termo  $(1-s)$  pode ser tomado como constante, assim como a tensão do estator que deve ser mantida dentro de limites estreitos. Desta maneira, o controle de potência ativa pode ser realizado pela manipulação da corrente de eixo direto do rotor  $I_{dr}$ .

A Figura 2.15 mostra a malha de controle utilizada para realizar esta operação, em que a diferença do valor atual da potência ativa com a referência de potência é a entrada de um controlador com função Proporcional-Integral – PI e Proporcional-Derivativa – PD associadas, obtendo-se a corrente de referência do eixo direto do rotor. Por sua vez, esta corrente é a entrada para a malha de controle de corrente exposta na subseção 2.7.3.

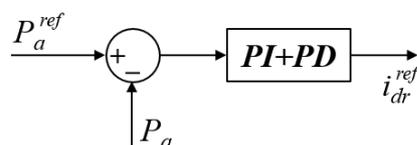


Figura 2.15 - Implementação do controle da potência ativa.

Fonte: (Tarnowski, 2006).

## Potência Reativa

A potência reativa total injetada ou consumida pelo aerogerador –  $Q_a$ , é dada pela soma da potência reativa do estator e do conversor do lado da rede (em p.u.), e pode ser controlado de forma separada (Lima, 2009; Tarnowski, 2006). Em regime permanente e considerando novamente o alinhamento da tensão de estator com o eixo direto no referencial síncrono, as potências reativas podem ser expressas como

$$Q_s = \frac{1}{R_s^2 + X_s^2} [(R_s I_{dr} + X_s I_{qr}) X_m V_{ds} - X_s V_{ds}^2] \quad (2.64)$$

$$Q_r = \frac{s}{R_s^2 + X_s^2} [(R_s I_{dr} - X_s I_{qr}) X_m V_{ds} + X_s X_m^2 I_r^2] + s X_r I_r^2 \quad (2.65)$$

Depreciando a resistência do estator, as equações (2.64) e (2.65) resultam em

$$Q_s \approx \frac{1}{X_s} (X_m V_{ds} I_{qr} - V_{ds}^2) \quad (2.66)$$

$$Q_r \approx \frac{s}{X_s} (X_m V_{ds} I_{qr} - X_m^2 I_r^2) + s X_r I_r^2 \quad (2.67)$$

Como mencionado anteriormente, a tensão  $V_{ds}$  mantendo-se dentro de limites estreitos e as indutâncias sendo consideradas constantes, então  $Q_s$  e  $Q_r$  podem ser controladas manipulando apenas  $I_{qr}$ . A Figura 2.16 mostra a estrutura de controle utilizada para regulação da potência reativa.

Reforçando o citado na subseção 2.7.4, como o rotor do DFIG é ligado à rede elétrica através de um conversor bidirecional, tipo *back-to-back*, o qual possui dois inversores, um do lado do rotor –  $C_r$  e outro do lado da rede –  $C_g$ , a potência reativa injetada e/ou consumida por cada inversor pode ser diferente, não implicando em um acúmulo de energia no interior do conversor. Desta forma, assim como no estator do gerador, é optado por manter o  $C_g$  com fator de potência unitário, fornecendo apenas potência ativa (Anaya-Lara *et al.*, 2009; Zanchettin, 2012).

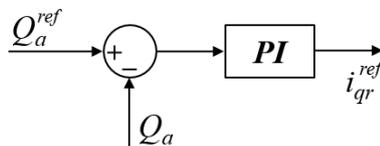


Figura 2.16 - Implementação do controle da potência reativa.

Fonte: (Tarnowski, 2006).

## 2.8 Conclusão

Neste capítulo apresentou-se duas topologias para a conversão da energia eólica em energia elétrica, o aerogerador de velocidade fixa com gerador de indução com rotor em gaiola e o aerogerador de velocidade variável com gerador de indução de dupla alimentação. Foi mostrada a modelagem dos equipamentos e sistemas que compõem um parque eólico para estas duas topologias.

Os modelos utilizados para representar a turbina eólica, controle *Pitch* e acoplamento mecânico podem ser aproveitados para outros tipos de parques eólicos. A representação do acoplamento dinâmico flexível é importante pois o comportamento mecânico dos conjuntos durante a ocorrência de perturbações, podem refletir em oscilações das variáveis elétricas.

Foram apresentados os modelos de 3ª e 5ª ordem do gerador de indução. Fazendo as devidas considerações, estes modelos podem ser utilizados tanto como de rotor bobinado – para o DFIG, quanto como de rotor em gaiola – para o FSIG. O conversor bidirecional é modelado em duas partes: O inversor do lado do rotor, como sendo uma fonte controlada de tensão; e o inversor do lado da rede, como uma fonte controlada de corrente.

O sistema de controle engloba o controle aerodinâmico das pás da turbina – *pitch*, o controle de corrente, controle de tensão do link DC e controle de potência ativa e reativa. Em geral são controladores PI clássicos, em exceção do controle de potência ativa, que é a combinação de PI e PD.

De forma geral, o nível de complexidade dos modelos implementados é adequado para a reprodução satisfatória dos principais comportamentos e característica dos parques eólicos FSIG e DFIG abordados.



# Capítulo 3

## Delineamento Metodológico

Neste capítulo é apresentada a metodologia aplicada para a realização do presente trabalho, voltado a avaliar a interação dinâmica entre aerogeradores conectados em um mesmo alimentador de distribuição, especificamente, avaliar a influência de um aerogerador FSIG no comportamento transitório de um aerogerador DFIG, para diferentes condições do sistema.

Apresentam-se as considerações tomadas sobre a modelagem dos aerogeradores e o sistema elétrico utilizado como ambiente de teste com suas principais características. São definidas a estrutura e a composição das simulações realizadas, bem como a associação dos casos avaliados.

Os fatores analisados são apresentados, juntamente às justificativas pelas quais são escolhidos. São eles: a posição de conexão dos aerogeradores FSIG e DFIG na rede de distribuição, a posição de aplicação da falta elétrica, o carregamento do alimentador e os níveis de inserção dos aerogeradores FSIG e DFIG.

### 3.1 Definições Iniciais

Para possibilitar a realização da análise desejada – comportamento dinâmico do aerogerador DFIG, conectado em uma mesma rede do sistema de distribuição que o aerogerador FSIG, é proposto um ambiente de teste baseado em um alimentador real do sistema de distribuição, com este operando em diferentes patamares de carregamento.

Ao alimentador de distribuição é conectado um parque eólico de cada tecnologia de gerador – DFIG e FSIG. Tem-se a possibilidade de conexão dos aerogeradores em diferentes barras dentro desta rede. Ainda, estes parques podem ter diferentes potências instaladas, perfazendo diferentes níveis de inserção no respectivo ponto de conexão.

Para estimular as oscilações eletromecânicas e analisar o efeito da interação destes aerogeradores nas diferentes condições de operação, é aplicada uma perturbação na forma de uma falta trifásica simétrica. Esta perturbação pode ser aplicada em diferentes posições do alimentador do sistema de distribuição.

## 3.2 Considerações sobre os Modelos dos Aero geradores

Neste trabalho os parques eólicos são implementados, na plataforma computacional de simulação, em agrupamentos compostos por aerogeradores de 0,5 MVA. Para a constituição de um parque é realizada a proporcionalidade da potência total desejada para o parque, com a potência de um aerogerador individual, formando um aerogerador equivalente, com a potência total do parque. Para isso, aplica-se esta mesma proporção aos parâmetros de todos os equipamentos que a ele compõem. Os parâmetros individuais dos equipamentos são apresentados nas tabelas do Apêndice A.

Nas duas tecnologias de aerogeradores abordadas – FSIG e DFIG, os modelos e parâmetros das turbinas eólicas, acoplamentos mecânicos e geradores de indução foram considerados iguais para os aerogeradores individuais. Diferenciam-se em sua magnitude, proporcionalmente a potência nominal do parque eólico instalado.

Na implementação do Gerador de Indução, opta-se pelo modelo de 3ª ordem, em que se despreza a dinâmica do fluxo do estator, conforme resultados de Kayikçi & Milanović (2008). Esta escolha não reflete em perdas de informações relevantes para as análises pretendidas. Entre as tecnologias, os geradores diferenciam-se pela consideração dos valores da tensão e das potências do rotor. Enquanto no DFIG tem-se valores compostos por números reais, o FSIG terá essas variáveis com valor igual a zero.

Em relação ao Conversor Bidirecional, escolhe-se por depreciar a representação do comportamento dinâmico da tensão do elo DC. Para isto, considera-se não haver acúmulo de energia no elo, assim, a potência ativa do inversor do lado do rotor –  $P_r$  é igual à do lado da rede –  $P_g$ , conseqüentemente,  $v_{DC}$  se manterá constante. A partir desta consideração, não se faz necessária a implementação do controlador de tensão do elo DC.

Para o aerogerador FSIG, é considerada a inserção de um banco de capacitores em seu terminal, para a compensação de potência reativa. O tamanho deste banco é proporcional à potência nominal parque eólico.

Tendo em vista o interesse em observar o comportamento dinâmico do conjunto eólico durante a ocorrência de uma falta sem a atuação do sistema de proteção, não se utiliza da proteção *crowbar*. No caso da sua atuação, o conversor bidirecional seria desconectado e os terminais do rotor conectados a uma resistência série, de modo que o DFIG se comportaria como um gerador de indução com rotor em gaiola (Anaya-Lara *et al.*, 2009).

Os parâmetros dos controladores foram extraídos do trabalho desenvolvido por Aguilar (2016), que por sua vez, buscou a sintonia dos controladores para aerogeradores DFIG utilizando métodos de otimização combinatória.

### 3.3 Sistema Teste

Na realização do estudo proposto, é considerada a conexão dos aerogeradores ao sistema distribuição real, apresentado em de Abreu (2005). O circuito é um alimentador de distribuição real de 32 barras, localizado no interior do estado de São Paulo e conectado ao Sistema Interligado Nacional (SIN) por meio de um sistema de subtransmissão de 138 kV, 60 Hz. A potência de curto-circuito no ponto de conexão do alimentador ao sistema de transmissão é de 2000 MVA, podendo ser considerado um ponto de conexão robusto ao SIN. Sua interligação é realizada por meio de um transformador de três enrolamentos 138/11,5/13,8 kV, conectado na configuração  $Y/\Delta/Y_{at}$ .

O alimentador opera com nível de tensão de 13,8 kV, exceto a barra 603 que é conectada utilizando-se de um transformador abaixador, operando em 2,4 kV. O sistema conta com 32 barras, 5 transformadores, 27 ramos, totalizando 51 km de linhas de distribuição, além de quatro bancos de capacitores em derivação, conectados em três diferentes barras, para regulação de tensão. A carga total conectada a este sistema é de 10,48 MW e 2,51 MVar, distribuída de forma heterogênea entre suas barras.

A topologia desta rede é puramente radial, com a relação X/R da impedância equivalente das linhas e potência de curto-circuito das barras com grande diversidade (Salim, 2011). O diagrama unifilar da rede de distribuição pode ser observado na Figura 3.1. Os dados das linhas de distribuição e subtransmissão, transformadores, características das barras e distribuição das cargas são apresentados no Apêndice B.

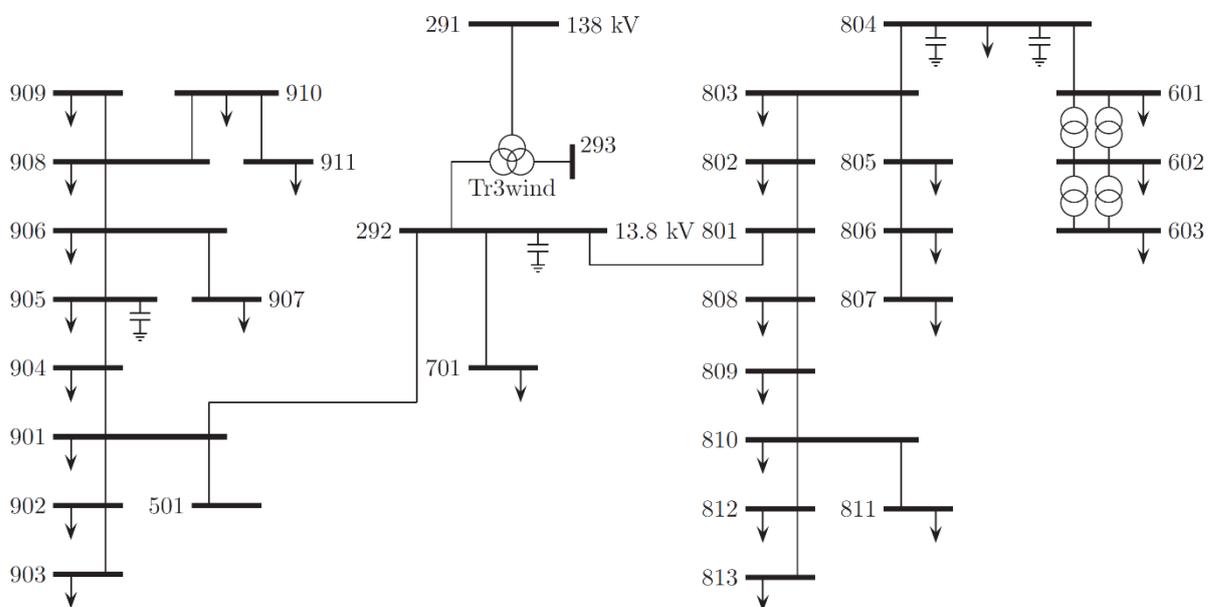


Figura 3.1 - Diagrama unifilar do sistema de distribuição de energia elétrica.

Fonte: (Salim, 2011).

### 3.4 Disposição dos Aerogeradores

A distribuição dos aerogeradores dentro do sistema de distribuição pode ter contribuição determinante no comportamento dinâmico dos aerogeradores DFIG em redes na qual coexistam aerogeradores FSIG. Desta forma, é proposta a conexão destes equipamentos em duas barras distintas da rede, para que se possibilite a análise desta relação.

Tendo em vista que o alimentador possui 32 barras, utilizam-se das características de potência de curto-circuito trifásico –  $S_{cc3\phi}$  e relação X/R vistos do equivalente de Thévenin de cada barra, para que assim, seja realizada a escolha de três barras, às quais são conectados os aerogeradores. Buscando definir as barras que melhor representem a diversidade dos parâmetros da rede, utilizou-se a caracterização do alimentador desenvolvida por Bainy (2015).

Em sua pesquisa, Bainy (2015), classificou as barras deste alimentador por seus valores de corrente de curto-circuito, resistência e reatância de Thévenin e relação X/R. Utilizando-se de técnicas de clusterização, organizou as barras em quatro grupos, com características de parâmetros distintas – nomeados I, II, III e IV.

A partir destes grupos, se obtêm duas barras diretamente. Do grupo I se extrai a barra 801, com  $S_{cc3\phi}$  grande e relação X/R pequena. Do grupo IV, a barra 806, de  $S_{cc3\phi}$  pequena e relação X/R grande. A terceira barra é obtida de forma empírica, a partir da observação dos grupos II e III. Escolhe-se a barra 908, a qual apresenta valores intermediários de  $S_{cc3\phi}$  e relação X/R. Na Tabela 3.1 são relacionadas as características das barras escolhidas.

Tabela 3.1 - Barras selecionadas para conexão dos aerogeradores.

<b>Barra</b>	<b>Potência de Curto-circuito – <math>S_{cc3\phi}</math></b>	<b>Relação X/R</b>
801	54,7 MVA	5,46
806	14,3 MVA	0,74
908	37,3 MVA	2,76

Combinando as três barras escolhidas e considerando que os parques geradores não podem estar conectados a uma mesma barra, chega-se a seis possibilidades de conexão dos aerogeradores. Nestas barras, denominadas ponto de conexão, são integrados os dois tipos de geradores, sendo na primeira barra, aplicado o DFIG e na segunda o FSIG. Estas combinações são chamadas de Disposição dos Geradores, e são apresentadas na Tabela 3.2.

Para facilitar a identificação das disposições, é utilizada a sigla apresentada na primeira coluna da Tabela 3.2. Esta sigla consiste na associação das letras “A”, “B” e “C”, aplicadas em um código de duas posições. A letra “A” refere-se à barra 801, “B” à 806 e “C” à 908. Já a posição destes caracteres está relacionada ao tipo de aerogerador. A primeira posição do código indica que o aerogerador, conectado à respectiva barra, é do tipo DFIG e a segunda, o aerogerador é FSIG.

Exemplificando: a disposição AB indica que, na barra 801 – letra “A” está conectado o aerogerador DFIG – primeira posição do código. Já na barra 806 – letra “B” está conectado o aerogerador FSIG – segunda posição do código.

Tabela 3.2 - Disposição dos aerogeradores no alimentador.

Disposição	Ponto de conexão do aerogerador	
	DFIG	FSIG
AB	801	806
AC	801	908
BA	806	801
BC	806	908
CA	908	801
CB	908	806

### 3.5 Localização da Falta

Tipicamente, a análise do comportamento transitório de sistemas elétricos, é realizada frente a um evento repentino que ocasione uma perturbação, retirando-o da condição estática. Durante e após este evento, os componentes buscam dinamicamente o equilíbrio, alcançando ao final sua condição de regime. Neste trabalho, esta perturbação, ou falta elétrica, é gerada pela aplicação de um curto-circuito trifásico em uma barra do alimentador. A falta é aplicada em um instante pré-estabelecido, sendo mantida durante um curto intervalo de tempo e posteriormente retirada, voltando à configuração física inicial.

Especificamente, a influência do aerogerador FSIG no comportamento dinâmico do aerogerador DFIG pode ser influenciada pela forma que a dinâmica deste sistema é estimulada. Desta forma, esta possibilidade é analisada por meio da aplicação da falta elétrica em barras distintas do alimentador.

O critério para a escolha das barras em que é aplicada a falta elétrica é similar ao utilizado na escolha dos pontos de conexão dos aerogeradores – representem a diversidade dos parâmetros da rede. Logo, utiliza-se novamente da classificação realizada por Bairy (2015) para a escolha de três barras. Adicionalmente, opta-se por estas barras atenderem as seguintes premissas:

- A barra onde ocorrer a falta não pode ter uma fonte geradora conectada;
- A ocorrência da falta não pode ocasionar ilhamento de nenhum dos aerogeradores;
- As barras devem ter características distintas, de modo a provocar faltas de diferentes intensidades nas barras dos geradores.

As barras escolhidas estão apresentadas, com suas características, na Tabela 3.3. Em todos os casos simulados, a falta é aplicada no tempo de 300 milissegundos, tendo duração de 400 milissegundos.

Tabela 3.3 - Barras em que ocorre aplicação da falta.

<b>Barra</b>	<b>Potência de Curto-circuito – <math>S_{cc3\phi}</math></b>	<b>Relação X/R</b>
701	53,1 MVA	5,19
807	9,6 MVA	0,59
907	33,0 MVA	2,52

A impedância de falta utilizada tem característica puramente resistiva. Quando a perturbação é aplicada na barra 701 a resistência é de  $1 \Omega$ , enquanto para as demais é utilizada uma resistência de  $1 \text{ m}\Omega$ . Esta diferenciação é aplicada em razão do afundamento da tensão ser acentuado quando a falta é aplicada à barra 701. Estes dados estão mostrados na Tabela 3.4 juntamente com a nomenclatura de identificação empregada.

Tabela 3.4 - Dados das faltas elétricas aplicadas ao alimentador.

<b>Identificação</b>	<b>Barra</b>	<b>Impedância</b>
F1	701	$1 \Omega$
F2	807	$1 \text{ m}\Omega$
F3	907	$1 \text{ m}\Omega$

Com a definição das barras de aplicação das faltas nesta seção, juntamente com as disposições dos aerogeradores da seção 3.4, chega-se na Figura 3.2 – mostrada na página 43, em que as barras de conexão dos aerogeradores são sinalizadas em azul, e as barras de aplicação das faltas elétricas em vermelho.

### 3.6 Carregamento do Alimentador

Para a avaliação da contribuição do carregamento do alimentador do sistema de distribuição na influência do aerogerador FSIG no comportamento dinâmico do aerogerador DFIG, são utilizados três patamares de carga.

O primeiro patamar é a carga nominal original do alimentador – denominado carregamento L1, o segundo é 50% da carga nominal – chamado carregamento L2, e por fim o terceiro patamar, 120% da carga nominal – o qual é nomeado carregamento L3. As cargas são representadas como estáticas do tipo impedância constante.

