

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DO GERADOR  
DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO:  
OPERAÇÃO DURANTE DISTÚRBIOS NA REDE  
ELÉTRICA

TESE DE DOUTORADO

Jean Patric da Costa

Santa Maria, RS, Brasil

2010

**CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DO GERADOR  
DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO:  
OPERAÇÃO DURANTE DISTÚRBIOS NA REDE  
ELÉTRICA**

por

**Jean Patric da Costa**

Tese apresentada ao Curso de Doutorado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Controle de Processos, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Doutor em Engenharia Elétrica.**

**Orientador: Prof. Humberto Pinheiro,**

**Santa Maria, RS, Brasil**

**2010**

---

©2010

Todos os direitos autorais reservados a Jean Patric da Costa. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita com autorização por escrito do autor.

Endereço: Av. Roraima, S/N, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97.105-900

Fone: 55 81121618; Celular: +55 (55) 81121618; Endereço Eletrônico: jeanpatric@gmail.com

---

**Universidade Federal de Santa Maria**  
**Centro de Tecnologia**  
**Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

A Comissão Examinadora, abaixo assinada,  
aprova a Tese de Doutorado

**CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DO GERADOR DE  
INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO:  
OPERAÇÃO DURANTE DISTÚRBIOS NA REDE  
ELÉTRICA**

elaborada por  
**Jean Patric da Costa**

como requisito parcial para obtenção do grau de  
**Doutor em Engenharia Elétrica**

**COMISSÃO EXAMINADORA:**

---

**Humberto Pinheiro, Ph.D.**  
(Presidente/Orientador)

---

**Helder Tavares Câmara, Dr.** (Universidade Tecnológica Federal do Paraná)

---

**Alexandre Campos, Ph.D** (Universidade Federal de Santa Maria)

---

**Luiz Carlos de Souza Marques, Dr.** (Universidade Federal de Santa Maria)

---

**Robinson Figueiredo de Camargo, Dr.** (Universidade Federal de Santa Maria)

Santa Maria, 30 de Agosto de 2010

## RESUMO

Tese de Doutorado

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Universidade Federal de Santa Maria, RS, Brasil

# CONTRIBUIÇÃO AO ESTUDO DO GERADOR DE INDUÇÃO DUPLAMENTE ALIMENTADO: OPERAÇÃO DURANTE DISTÚRBIOS NA REDE ELÉTRICA

AUTOR: JEAN PATRIC DA COSTA

ORIENTADOR: HUMBERTO PINHEIRO,

Local da Defesa e Data: Santa Maria, 30 de Agosto de 2010.

Turbinas eólicas modernas que utilizam o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA) são amplamente empregadas para geração de energia elétrica. Essa grande parcela de aero-geradores baseados na tecnologia GIDA e técnicas de controle vetorial clássicas já comprovaram ao longo dos últimos anos que este conceito apresenta méritos e foi capaz de satisfazer requisitos de conexão de turbinas eólicas com a rede elétrica inicialmente elaborados. No entanto, atualmente, os operadores do sistema estão revisando os códigos de rede em muitos países, introduzindo novos requisitos e estreitando os limites definidos inicialmente. Basicamente, os geradores eólicos estão assumindo maiores responsabilidades no sistema de potência. A capacidade de sobrevivência e suporte de reativos durante afundamentos de tensão, introduzidos nos novos códigos de rede, tornaram-se os maiores desafios para os fabricantes de aero-geradores com tecnologia GIDA.

Essa tese de doutorado tem como principal objetivo desenvolver estratégias de controle para melhorar o desempenho dinâmico do Gerador de Indução Duplamente Alimentado conectado a rede elétrica frente aos requisitos de sobrevivência aos afundamentos de tensão no Ponto de Conexão (PC). Para isso, essa tese propõe um controlador não linear de alto desempenho baseado em modos deslizantes para o controle do GIDA em eixos estacionários. O controlador proposto melhora o comportamento transitório do GIDA principalmente durante distúrbios na tensão no PC. O projeto do controlador é desenvolvido de forma a garantir a estabilidade do GIDA conectado à rede elétrica mesmo considerando incertezas associadas ao modelo nominal. Outras características do controlador proposto, além da robustez, são a sua simplicidade de implementação e a sua excelente resposta transitória. Ainda, dois modos de operação são propostos para geração de referência do GIDA, MODO 1 para operação em condições normais da tensão da rede elétrica, MODO 2 com uma metodologia para o cálculo das referências de corrente de forma a dar suporte de reativos durante faltas próximas ao PC. O comportamento dinâmico do sistema e o desempenho da estratégia de controle são verificadas através de simulações e também experimentalmente.

**Palavras-chave:** Geração eólica, Requisitos de Conexão, Gerador de Indução de Dupla Alimentação, Suporte de Reativos Durante Faltas na Rede Elétrica

# ABSTRACT

Doctoral Thesis

Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica  
Federal University of Santa Maria, RS, Brazil

## CONTRIBUTION TO STUDY OF DOUBLY-FED INDUCTION GENERATORS: OPERATION UNDER NETWORK DISTURBANCES

AUTHOR: JEAN PATRIC DA COSTA

ADVISOR: HUMBERTO PINHEIRO,

Place and Date: Santa Maria, August 30<sup>th</sup>, 2010.

The Doubly Fed Induction Generator (DFIG) is one of the most frequently deployed large grid connected Wind Turbines (WT) concept. The implementation of classical vector control techniques, have been proven to work well for considering the initial grid code requirements. However, recently many grid operators are requiring WT to remain connected during grid faults, resulting in low voltage fault ride through capability (LVRT). In addition, it is required for WTs to contribute with reactive support during the fault. As a result, the improvements of the transient behavior of the DFIG, the power converter protection and the controller design have become a challenge for WT manufactures.

This work presents a high performance stationary frame non-linear controller for doubly fed induction generator, which improves the steady state and transient behavior of the grid connected wind turbines especially under unbalance voltage dips resulting from network unbalance faults. A controller design procedure that guarantees the DFIG stability under uncertainties and disturbances at grid side is presented in details. Furthermore, it is demonstrated in the thesis that with the proposed controller different goals such as control of grid side active and reactive power, minimization of torque pulsation under unbalance operation and improvement of the low voltage ride through capability can be easily achieved. Simulations and experimental results are given to illustrate the good performance of a grid connected DFIG with the proposed controller.