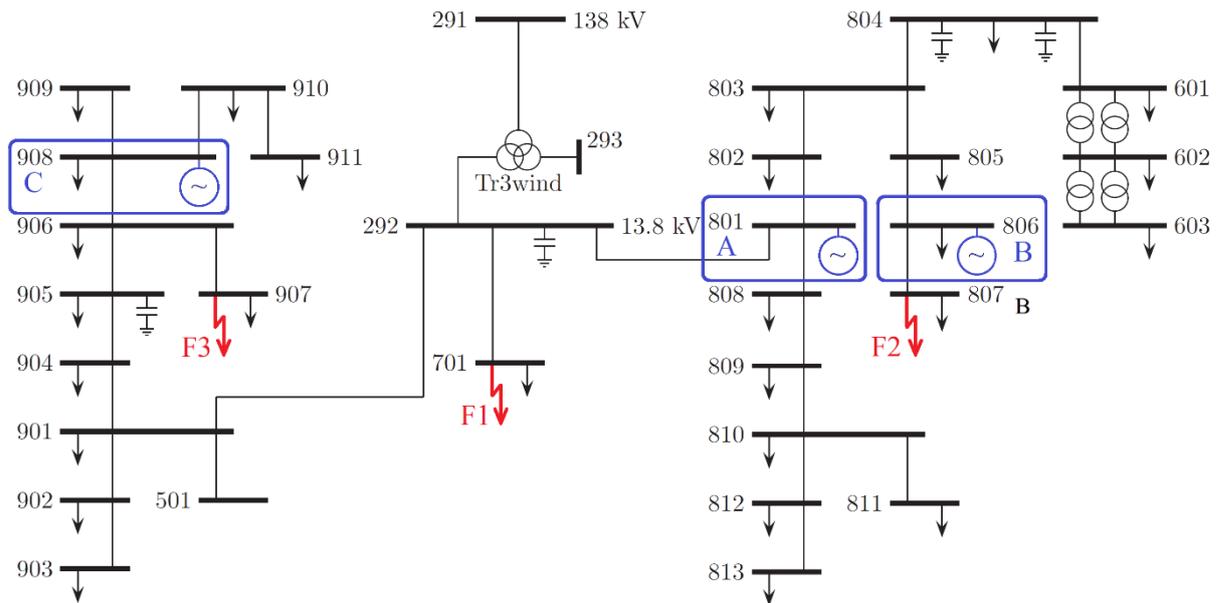


Figura 3.2 - Disposição dos aerogeradores e barras de aplicação das faltas no alimentador.

Em seu carregamento nominal o alimentador tem 10,48 MW em demanda de potência ativa e 2,51 MVar de reativa, distribuídas de forma heterogênea entre as barras, conforme apresentado no Apêndice B, perfazendo uma carga total de 10,78 MVA com fator de potência 0,972 – característica indutiva. Na Tabela 3.5 são apresentados os dados para os três patamares de carregamento do alimentador.

Tabela 3.5 - Dados de carregamento do alimentador do sistema de distribuição.

Identificação	Carregamento	Potência ativa	Potência reativa	Potência aparente
L1	100%	10,48 MW	2,52 MVar	10,78 MVA
L2	50%	5,24 MW	1,26 MVar	5,39 MVA
L3	120%	12,58 MW	3,02 MVar	12,94 MVA

Os bancos de capacitores em derivação, aplicados como compensadores de potência reativa são mantidos fixos, independente do patamar de carregamento do alimentador. A variação das cargas é feita mantendo o fator de potência constante.

### 3.7 Nível de Inserção dos Aerogeradores

A avaliação da influência do nível de inserção das fontes eólicas é baseada no valor relativo de um parque gerador em relação a um segundo, bem como na sua representatividade no sistema. Ou seja, os dois parques geradores têm potências nominais distintas, podendo ser

realizadas análises comparando o tamanho relativo de um parque gerador DFIG com o parque gerador FSIG, assim como pode-se comparar o tamanho dos parques geradores, individualmente, com o carregamento do alimentador.

Para cada tipo de aerogerador, são definidos dois tamanhos de parque. A potência instalada desse parque é proporcional à potência de curto-circuito vista do seu respectivo ponto de conexão. Para o aerogerador DFIG considera-se os níveis de inserção de 8% e 25% da potência de curto-circuito e para o aerogerador FSIG os níveis de 8% e 16%. Os dois níveis de inserção destes aerogeradores são combinados a fim de se representar a diversidade de condições de inserção de fontes eólicas.

O fato da escolha de diferentes níveis de inserção máximos dos geradores eólicos – 25% para DFIG e 16% para o FSIG, baseia-se na pesquisa desenvolvida por Zanchettin (2012). Um dos objetivos de seu trabalho foi justamente a análise destes níveis, baseando-se em critérios estáticos e dinâmicos.

Adicionalmente, é considerada a situação em que não há conexão do aerogerador FSIG. Isto, especificamente, se faz necessário para a criação dos casos base, em que o aerogerador DFIG não é influenciado por outra fonte geradora.

Para exemplificar a forma como é obtida a potência nominal do parque, considere que o aerogerador DFIG está conectado à barra 701, com nível de inserção em 8%. Ao se multiplicar a potência de curto-circuito vista desta barra – 54,7 MVA, com o nível de inserção do aerogerador, se obtém um parque com aerogerador DFIG com potência instalada de 4,38 MVA. A Tabela 3.6 e Tabela 3.7 apresentam a potência instalada dos aerogeradores DFIG e FSIG, respectivamente, para os demais níveis de inserção e pontos de conexão. Adicionalmente, na última coluna destas tabelas, é apresentado o índice de penetração do respectivo parque eólico, considerando que o alimentador esteja com carregamento nominal – L1.

Em suma, a definição dos pontos de conexão – mostrados na Tabela 3.1, combinados com os níveis de inserção de cada tipo de aerogerador – abordados nesta seção, possibilita a obtenção da potência nominal dos possíveis parques geradores, mostrados na Tabela 3.6 e Tabela 3.7. Utilizando-se da Tabela 3.2 para a associação dos parques geradores, formam-se os diferentes arranjos de geração eólica para a conexão ao sistema de distribuição.

Tabela 3.6 - Dados dos parques com aerogeradores DFIG.

<b>Nível de Inserção</b>	<b>Ponto de Conexão</b>	<b>Potência Instalada</b>	<b>Índice de Penetração</b>
8%	801	4,37 MVA	41%
25%	801	13,67 MVA	127%
8%	806	1,14 MVA	11%
25%	806	3,57 MVA	33%
8%	908	2,98 MVA	28%
25%	908	9,32 MVA	86%

Tabela 3.7 - Dados dos parques com aerogeradores FSIG.

Nível de Inserção	Ponto de Conexão	Potência Instalada	Índice de Penetração
8%	801	4,37 MVA	41%
16%	801	8,75 MVA	81%
8%	806	1,14 MVA	11%
16%	806	2,28 MVA	21%
8%	908	2,98 MVA	28%
16%	908	5,96 MVA	55%

Nas simulações, é considerado que os parques eólicos DFIG operam com 80% da sua potência nominal, enquanto os parques eólicos FSIG operam com 80% do seu torque elétrico nominal.

### 3.8 Considerações sobre os Casos e Resultados

Apresentados os fatores considerados para análise, é necessário que estes sejam combinados de forma a possibilitar avaliações e busca por padrões de comportamento. Para isso, parte-se da constituição física do circuito a ser simulado. Considera-se primeiramente o alimentador do sistema teste, apresentado na seção 3.3, com as diferentes disposições de conexão dos aerogeradores, chegando às seis combinações abordadas na seção 3.4.

Os seis circuitos elétricos constituídos podem ter seis diferentes patamares de geração em parques eólicos DFIG, combinados aos seis patamares de geração em parques eólicos FSIG, conforme exposto na seção 3.7. Descartando as combinações em que os aerogeradores DFIG e FSIG estariam conectados a uma mesma barra, chega-se em 24 combinações de arranjos de parques eólicos. Adicionalmente, da seção 3.6, agrega-se às combinações os três níveis de carga do alimentador. Assim, para cada uma das 24 combinações de arranjos tem-se três possibilidades de carregamento, alcançando 72 cenários.

Por fim, para a estimulação da resposta dinâmica destes cenários, é aplicada a falta elétrica, nas três barras escolhidas na seção 3.5. Tendo assim, 216 casos criados para análise. Adicionalmente, para utilização como casos base, é proposta a criação de arranjos em que apenas os parques eólicos com geradores DFIG estejam conectados ao alimentador, sem os parques geradores FSIG. Portanto, são adicionados 54 casos, perfazendo um total 270 casos para avaliação.

A Figura 3.3 mostra de forma simplificada como foram associados os fatores propostos. Nela, observam-se os seguintes elementos:

- **Circuito Elétrico:** Alimentador da rede de distribuição com um parque eólico DFIG e um FSIG conectado em suas barras. São seis circuitos elétricos possíveis.

- **Arranjo:** Cada circuito elétrico pode ter patamares diferentes de geração nos seus dois parques eólicos. Combinando as quatro possibilidades de geração dos parques eólicos de cada um dos seis circuitos elétricos, chega-se a 24 possíveis arranjos.
- **Cenário:** Cada arranjo pode ter três níveis de carga no alimentador. A combinação dos 24 arranjos com os três patamares de carregamento, indica a possibilidade de 72 cenários.
- **Casos:** Aplicando a falta elétrica nas três barras propostas, individualmente em cada cenário, se alcança 216 casos possíveis. Adicionando os 54 casos que não possuem arranjos com FSIG, totalizam-se 270 possíveis casos para análise.

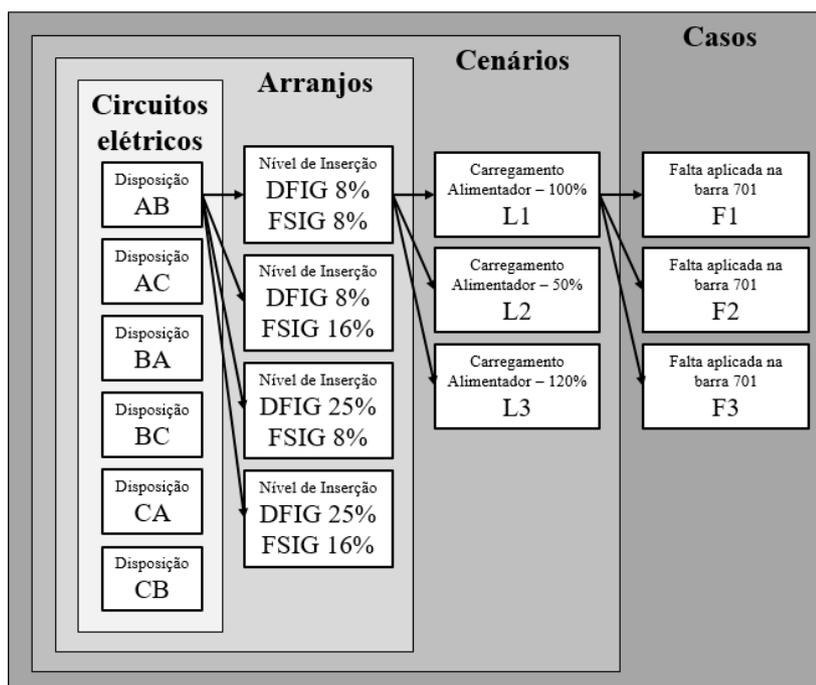


Figura 3.3 - Associação dos fatores propostos para análise.

No Apêndice C são relacionados os casos criados para análise, com as barras de conexão dos parques geradores DFIG e FSIG, as potências nominais dos parques, seus níveis de inserção e índices de penetração no alimentador. Também é mostrado o carregamento do alimentador e a barra em que a falta é aplicada.

### 3.8.1 Obtenção dos Resultados

Os casos descritos na subseção anterior, são implementados em plataforma computacional de simulação e os dados das principais grandezas elétricas e mecânicas são coletados.

Os resultados são obtidos por meio da combinação da utilização dos *softwares* Matlab® e Simulink® – desenvolvidos pela MathWorks, e do software OpenDSS – um simulador de sistemas de distribuição *Open Source* desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* – EPRI.

As rotinas de simulação são desenvolvidas utilizando o software Matlab®. São criados algoritmos em que, primeiramente, são declarados todos os Circuitos, Arranjos, Cenários e Casos previamente definidos para avaliação. Posteriormente, este algoritmo inicia uma execução reiterada de instruções que percorre todos os casos escolhidos.

As instruções constroem os cenários no *software* OpenDSS e na plataforma Simulink®. Na sequência, o OpenDSS executa o fluxo de carga para o respectivo cenário, disponibilizando os dados para que o Matlab® crie os modelos dos aerogeradores e calcule as suas condições iniciais. Posteriormente, os modelos são simulados no Simulink® para a condição de falta, obtendo-se os resultados do comportamento dinâmico na forma de vetores, no ambiente de trabalho do Matlab®. O algoritmo é finalizado com a coleta e armazenamento de todas as grandezas de interesse.

A Figura 3.4 apresenta a interação entre os softwares na execução do procedimento descrito nos parágrafos anteriores.

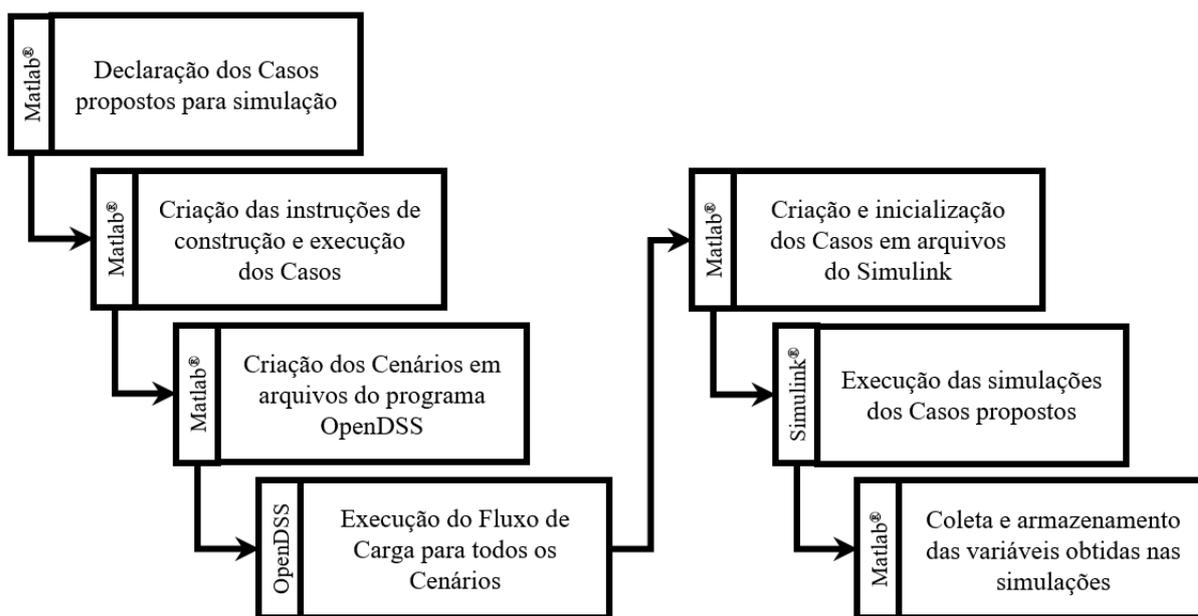


Figura 3.4 - Fluxograma da interação entre os softwares para execução das simulações

Os aerogeradores utilizados neste trabalho, foram previamente construídos na plataforma Simulink®, baseando-se nos modelos apresentados no Capítulo 2. A partir deles, criou-se um banco de modelos, que alimentou o software Matlab® na criação dos cenários durante as rotinas de simulação.

### 3.8.2 Indicadores de Análise

Os dados gerados nas simulações, representam os comportamentos dinâmicos das grandezas elétricas e mecânicas em um intervalo de tempo, que engloba o período transitório e de regime.

Dentre as variáveis disponíveis da simulação, são escolhidas quatro para a exploração e análise, sendo elas: a tensão terminal –  $V_{as}$ , a potência ativa total –  $P_t$ , o torque mecânico da turbina –  $T_t$  e a velocidade angular da turbina –  $\omega_t$  dos parques geradores DFIG. Além destas grandezas, ocasionalmente são apresentadas outras variáveis, com intuito de evidenciar, esclarecer ou aprofundar a análise dos fenômenos observados.

Os resultados das simulações têm suas avaliações realizadas de forma qualitativa, por meio da análise gráfica. As análises concentram-se na comparação das variações dos fatores entre si e com os casos base propostos (sem a conexão de parques eólicos FSIG).

Os casos são avaliados a partir de indicadores elétricos e mecânicos, para assim conduzir a conclusão sobre a interação dinâmica entre os geradores. Os indicadores escolhidos são:

- Amplitude das oscilações da tensão terminal.
- Tempo de recuperação da tensão terminal pós-falta.
- Amplitude das oscilações da potência ativa total.
- Amplitude das oscilações do torque mecânico da turbina.
- Desvio máximo da velocidade angular da turbina.

Em razão da forma que os modelos dos aerogeradores foram construídos nos simuladores, os valores das grandezas analisadas são expressos no sistema Por Unidade – p.u. Estas variáveis tomam como base a potência nominal do seu respectivo aerogerador, ao invés de utilizar a potência base do sistema de distribuição. Desta forma, numa mesma janela gráfica, as potências que apresentem valores iguais em p.u., podem ter valores nominais diferentes, seja pelo fato dos aerogeradores DFIG estarem conectados em barras diferentes ou por terem diferentes níveis de inserção.

Baseando-se na metodologia apresentada, os resultados obtidos são descritos e analisados no Capítulo 4.

# Capítulo 4

## Avaliação dos Resultados

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos, bem como as análises realizadas sobre o comportamento dinâmico de um parque eólico composto por aerogeradores DFIG quando conectado em rede do sistema de distribuição, por sua vez, composta por outro parque eólico com aerogeradores FSIG. São apresentados gráficos correspondentes às simulações realizadas, comparando-se os casos com referência aos seus fatores.

As avaliações são qualitativas e buscam padrões de comportamento dentre os casos, procurando a identificação da influência dos fatores no comportamento das variáveis analisadas. São discutidos os fatores apresentados no Capítulo 3, na seguinte sequência: Nível de inserção do parque eólico FSIG, nível de inserção do parque eólico DFIG, nível de carregamento do alimentador e barra de aplicação da falta. Inicialmente são apresentados os casos base, os quais são referências para as análises.

Considerando a quantidade total de casos simulados – 270, são identificados os que produzem resultados mais ilustrativos e estes são utilizados para a realização das discussões propostas.

### 4.1 Casos Bases

Para utilização como referência nas comparações com os demais, define-se um caso base para cada disposição dos aerogeradores no sistema de distribuição. Ao se considerar que o aerogerador FSIG está desconectado, reduzem-se para três as disposições possíveis.

Os casos são nomeados como:

- Caso Base A, em que o aerogerador DFIG é conectado à barra 801.
- Caso Base B, com aerogerador DFIG conectado à barra 806.
- Caso Base C, em que a conexão do aerogerador DFIG é feita na barra 908.

Quanto aos demais fatores, considera-se:

- Carregamento do alimentador nominal – L1.
- Falta elétrica aplicada à barra 701 – F1.
- Nível de inserção do parque eólico DFIG mantido em 8% da potência de curto-circuito da sua barra de conexão.

A potência nominal do gerador, seus respectivos níveis de inserção e índice de penetração, são apresentados na Tabela 3.6.

Com o propósito de observar a tensão nos terminais do parque gerador DFIG, é apresentada a Figura 4.1, em que se mostra o comportamento dinâmico durante o período no qual o circuito está submetido à falta elétrica – 0,3 à 0,7 segundos – na janela (a), e o comportamento pós-falta – 0,65 à 5,00 segundos – na janela (b).

Verifica-se que durante a ocorrência da falta, bem como após a retirada da falta, a tensão terminal nos três casos apresenta comportamento muito semelhante, com uma acomodação praticamente imediata. No período pós-falta observa-se que o Caso Base B tem oscilação de tensão maior que os demais casos. O Caso Base B é o que apresenta menor índice de penetração eólica – 11%, consequência de a barra de conexão possuir menor a capacidade de curto-circuito. Ressalta-se que esta oscilação é muito pequena, com amplitude inicial na ordem de 0,015 p.u. para o caso mais severo.

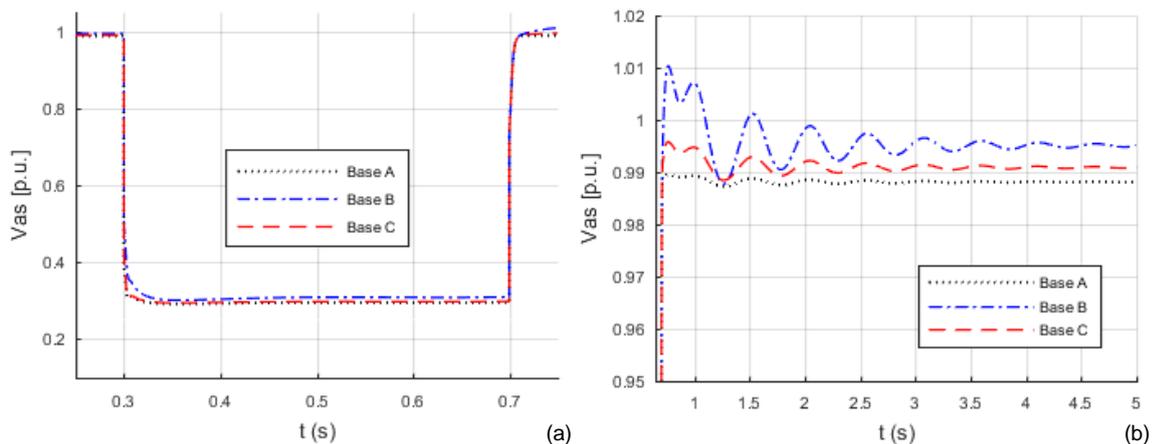


Figura 4.1 - Casos Base: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG.