**Keywords:** Wind Turbines, Grid Requirements, Doubly-Fed Induction Generator, Reactive Current Support During Grid Voltages Sags

# *LISTA DE FIGURAS*

FIGURA 1	Potência instalada em cada um dos anos entre 1996 e 2009. Fonte GWEC . . . . .	p. 20
FIGURA 2	Potência instalada acumulada entre os anos de 1996 e 2009. Fonte GWEC . . . . .	p. 20
FIGURA 3	Distribuição das fontes de geração de energia elétrica nos anos de 1995(a) e 2008 (b). Potência total instalada em 1995 é de 532 GW e em 2008 é de 791 GW. Fonte EWEA . . . . .	p. 21
FIGURA 4	Consumo de energia primária. Fonte 1: IIASA (Azul), Fonte 2: Shell . . . . .	p. 22
FIGURA 5	Potência nominal e diâmetro das turbinas eólicas com os respectivo ano de lançamento. . . . .	p. 23
FIGURA 6	Classificação das principais tecnologias utilizadas em turbinas eólica	p. 24
FIGURA 7	Diagrama com os principais conceitos de aerogeradores conectados a rede elétrica. . . . .	p. 25
FIGURA 8	Tendência tecnológica de turbinas eólicas instaladas na Alemanha.	p. 27
FIGURA 9	Turbina Eólica com o GIDA. . . . .	p. 27
FIGURA 10	Requisito técnico para afundamentos de tensão. . . . .	p. 33
FIGURA 11	Requisito técnico para suporte de corrente reativa durante afundamento de tensão (E.ON-NETZ, 2006). . . . .	p. 34
FIGURA 12	Diagrama de blocos dos controladores convencionais do GIDA. . .	p. 38
FIGURA 13	Lugar das raízes para a variação da banda passante dos controladores PI de 100 até 1000 rad/s. . . . .	p. 41
FIGURA 14	Comportamento do sistema de controle convencional PI durante uma faltado tipo A próximo da velocidade síncrona. . . . .	p. 44

---

FIGURA 15	Comportamento do sistema de controle convencional PI durante uma faltado tipo B próximo da velocidade síncrona. . . . .	p. 45
FIGURA 16	Diagrama de blocos do controlador proposto por (XU; WANG, 2007). . . . .	p. 46
FIGURA 17	Diagrama de blocos do PLL para estimativa da posição e frequência angular do fluxo estatórico de eixo em quadratura de seqüência positiva proposto por (XU; WANG, 2007). . . . .	p. 47
FIGURA 18	Diagrama com o esquema de controle para operação durante desequilíbrio de tensão (XU, 2008). . . . .	p. 48
FIGURA 19	Diagrama com o esquema do controle proporcional combinado com controlador ressonante para operação durante desequilíbrio de tensão (LUNA et al., 2008). . . . .	p. 48
FIGURA 20	Controle direto do conjugado de seqüência positiva e da potência reativa de seqüência positiva (CHEN et al., 2010). . . . .	p. 49
FIGURA 21	Diagrama de blocos do controle DTC para GIDA (SEMAN; NIIRANEN; ARKKIO, 2006). . . . .	p. 51
FIGURA 22	Diagrama de blocos do controlador proposto por (ARBI et al., 2009). . . . .	p. 52
FIGURA 23	Diagrama de blocos do controle direto de potência proposto por (ABAD et al., 2010). . . . .	p. 53
FIGURA 24	Oscilações nas variáveis do conversor do GIDA (ABAD et al., 2010). . . . .	p. 53
FIGURA 25	Resposta em frequência para as funções de transferências da equação (4.33) e (4.34). . . . .	p. 64
FIGURA 26	Bancada de experimentos com o GIDA, DeMoTec-IWES . . . . .	p. 67
FIGURA 27	Diagrama de bloco da bancada experimental com o controlador robusto proposto. . . . .	p. 67
FIGURA 28	Simulador de LVRT de 90 kVA, DeMoTec-IWES. . . . .	p. 69
FIGURA 29	Resultado experimental: resposta transitória do DFIG com o controlador proposto frente ao afundamento VD1. O lado esquerdo mostra as tensões da rede, correntes do estator e rotor, as potências ativa e reativa e o conjugado eletromagnético. O lado direito apresenta as correntes do conversor do rotor. . . . .	p. 72



---

FIGURA 30	Resultado experimental: Comportamento do GIDA quando uma queda de tensão tipo VD2 é aplicada em aproximadamente $t = 0,1 s$ e eliminada depois de $500 ms$ . O lado esquerdo mostra as tensões do estator, as correntes do estator e rotor, as potências ativa e reativa e o conjugado eletromagnético. O lado direito mostra as tensões e as correntes do conversor do rotor capturadas pelo osciloscópio. . . . .	p. 74
FIGURA 31	Resultado experimental do GIDA durante LVRT-teste (A) VD3 com um afundamento de tensão de $-80 \%$ e velocidade de $1200 r/min$ , com suporte de reativos. . . . .	p. 75
FIGURA 32	Resultado experimental: Resposta transitória do GIDA com o controlador robusto frente a quatro quedas de tensão de $50 \%$ . As quedas são aplicadas nos terminais do gerador em aproximadamente $t = 0,5 s$ , $t = 1,75 s$ , $t = 3,2 s$ e $t = 3,75 s$ . O lado esquerdo mostra as tensões do estator, as correntes do rotor e do estator, a potência ativa e reativa e o conjugado eletromagnético. O lado direito apresenta as correntes através do conversor do rotor. . . . .	p. 77
FIGURA 33	Resultados de simulação e experimental: (a) Comportamento simulado do GIDA com o controlador robusto quando uma queda de tensão assimétrica com uma componente de seqüência negativa de $25 \%$ é aplicada em aproximadamente $t = 0,05 s$ e eliminada após $250 ms$ . A simulação mostra as tensões do estator, as potências ativa e reativa, o conjugado eletromagnético as correntes do estator e rotor e os erros do controlador. (b) Resultado experimental equivalente. Ambos os resultados são considerando $10 \%$ de erro nos valores nominais dos parâmetros do gerador. . . . .	p. 78
FIGURA 34	Resultado Experimental: Resposta transitória do GIDA com o controlador robusto quando uma falta assimétrica com componente de seqüência negativa de $40 \%$ é aplicada nos terminais do geradorem aproximadamente $t = 0.25 s$ e eliminada depois de $200 ms$ . . . . .	p. 79
FIGURA 35	Resultado de simulação: 2 MVA . . . . .	p. 82
FIGURA 36	Variáveis do estator e do rotor no referencial da tensão estatórica. . . . .	p. 95
FIGURA 37	Circuito elétrico equivalente do GIDA em coordenadas síncronas qd orientado no referencial genérico. . . . .	p. 95
FIGURA 38	Estrutura convencional do controlador de corrente rotórica. . . . .	p. 97