Para a observação da potência ativa total gerada pelo aerogerador DFIG, apresenta-se a Figura 4.2. Verifica-se que os valores da potência são coincidentes nas três situações, tanto no instante em que está ocorrendo a falta – mostrado na janela (a), quanto no período posterior a ela – visto na janela (b).

Durante a falta, a potência ativa se reduz a pouco menos de 0,2 p.u. Após a retirada da falta a potência apresenta comportamento oscilatório amortecido, que perdura por

aproximadamente 4 segundos. Tem amplitude inicial de oscilação de 0,4 p.u. (pico a pico), alcançando o valor de pico de 1,1 p.u.

Observa-se ainda que ocorrem picos de potência nos instantes de início e retirada da falta elétrica. Tais picos alcançam valores muito elevados em relação ao comportamento geral da simulação, chegando a 1,9 p.u. na aplicação da falta e -0,9 p.u. na sua retirada. Este desempenho é esperado quando se utiliza do modelo de 3ª ordem para a representação do gerador de indução, conforme citado ao final da seção 2.4.

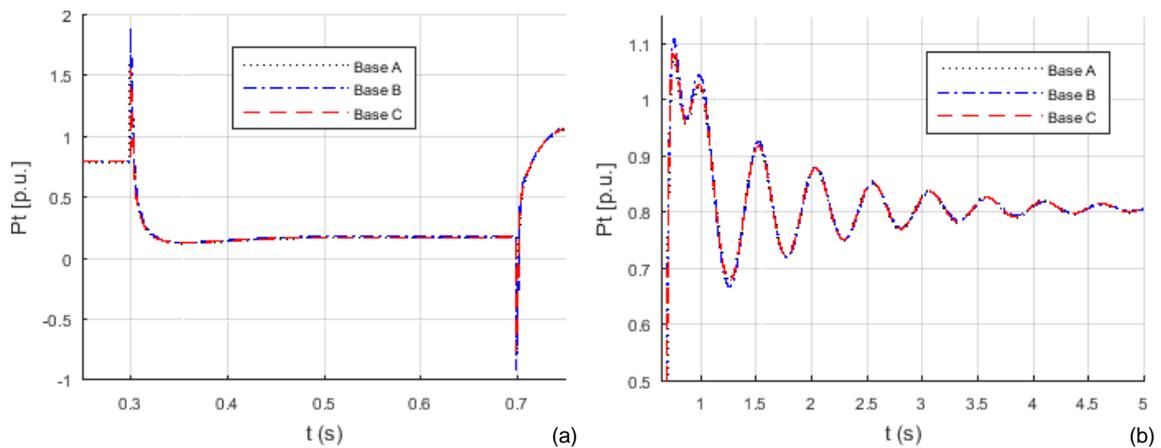


Figura 4.2 - Casos Base: Potência ativa total do aerogerador DFIG.

A variável torque mecânico da turbina também apresenta valores coincidentes para os três casos base. Nas condições simuladas, para a geração de 0,8 p.u. de potência ativa, o aerogerador mantém o torque mecânico em 0,65 p.u., observado na condição de operação pré-falta e regime. Durante a ocorrência da falta, o torque alcança o valor mínimo de 0,605 p.u. Ao ser retirada a falta do sistema, o torque apresenta um tempo grande para sua recuperação total, necessitando de aproximadamente 200 segundos para acomodar-se.

Com os parâmetros dos controladores utilizados, propostos por Aguilar (2016), a acomodação do torque e da velocidade angular possuem comportamento dinâmico composto por duas componentes combinadas: de maior e menor frequência.

Na Figura 4.3 é possível visualizar estas características no torque mecânico, por meio da janela (a) – com 10 segundos de amostragem – e janela (b) – com 200 segundos de amostragem. Na componente de maior frequência, o sistema tem comportamento amortecido, com acomodação próxima a 5 segundos. A componente de menor frequência, comporta-se como sistema superamortecido, com sobre-elevação de 0,02 p.u. Esta variável recupera o valor pré-falta após os 200 segundos supracitados.

A velocidade angular da turbina do aerogerador (Figura 4.4), assim como a potência ativa e o torque mecânico, apresenta semelhança entre o comportamento da variável nos três casos base. No período que antecede a perturbação, a velocidade angular é levemente inferior a 1,24 p.u., abaixo do seu valor nominal de operação e dentro da faixa de operação MPPT. Durante

o período de permanência da falta elétrica, a variável ultrapassa 1,27 p.u. Os valores mínimos e máximos da velocidade angular da turbina, a velocidade nominal de operação e a faixa de velocidade de operação em MPPT são apresentadas na Tabela A.3 do Apêndice A.

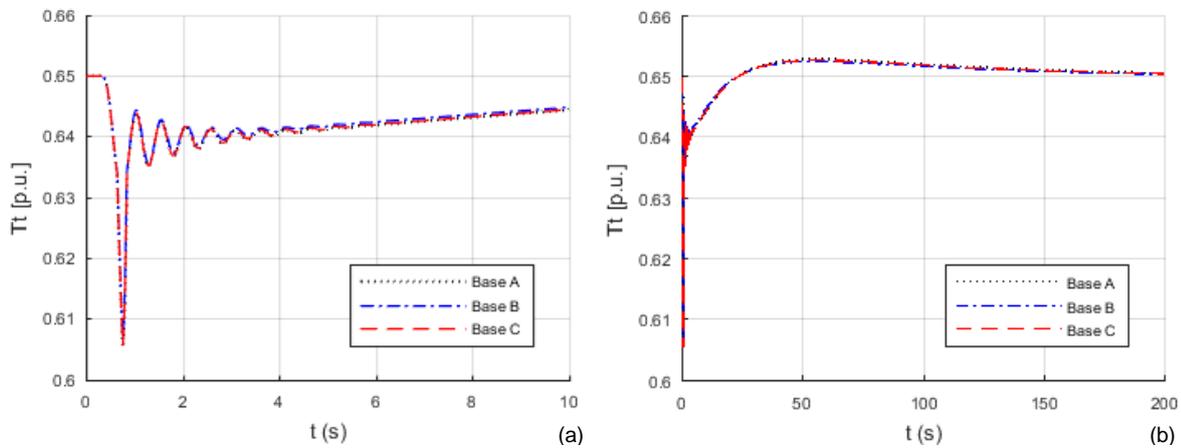


Figura 4.3 - Casos Base: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.

Após a retirada da falta, similarmente ao torque, a velocidade angular apresenta o comportamento contendo as duas componentes oscilatórias amortecidas. Primeiramente uma componente oscilatória amortecida com amplitude inicial de 0,01 p.u. pico a pico, que perdura por aproximadamente 5 segundos, com valor de pico em acima de 1,27 p.u., seguida por uma acomodação mais lenta – superamortecida, em afundamento, com mais de 200 segundos para alcançar o valor de regime.

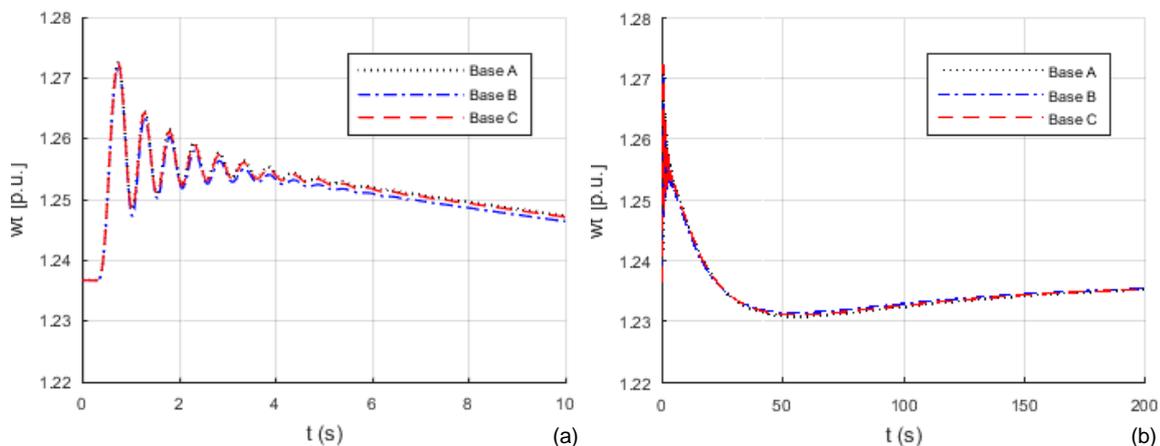


Figura 4.4 - Casos Base: Velocidade angular da turbina do aerogerador DFIG.

Observa-se que durante a elevação da velocidade angular da turbina, no período da falta, ocorre a atuação do controle *pitch*. Esta malha de controle atua na regulação do ângulo de passo das pás da turbina –  $\beta$ , apresentado na Figura 4.5. A alteração deste ângulo ocasiona a diminuição da conversão da energia cinética do vento em energia mecânica rotacional da

turbina, e por consequência, o torque mecânico da turbina se reduz com maior intensidade. Nesta redução, se reestabelece o balanço dos torques elétrico e mecânico, conduzindo à estabilização da velocidade angular do conjunto. Em razão das características dinâmicas do conjunto mecânico, necessita-se de um maior tempo para acomodação do torque, vindo ocorrer somente no período pós-falta.

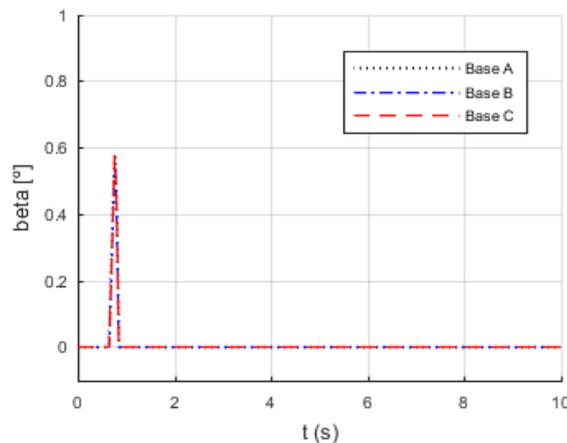


Figura 4.5 - Casos Base: Ângulo de passo das pás da turbina do aerogerador DFIG.

## 4.2 Nível de Inserção do FSIG

A análise independente da influência do nível de inserção do aerogerador FSIG no comportamento dinâmico do aerogerador DFIG é feita, primeiramente, por meio da comparação de casos em que este fator tem valores percentuais diferentes. Os demais fatores – nível de inserção do DFIG, carregamento do alimentador, posição dos aerogeradores e localização da falta – são mantidos constantes.

Nesta avaliação são representados graficamente os casos em que o FSIG está:

- Desconectado – Caso Base A.
- Conectado à barra 908 com o nível de inserção de 8%.
- Conectado à barra 908 com o nível de inserção de 16%.

Quanto aos demais fatores, considera-se:

- Aerogerador DFIG conectado à barra 801.
- Nível de inserção do DFIG em 8%.
- Carregamento do alimentador nominal – L1.
- Falta elétrica aplicada à barra 701 – F1.

Com o objetivo de explorar o comportamento da tensão terminal do aerogerador DFIG, é apresentada a Figura 4.6. Observa-se que no instante da ocorrência da falta – janela (a), quando o aerogerador FSIG está com 16% de inserção, a tensão do DFIG tem afundamento imediato para 0,4 p.u., diminuindo gradativamente até alcançar o valor mínimo de 0,3 p.u. O caso em que o aerogerador FSIG tem potência nominal menor (8%) e o caso base apresentam afundamento mais severo já no princípio da falta. Os três casos apresentam valores iguais no instante imediatamente anterior à retirada da falta.

Imediatamente após a retirada da falta – janela (b) – o aerogerador com maior nível de inserção (16%) tem um valor de tensão inferior aos demais casos – 8% e base. Ele apresenta a tensão levemente superior à 0,7 p.u., enquanto os demais casos tem aproximadamente 0,8 p.u. (8%) e 1,0 p.u. (base). Nos instantes que sucedem, as tensões têm leve aumento, mantendo um descolamento em relação ao seu valor nominal quase constante (com variações de até 0,02 p.u.), vindo a iniciar o restabelecimento aproximadamente 800 milissegundos após a retirada da falta, no intervalo entre 1,5 e 2 segundos. Após este período a variável tem leve oscilação em torno do valor de regime, podendo-se assumir que no tempo de 5 segundos a tensão terminal já está acomodada.

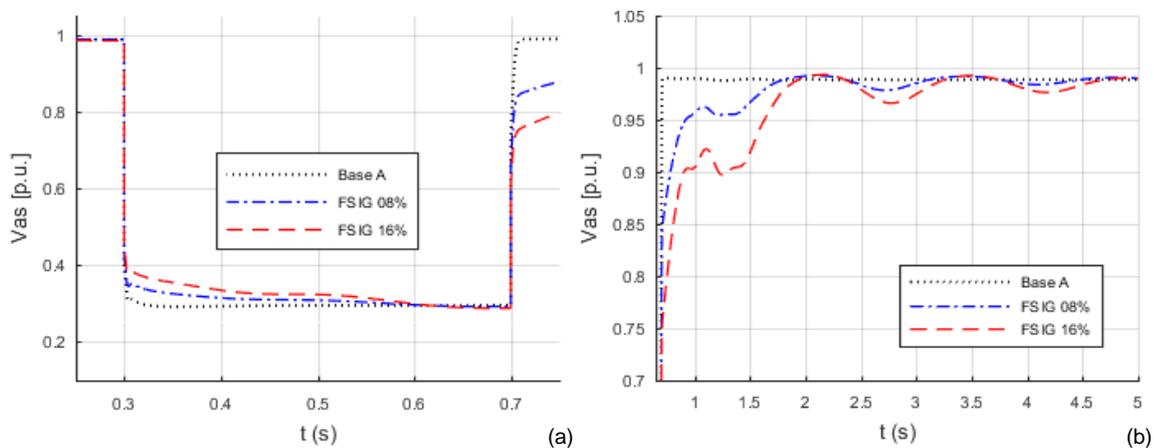


Figura 4.6 - Nível de Inserção FSIG: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG.

Durante o período de falta, a potência ativa total gerada pelo aerogerador DFIG, mostrada na janela (a) da Figura 4.7, apresenta comportamento similar entre os casos comparados, com a variável tendo valores muito próximos, independentemente do nível de inserção do aerogerador FSIG. Destaca-se que para a melhor exibição da variável, opta-se por restringir a área exibida, retirando os picos da potência no instante da aplicação e retirada da falta, consequência da utilização do modelo de 3ª ordem do gerador de indução.

A influência do nível de inserção do FSIG na potência elétrica do DFIG tem destaque no período imediatamente após a retirada da falta até a sua acomodação – janela (b) da Figura 4.7. É observado que a primeira oscilação da potência ativa tem a maior amplitude no caso base, em que o FSIG está desconectado, com valor consideravelmente inferior quando o FSIG tem 16% de inserção. No caso base o valor de pico da potência ativa é 1,1 p.u., diminuindo para

aproximadamente 0,95 p.u. com nível de inserção de 8% e menos de 0,9 p.u. com 16%. Em geral, após a retirada da falta a variável tem comportamento amortecido, com frequência de oscilação de 2 Hz, além dos valores iniciais de oscilação supracitados.

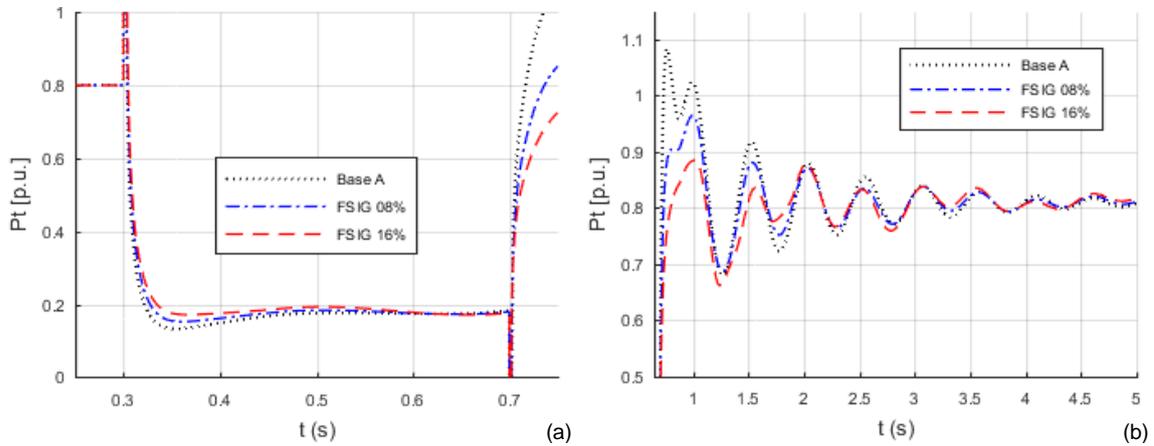


Figura 4.7 - Nível de Inserção FSIG: Potência ativa total do aerogerador DFIG.

Quanto ao torque mecânico da turbina, Figura 4.8, verifica-se que durante a falta o comportamento das três curvas é idêntico. Já no período pós-falta, observa-se nas duas componentes – menor e maior frequência – que o torque apresenta comportamento distinto entre os três casos.

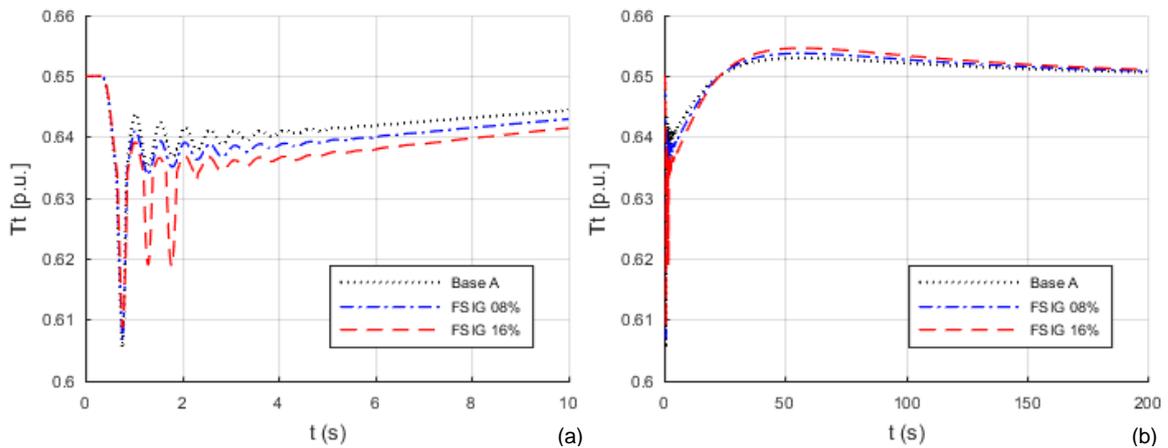


Figura 4.8 - Nível de Inserção FSIG: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.

No período pós-falta, pela janela (a) da Figura 4.8, verifica-se que o aumento da inserção da potência do FSIG ocasiona descolamento negativo da curva do torque. Quanto maior o nível de inserção do caso, maior o deslocamento da curva.

A componente de maior frequência do torque é caracterizada por uma oscilação subamortecida de 2 Hz. A amplitude dessa oscilação seria levemente menor para o caso em que

o nível de inserção é 16%, mas, devido a atuação do controle *pitch*, o torque tem redução expressiva em mais dois momentos. Nos demais casos, em que não ocorre a atuação do controle, o comportamento é similar, mantendo descolamento praticamente constante entre as curvas.

Quanto à componente de menor frequência do torque – mostrada na janela (b), observa-se que o caso em que o FSIG tem maior potência, a variável tem um valor menor nos momentos iniciais pós-falta, mas ao longo do período de simulação alcança um valor de sobre-elevação maior. A acomodação desta variável tem tempo superior a 200 segundos nas três situações.

Na janela (a) da Figura 4.9, verifica-se que para os três casos simulados, a velocidade angular da turbina apresenta comportamento idêntico no período de ocorrência da falta. Ao ser aplicada a falta, a turbina acelera. Quando ultrapassa 1,265 p.u. ocorre a atuação do controle *pitch*. Logo em seguida ocorre a retirada da falta, ocorrendo a sua desaceleração.