---

FIGURA 39	Impedância Z do GIDA quando vista da rede com o controlador PI.	p. 98
FIGURA 40	Estrutura do controlador PI em paralelo com Ressonante. . . . .	p. 99
FIGURA 41	Impacto da inclusão do ressonante na Impedância Z do GIDA quando vista da rede. . . . .	p. 100
FIGURA 42	Resultado de simulação com 6 % de desequilíbrio. . . . .	p. 101
FIGURA 43	Protótipo utilizado para implementação do controlador PI+R. . .	p. 102
FIGURA 44	Resultado Experimental com 6 %de desequilíbrio de tensão. . . .	p. 102

# ***LISTA DE TABELAS***

TABELA 1	Parâmetros do GIDA, da Máquina de Corrente contínua e valores de base. . . . .	p. 68
TABELA 2	Classificação dos Afundamentos de Tensão. . . . .	p. 69
TABELA 3	Parâmetros do GIDA de 2 MW . . . . .	p. 81

# *LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS*

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
DEWI	Deutsches Windenergie Institut (Instituto Alemão de energia Eólica)
DFIG	Doubly fed induction generator (GIDA)
DPC	Direct Power Control (Controle Direto de Potência)
DTC	Direct Torque Control (Controle Direto do Conjugado)
DVTC	Direct Virtual Torque Control (Controle direto do conjugado Virtual)
EWEA	European Wind Energy Association (Associação Européia de Energia Eólica)
GD	Geração Distribuída
GIDA	Gerador de Indução Duplamente Alimentado
GWEC	Global Wind Energy Council (Conselho Global de Energia Eólica)
$i$	Corrente
$i_{ar}, i_{br}, i_{cr}$	Correntes do Rotor
$i_{as}, i_{bs}, i_{cs}$	Correntes do Estator
$I_{Qs}$	Magnitude da Corrente Reativa
$i_{rd+}^+$	Corrente rotórica de seqüência positiva de eixo direto
$i_{rq+}^+$	Corrente rotórica de seqüência positiva de eixo em quadratura

---

$i_{rd-}^-$	Corrente rotórica de seqüência negativa de eixo direto
$i_{rq-}^-$	Corrente rotórica de seqüência negativa de eixo em quadratura
LVRT	Low Voltage Ride Through (Sobrevivência a Afundamentos de Tensão)
$\lambda$	fluxo
$L$	Indutância Própria
$M$	Indutância Mútua
ONS	Operador Nacional do Sistema
$P$	Potência Ativa
PC	Ponto de Conexão
PID	Proporcional Integral Derivativo
PI+R	Controlador Proporcional Integral com Ressonante
ppr	pulsos por rotação
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PROREDE	Procedimentos de Rede
$Q$	Potência Reativa
$\theta$	Posição Angular
$r$	Resistência.
$t$	Tempo.
$T_e$	Conjugado Eletromagnético.
WT	Wind Turbines
$\omega$	Frequência Angular

---

UE	União Européia
$v$	Tensão
VSC	Variable Structure Control (Controle de Estrutura Variável)
Subscritos	
$\alpha, \beta$	Eixos Estacionários $\alpha, \beta$ .
$s, r, m$	Estator, Rotor e Mútua.
Sobrescritos	
$*, \hat{\phantom{x}}$	Valor de Referência e Estimado.

# *SUMÁRIO*

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	p. 18
1.1	Perspectivas da Energia Eólica . . . . .	p. 18
1.2	Tecnologias da Indústria Eólica . . . . .	p. 23
1.2.1	Gerador de Indução Gaiola de Esquilo . . . . .	p. 24
1.2.2	Geradores Síncronos . . . . .	p. 25
1.2.3	Gerador de Indução de Dupla Alimentação . . . . .	p. 26
1.3	Controle do GIDA . . . . .	p. 28
1.4	Motivação do trabalho . . . . .	p. 29
1.5	Objetivo do trabalho . . . . .	p. 30
1.6	Organização e Metodologia do trabalho . . . . .	p. 30
<b>2</b>	<b>Requisitos de Sobrevivência a Afundamentos de Tensão no PC</b>	p. 32
2.1	Introdução . . . . .	p. 32
2.2	Requisitos de LVRT e Suporte de Reativos . . . . .	p. 32
2.3	Sumário . . . . .	p. 35
<b>3</b>	<b>Estratégias de Controle aplicadas ao GIDA</b>	p. 37
3.1	Modelo do GIDA para o Projeto dos Controladores de Corrente Rotórica	p. 37
3.2	Análise dos Autovalores do GIDA em Malha Fechada com Controladores PI . . . . .	p. 39
3.3	Técnicas de Controle de alto desempenho para o GIDA . . . . .	p. 46
3.4	Sumário . . . . .	p. 54

---

<b>4</b>	<b>Controlador de Alto Desempenho Proposto para o GIDA</b>	p. 55
4.1	Introdução . . . . .	p. 55
4.2	Modelo do GIDA . . . . .	p. 55
4.3	Projeto do Controlador Não Linear de Alto Desempenho . . . . .	p. 59
4.3.1	Projeto da Superfície de Deslizamento . . . . .	p. 59
4.3.2	Projeto da Lei de Controle . . . . .	p. 59
4.3.3	Máxima Tensão Induzida no Rotor . . . . .	p. 61
4.4	Geração das Referências de Corrente para a operação normal e durante afundamentos de tensão . . . . .	p. 61
4.4.1	Operação em Rede Elétrica Equilibrada - MODO 1 . . . . .	p. 63
4.4.2	Operação Durante Afundamento de Tensão - MODO 2 . . . . .	p. 63
4.5	Sumário . . . . .	p. 65
<b>5</b>	<b>Resultados de Simulação e Experimentais</b>	p. 66
5.1	Descrição da Bancada Experimental . . . . .	p. 66
5.2	Especificações para testes de sobrevivência aos afundamentos de tensão . . . . .	p. 69
5.2.1	Requisitos de LVRT para o Experimento (A) . . . . .	p. 70
5.2.2	Requisitos de LVRT para o Experimento (B) . . . . .	p. 70
5.2.3	Requisitos de LVRT para o Experimento (C) . . . . .	p. 70
5.3	Resposta do GIDA com o controlador proposto frente aos afundamentos de tensão . . . . .	p. 71
5.3.1	Sobrevivência a LVRT: Experimento (A) . . . . .	p. 71
5.3.2	LVRT-Experimento (B) . . . . .	p. 76
5.3.3	LVRT-Experimento (C) . . . . .	p. 76
5.4	Sumário . . . . .	p. 80
<b>6</b>	<b>Conclusões</b>	p. 83
	Publicações durante o doutorado . . . . .	p. 85