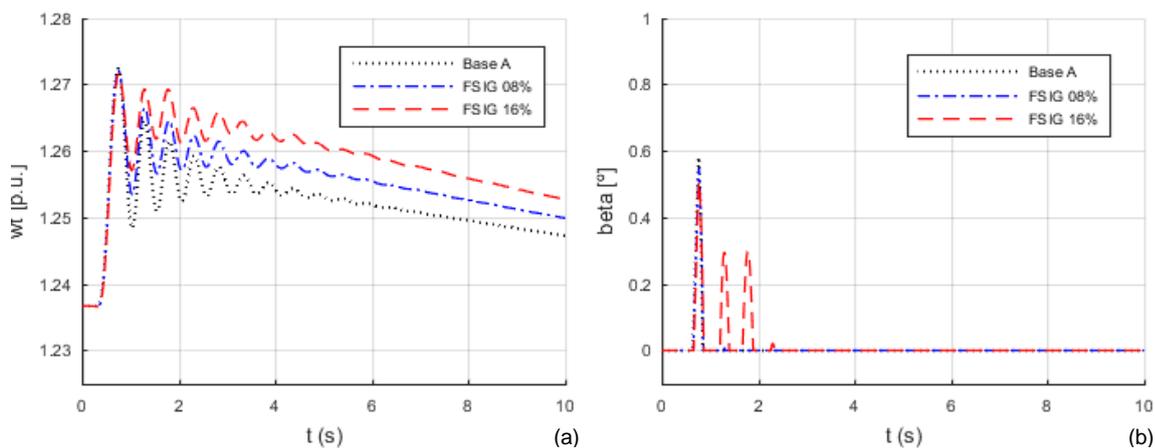


Figura 4.9 - Nível de Inserção FSIG: Velocidade angular e ângulo passo das pás da turbina do aerogerador DFIG.

No processo de desaceleração, o caso base tem a redução de velocidade mais acentuada, com sua primeira oscilação alcançando um valor mínimo abaixo de 1,25 p.u. Os demais casos alcançam 1,254 p.u. e 1,258 p.u., para os níveis de inserção do FSIG em 8% e 16%, respectivamente. Em sequência, os valores apresentam comportamento oscilatório amortecido, mantendo o descolamento entre eles.

A componente de menor frequência da velocidade da turbina para a inserção de 16% do FSIG, novamente, apresenta maior amplitude de oscilação. Também neste caso, em razão do valor ser superior aos demais, ocorre a atuação do controle *pitch* em dois momentos adicionais, mostrado na janela (b) da Figura 4.9.

A curva do caso de maior nível de inserção do FSIG (16%), ao longo do tempo de simulação, mantém o maior desvio da velocidade angular da turbina do DFIG em relação à sua condição de regime.

Em síntese, é observado que quanto maior o nível de inserção do parque eólico FSIG, maior é o desvio da velocidade angular da turbina do DFIG, no período pós-falta. Consequentemente, maior é a atuação do sistema de controle *pitch*, sobre as pás da turbina.

Para verificar as suposições tomadas acerca do relacionamento do comportamento das variáveis analisadas com o nível de inserção do FSIG, utiliza-se da alteração da disposição dos aerogeradores no alimentador. Aplica-se a disposição AB, na qual é alterada a barra de conexão do FSIG, mantendo-se o DFIG na mesma posição. Tendo em vista que o nível de inserção é relativo à potência de curto-circuito da respectiva barra de conexão, o parque gerador terá sua potência nominal alterada. Neste caso, especificamente, diminuída. Consequentemente, a disposição AB tem índice de penetração menor do que na disposição AC.

Na página 58, a Figura 4.10 mostra, sequencialmente, a tensão terminal, potência ativa, velocidade angular e torque mecânico do aerogerador DFIG, comparando as duas disposições – AC e AB.

Em geral, a influência do nível de inserção é a mesma nos dois casos apresentados, diferenciando-se na sua intensidade. Este fato, além de corroborar com as suposições sobre a influência no nível de inserção, também leva a considerar a possibilidade de uma potência instalada FSIG menor, conduzir a uma contribuição menor na interação entre os aerogeradores.

### 4.3 Influência do Nível de Inserção do DFIG

Para análise do comportamento dinâmico de parques eólicos DFIG com diferentes níveis de inserção, conectados em um alimentador do sistema de distribuição, que também tenha geração eólica com parques FSIG, é utilizada a comparação de casos que ressaltem estes fatores e o respectivo caso base. Desta forma, são avaliados graficamente os casos em que o DFIG está:

- Conectado à barra 801 com nível de inserção de 8%;
- Conectado à barra 801 com nível de inserção de 25%;

Quanto aos demais fatores, considera-se:

- Aerogerador FSIG conectado à barra 908.
- Nível de inserção do FSIG em 8%.
- Carregamento do alimentador nominal – L1.
- Falta elétrica aplicada à barra 701 – F1.

Adicionalmente, são analisados os casos em que o FSIG está desconectado (Caso Base A) e conectado com nível de inserção em 16%.

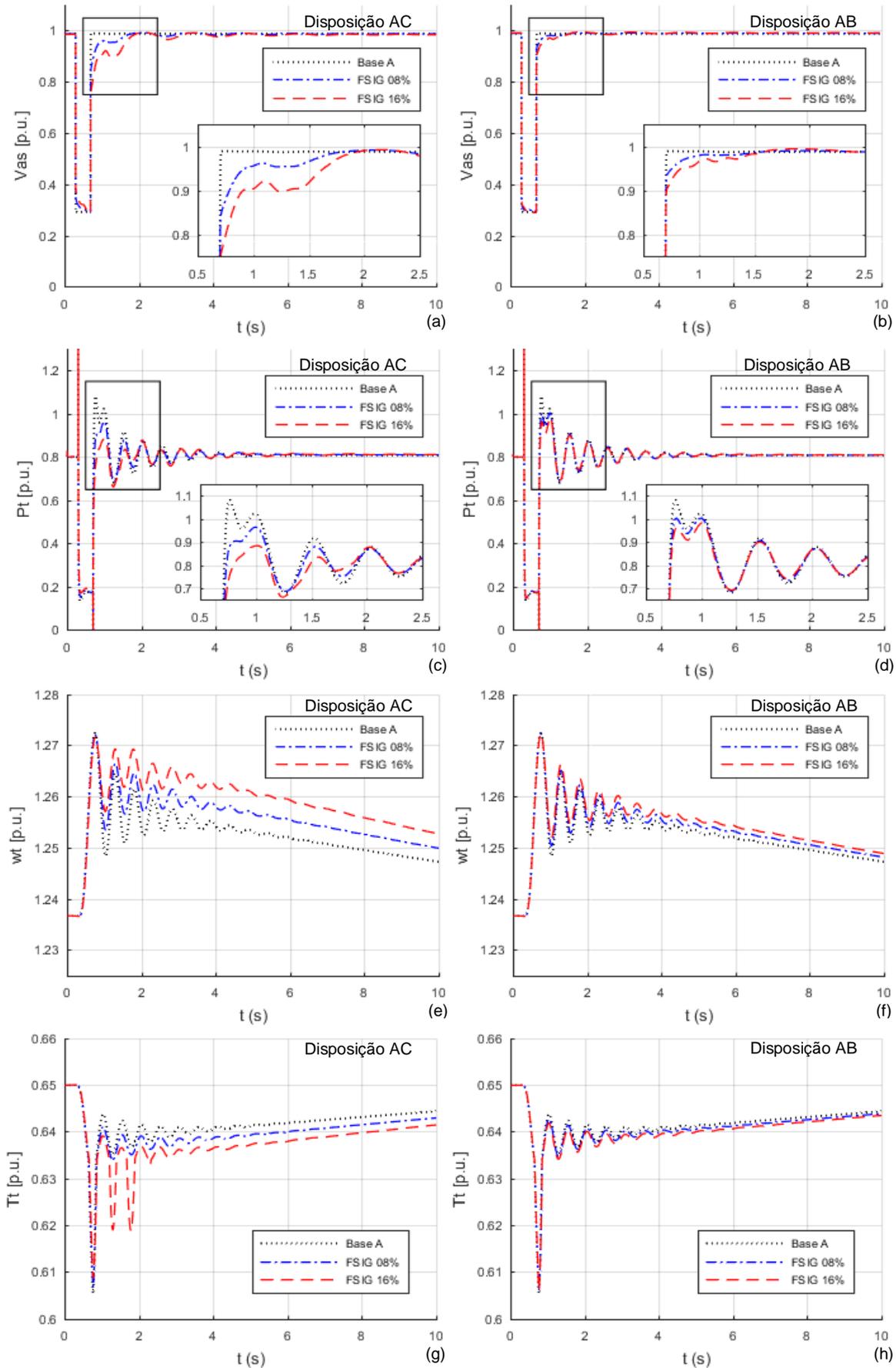


Figura 4.10 - Nível de Inserção FSIG: Comparação entre as disposições AC e AB.

A tensão elétrica é apresentada na Figura 4.11. Durante a ocorrência da falta, os quatro casos apresentam-se com comportamento similar. Exibem um afundamento inicial com um decréscimo continuado durante a falta. No caso mais explícito – FSIG com 16% e DFIG com 25% – a tensão passa de 0,4 p.u. no início da falta para 0,3 p.u. no instante anterior a sua retirada. Consta-se que, quanto maior a inserção do DFIG, menor o afundamento inicial da tensão. O mesmo ocorre para o FSIG: quanto maior o FSIG, menor o afundamento da tensão.

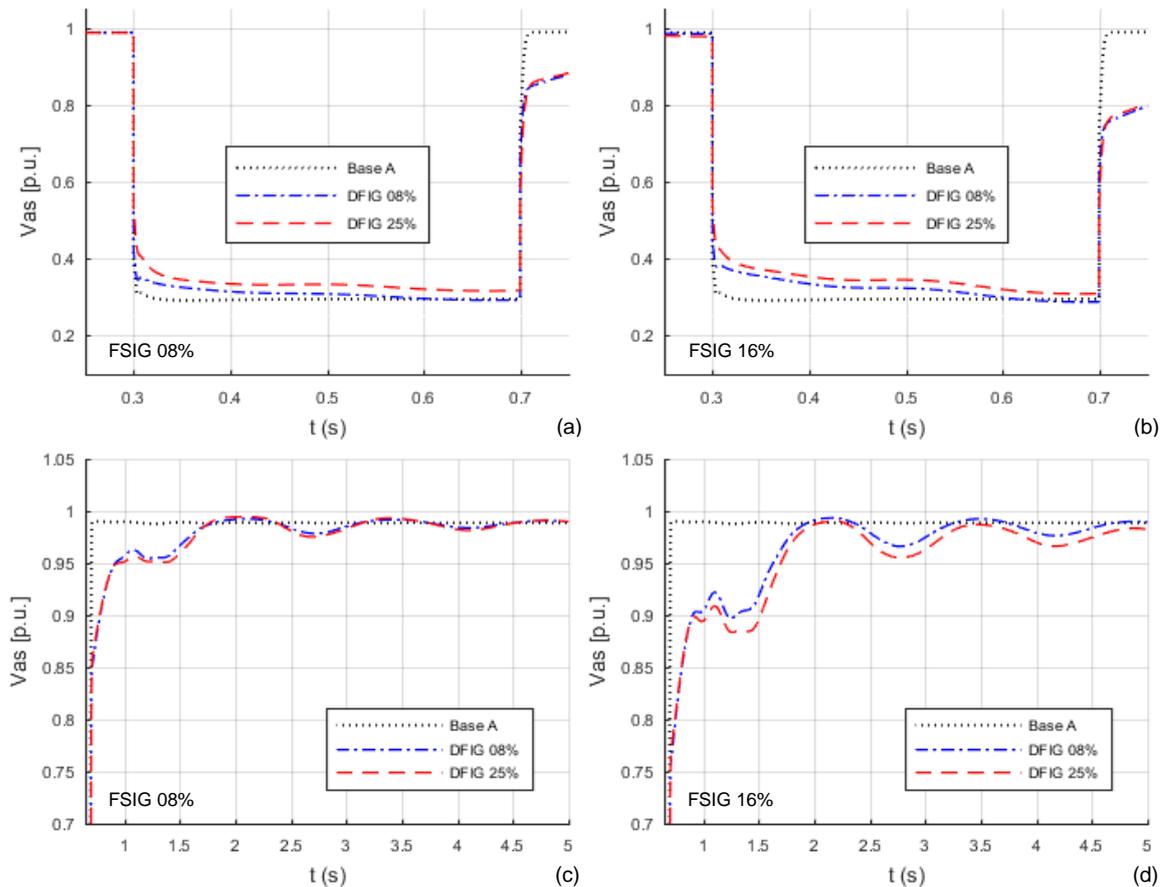


Figura 4.11 - Nível de Inserção DFIG: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG.

Já para o período pós-falta, o relacionamento entre os casos é distinto. Observa-se que o nível de inserção do DFIG tem menor contribuição na dinâmica da tensão pós-falta quando o nível de inserção do FSIG é menor. Quando se têm um nível de inserção do FSIG maior, a contribuição do nível de inserção do DFIG aumenta. Este fato é comprovado comparando-se o descolamento da tensão, que na janela (c) da Figura 4.11 – FSIG em 8% – é insignificante, já na janela (d) – FSIG em 16% – a diferença chega a 0,02 p.u.

O aerogerador DFIG, durante o período de permanência da falta, apresenta valores de potência ativa total muito próximos entre os quatro casos, inclusive quando comparados ao caso base. Este fato é apresentado nas duas janelas (a) e (b) da Figura 4.12.

Após a retirada da falta – janelas (c) e (d) da Figura 4.12, observa-se que os casos analisados se diferem bastante do caso base. Conforme visto na seção 4.2, o aumento do nível

de inserção do FSIG faz com que diminua o valor de pico da oscilação da potência do DFIG. O nível de inserção do DFIG não tem influência significativa na potência ativa total gerada, independentemente do nível de inserção do FSIG.

Em consonância com a tensão e a potência, as demais variáveis analisadas – torque mecânico e velocidade angular da turbina do aerogerador DFIG – os diferentes níveis de inserção do DFIG também não tem influência significativa, independentemente do nível de inserção do FSIG.

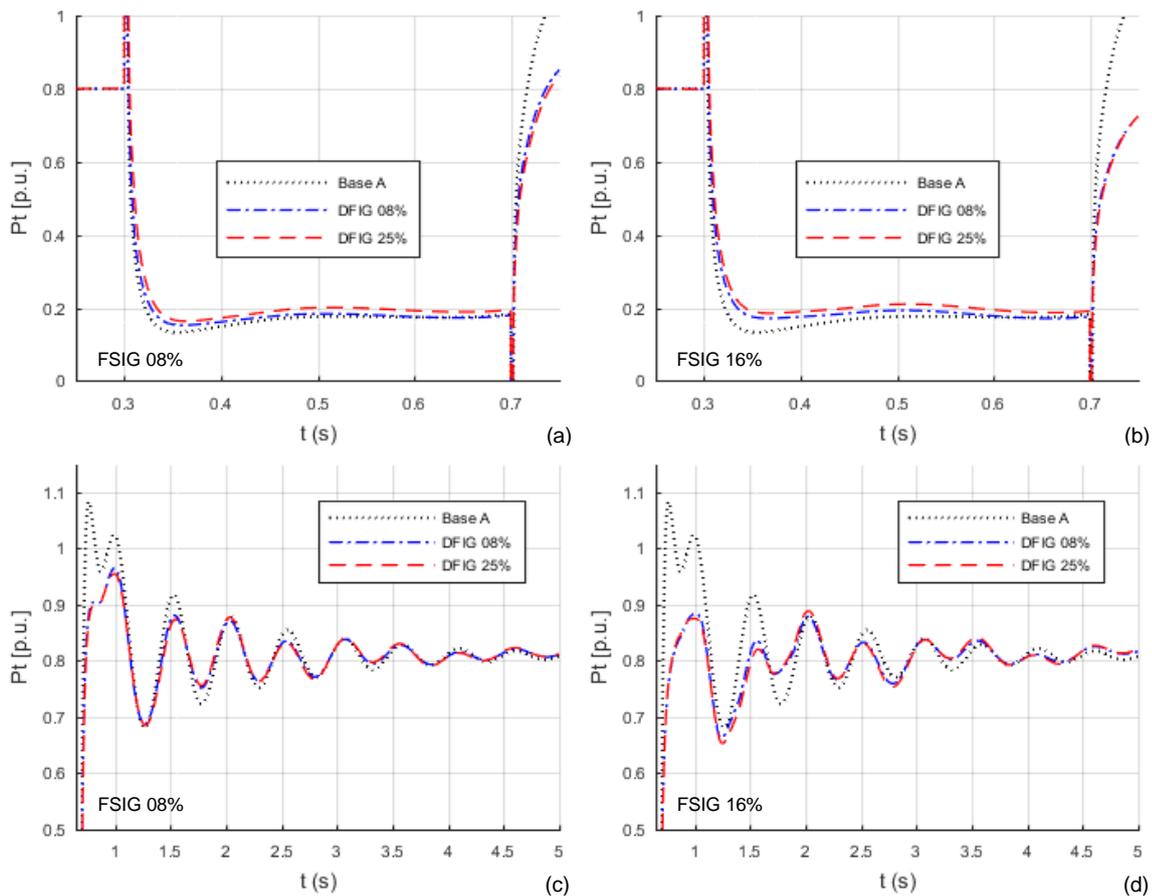


Figura 4.12 - Nível de Inserção DFIG: Potência ativa total do aerogerador DFIG.

Ressalta-se, nestas comparações, o comportamento dinâmico do aerogerador DFIG quando o parque eólico FSIG está com seu nível de inserção em 16%. Neste caso, aparentemente, a potência ativa apresenta dois comportamentos amortecidos distintos. O primeiro, imediatamente após a falta (700ms) até 1,6 segundos, com pico pouco inferior à 0,9 p.u. e amplitude de oscilação próxima 0,2 p.u. (pico a pico). O segundo, iniciando após 1,6 segundos, com mesmo valor de pico, mas a amplitude de 0,1 p.u. (pico a pico)

Neste mesmo caso, após a retirada da falta, a velocidade angular da turbina mantém-se com seu desvio em relação ao valor original significativo, operando próxima ao valor máximo, visualizado na janela (a) da Figura 4.13. Este ponto de operação ocasiona a atuação do controle *pitch* por três vezes consecutivas nos seus picos de oscilação. Duas destas após a retirada da

falta. Estas atuações contribuem com a diminuição acentuada do torque mecânico nos respectivos instantes, podendo ser claramente observados na janela (b) da Figura 4.13.

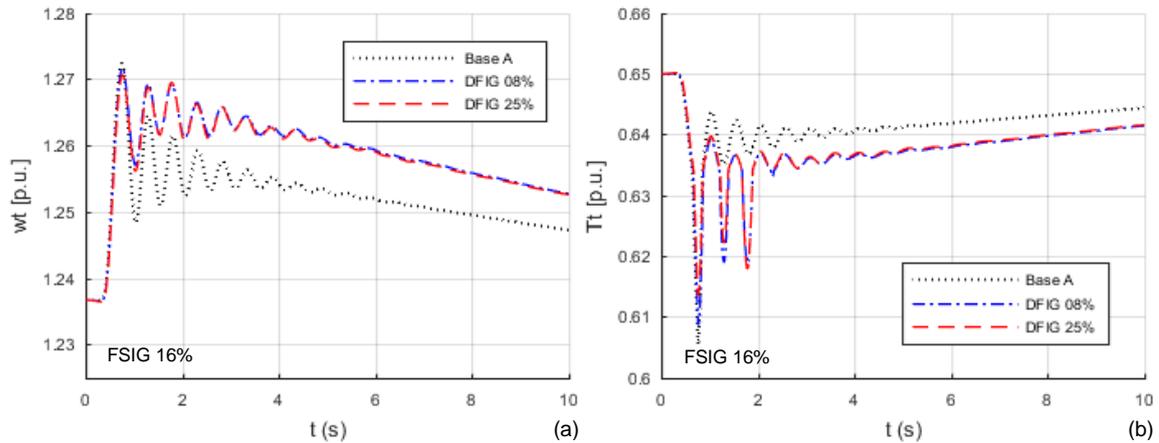


Figura 4.13 - Nível de Inserção DFIG: Velocidade angular e torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.

## 4.4 Influência do Nível de Carregamento do Alimentador

A influência do parque gerador FSIG no comportamento dinâmico dos aerogeradores DFIG, em diferentes níveis de carregamento do alimentador, é analisada por meio da comparação de três casos de diferentes patamares de carga, conforme abordado na seção 3.6. Para isso, são avaliados graficamente os casos em que o Alimentador apresenta:

- Carregamento nominal – L1.
- Carregamento de 50% da carga nominal – L2.
- Carregamento de 120% da carga nominal – L3.

Quanto aos demais fatores, considera-se:

- Aerogerador DFIG conectado à barra 801.
- Nível de inserção do DFIG em 8%.
- Aerogerador FSIG conectado à barra 908.
- Nível de inserção do FSIG em 8%.
- Falta elétrica aplicada à barra 701 – F1.

Complementarmente, verificados os casos em que o FSIG está desconectado (Caso Base A) e conectado com nível de inserção em 16%.

Na Figura 4.14 é apresentado o comportamento da tensão terminal do parque gerador DFIG. Primeiramente, observa-se que a tensão no período pré-falta e de regime se comporta diferente nos três casos. Quanto maior o carregamento do alimentador, menor é o valor da tensão no terminal do aerogerador DFIG.

Diferentemente da condição de regime, no período da ocorrência da falta as tensões têm a mesma magnitude, independente do carregamento do alimentador. Como seria esperado, o carregamento tem pouca influência no comportamento durante a falta. Quando o FSIG tem maior nível de inserção, a variável tem um afundamento levemente menor no início da falta. Ocorrendo a continuação da redução da tensão ao longo do tempo de falta, fenômeno que ocorre com menor intensidade nos casos de menor inserção.

No período pós-falta, o comportamento dinâmico da tensão mantém grande similaridade entre os casos de diferentes carregamentos. As curvas têm praticamente a mesma amplitude e frequência de oscilação, diferenciando-se apenas em seu deslocamento no eixo vertical, proporcional ao valor de regime permanente de cada carregamento.

Percebe-se ainda que, o atraso de reestabelecimento da tensão devido ao FSIG, visto na seção 4.2, se mostra nesta simulação, bem como o valor menor da tensão imediatamente após a retirada da falta, com aerogeradores FSIG de maior inserção.

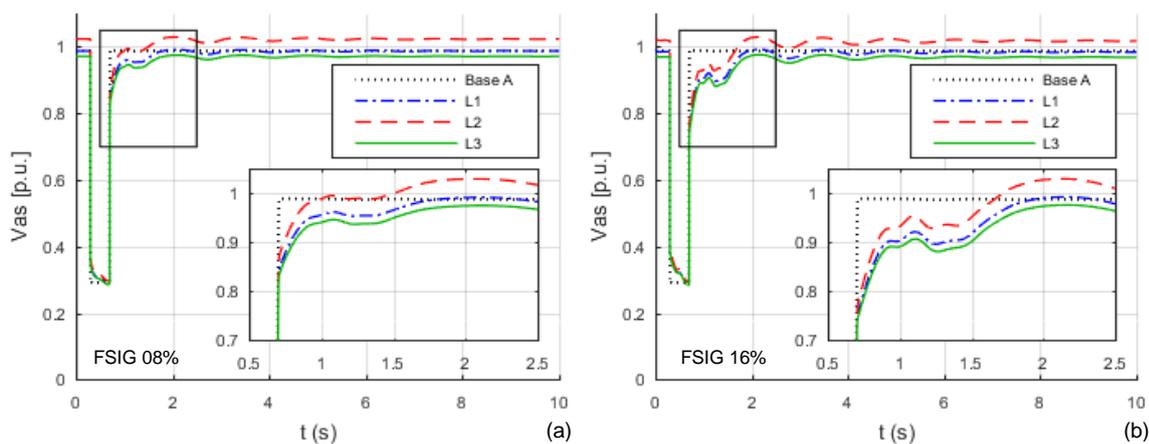


Figura 4.14 - Carregamento: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG.

As demais variáveis observadas, potência ativa injetada, torque da turbina e velocidade angular do rotor do parque gerador DFIG – Figura 4.15, Figura 4.16 e Figura 4.17, não apresentam variação significativa por consequência da alteração no nível de carregamento.

As características relacionadas ao nível de inserção do FSIG, mantém suas influências características, já observados na seção 4.2. A potência ativa gerada tem a amplitude da sua oscilação em redução com o aumento do nível de inserção. Quanto ao torque da turbina, com o aumento do nível de inserção, há o deslocamento para baixo da sua curva. Inversamente ocorre com a velocidade da turbina, ao qual ocorre o deslocamento da curva para cima, ocasionando, inclusive, a atuação do sistema de controle *pitch*.

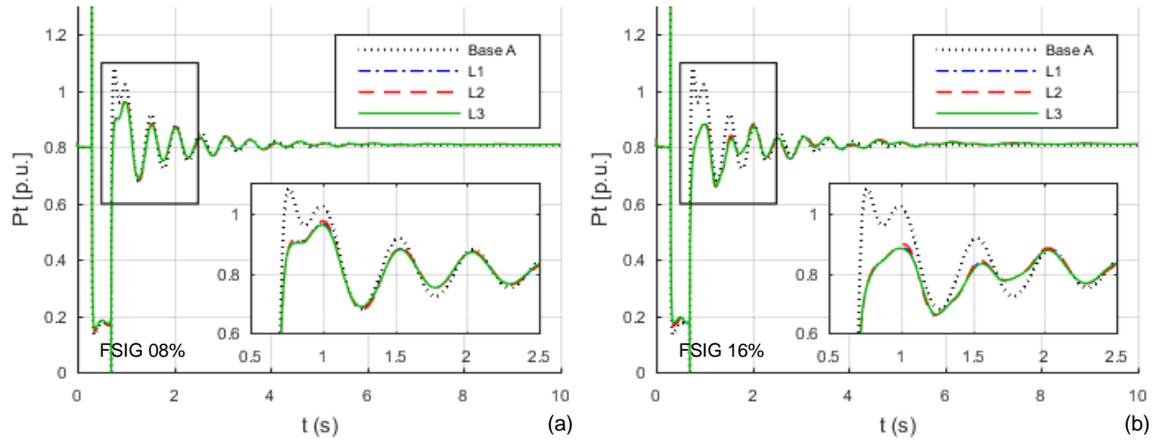


Figura 4.15 - Carregamento: Potência ativa total do aerogerador DFIG.

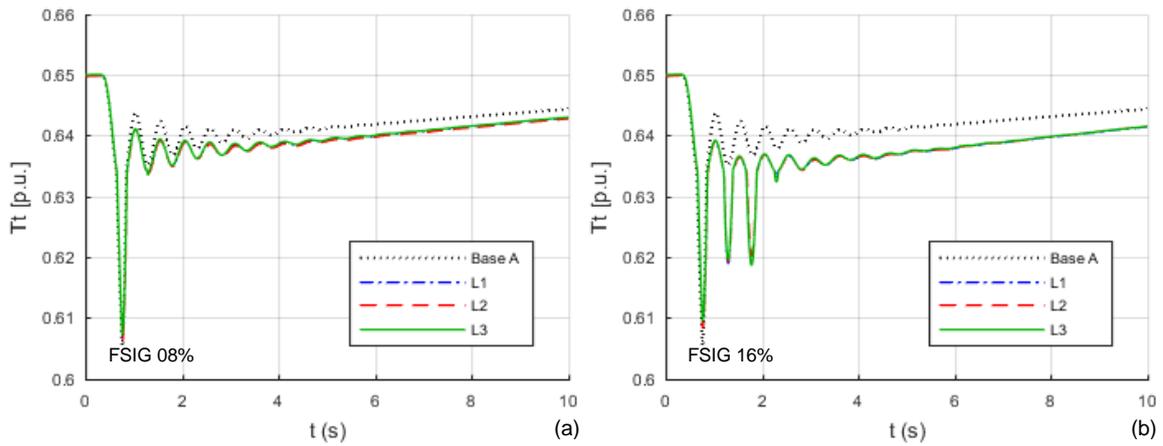


Figura 4.16 - Carregamento: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.

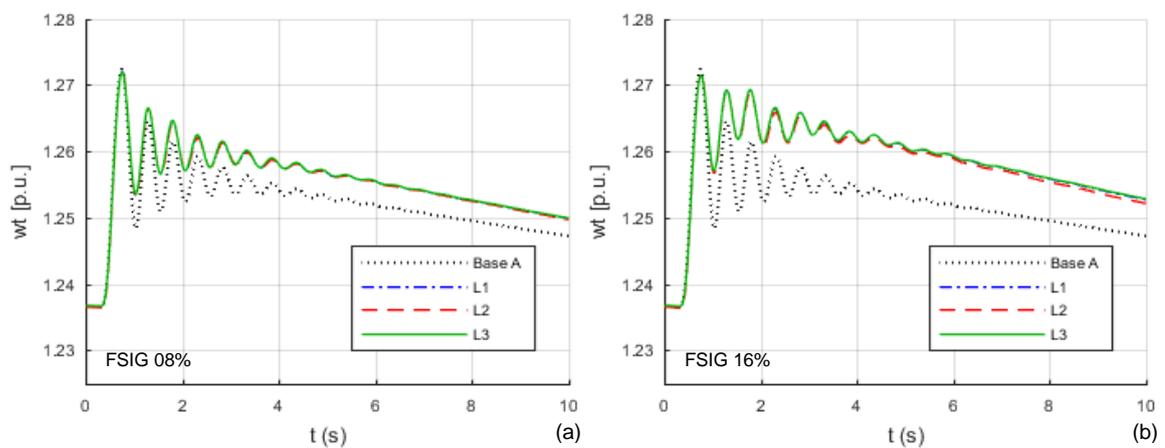


Figura 4.17 - Carregamento: Velocidade angular da turbina do aerogerador DFIG.

## 4.5 Influência da Localização Falta

A influência da presença de um parque gerador FSIG no comportamento dinâmico dos aerogeradores DFIG, também é testada por meio da variação da perturbação a qual se excita a dinâmica do sistema. Para isso, aplica-se a falta elétrica em três diferentes posições. Conforme abordada na seção 3.5, serão avaliados os casos:

- Falta elétrica aplicada à barra 701 – F1.
- Falta elétrica aplicada à barra 807 – F2.
- Falta elétrica aplicada à barra 907 – F3.

Quanto aos demais fatores, considera-se:

- Aerogerador DFIG conectado à barra 908.
- Nível de inserção do DFIG em 8%.
- Aerogerador FSIG conectado à barra 801.
- Nível de inserção do FSIG em 8%.
- Carregamento nominal – L1.

Complementarmente, verificados os casos em que o FSIG está desconectado (Caso Base C) e conectado com nível de inserção em 16%. A disposição dos parques eólicos e a localização das faltas são vistas na Figura 3.2.

Por meio da Figura 4.18 apresenta-se o comportamento da tensão terminal do DFIG. Nas janelas (a) e (b), é destacado o nível de afundamento da tensão durante a ocorrência da falta. Para a falta aplicada na barra 807 (F2), o afundamento da tensão do DFIG – conectado à barra 908 – é de 0,1 p.u. Quando a falta é aplicada à barra 701 (F1), tem afundamento de 0,7 p.u., e quando aplicada à barra 907 (F3) alcança seu maior afundamento, superior à 0,9 p.u. Nestas simulações, observa-se que quanto mais próxima do aerogerador DFIG a falta é aplicada, maior é o afundamento da tensão durante a ocorrência da falta. Lembrando que, para o caso F1 foi utilizada uma impedância de falta de  $1 \Omega$ , enquanto nas demais – F2 e F3 – a impedância é de  $1 \text{ m}\Omega$ .

Nas janelas (c) e (d) da Figura 4.18, mostra-se o período pós-falta. Nesta situação, o comportamento da tensão deixa de ter relação direta da proximidade da falta com o aerogerador DFIG, passando a relacionar-se diretamente com a distância entre a barra de falta e o aerogerador FSIG. Constata-se que, quanto mais próxima do aerogerador FSIG a falta é aplicada, maior é o impacto no comportamento da tensão imediatamente após a retirada da falta – 0,7s até 1,5s. Os casos com a falta mais próxima do aerogerador FSIG, apresentam valores menores de tensão, com o primeiro ciclo tendo amplitude de oscilação significativamente maior.

O tempo de reestabelecimento da tensão pós-falta, é similar nos dois casos mais severos, entre 1,5 a 2 segundos. Entretanto, quanto maior a proximidade da falta ao FSIG, mais baixa a tensão se mantém neste período pós-falta.

De forma geral, o nível de inserção do FSIG contribui com a influência da posição da falta, amplificando os desvios e oscilações da tensão, obtidos nos casos de menor inserção.

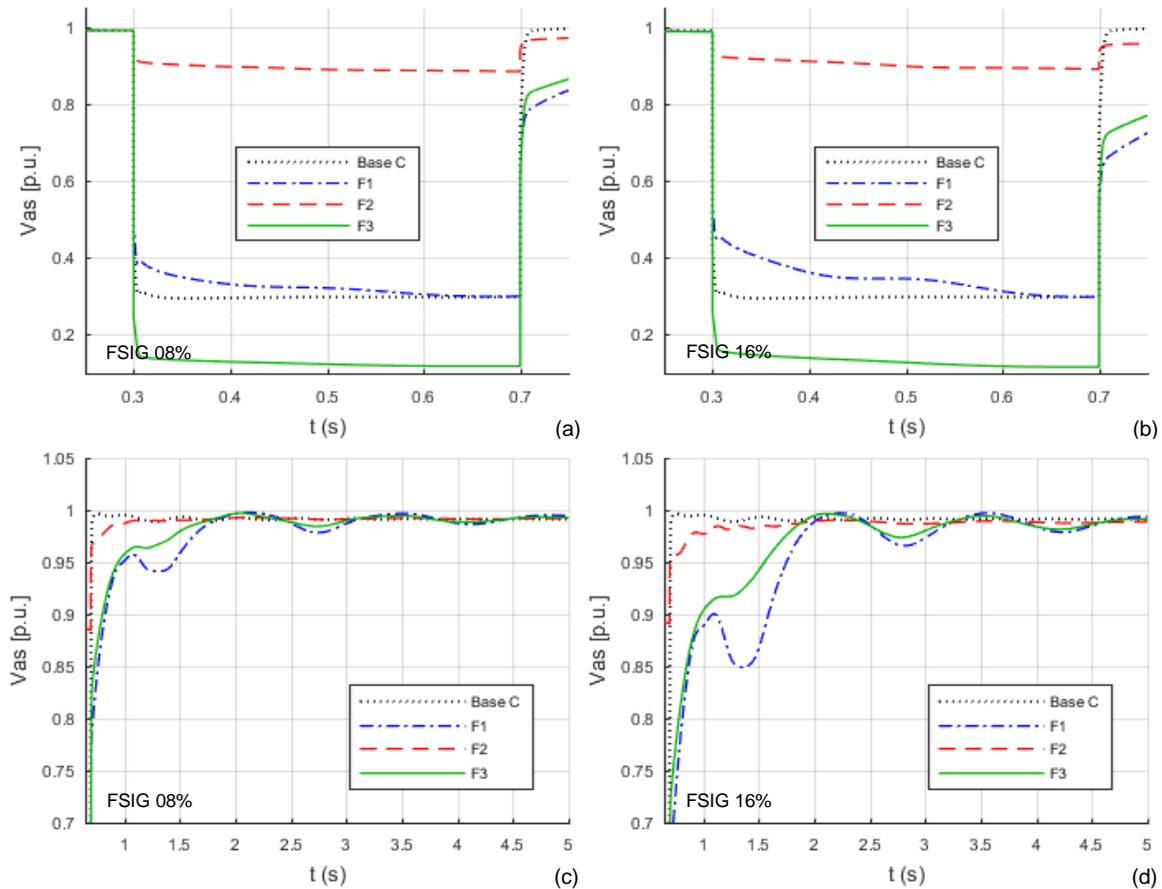


Figura 4.18 - Falta: Tensão elétrica nos terminais do aerogerador DFIG.

A partir da Figura 4.19, analisa-se o comportamento da potência ativa do DFIG. Assim como a tensão elétrica, quanto mais próxima da barra do DFIG a falta é aplicada, maior é a redução da potência durante a ocorrência da perturbação, visto nas janelas (a) e (b). Esta mesma relação, de distância entre a falta e o DFIG, se mantém no período pós-falta. Diferentemente da tensão elétrica, para a potência elétrica não ocorre a inversão de relação entre os tipos de aerogeradores e a falta nos períodos de falta e pós-falta – constatados nas janelas (c) e (d).

Pela janela (c) da Figura 4.19, observa-se que no período pós-falta, quanto mais próxima do DFIG a falta é aplicada, maior é a amplitude da oscilação da potência em torno do valor de regime – 0,8 p.u. O caso mais impactado, F3, tem o primeiro ciclo de oscilação alcançando 0,7 p.u. de valor mínimo e 1 p.u. de valor máximo. Já o caso menos impactado – F2, o primeiro ciclo fica entre 0,78 p.u. e 0,84 p.u.

Quando se altera a posição a falta, o nível de inserção da geração por aerogeradores FSIG tem influência significativa no comportamento da potência elétrica. Verifica-se que, com o aumento do parque gerador FSIG, nos primeiros dois ciclos de oscilação, ocorre o deslocamento das curvas da potência para baixo. Este deslocamento é maior na curva do caso F1 (mais próximo ao FSIG), seguido pelo caso F3, e menor na curva do caso F2. Esta relação é coincidente com a do afundamento da tensão elétrica pós-falta, analisada pelas curvas da Figura 4.18.

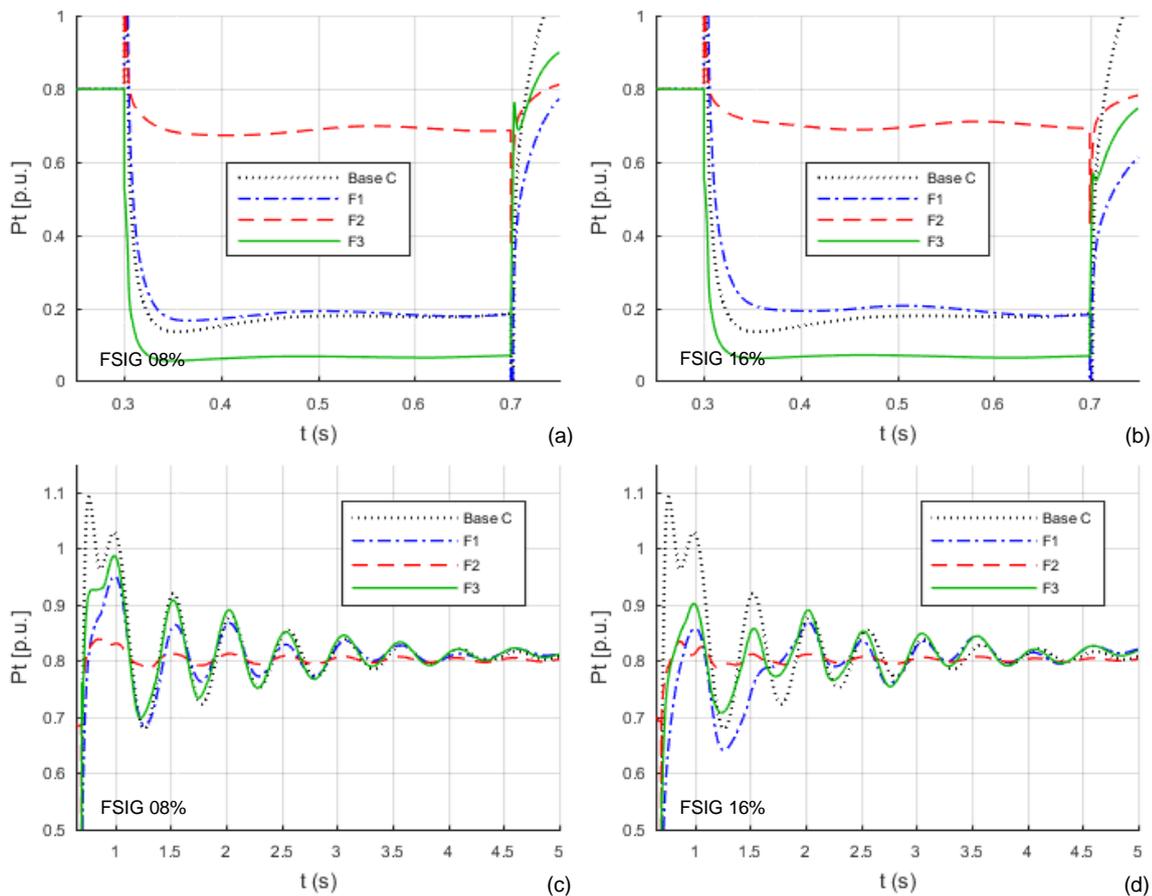


Figura 4.19 - Falta: Potência ativa total do aerogerador DFIG.

Em relação à velocidade angular da turbina, visto na janela (a) da Figura 4.20, verifica-se que quanto mais severa a falta, sentida pelo DFIG, maior o aumento da sua velocidade. Assim, o caso F3 – em que a falta é aplicada mais próxima ao DFIG – se tem o maior aumento da velocidade angular, seguido pelo caso F1. O menor desvio de velocidade ocorre para o caso F2.