---

Sugestões para Trabalhos Futuros . . . . .	p. 87
<b>Referências</b>	p. 88
<b>Apêndice A – GIDA com Controladores PI+R</b>	p. 93
A.1 Introdução . . . . .	p. 93
A.2 Distúrbio de Tensão no Referencial Síncrono . . . . .	p. 94
A.3 Modelo do GIDA em coordenadas síncronas orientadas na tensão do estator	p. 95
A.4 Estrutura do Controlador . . . . .	p. 97
A.4.1 O controle convencional do GIDA . . . . .	p. 97
A.5 Projeto do controlador ressonante para a rejeição do distúrbio . . . . .	p. 99
A.6 Discussão dos Resultados . . . . .	p. 99
A.7 Sumário . . . . .	p. 103

# 1 INTRODUÇÃO

Fontes de energia renováveis têm o maior potencial energético dentre todas as fontes de geração de energia elétrica conhecidas. Com um baixo impacto ambiental, disponíveis globalmente e juntamente com os subsídios governamentais apresentam atualmente um preço competitivo e também recebem uma aceitação social elevada. Dentre as fontes de energias renováveis, destaca-se o progresso das pesquisas e o desenvolvimento das tecnologias da geração de eletricidade a partir do vento, o que possibilitou a geração de forma eficiente resultando em um alto grau de segurança no retorno do investimento. A geração eólica, a curto prazo, pode reduzir a importação de eletricidade, aumentar a oferta de energia no mercado interno e gerar empregos. A longo prazo, poderá progressivamente reduzir a utilização de carvão, petróleo, gás natural e energia nuclear.

Essa Tese apresenta, inicialmente, um panorama sobre a situação atual da geração eólica no Brasil e no mundo bem como as suas perspectivas para o futuro. Dentre as tecnologias de aerogeradores mais utilizadas, o foco do estudo está voltado as turbinas eólicas que utilizam o Gerador de Indução Duplamente Alimentado (GIDA). Também busca-se discutir as vantagens e limitações das principais estratégias de controle para o GIDA conectado a rede elétrica durante distúrbios na tensão do ponto de conexão. Como maior contribuição, apresenta-se uma proposta de uma estrutura de controle que possibilita melhorar o comportamento transitório do GIDA durante transitórios na rede elétrica. Esse capítulo apresenta, ainda, a metodologia adotada e os objetivos específicos desta tese.

## 1.1 Perspectivas da Energia Eólica

As preocupações ambientais no âmbito político, aliadas com pesquisa a longo prazo conduziram nos últimos 20 anos a progressos notáveis das tecnologias da energia renovável e têm aberto oportunidades favoráveis para a utilização de fontes como o vento, sol, água, biomassa entre outras. Destaca-se atualmente, a utilização da energia eólica que cresce

a uma taxa de 30 % ao ano, enquanto o custo da eletricidade gerada a partir dos ventos caiu 80 % durante pouco mais de 20 anos de desenvolvimento. Quando as primeiras turbinas eólicas foram instaladas em maior escala, nos anos 80, o custo da eletricidade gerada pelas turbinas eólicas era maior que 30 c\$/kWh. Atualmente, com turbinas eólicas modernas, o custo da eletricidade é menor que 5 c\$/kWh. Esta situação configura um preço competitivo com as tecnologias de gerações termo-convencionais.

Em 2005, a BTM consult ApS<sup>®</sup> publicou uma previsão do crescimento da indústria de geração eólica a curto prazo (2015) e a longo prazo (2025) baseada no histórico dos 10 anos antecedentes (KROGSGAARD; MADSEN, 2005). Esse estudo indicou que a instalação anual de aerogeradores aumentaria de 8,1 GW em 2004 para 32,7 GW em 2015. Com isso, a potência acumulada aumentaria de 48 GW em 2004 para 271,5 GW em 2015. Analisando os dados nesse intervalo de tempo, a previsão média do crescimento da instalação anual é de 13,5 % por ano. Segundo esse mesmo estudo, as regiões com mais rápido crescimento são a América do Norte e a Ásia impulsionadas principalmente pelos Estados Unidos, Índia e a China. Ainda foi estimado que os investimentos nesse período somem um total de 200 à 250 bilhões de dólares (KROGSGAARD; MADSEN, 2005). No entanto, em 2006, a potência eólica acumulada no mundo já era de 74,3 GW. Esse valor ultrapassou os 68 GW previstos pela BTM consult ApS<sup>®</sup> em 2004. Segundo o GWEC (*Global Wind Energy Council*), a energia eólica mundial cresceu 27 % entre 2006 e 2007 chegando a uma potência instalada de 94.2 GW distribuídos por mais de 70 países. Em 2008, o ritmo de crescimento continuou e uma potência de 27 GW de geração eólica foi instalada no mundo, envolvendo um investimento de 30 bilhões de euros. Em alguns países como a Alemanha, a energia eólica alcançou resultados mais rápidos do que o esperado. A Alemanha investiu em 2008 cerca de 8 bilhões de euros no mercado de energia eólica. Esse valor correspondeu a quarta parte do capital dos investimentos na indústria eólica em nível mundial. Até mesmo previsões do reconhecido instituto alemão de energia eólica DEWI (*Deutsches Windenergie Institut*), que antecipou um crescimento de 20 % por ano até 2015, têm sido superadas com a média de crescimento de 30 % na Alemanha. Ainda em 2008, a Alemanha ultrapassou as 20 mil turbinas eólicas instaladas, com uma potência de mais de 24 GW, que geraram mais de 40 bilhões de kilowatts hora de eletricidade anuais. Com isto, 7 % da demanda de energia na Alemanha foi atendida por aerogeradores. Ainda como consequência, em 2008 somente na Alemanha, mais de 35 mil postos de trabalho foram criados diretamente no setor de produção de componentes e turbinas eólicas. Novas previsões apontam que em 2050 100 % da energia poderá ser gerada por fontes renováveis.

A Figura 1 mostra a potência de geração eólica anual instalada no mundo no intervalo

entre 1996 e 2009, enquanto a Figura 2 mostra a potência acumulada entre os anos 1996