Observa-se que, no período pós-falta, ao se aumentar o nível de inserção do parque gerador FSIG, os casos F1 e F3 apresentam o desvio da velocidade ainda maior. No caso de maior nível de inserção do FSIG – janela (b) – a partir de três segundos, observa-se que o caso F1 passa a ter o desvio da velocidade angular levemente superior ao caso F3, oposto ao que ocorre no menor nível de inserção – janela (a).

No maior nível de inserção do FSIG, nos três casos a velocidade angular permanece com seu valor elevado por mais tempo. Por sua vez, este comportamento ocasiona a atuação do controle *pitch* por mais vezes, mostrado na Figura 4.21.

Outro fato observado é que, apesar de ter o valor médio maior, a amplitude de oscilação no primeiro ciclo das curvas F1 e F3 é menor no caso em que o nível de inserção do parque FSIG é maior, possivelmente devido à limitação ocasionada pelo controle *pitch*.

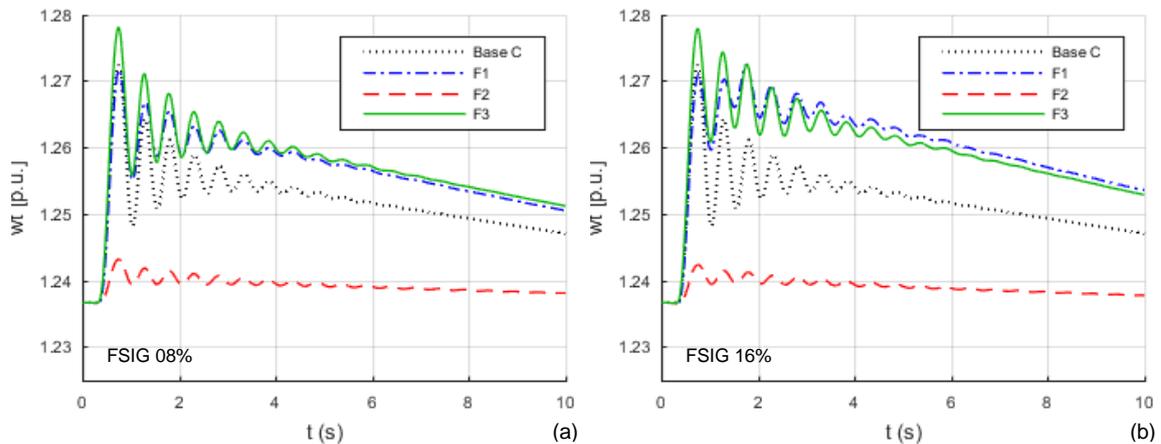


Figura 4.20 - Falta: Velocidade angular da turbina do aerogerador DFIG.

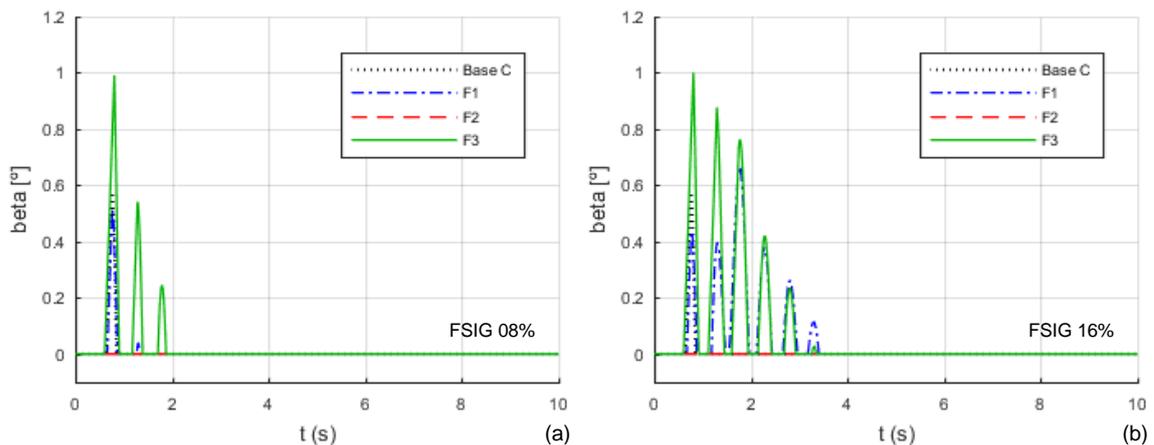


Figura 4.21 - Falta: Ângulo de passo das pás da turbina do aerogerador DFIG.

Em relação ao torque mecânico da turbina do DFIG, Figura 4.22, de imediato, constata-se que o caso F2 é o menos impactado. Seu valor mínimo é 0,002 p.u. abaixo do valor de regime. O seu desvio do valor de regime é menor, inclusive, que o caso base.

Nos demais casos, observa-se que a atuação do controle *pitch* tem influência determinante no comportamento do torque mecânico. Nos instantes iniciais, em que há maior frequência de atuação do sistema de controle, o torque alcança seus menores valores. O caso F3, em que a falta é aplicada mais próxima ao DFIG, é o mais afetado neste período, tendo redução de até 0,06 p.u., chegando ao mínimo de 0,59 p.u.

Com a diminuição da velocidade angular do conjunto, pouco antes de 4 segundos de simulação, não ocorre mais a atuação do controle *pitch*. Neste período, o torque mecânico nos dois casos – F3 e F1 – mantém-se com valores muito próximos.

O nível de inserção da geração por aerogeradores FSIG, quando se altera a posição a falta, também tem influência significativa no comportamento do torque da turbina. Verifica-se que, com o aumento do parque gerador FSIG, a redução do torque no período transitório é acentuada nos casos F1 e F3. A partir de três segundos, observa-se que o caso F1 passa a ter o torque levemente menor que o caso F3, oposto ao que ocorre no menor nível de inserção.

Outro fato observado no torque mecânico é o comportamento irregular nos dois primeiros ciclos de oscilação. Nestes instantes, a redução é levemente menor do que nos ciclos subsequentes. Na atuação do controle *pitch* – da Figura 4.21 – também se mostra este comportamento. Este evento ocorre no mesmo intervalo de tempo em que o afundamento da tensão elétrica pós-falta é acentuado – visto nas curvas da Figura 4.18.

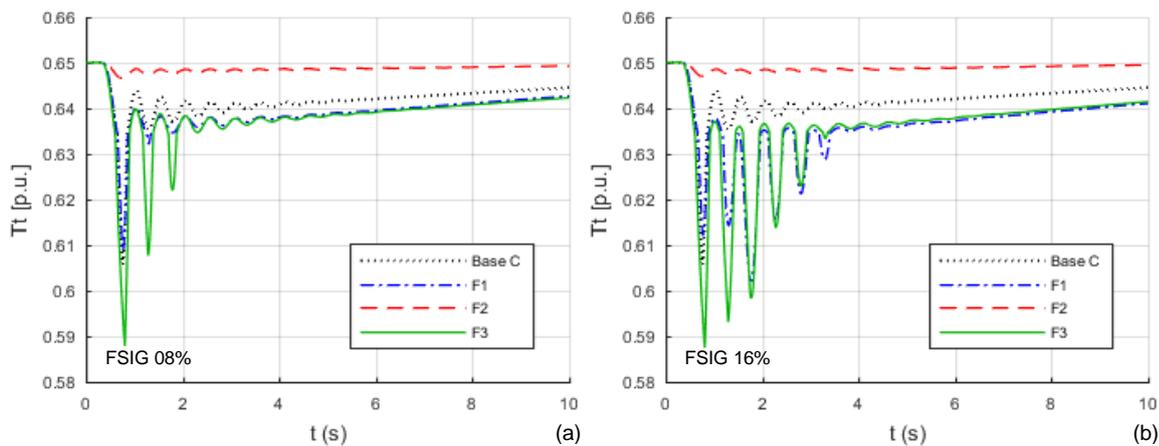


Figura 4.22 - Falta: Torque mecânico da turbina do aerogerador DFIG.

Para verificar as suposições feitas sobre o relacionamento do comportamento dos aerogeradores DFIG com a distância entre os aerogeradores e a barra de aplicação de falta, utiliza-se da Figura 4.23. Nela, são mostradas, paralelamente, a disposição CA – detalhada nos parágrafos predecessores desta seção, e a disposição AC – em que os parques geradores DFIG e FSIG têm suas posições invertidas entre si.

Na disposição AC, o aerogerador DFIG está mais próximo à barra 701 (F1) e o aerogerador FSIG à barra 907 (F3). Ao realizar a inversão da disposição dos aerogeradores em relação à posição da falta, também se invertem os comportamentos das variáveis medidas em relação à posição da falta.

Durante a ocorrência da falta, na disposição CA, as variáveis são mais afetadas no caso F3. Já para a disposição AC, o caso F1 é o que provoca maior alteração. Em ambos os casos, o aerogerador DFIG está mais próximo da barra de aplicação da falta. Para o período pós-falta, pode ser aplicado raciocínio análogo.

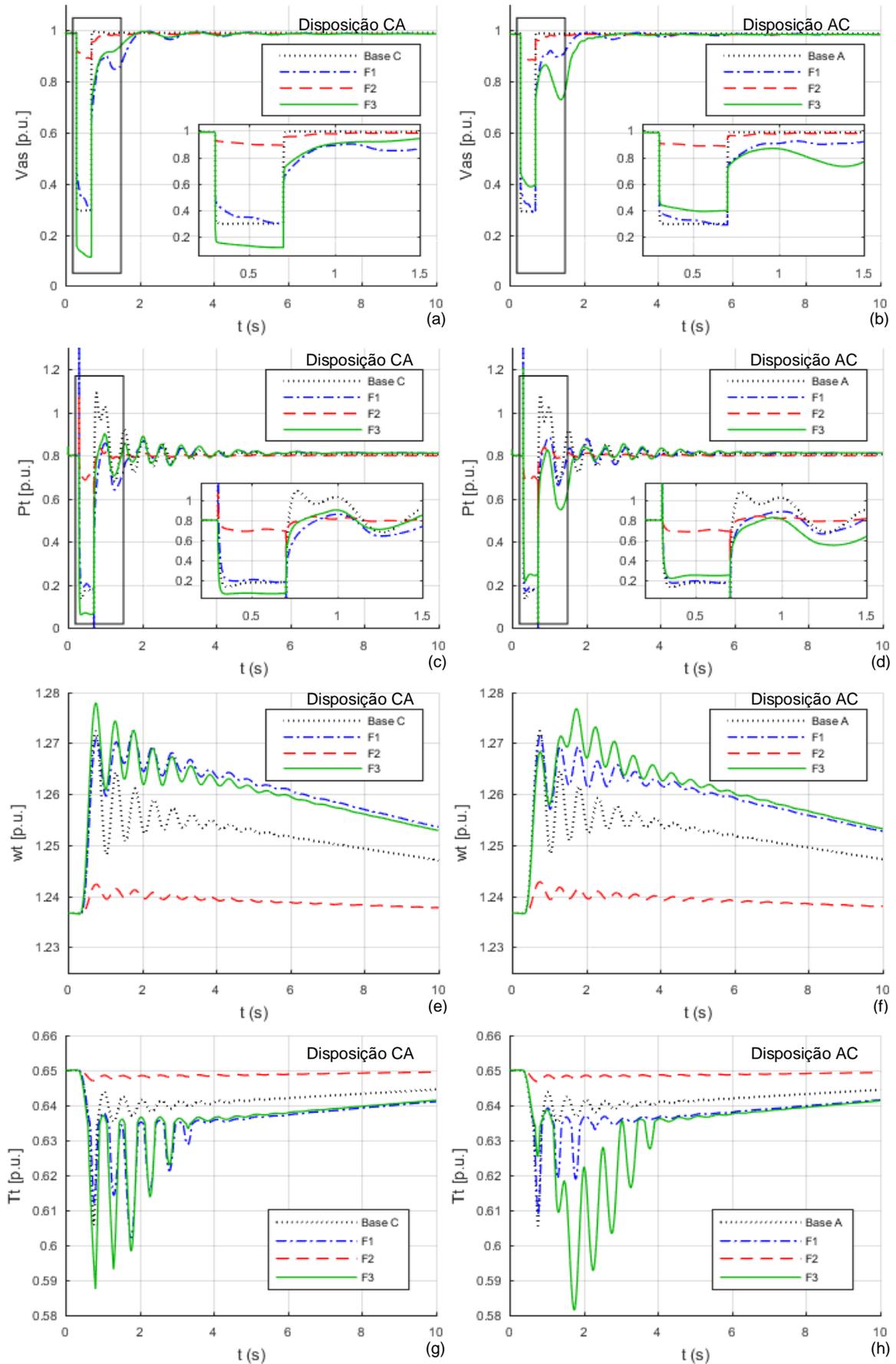


Figura 4.23 - Falta: Comparação entre as disposições AC e AB.

Para as duas disposições repetem-se as relações os comportamentos da tensão terminal, potência elétrica, velocidade angular e torque mecânico do DFIG, com as distâncias entre os aerogeradores e as barras de falta.

## 4.6 Observações Relevantes

Neste capítulo são identificados comportamentos comuns para as quatro variáveis analisadas, a partir da realização das análises dos resultados das simulações, com a variação dos fatores propostos no Capítulo 3.

Em relação à tensão terminal do aerogerador DFIG, de forma geral, observou-se que o parque gerador FSIG influencia significativamente no reestabelecimento da tensão pós-falta. O tamanho do parque gerador contribui negativamente com a magnitude da tensão imediatamente posterior a retirada da falta, bem como no aumento do tempo de retorno aos valores de regime. Quando o DFIG tem grande potência instalada, como nos casos em que está conectado à barra 801 em 25% de nível de inserção, o aumento da potência do FSIG acaba influenciando de forma ainda mais relevante.

Em termos gerais, a potência elétrica do DFIG tem seu comportamento pós-falta melhorado com a presença do parque FSIG. Nesta condição, nos primeiros instantes após a retirada da falta, a variável tem picos de oscilação menores, em comparação com os casos em que o FSIG está desconectado. No entanto, quando os níveis de inserção dos aerogeradores estão elevados, o primeiro ciclo negativo de oscilação tem uma redução significativa.

Quanto à velocidade angular da turbina, verifica-se que o desvio em relação ao valor pré-falta é maior com o aumento da potência dos parques geradores FSIG, independentemente dos demais fatores. Consequentemente, o aumento da atuação do controle *pitch* nos aerogeradores DFIG está fortemente associado ao nível de inserção dos aerogeradores FSIG, tendo atuação imprescindível nestes casos, para manter a velocidade dentro das condições seguras de operação.

Para o torque mecânico, o aumento da velocidade da turbina, resulta na redução do seu valor. Por consequência da atuação do controle *pitch*, o torque mecânico acaba tendo uma redução complementar, simultaneamente às atuações de controle. A presença dos aerogeradores FSIG nestas situações atua como fator agravante, pois com parques FSIG maiores, os desvios da velocidade e as atuações do controle *pitch* são aumentadas.

A localização da ocorrência da falta tem grande influência na interação entre os aerogeradores. Quando as faltas são próximas ao DFIG, a influência do FSIG sobre o DFIG se mostra na intensidade da flexão das variáveis durante sua ocorrência. Quando as faltas são próximas ao FSIG, a influência do FSIG sobre o DFIG tem menor amortecimento e persistem por mais tempo, além de possuírem comportamentos dinâmicos mais irregulares.

# Capítulo 5

## Conclusão

Neste trabalho objetivou-se avaliar a interação dinâmica, durante falta, de aerogeradores DFIG com parques eólicos FSIG, quando conectados em um mesmo alimentador do sistema de distribuição, através de análise qualitativa do comportamento dinâmico do DFIG. Ao término desta pesquisa, afirma-se que a existência dos parques FSIG tem influência significativa no comportamento do aerogerador DFIG, apresentando diferentes intensidades com a variação dos fatores propostos à avaliação.

Na abordagem utilizada, a influência do parque FSIG no comportamento dinâmico durante falta dos aerogeradores DFIG se apresentou de diversas formas. As influências significativas foram observadas na forma de: (i) restabelecimento da tensão terminal – efeito negativo na recuperação da tensão pós-falta, impondo níveis de subtensão; (ii) desvio da velocidade angular da turbina – maior intensidade dos desvios da velocidade da turbina combinado com elevado tempo de restabelecimento pós-falta; (iii) atuação mais frequente do sistema de controle do ângulo de passo das pás da turbina (controle *pitch*) no período de falta e pós-falta; (iv) afundamentos e oscilações do torque mecânico da turbina; (v) maior amplitude da oscilação da potência ativa gerada.

Levando em consideração os fatores avaliados, conclui-se que o nível de inserção dos parques geradores DFIG e o nível de carregamento do alimentador tem baixa influência na forma como a presença de aerogeradores FSIG impacta no comportamento dinâmico do DFIG. Já o local de ocorrência da falta elétrica é de preponderante consideração, pois tem grande relevância na análise da interação entre os aerogeradores analisados. A proximidade da falta do parque eólico FSIG aumenta significativamente a influência deste sobre o comportamento dinâmico do DFIG no período pós-falta. Ainda, há influência das características do ponto de conexão dos parques eólicos, uma vez que se observam variações na intensidade com que o FSIG afeta o DFIG para as diferentes disposições dos aerogeradores.

Especificamente, em relação à forma em que o comportamento do DFIG se expressou, afetado pela presença de aerogeradores FSIG, verifica-se que:

- O tempo de recuperação da tensão terminal dos aerogeradores DFIG no período pós-falta está relacionado apenas com a existência do FSIG no alimentador.

Independentemente da potência instalada do parque FSIG, se ele estiver conectado, necessitará o mesmo tempo para a tensão se reestabelecer.

- Por outro lado, o nível mais baixo de tensão neste período é influenciado negativamente pelo aumento do nível de inserção do parque gerador FSIG, bem como pela proximidade da falta elétrica com o parque FSIG. Ou seja, quanto maior é o parque FSIG conectado e quanto mais próxima ao FSIG a falta ocorrer, menor será o nível de tensão observado no período imediatamente pós-falta.
- A amplitude do desvio da velocidade angular, bem como o tempo de permanência em valores superiores ao nominal é agravado pelo nível de inserção do FSIG e pela proximidade da falta elétrica com o parque gerador DFIG. Quanto maior o parque FSIG e quanto mais próxima do DFIG a falta ocorrer, maior será a amplitude do desvio da velocidade angular e maior o tempo de reestabelecimento destes desvios.
- Em consequência dos maiores valores da velocidade angular, nos casos de maior nível de inserção do FSIG e maior proximidade do DFIG com as faltas elétricas, maior será a frequência de atuação do sistema de controle *pitch*.
- Por relacionar-se diretamente com a atuação do controle *pitch*, o afundamento e oscilação do torque seguem a mesma tendência, em que havendo o maior nível de inserção do FSIG, maior serão os afundamentos e amplitudes de oscilação, com o agravamento da situação nos casos em que a falta elétrica ocorrer mais próxima do parque gerador DFIG.
- Quanto à amplitude da oscilação da potência elétrica do aerogerador DFIG, o aumento do nível de inserção dos parques FSIG contribui para a menor oscilação da potência. No entanto, níveis elevados de inserção do FSIG, conduzem a um comportamento irregular no primeiro ciclo de oscilação da potência no período pós-falta, com o deslocamento negativo do seu valor médio.

As verificações supracitadas levam em consideração que os testes foram realizados em um único alimentador, com topologia radial, sem alteração dos parâmetros das linhas, transformadores e compensadores em derivação. Ainda, foi considerada a conexão de dois parques eólicos ao alimentador, um FSIG e outro DFIG, ambos contendo os mesmos parâmetros para a turbina eólica, o acoplamento mecânico e o gerador de indução. A ampliação das análises para a variação destes fatores pode ser objeto de novas investigações.

## 5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros

Por fim, sugere-se como trabalhos futuros, o refinamento na metodologia aplicada, para o alcance de informações não encontradas neste trabalho, tais como:

- Extrapolar a avaliação dos aerogeradores, adicionando a análise com base na potência instalada do parque gerador, em lugar do nível de inserção percentual – baseado na potência de curto circuito da barra ao qual o gerador está conectado. Com esta consideração, busca-se identificar a influência da potência instalada do parque gerador na interação entre os comportamentos dinâmicos dos aerogeradores DFIG e FSIG, bem como a influência da potência de curto circuito vista do nó de conexão do aerogerador.
- Explorar diferentes intensidades da perturbação elétrica, por meio da alteração das características da impedância – magnitude e relação  $X/R$  – e tempo de falta, visando identificar condições críticas que influenciem na operação do sistema e na conexão de novos parques eólicos à rede.
- Estender as análises deste trabalho considerando diferentes topologias para o alimentador de distribuição, diferentes características da carga (cargas de tipos diferentes) e diferentes parâmetros dos aerogeradores considerados.