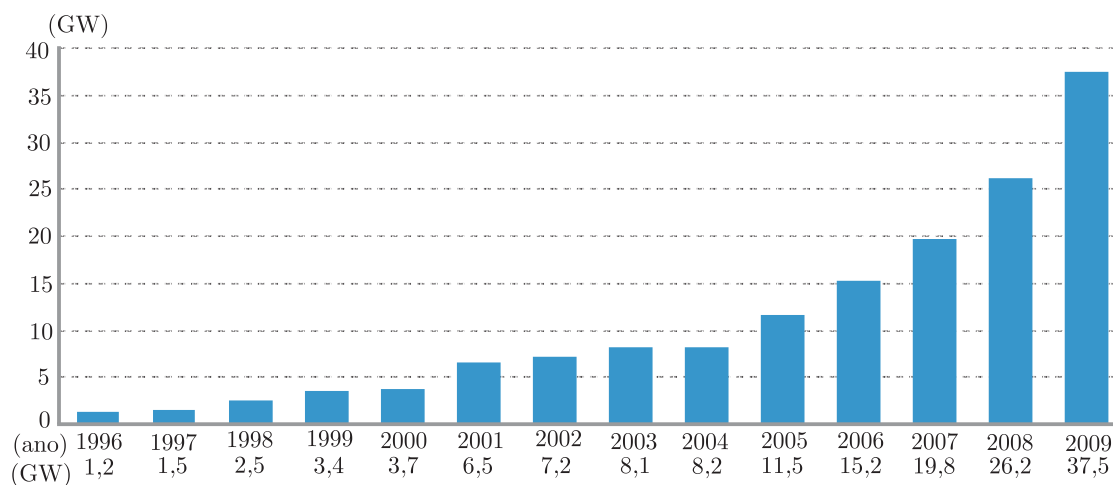


Figura 1: Potência instalada em cada um dos anos entre 1996 e 2009. Fonte GWEC

e 2009. A potência mundial de energia eólica instalada ultrapassou os 157 GW no último ano, e espera-se que continue sendo um dos mais promissores mercados para investimentos futuros em nível mundial.

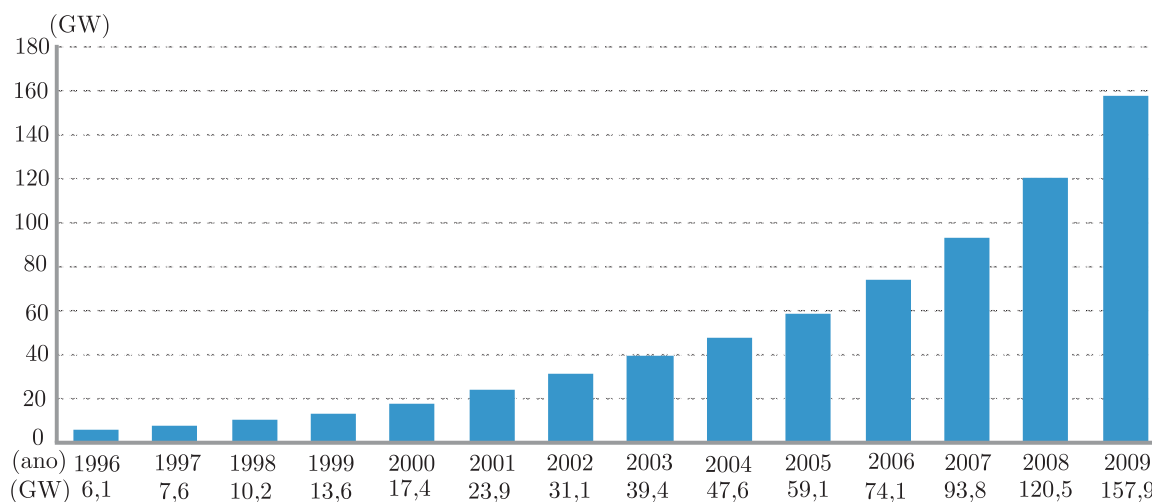


Figura 2: Potência instalada acumulada entre os anos de 1996 e 2009. Fonte GWEC

Devido a crise financeira mundial ocorrida em 2009, projeta-se uma pequena diminuição na taxa de crescimento anual. Porém, a indústria de energia eólica é uma das que mais cresce, impulsionando também outros setores da indústria. A demanda por aerogeradores tem se mantido crescente nos últimos décadas. A capacidade de energia eólica instalada cresce continuamente e novos postos de trabalhos são criados constantemente. Ao mesmo tempo, novos investimentos continuam a surgir na América Latina, Sudeste da Ásia e África. Na Europa, mercados como Alemanha e Espanha continuam expandindo. Assim como França, Grã Bretanha e Europa Central e Leste oriental. A Europa não só

aproveita muito bem o mercado interno de geração de energia elétrica, mas também é um bom exemplo de inovação tecnológica aliada a política de proteção climática. A União Européia (UE) deseja aumentar a parcela de energia gerada a partir das fontes renováveis para 20 % até 2020, o que representa 200 a 250 GW de potência instalada. A energia eólica poderá suprir de 12 % a 15 % da demanda por eletricidade na UE (IWES, 2010).

A Figura 3 mostra a distribuição das fontes de geração de energia elétrica na europa nos anos de 1995 e 2008. Nota-se claramente um aumento significativo na penetração da geração eólica no ano de 2008.

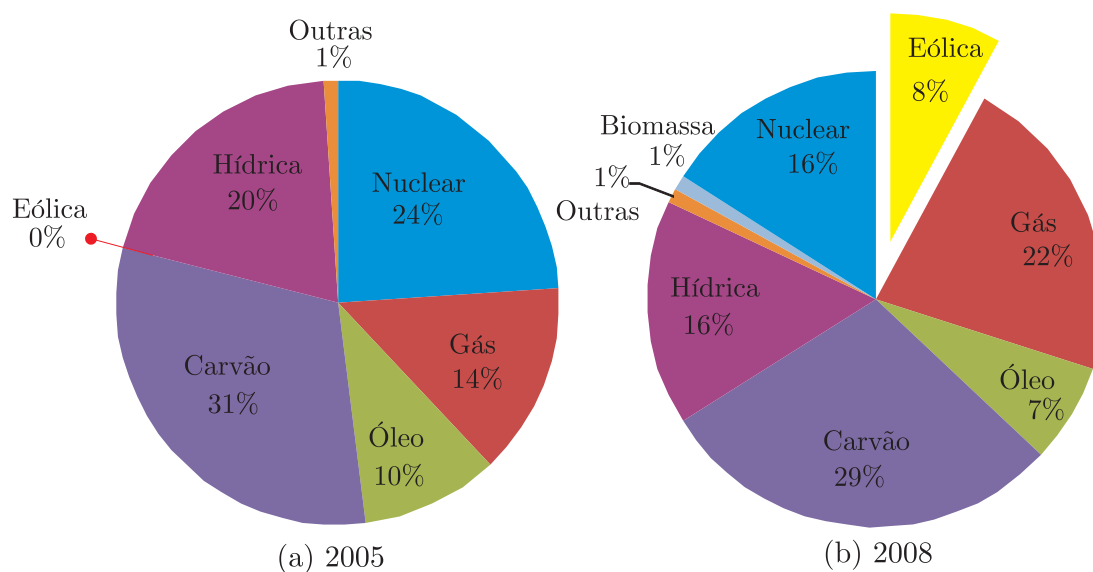


Figura 3: Distribuição das fontes de geração de energia elétrica nos anos de 1995(a) e 2008 (b). Potência total instalada em 1995 é de 532 GW e em 2008 é de 791 GW. Fonte EWEA

De acordo com a previsão do GWEC, a capacidade de energia eólica instalada atingirá 1200 GW e abastecerá 12 % da demanda por eletricidade mundial. O departamento de energia dos Estados Unidos estima que em 2030 a parcela de eletricidade gerada pelas turbinas eólicas nos EUA será de 20 %.