# Referências Bibliográficas

- ABEEólica (2018). *Boletim Anual de Geração Eólica 2017*, São Paulo-SP.
- de Abreu, L.V.L. (2005). *Análise do desempenho dinâmico de geradores síncronos conectados em redes de distribuição de energia elétrica*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP.
- Ackermann, T. (2005). *Wind Power in Power Systems*, 1.ed., John Wiley & Sons, Ltd, UK.
- Aguilar, M.E.B. (2016). *Sintonia de controladores para aerogeradores de velocidade variável com geradores de indução de dupla alimentação utilizando algoritmo meta-heurístico de inteligência coletiva*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu-PR.
- Akhmatov, V. (2003). *Analysis of dynamic behaviour of electric power systems with large amount of wind power*, Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark.
- Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Cartwright, P., Hughes, M. (2009). *Wind Energy Generation: Modelling and Control*, 1.ed., Wiley, UK.
- Azadani, E.N., Canizares, C., Bhattacharya, K. (2012). Modeling and Stability Analysis of Distributed Generation, *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*.
- Bainy, R.G. (2015). *Análise do comportamento transitório de geradores distribuídos eólicos e fotovoltaicos conectados num mesmo alimentador*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu-PR.
- Borges, R.C. (2017). *Análise da Influência de Motores de Indução sobre o Comportamento Dinâmico de um DFIG Conectado a um Sistema de Distribuição*, Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, São Carlos-SP.
- Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., Bossanyo, E. (2001). *Wind Energy Handbook*, John Wiley & Sons, Chichester, UK.
- Canedo, L. dos S. (2007). *Ajuste do desempenho dinâmico de um Sistema de geração eólica com gerador de indução duplamente alimentado*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ.
- Chen, H. (2011). *Cascaded Stalling of Induction Motors in Fault-Induced Delayed Voltage Recovery (FIDVR)* University of Wisconsin Madison.
- Ekanayake, J., Holdsworth, L., Jenkins, N. (2003). Comparison of 5th order and 3rd order machine models for doubly fed induction generator (DFIG) wind turbines, *Electric Power Systems Research* **67**(3): 207–215.
- EPE (2018). *Balanço energético nacional 2018: Ano base 2017*, Empresa de Pesquisa Energética-EPE, Rio de Janeiro-RJ.
- Feijóo, A., Cidrás, J., Carrillo, C. (2000). A third order model for the doubly-fed induction machine, *Electric Power Systems Research* **56**(2): 121–127.

- Feijóo, A., Pazos, J.L., Villanueva, D. (2013). Conventional Asynchronous Wind Turbine Models, *International Journal of Energy Engineering - IJEE* **3**(6): 269–278.
- Foster, S., Xu, L., Fox, B. (2007). Coordinated control and operation of DFIG and FSIG based Wind Farms, *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, p. 522–527.
- Gogdare, A.N., Doroudi, A., Ghaseminejad, M. (2012). A New Method to Mitigate Voltage Fluctuation of a Fixed Speed Wind Farm Using DFIG Wind Turbine, *Electrical Power Distribution Networks (EPDC)*,
- Grilo, A.P., de Assis Mota, A., Mota, L.T., Freitas, W. (2007). An analytical method for analysis of large-disturbance stability of induction generators, *IEEE Transactions on Power Systems* **22**(4): 1861–1869.
- Guerrero, G.A.V. (2014). *Análise em regime permanente de parque eólicos com máquinas SCIG e DFIG*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre-RS.
- GWEC (2018). *Global Wind Report 2017*, Global Wind Energy Council, Bruxelas, Bélgica.
- Hansen, D.A., Hansen, L.H. (2007). Market penetration of wind turbine concepts over the years, *EWEA 07*, Milan, Italy, p. 81–97.
- Hengchun Mao, Boroyevich, D., Lee, F.C.Y. (1998). Novel reduced-order small-signal model of a three-phase PWM rectifier and its application in control design and system analysis, *IEEE Transactions on Power Electronics* **13**(3): 511–521.
- Hiti, S., Boroyevich, D. (1996). Small-signal modeling of three-phase PWM modulators, *IEEE Electronics Specialists Conference (PESC '96)* **1**: 550–555.
- Hiti, S., Boroyevich, D., Cuadros, C. (1994). Small-signal modeling and control of three-phase PWM converters, *Proceedings of 1994 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting* (4): 1143–1150.
- Holdsworth, L., Wu, X.G., Ekanayake, J., Jenkins, N. (2003). Direct solution method for initialising doubly-fed induction wind turbines in power system dynamic models, *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution* **150**(3): 334–342.
- Kadamm, D.P., Kushare, B.E. (2012). Overview of different wind generator systems and their comparisons, *International Journal of Engineering Science & Advanced Technology* **2**(4): 1076–1081.
- Kayikçi, M., Milanović, J. V. (2008). Assessing transient response of DFIG-based wind plants - The influence of model simplifications and parameters, *IEEE Transactions on Power Systems* **23**(2): 545–554.
- Krause, P.C., Wasynczuk, O., Sudhoff, S.D. (2002). *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*, 2.ed., M. E. El-Hawary, org., Wiley-Interscience, New Jersey-USA.
- Ledesma, P., Usaola, J. (2004). Effect of Neglecting Stator Transients in Doubly Fed Induction Generators Models, *IEEE Transactions on Energy Conversion* **19**(2): 459–461.
- Li, H., Chen, Z. (2008). Overview of different wind generator systems and their comparisons, *IET Renewable Power Generation* **2**(2): 123–138.
- Li, H., Yang, C., Zhao, B., Wang, H.S., Chen, Z. (2012). Aggregated models and transient performances of a mixed wind farm with different wind turbine generator systems, *Electric Power Systems Research* **92**.

- Li, H., Yang, J. (2009). The performance research of large scale wind farm connected to external power grid, *2009 3rd International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*,
- Lima, F.K. de A. (2009). *Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada-Suportabilidade para Afundamento de Tensão*, Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ.
- Lima, F.K. de A., Lima, S.L., Watanabe, E.H. (2012). The Challenges of Wind Turbines Technologies and their Possible Impacts on the Electric Distribution Network, *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos de Potência (SBSE)*.
- Lima, F.K. de A., Luna, A., Rodriguez, P., Watanabe, E.H., Blaabjerg, F. (2010). Rotor voltage dynamics in the doubly fed induction generator during grid faults, *IEEE Transactions on Power Electronics* **25**(1): 118–130.
- Luna, A., Lima, F.K. de A., Santos, D., Rodriguez, P., Watanabe, E.H., Arnaltes, S. (2011). Simplified modeling of a DFIG for transient studies in wind power applications, *IEEE Transactions on Industrial Electronics* **58**(1): 9–20.
- Nazari, M.H. (2009). Technical Challenges in Modernizing Distribution Electric Power Systems with Large Number of Distributed Generators, *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*.
- Nazari, M.H., Ilic, M. (2014). Dynamic modelling and control of distribution energy systems: comparison with transmission power systems, *IET Generation, Transmission & Distribution* **8**(1): 26–34.
- Pena, R., Clare, J.C., Asher, G.M. (1996). Doubly fed induction generator using back-to-back PWM converters and its application to variable-speed wind-energy generation, *IEE Proceedings - Electric Power Applications* **143**(3): 231–241.
- Pereira, D. de O.F. (2007). *Análise da estabilidade de sistemas de geração eólica com aerogeradores de indução com rotor de gaiola*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre-RS.
- Pöller, M. (2003). Doubly-fed induction machine models for stability assessment of wind farms, *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, IEEE, Bologna, p. 653–658.
- Prashanth, N.A., Sujatha, P. (2017). Commonly used Wind Generator Systems: A Comparison Note, *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science* **7**(2): 299.
- Ramos, M.C. de L. (2009). *Análise do Comportamento de Aerogeradores Frente a Afundamentos Momentâneos de Tensão*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte-MG.
- Ramos, M.C. de L., Mendes, V.F., Silva, S.R. (2009). Comportamento de Aerogeradores a Velocidade Variável Frente a Afundamentos de Tensão, *Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica*.
- Reginatto, R., Gaspareto, R. (2006). *Refinamento dos modelos do gerador de indução*, Porto Alegre-RS.
- Rodríguez-Amenedo, J.L., Arnaltes, S., Rodríguez, M.A. (2008). Operation and coordinated control of fixed and variable speed wind farms, *Renewable Energy* **33**(3): 406–414.

- Salim, R.H. (2011). *Uma Nova Abordagem para a Análise da Estabilidade a Pequenas Perturbações em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica com Geradores Síncronos Distribuídos*, Tese de doutorado, Universidade de São Paulo, São Carlos-SP.
- Salles, M.B. de C. (2004). *Análise do desempenho dinâmico de geradores eólicos conectados em redes de distribuição de energia elétrica*, Dissertação de mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas-SP.
- Salles, M.B. de C., Grilo, A.P., Cardoso, J.R. (2011). Doubly fed induction generator and conventional synchronous generator based power plants: operation during grid fault, *Renewable Energy and Power Quality Journal* **1**(9): 1318–1322.
- da Silva, H.J.B. (2014). *Análise estática e dinâmica de parques eólicos mistos compostos por aerogeradores de velocidade fixa e variável*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Pará, Belem-PA.
- Slootweg, J.G., Polinder, H., Kling, W.L. (2003). Representing Wind Turbine Electrical Generating Systems in Fundamental Frequency Simulations, *Ieee Transactions on Energy Conversion*, Vol. 18, No. 4, December 2003 **18**(4): 516–524.
- Sohn, A.P. (2014). *Estudos de estabilidade de sistemas elétricos de potência na presença de diferentes modelos de unidades eólicas*, Dissertação de mestrado, Universidade de São Paulo, São Carlos-SP.
- Tarnowski, G.C. (2006). *Metodologia da regulação da potência ativa para operação de sistemas de geração eólica com aerogeradores de velocidade variável*, Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre-RS.
- Truong, T.-H., Ro, K.-S. (2012). Improvement of LVRT Characteristic of SCIG Wind Turbine System by Incorporating PMSG, *International Journal of Energy, Information and Communications* **3**(3).
- Xyngi, I., Ishchenko, A., Popov, M., van der Sluis, L. (2008). Protection, transient stability and fault ride-through issues in distribution networks with dispersed generation, *2008 43rd International Universities Power Engineering Conference*, IEEE, p. 1–5.
- Yamamoto, M., Motoyoshi, O. (1991). Active and Reactive Power Control for Doubly-Fed Wound Rotor Induction Generator, *IEEE Transactions on Power Electronics* **6**(4): 624–629.
- Yao, J., Li, H., Liao, Y., Chen, Z. (2008). An improved control strategy of limiting the DC-link voltage fluctuation for a doubly fed induction wind generator, *IEEE Transactions on Power Electronics* **23**(3): 1205–1213.
- Zanchettin, M.G. (2012). *Análise da inserção de geração eólica com aerogeradores de indução*, Dissertação de mestrado, UNiversidade Estadual do Oeste do Paraná, Foz do Iguaçu-PR.
- Zanchettin, M.G., Reginatto, R. (2010). Impacto da Suportabilidade Durante Faltas nos Limites de Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução de Rotor em Gaiola, *IEEE/PES 2010 T&D Latin America*,

# Apêndice A

## Parâmetros dos Aerogeradores

Nas tabelas A.1 a A.6 são apresentados os parâmetros dos modelos apresentado no Capítulo 2. Estes valores são obtidos em Holdsworth *et al.* (2003), Ackermann (2005), Kayikçi & Milanović (2008), Yao *et al.* (2008), Anaya-Lara *et al.* (2009) e Aguilar (2016).

Tabela A.1 - Valores base utilizados.

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$S^{base}$	Potência base de cada gerador	0,5	MVA
$V^{base}$	Tensão de linha base	690	V
$f^{base}$	Frequência base	50	Hz
$\omega_t^{base}$	Velocidade de rotação da turbina base	1,6535	rad/s
$\omega_m^{base}$	Velocidade angular mecânica base	157,0796	m/s
$Z^{base}$	Impedância base	952,20005	m $\Omega$
$C^{base}$	Capacitância base	3,3429	mF
$L^{base}$	Indutância base	3,0309	$\mu$ H
$V_{DC}^{base}$	Tensão do link DC base	931,8274	V
$T_t^{base}$	Torque da turbina base	0,5	MVA
$V_V^{base}$	Velocidade do vento base	12	m/s

Tabela A.2 - Parâmetros dos geradores de indução.

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$p$	Número de pares de polos	2	--
$S_n$	Potência nominal	0,5	MVA
$V_s$	Tensão nominal do estator	690	V
$V_r$	Tensão nominal do rotor	1380	V
$R_s$	Resistência do estator	0,00488	p.u.
$R_r$	Resistência do rotor	0,00549	p.u.
$M$	Reatância de magnetização	3,95279	p.u.
$L_{ls}$	Reatância de dispersão do estator	0,09241	p.u.
$L_{lr}$	Reatância de dispersão do rotor	0,09955	p.u.
$k^2$	Fator de acoplamento	0,9532	p.u.
$\sigma$	Fator de dispersão	0,0468	p.u.
$Q_{cap}$	Banco de compensação de reativos para FSIG	0,32	p.u.

Tabela A.3 - Parâmetros das turbinas.

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$n_{gear}$	Razão de amplificação da caixa de engrenagens	95	--
$R$	Raio das pás	45	m
$\lambda_{ot}$	Velocidade de rotação específica ótima	9,65	--
$\lambda_N$	Velocidade de rotação específica da turbina nominal	8,68	--
$\omega_t^{max}$	Velocidade de rotação da turbina máxima	1,3	p.u.
$\omega_t^{min}$	Velocidade de rotação da turbina mínima	0,67	p.u.
$\omega_t^n$	Velocidade de rotação da turbina nominal	1,267	p.u.
$\omega_t^B$		0,68	p.u.
$\omega_t^C$		1,2413	p.u.
$a_1$		0,22	--
$a_2$		210	--
$a_3$		0,8	--
$a_4$		0	--
$a_5$		1	--
$a_6$		8	--
$a_7$		18	--
$a_8$		0,09	--
$a_9$		0,01	--
$V_v^A$	Velocidade de <i>cut-in</i>	2,4	m/s
$V_v^B$		5,25	m/s
$V_v^C$		9,57	m/s
$V_v^D$		10,27	m/s
$V_v^E$	Velocidade de <i>cut-off</i>	24	m/s

Tabela A.4 - Parâmetros do conversor bidirecional.

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$C$	Capacitor	110	mF
$V_{DC}$	Tensão no elo CC	931,8274	V
$M_B$	Índice de modulação	1,2092	--
$M_{max}$	Índice de modulação máximo	1,5	--
$I_{Cnom}$	Corrente nominal do lado do rotor	0,30	p.u.
$I_{Cmax}$	Corrente máxima do lado do rotor	0,45	p.u.

Tabela A.5 - Parâmetros dos sistemas mecânicos.

	<b>Parâmetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidade</b>
$D_g$	Coefficiente de amortecimento do gerador	0	p.u.
$D_t$	Coefficiente de amortecimento da turbina	0	p.u.
$H_g$	Inércia do Gerador	0,5385	s
$H_t$	Inércia da Turbina	2,9615	s
$K_s$	Coefficiente de rigidez do acoplamento mecânico	0,45	--

Tabela A.6 - Parâmetros do sistema de controle.

<b>Parâmetro</b>		<b>Valor</b>
$K^{Pt}$	Ganho proporcional do controle de potência ativa	0,0594
$T_i^{Pt}$	Tempo integral do controle de potência ativa	0,1194
$K^{Av}$	Ganho proporcional do controle de potência ativa (rede em avanço)	0,05
$T_i^{Av}$	Tempo integral do controle de potência ativa (rede em avanço)	0,2516
$K^{Qs}$	Ganho proporcional do controle de potência reativa	0,0025
$T_i^{Qs}$	Tempo integral do controle de potência reativa	0,0016
$K^{I_{dr}}$	Ganho proporcional do controle de corrente de eixo direto de rotor	0,6871
$T_i^{I_{dr}}$	Ganho integral do controle de corrente de eixo direto do rotor	0,2968
$K^{I_{qr}}$	Ganho proporcional do controle de corrente de eixo em quadratura de rotor	0,3958
$T_i^{I_{qr}}$	Ganho integral do controle de corrente de eixo em quadratura de rotor	0,1933
$K^{V_{DC}}$	Ganho proporcional do controle de tensão do elo DC	2,7883
$T_i^{V_{DC}}$	Ganho integral do controle de corrente de tensão do elo DC	30,4315
$K^\beta$	Ganho integral do controle de ângulo de passo	100
$T_i^\beta$	Tempo integral do controle de ângulo de passo	2
$\beta_{min}$	Ângulo de passo mínimo	0°
$\beta_{max}$	Ângulo de passo máximo	45°
$\frac{d\beta^{pos}}{dt}$	Taxa de variação de subida máxima do ângulo de passo	5°
$\frac{d\beta^{neg}}{dt}$	Taxa de variação de descida máxima do ângulo de passo	10°



# Apêndice B

## Parâmetros do alimentador de 32 barras

Os parâmetros e condições de operação do alimentador da rede de distribuição de 32 barras – Figura 3.1, obtidos em de Abreu (2005) e Bainy (2015) são apresentados nas tabelas a seguir. A potência base do sistema é 10 MVA.

O alimentador possui carga nominal de 10,482 MW e 2,513 MVar, distribuída em suas barras conforme mostrado na Tabela B.1.

Tabela B.1 - Dados de carga do alimentador de distribuição.

Barra	Carga Nominal		Carga Leve		Carga Pesada	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
601	5,500	0,000	2,750	0,000	6,600	0,000
602	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,240
701	1,900	0,866	0,950	0,433	2,280	1,039
802	0,013	0,006	0,007	0,003	0,016	0,007
803	0,022	0,010	0,011	0,005	0,026	0,012
804	1,248	0,569	0,624	0,285	1,498	0,683
806	0,040	0,018	0,020	0,009	0,048	0,022
807	0,052	0,024	0,026	0,012	0,062	0,029
808	0,056	0,026	0,028	0,013	0,067	0,031
809	0,111	0,051	0,056	0,026	0,133	0,061
810	0,103	0,047	0,052	0,024	0,124	0,056
811	0,067	0,031	0,034	0,016	0,080	0,037
812	0,028	0,013	0,014	0,007	0,034	0,016
901	0,121	0,059	0,061	0,030	0,145	0,071
902	0,057	0,028	0,029	0,014	0,068	0,034
904	0,105	0,051	0,053	0,026	0,126	0,061
905	0,590	0,286	0,295	0,143	0,708	0,343
906	0,158	0,077	0,079	0,039	0,190	0,092
908	0,076	0,037	0,038	0,019	0,091	0,044
909	0,094	0,046	0,047	0,023	0,113	0,055
910	0,100	0,048	0,050	0,024	0,120	0,058
911	0,041	0,020	0,021	0,010	0,049	0,024

Na primeira coluna é mostrada a barra, na segunda e terceira são apresentados os dados de carga nominal, na quarta e quinta carga leve (50% da carga nominal) e nas duas restantes a carga pesada (120% da carga nominal).

Na Tabela B.2 são apresentados os dados de impedância das linhas de distribuição. As primeiras duas colunas apresentam as barras em que os terminais da linha estão conectados. Na terceira está a tensão de operação. A quarta e quinta colunas apresentam os dados de resistência e reatância em unidade por quilômetro, seguidas do comprimento das linhas. Finalmente nas demais colunas, estão os valores de resistência e reatância em Por Unidade.

Tabela B.2 - Parâmetros das linhas de distribuição.

De	Para	Tensão (kV)	R (p.u./km)	X (p.u./km)	Linha (km)	R (p.u.)	X (p.u.)
292	701	13,8	0,0100	0,0208	0,25	0,00250	0,00520
292	901	13,8	0,0100	0,0208	1,75	0,01750	0,03640
292	801	13,8	0,0100	0,0208	0,01	0,00010	0,00021
901	501	13,8	0,0193	0,0250	0,01	0,00019	0,00025
901	902	13,8	0,0100	0,0208	3,65	0,03650	0,07592
901	904	13,8	0,0100	0,0208	0,33	0,00330	0,00686
902	903	13,8	0,0100	0,0208	4,40	0,04400	0,09152
904	905	13,8	0,0365	0,0275	0,55	0,02008	0,01513
905	906	13,8	0,0292	0,0269	0,13	0,00380	0,00350
906	907	13,8	0,0292	0,0269	0,75	0,02190	0,02018
906	908	13,8	0,0292	0,0269	0,30	0,00876	0,00807
908	909	13,8	0,0839	0,0276	1,42	0,11914	0,03919
908	910	13,8	0,0839	0,0276	1,76	0,14766	0,04858
910	911	13,8	0,0839	0,0276	9,00	0,75510	0,24840
801	802	13,8	0,0100	0,0208	2,00	0,02000	0,04160
802	803	13,8	0,0100	0,0208	2,30	0,02300	0,04784
803	804	13,8	0,0100	0,0208	2,65	0,02650	0,05512
804	601	13,8	0,0000	0,0100	0,00	0,00000	0,00001
803	805	13,8	0,0839	0,0276	3,20	0,26848	0,08832
805	806	13,8	0,0839	0,0276	1,73	0,14515	0,04775
806	807	13,8	0,0839	0,0276	3,55	0,29785	0,09798
801	808	13,8	0,0100	0,0208	2,30	0,02300	0,04784
808	809	13,8	0,0100	0,0208	0,25	0,00250	0,00520
809	810	13,8	0,0100	0,0208	1,55	0,01550	0,03224
810	811	13,8	0,0551	0,0278	0,92	0,05069	0,02558
810	812	13,8	0,0100	0,0208	1,00	0,01000	0,02080
812	813	13,8	0,0100	0,0208	4,50	0,04500	0,09360

Os parâmetros dos transformadores do alimentador são mostrados na Tabela B.3. Nas duas primeiras colunas são identificadas as barras em que estão conectados os terminais do transformador e na terceira é mostrado o seu nome. Nas demais são mostradas as tensões de operação, a resistência e reatância do equipamento.

Tabela B.3 - Parâmetros dos transformadores.

De	Para	Nome	Tensão (kV)	R (p.u.)	X (p.u.)
291	292	TR3	138/138	0	0,1740
601	602	TR1.1	13,8/13,8	0	0,0565
601	602	TR1.2	13,8/13,8	0	0,0565
602	603	TR2.1	13,8/2,4	0	0,0396
602	603	TR2.2	13,8/2,4	0	0,0396

O sistema de distribuição contém ainda elementos de compensação de reativos em derivação, conectados em três de suas barras. Estes dados são mostrados na Tabela B.4

Tabela B.4 - Dados dos elementos compensação de reativos.

Barra	Tensão (kV)	Q (MVAr)
292	13,8	1,2
804	13,8	1,5
905	13,8	0,3

Por fim, são utilizados os dados de potência de curto-circuito de relação X/R, obtidos por Bainy (2015), para a condição do alimentador estar operando em sua carga nominal. Estas informações são adaptadas e mostradas na Tabela B.5

Tabela B.5 - Características de curto-circuito e relação X/R.

Barra	Scc (MVA)	X/R	Barra	Scc (MVA)	X/R	Barra	Scc (MVA)	X/R
292	54,76	5,485	805	18,42	0,907	902	32,20	3,257
501	44,66	4,111	806	14,28	0,743	903	24,04	2,861
601	28,12	2,011	807	9,65	0,590	904	43,21	3,973
602	26,01	2,212	808	42,24	3,997	905	39,59	3,073
603	24,68	2,354	809	41,23	3,910	906	38,86	2,967
701	53,07	5,191	810	35,81	3,509	907	35,04	2,518
801	54,68	5,465	811	31,00	2,279	908	37,26	2,758
802	43,41	3,389	812	32,98	3,336	909	27,36	1,352
803	34,77	2,515	813	24,35	2,895	910	25,50	1,227
804	28,12	2,011	901	44,73	4,122	911	8,37	0,541



# Apêndice C

## Relação dos Casos Simulados

Conforme exposto no Capítulo 3, são realizadas as simulações de todas as combinações de conexão dos parques DFIG e FSIG nas barras do alimentador, dois níveis de inserção de cada tipo de parque eólico – DFIG e FSIG, três patamares de carregamento do alimentador e três opções de barra para aplicação da falta. Desta forma, totalizam-se 270 casos simulados, expostos na Tabela C.1.

Nas quatro primeiras colunas são apresentados os dados do parque eólico com geradores DFIG. É mostrada a barra de conexão do aerogerador, o nível de inserção ( $N_{ins}$ ), a potência nominal do parque ( $S_n$ ) e o índice de penetração deste parque no alimentador ( $S_n/S_{alim}$ ). Nas quatro colunas seguintes, são apresentadas as informações do parque eólico com geradores FSIG. Na penúltima coluna são dados os patamares de carregamento do alimentador do sistema de distribuição e na última é informado em qual barra é aplicada a falta elétrica do respectivo caso simulado.

Tabela C.1 - Combinação dos casos simulados.

Barra	Parque Gerador DFIG			Barra	Parque Gerador FSIG			Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
	$N_{ins}$ (%)	$S_n$ (MVA)	$S_n/S_{alim}$ (%)		$N_{ins}$ (%)	$S_n$ (MVA)	$S_n/S_{alim}$ (%)		
801	8	4,374	81	-	-	-	-	50	701
801	25	13,670	254	-	-	-	-	50	701
801	8	4,374	41	-	-	-	-	100	701
801	25	13,670	127	-	-	-	-	100	701
801	8	4,374	34	-	-	-	-	120	701
801	25	13,670	106	-	-	-	-	120	701
801	8	4,374	81	-	-	-	-	50	807
801	25	13,670	254	-	-	-	-	50	807
801	8	4,374	41	-	-	-	-	100	807
801	25	13,670	127	-	-	-	-	100	807
801	8	4,374	34	-	-	-	-	120	807
801	25	13,670	106	-	-	-	-	120	807
801	8	4,374	81	-	-	-	-	50	907
801	25	13,670	254	-	-	-	-	50	907
801	8	4,374	41	-	-	-	-	100	907

Continuação...

Barra	Parque Gerador DFIG			Parque Gerador FSIG				Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)	Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		
801	25	13,670	127	-	-	-	-	100	907
801	8	4,374	34	-	-	-	-	120	907
801	25	13,670	106	-	-	-	-	120	907
801	8	4,374	81	806	8	1,142	21	50	701
801	8	4,374	81	806	16	2,285	42	50	701
801	25	13,670	254	806	8	1,142	21	50	701
801	25	13,670	254	806	16	2,285	42	50	701
801	8	4,374	41	806	8	1,142	11	100	701
801	8	4,374	41	806	16	2,285	21	100	701
801	25	13,670	127	806	8	1,142	11	100	701
801	25	13,670	127	806	16	2,285	21	100	701
801	8	4,374	34	806	8	1,142	9	120	701
801	8	4,374	34	806	16	2,285	18	120	701
801	25	13,670	106	806	8	1,142	9	120	701
801	25	13,670	106	806	16	2,285	18	120	701
801	8	4,374	81	806	8	1,142	21	50	807
801	8	4,374	81	806	16	2,285	42	50	807
801	25	13,670	254	806	8	1,142	21	50	807
801	25	13,670	254	806	16	2,285	42	50	807
801	8	4,374	41	806	8	1,142	11	100	807
801	8	4,374	41	806	16	2,285	21	100	807
801	25	13,670	127	806	8	1,142	11	100	807
801	25	13,670	127	806	16	2,285	21	100	807
801	8	4,374	34	806	8	1,142	9	120	807
801	8	4,374	34	806	16	2,285	18	120	807
801	25	13,670	106	806	8	1,142	9	120	807
801	25	13,670	106	806	16	2,285	18	120	807
801	8	4,374	81	806	8	1,142	21	50	907
801	8	4,374	81	806	16	2,285	42	50	907
801	25	13,670	254	806	8	1,142	21	50	907
801	25	13,670	254	806	16	2,285	42	50	907
801	8	4,374	41	806	8	1,142	11	100	907
801	8	4,374	41	806	16	2,285	21	100	907
801	25	13,670	127	806	8	1,142	11	100	907
801	25	13,670	127	806	16	2,285	21	100	907
801	8	4,374	34	806	8	1,142	9	120	907
801	8	4,374	34	806	16	2,285	18	120	907
801	25	13,670	106	806	8	1,142	9	120	907
801	25	13,670	106	806	16	2,285	18	120	907
801	8	4,374	81	908	8	2,981	55	50	701
801	8	4,374	81	908	16	5,962	111	50	701

Continuação...

Parque Gerador DFIG				Parque Gerador FSIG				Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)	Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		
801	25	13,670	254	908	8	2,981	55	50	701
801	25	13,670	254	908	16	5,962	111	50	701
801	8	4,374	41	908	8	2,981	28	100	701
801	8	4,374	41	908	16	5,962	55	100	701
801	25	13,670	127	908	8	2,981	28	100	701
801	25	13,670	127	908	16	5,962	55	100	701
801	8	4,374	34	908	8	2,981	23	120	701
801	8	4,374	34	908	16	5,962	46	120	701
801	25	13,670	106	908	8	2,981	23	120	701
801	25	13,670	106	908	16	5,962	46	120	701
801	8	4,374	81	908	8	2,981	55	50	807
801	8	4,374	81	908	16	5,962	111	50	807
801	25	13,670	254	908	8	2,981	55	50	807
801	25	13,670	254	908	16	5,962	111	50	807
801	8	4,374	41	908	8	2,981	28	100	807
801	8	4,374	41	908	16	5,962	55	100	807
801	25	13,670	127	908	8	2,981	28	100	807
801	25	13,670	127	908	16	5,962	55	100	807
801	8	4,374	34	908	8	2,981	23	120	807
801	8	4,374	34	908	16	5,962	46	120	807
801	25	13,670	106	908	8	2,981	23	120	807
801	25	13,670	106	908	16	5,962	46	120	807
801	8	4,374	81	908	8	2,981	55	50	907
801	8	4,374	81	908	16	5,962	111	50	907
801	25	13,670	254	908	8	2,981	55	50	907
801	25	13,670	254	908	16	5,962	111	50	907
801	8	4,374	41	908	8	2,981	28	100	907
801	8	4,374	41	908	16	5,962	55	100	907
801	25	13,670	127	908	8	2,981	28	100	907
801	25	13,670	127	908	16	5,962	55	100	907
801	8	4,374	34	908	8	2,981	23	120	907
801	8	4,374	34	908	16	5,962	46	120	907
801	25	13,670	106	908	8	2,981	23	120	907
801	25	13,670	106	908	16	5,962	46	120	907
806	8	1,142	21	-	-	-	-	50	701
806	25	3,570	66	-	-	-	-	50	701
806	8	1,142	11	-	-	-	-	100	701
806	25	3,570	33	-	-	-	-	100	701
806	28	4,000	37	-	-	-	-	100	701
806	8	1,142	9	-	-	-	-	120	701
806	25	3,570	28	-	-	-	-	120	701

Continuação...

Parque Gerador DFIG				Parque Gerador FSIG				Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)	Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		
806	8	1,142	21	-	-	-	-	50	807
806	25	3,570	66	-	-	-	-	50	807
806	8	1,142	11	-	-	-	-	100	807
806	25	3,570	33	-	-	-	-	100	807
806	8	1,142	9	-	-	-	-	120	807
806	25	3,570	28	-	-	-	-	120	807
806	8	1,142	21	-	-	-	-	50	907
806	25	3,570	66	-	-	-	-	50	907
806	8	1,142	11	-	-	-	-	100	907
806	25	3,570	33	-	-	-	-	100	907
806	8	1,142	9	-	-	-	-	120	907
806	25	3,570	28	-	-	-	-	120	907
806	8	1,142	21	801	8	4,374	81	50	701
806	8	1,142	21	801	16	8,749	162	50	701
806	25	3,570	66	801	8	4,374	81	50	701
806	25	3,570	66	801	16	8,749	162	50	701
806	8	1,142	11	801	8	4,374	41	100	701
806	8	1,142	11	801	16	8,749	81	100	701
806	25	3,570	33	801	8	4,374	41	100	701
806	25	3,570	33	801	16	8,749	81	100	701
806	8	1,142	9	801	8	4,374	34	120	701
806	8	1,142	9	801	16	8,749	68	120	701
806	25	3,570	28	801	8	4,374	34	120	701
806	25	3,570	28	801	16	8,749	68	120	701
806	8	1,142	21	801	8	4,374	81	50	807
806	8	1,142	21	801	16	8,749	162	50	807
806	25	3,570	66	801	8	4,374	81	50	807
806	25	3,570	66	801	16	8,749	162	50	807
806	8	1,142	11	801	8	4,374	41	100	807
806	8	1,142	11	801	16	8,749	81	100	807
806	25	3,570	33	801	8	4,374	41	100	807
806	25	3,570	33	801	16	8,749	81	100	807
806	8	1,142	9	801	8	4,374	34	120	807
806	8	1,142	9	801	16	8,749	68	120	807
806	25	3,570	28	801	8	4,374	34	120	807
806	25	3,570	28	801	16	8,749	68	120	807
806	8	1,142	21	801	8	4,374	81	50	907
806	8	1,142	21	801	16	8,749	162	50	907
806	25	3,570	66	801	8	4,374	81	50	907
806	25	3,570	66	801	16	8,749	162	50	907
806	8	1,142	11	801	8	4,374	41	100	907

Continuação...

Parque Gerador DFIG				Parque Gerador FSIG				Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)	Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		
806	8	1,142	11	801	16	8,749	81	100	907
806	25	3,570	33	801	8	4,374	41	100	907
806	25	3,570	33	801	16	8,749	81	100	907
806	8	1,142	9	801	8	4,374	34	120	907
806	8	1,142	9	801	16	8,749	68	120	907
806	25	3,570	28	801	8	4,374	34	120	907
806	25	3,570	28	801	16	8,749	68	120	907
806	8	1,142	21	908	8	2,981	55	50	701
806	8	1,142	21	908	16	5,962	111	50	701
806	25	3,570	66	908	8	2,981	55	50	701
806	25	3,570	66	908	16	5,962	111	50	701
806	8	1,142	11	908	8	2,981	28	100	701
806	8	1,142	11	908	16	5,962	55	100	701
806	25	3,570	33	908	8	2,981	28	100	701
806	25	3,570	33	908	16	5,962	55	100	701
806	8	1,142	9	908	8	2,981	23	120	701
806	8	1,142	9	908	16	5,962	46	120	701
806	25	3,570	28	908	8	2,981	23	120	701
806	25	3,570	28	908	16	5,962	46	120	701
806	8	1,142	21	908	8	2,981	55	50	807
806	8	1,142	21	908	16	5,962	111	50	807
806	25	3,570	66	908	8	2,981	55	50	807
806	25	3,570	66	908	16	5,962	111	50	807
806	8	1,142	11	908	8	2,981	28	100	807
806	8	1,142	11	908	16	5,962	55	100	807
806	25	3,570	33	908	8	2,981	28	100	807
806	25	3,570	33	908	16	5,962	55	100	807
806	8	1,142	9	908	8	2,981	23	120	807
806	8	1,142	9	908	16	5,962	46	120	807
806	25	3,570	28	908	8	2,981	23	120	807
806	25	3,570	28	908	16	5,962	46	120	807
806	8	1,142	21	908	8	2,981	55	50	907
806	8	1,142	21	908	16	5,962	111	50	907
806	25	3,570	66	908	8	2,981	55	50	907
806	25	3,570	66	908	16	5,962	111	50	907
806	8	1,142	11	908	8	2,981	28	100	907
806	8	1,142	11	908	16	5,962	55	100	907
806	25	3,570	33	908	8	2,981	28	100	907
806	25	3,570	33	908	16	5,962	55	100	907
806	8	1,142	9	908	8	2,981	23	120	907
806	8	1,142	9	908	16	5,962	46	120	907

Continuação...

Barra	Parque Gerador DFIG			Barra	Parque Gerador FSIG			Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		
806	25	3,570	28	908	8	2,981	23	120	907
806	25	3,570	28	908	16	5,962	46	120	907
908	8	2,981	55	-	-	-	-	50	701
908	25	9,315	173	-	-	-	-	50	701
908	8	2,981	28	-	-	-	-	100	701
908	25	9,315	86	-	-	-	-	100	701
908	8	2,981	23	-	-	-	-	120	701
908	25	9,315	72	-	-	-	-	120	701
908	8	2,981	55	-	-	-	-	50	807
908	25	9,315	173	-	-	-	-	50	807
908	8	2,981	28	-	-	-	-	100	807
908	25	9,315	86	-	-	-	-	100	807
908	8	2,981	23	-	-	-	-	120	807
908	25	9,315	72	-	-	-	-	120	807
908	8	2,981	55	-	-	-	-	50	907
908	25	9,315	173	-	-	-	-	50	907
908	8	2,981	28	-	-	-	-	100	907
908	25	9,315	86	-	-	-	-	100	907
908	8	2,981	23	-	-	-	-	120	907
908	25	9,315	72	-	-	-	-	120	907
908	8	2,981	55	801	8	4,374	81	50	701
908	8	2,981	55	801	16	8,749	162	50	701
908	25	9,315	173	801	8	4,374	81	50	701
908	25	9,315	173	801	16	8,749	162	50	701
908	8	2,981	28	801	8	4,374	41	100	701
908	8	2,981	28	801	16	8,749	81	100	701
908	25	9,315	86	801	8	4,374	41	100	701
908	25	9,315	86	801	16	8,749	81	100	701
908	8	2,981	23	801	8	4,374	34	120	701
908	8	2,981	23	801	16	8,749	68	120	701
908	25	9,315	72	801	8	4,374	34	120	701
908	25	9,315	72	801	16	8,749	68	120	701
908	8	2,981	55	801	8	4,374	81	50	807
908	8	2,981	55	801	16	8,749	162	50	807
908	25	9,315	173	801	8	4,374	81	50	807
908	25	9,315	173	801	16	8,749	162	50	807
908	8	2,981	28	801	8	4,374	41	100	807
908	8	2,981	28	801	16	8,749	81	100	807
908	25	9,315	86	801	8	4,374	41	100	807
908	25	9,315	86	801	16	8,749	81	100	807
908	8	2,981	23	801	8	4,374	34	120	807

Continuação...

Parque Gerador DFIG				Parque Gerador FSIG				Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)	Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		
908	8	2,981	23	801	16	8,749	68	120	807
908	25	9,315	72	801	8	4,374	34	120	807
908	25	9,315	72	801	16	8,749	68	120	807
908	8	2,981	55	801	8	4,374	81	50	907
908	8	2,981	55	801	16	8,749	162	50	907
908	25	9,315	173	801	8	4,374	81	50	907
908	25	9,315	173	801	16	8,749	162	50	907
908	8	2,981	28	801	8	4,374	41	100	907
908	8	2,981	28	801	16	8,749	81	100	907
908	25	9,315	86	801	8	4,374	41	100	907
908	25	9,315	86	801	16	8,749	81	100	907
908	8	2,981	23	801	8	4,374	34	120	907
908	8	2,981	23	801	16	8,749	68	120	907
908	25	9,315	72	801	8	4,374	34	120	907
908	25	9,315	72	801	16	8,749	68	120	907
908	8	2,981	55	806	8	1,142	21	50	701
908	8	2,981	55	806	16	2,285	42	50	701
908	25	9,315	173	806	8	1,142	21	50	701
908	25	9,315	173	806	16	2,285	42	50	701
908	8	2,981	28	806	8	1,142	11	100	701
908	8	2,981	28	806	16	2,285	21	100	701
908	25	9,315	86	806	8	1,142	11	100	701
908	25	9,315	86	806	16	2,285	21	100	701
908	8	2,981	23	806	8	1,142	9	120	701
908	8	2,981	23	806	16	2,285	18	120	701
908	25	9,315	72	806	8	1,142	9	120	701
908	25	9,315	72	806	16	2,285	18	120	701
908	8	2,981	55	806	8	1,142	21	50	807
908	8	2,981	55	806	16	2,285	42	50	807
908	25	9,315	173	806	8	1,142	21	50	807
908	25	9,315	173	806	16	2,285	42	50	807
908	8	2,981	28	806	8	1,142	11	100	807
908	8	2,981	28	806	16	2,285	21	100	807
908	25	9,315	86	806	8	1,142	11	100	807
908	25	9,315	86	806	16	2,285	21	100	807
908	8	2,981	23	806	8	1,142	9	120	807
908	8	2,981	23	806	16	2,285	18	120	807
908	25	9,315	72	806	8	1,142	9	120	807
908	25	9,315	72	806	16	2,285	18	120	807
908	8	2,981	55	806	8	1,142	21	50	907
908	8	2,981	55	806	16	2,285	42	50	907

Continuação...

Parque Gerador DFIG				Parque Gerador FSIG				Carregamento do Alimentador (%)	Barra de Falta
Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)	Barra	N <sub>ins</sub> (%)	S <sub>n</sub> (MVA)	S <sub>n</sub> /S <sub>alim</sub> (%)		
908	25	9,315	173	806	8	1,142	21	50	907
908	25	9,315	173	806	16	2,285	42	50	907
908	8	2,981	28	806	8	1,142	11	100	907
908	8	2,981	28	806	16	2,285	21	100	907
908	25	9,315	86	806	8	1,142	11	100	907
908	25	9,315	86	806	16	2,285	21	100	907
908	8	2,981	23	806	8	1,142	9	120	907
908	8	2,981	23	806	16	2,285	18	120	907
908	25	9,315	72	806	8	1,142	9	120	907
908	25	9,315	72	806	16	2,285	18	120	907