Se a previsão inicial da BTM consult ApS<sup>®</sup> para 2025 se concretizar, a penetração da geração eólica alcançará 8,6 % da potência mundial, o que confirma a previsão do GWEC de mais de 1 milhão de MW de capacidade de energia eólica instalada. A penetração da geração eólica chegará em alguns países a mais de 20 % da potência total instalada.

A Figura 4 mostra a evolução do consumo de energia elétrica no último século e uma previsão até 2060. Nota-se a grande penetração de energia renovável nesse cenário.

Particularmente no Brasil, a produção de eletricidade a partir dos ventos ainda é incipiente se comparada com outros países como Alemanha, Espanha e Dinamarca. Porém, a geração eólica no Brasil aumentou devido à programas governamentais como o PROINFA.

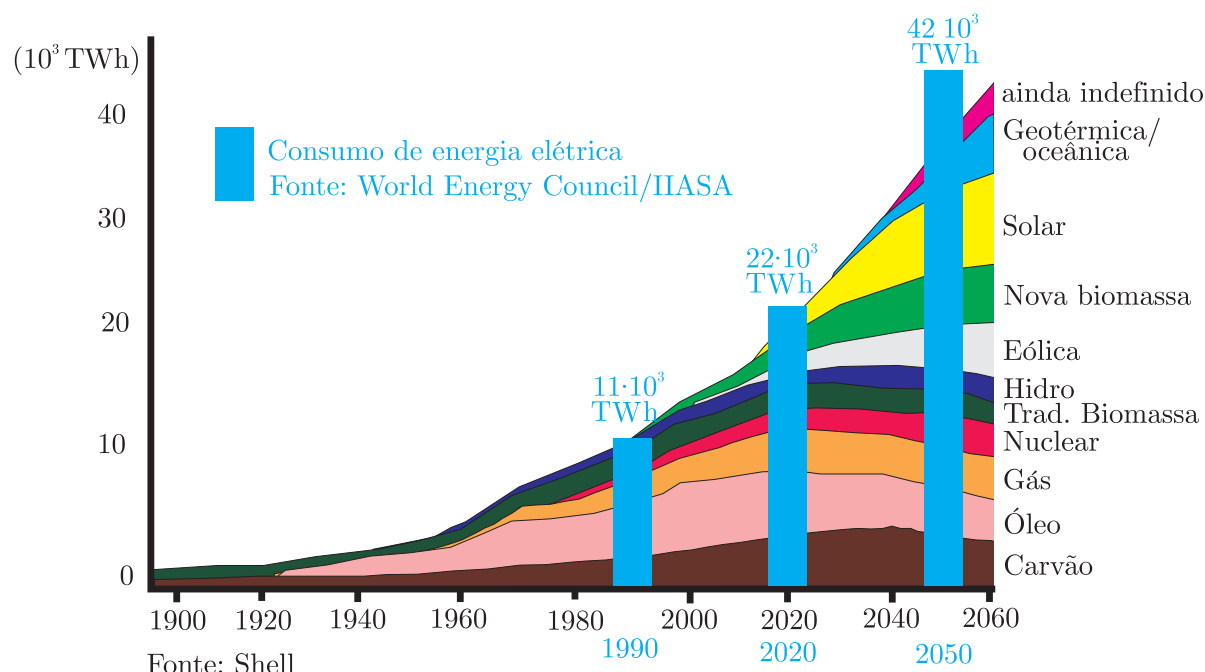


Figura 4: Consumo de energia primária. Fonte 1: IIASA (Azul), Fonte 2: Shell

Dentro das fontes de energia renováveis, a energia eólica pode ser considerada uma das fontes de maior potencial no país (ANEEL, 2005). A geração de energia eólica no Brasil aumentou 77 % em 2009, passando a ter uma potência de 606 MW. O Brasil cresceu mais que o dobro da média mundial que foi de 31 %. O crescimento no Brasil foi maior do que o dos Estados Unidos (39 %), o da Índia (13 %) e o da Europa (16 %). Porém, menor do que o México (137 %), Chile (740 %) e a China que ultrapassou a marca de 25 GW em 2009, correspondendo a mais de 100 % de crescimento em relação a 2008. A potência instalada no Brasil corresponde a cerca da metade da potência instalada da América Latina, porém representa somente 0,38 % da potência instalada a nível mundial. Até 2012 devem entrar em operação os já leiloados 1,8 GW de energia eólica. Assim, fazendo-se uma projeção de longo prazo, a geração de eletricidade a partir das turbinas eólicas se tornará um investimento cada vez mais competitivo no mercado de geração de energia.

Quanto a fabricação de turbinas eólicas, atualmente, os fabricantes europeus possuem mais de 67 % do mercado de geração de energia eólica, os Estados Unidos cerca de 18 % e os fabricantes na Índia representam aproximadamente 6 % desse mercado, com diferentes tipos de aerogeradores (KROGSGAARD; MADSEN, 2005). A próxima seção discute as tecnologias da indústria eólica.

## 1.2 Tecnologias da Indústria Eólica

Nas últimas décadas, as turbinas eólicas apresentaram um desenvolvimento significativo. Para ilustrar a evolução desse desenvolvimento, a Figura 5 relaciona alguns fabricantes de turbinas eólicas onde é possível identificar a potência e o diâmetro das turbinas eólicas com o respectivo ano de lançamento. No ano de 1982 por exemplo, a Aeroman colocou no mercado uma turbina com uma potência de 20 kW e um diâmetro de 11,5 metros. Já em 2006, a Enercon lançou um modelo com uma potência nominal de 6000 kW e um diâmetro maior que 120 metros, o que ilustra o rápido desenvolvimento da tecnologia da indústria eólica.



Figura 5: Potência nominal e diâmetro das turbinas eólicas com os respectivos anos de lançamento.

A Figura 6 mostra uma classificação das principais tecnologias utilizadas na geração eólica. Nesse diagrama, observa-se seis níveis de classificação: quanto ao tipo de potência mecânica, transmissão, tipo de gerador, tipo de rotor e estator e por fim como é o acoplamento com a rede elétrica.

Seguindo a classificação relacionada no diagrama da Figura 6, a Figura 7 apresenta os seis principais conceitos utilizados na geração eólica.

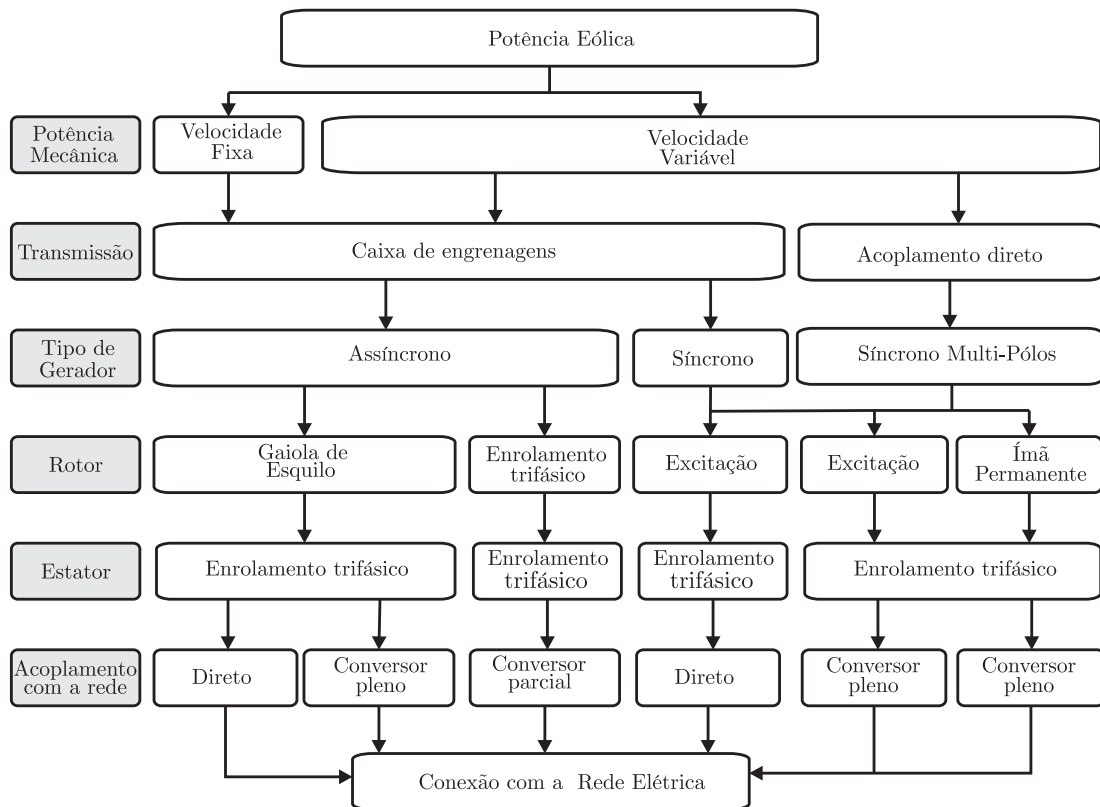


Figura 6: Classificação das principais tecnologias utilizadas em turbinas eólica

### 1.2.1 Gerador de Indução Gaiola de Esquilo

O primeiro conceito de turbina eólica introduzido com sucesso no mercado foi o que utiliza um gerador de indução gaiola de esquilo com uma turbina que opera em velocidade constante, é também conhecido como conceito dinamarquês Figura 7 (a). Neste conceito, o estator do gerador de indução é conectado diretamente a rede elétrica. Conseqüentemente, a velocidade do rotor será quase constante, pois os geradores de indução em gaiola de esquilo operam com um escorregamento baixo em torno de 2 %. A utilização do gerador de indução gaiola de esquilo conectado diretamente a rede elétrica foi um dos conceitos mais empregados no início do desenvolvimento da indústria eólica conforme pode ser visto na Figura 8. As principais razões foram o seu baixo custo, a robustez e a baixa manutenção. Como principais desvantagens a limitada eficiência aerodinâmica e o elevado consumo de reativos. Uma alternativa para aumentar a eficiência deste tipo de configuração é a utilização de uma variante com duas velocidades de operação. A turbina é equipada com dois geradores gaiola de esquilo ou um gerador com comutação de pólos (MULJADI E.; BUTTERFIELD; HANDMAN, 1996). A desvantagem da utilização de dois geradores é a elevada carga nos componentes mecânicos durante a troca de geradores ou mudança de pólos. Ainda utilizando o gerador de indução gaiola de esquilo, a configuração da



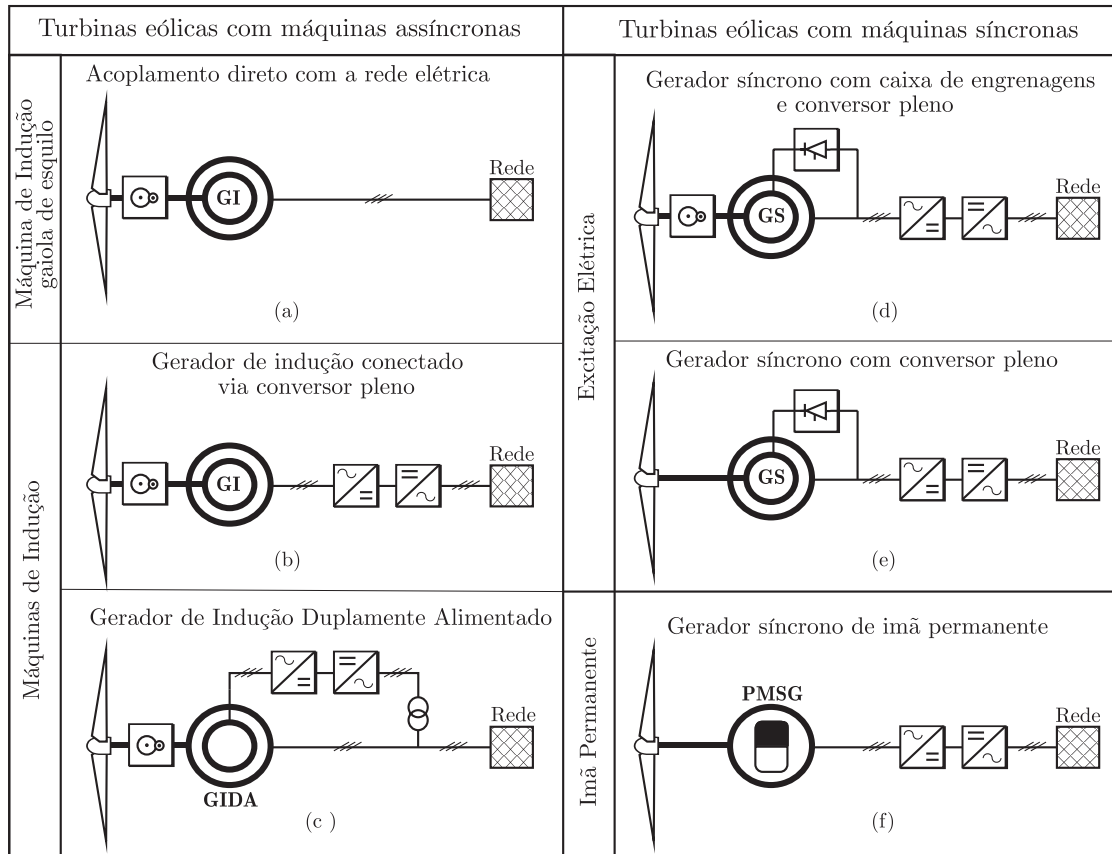


Figura 7: Diagrama com os principais conceitos de aerogeradores conectados a rede elétrica.

Figura 7 (b) possui conversores estáticos de potência entre o estator e o ponto de conexão com a rede elétrica. Essa tecnologia apresenta como principais vantagens em relação ao conceito dinamarquês: a operação em velocidade variável, melhora na compensação de reativos e um desacoplamento entre o gerador e a rede elétrica. Por outro lado, como principal desvantagem apresenta um custo maior devido a utilização de um conversor pleno e caixa de engrenagem, o que resulta também em maiores perdas mecânicas e elétricas. A Siemens possui uma turbina com 3,6 MW disponível no mercado com essa tecnologia (SIEMENS, 2010).

## 1.2.2 Geradores Síncronos

Os outros quatro conceitos relacionados na Figura 7 também operam em velocidade variável. A operação com conversores estáticos de potência entre o gerador e a rede elétrica possibilita reduzir os esforços mecânicos sobre o gerador e também melhora a qualidade de energia no ponto de conexão. Por outro lado, a introdução do conversor de potência aumenta o custo, as perdas no circuito elétrico e a complexidade da turbina eólica. Geralmente turbinas de grande porte  $>1$  MW utilizam conversores estáticos e operam em

velocidade variável. Do lado esquerdo da Figura 7, estão relacionados três tecnologias que utilizam os geradores síncronos. Uma característica em comum é a conexão com a rede elétrica através de conversores estáticos de potência que devem ser capazes de processar uma potência equivalente a potência nominal da turbina. As configurações (e) e (f) não utilizam caixa de engrenagem e por tanto giram a uma velocidade mais baixa que as tecnologias (a)-(d). Devido a baixa velocidade e grande potência, se faz necessário produzir um alto conjugado. Um alto conjugado significa que o tamanho do gerador será maior se comparado com os geradores de turbinas com caixa de engrenagem. Isso porque baixa velocidade de rotação associado com um alto conjugado demanda um grande diâmetro para implementação de uma grande quantidade de pólos o que resulta também em um aumento da massa e conseqüentemente do peso. Além disso, não é simples a construção de grandes geradores com um entreferro pequeno e constante para garantir a densidade de fluxo desejado. Por outro lado, o trem de acionamento mecânico é mais simples devido a operação sem caixa de engrenagem.

### 1.2.3 Gerador de Indução de Dupla Alimentação

Atualmente o GIDA é uma das tecnologias mais utilizadas para geração eólica no mundo. Devido à sua característica construtiva, o GIDA também é referenciado como Máquina Assíncrona Trifásica Duplamente Alimentada com Anéis Coletores no Rotor também conhecida como MATRADA (RUNCOS, 2000). A principal vantagem do GIDA em relação as turbinas que utilizam o conversor pleno é o reduzido custo do conversor estático de potência e dos filtros de saída devido a parcela de potência processada (25 % – 30 %) da potência nominal da turbina. Como resultado, somente a potência de escorregamento de magnetização são processadas pelo conversor do rotor. Assim, muitas empresas possuem modelos com essa tecnologia, dentre elas destaca-se: Vestas, Gamesa, REpower, Nordex, Bard e Siemens.

Na Alemanha por exemplo, conforme mostra a Figura 8, 51 % das turbinas eólicas instaladas atualmente são baseadas no GIDA.

Na Figura 9 pode ser visto um diagrama de blocos com mais detalhes dessa tecnologia. Sua configuração é composta basicamente por: um GIDA, dois conversores estáticos de potência, um filtro de rede e um sistema de aquisição e controle. Os conversores são conectados *back-to-back* dividindo o mesmo barramento CC. O conversor do lado da rede é conectado a rede elétrica através do filtro  $L$  ou  $LCL$  e o outro conversor é conectado diretamente ao rotor do GIDA. O estator do GIDA é conectado diretamente na rede

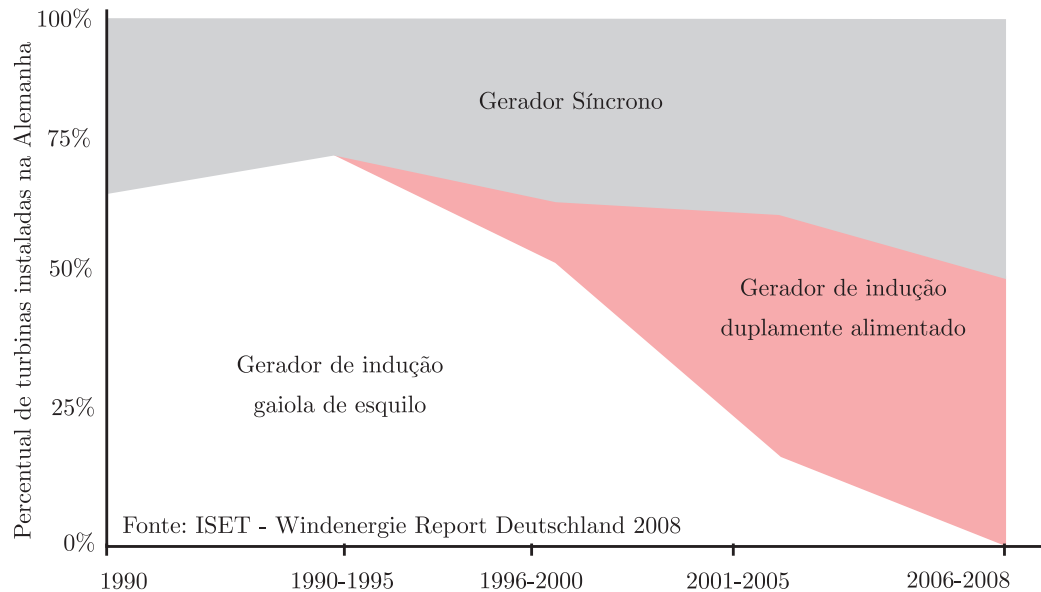


Figura 8: Tendência tecnológica de turbinas eólicas instaladas na Alemanha.

elétrica. Todos os componentes e suas principais funções são discutidas no decorrer desse trabalho.

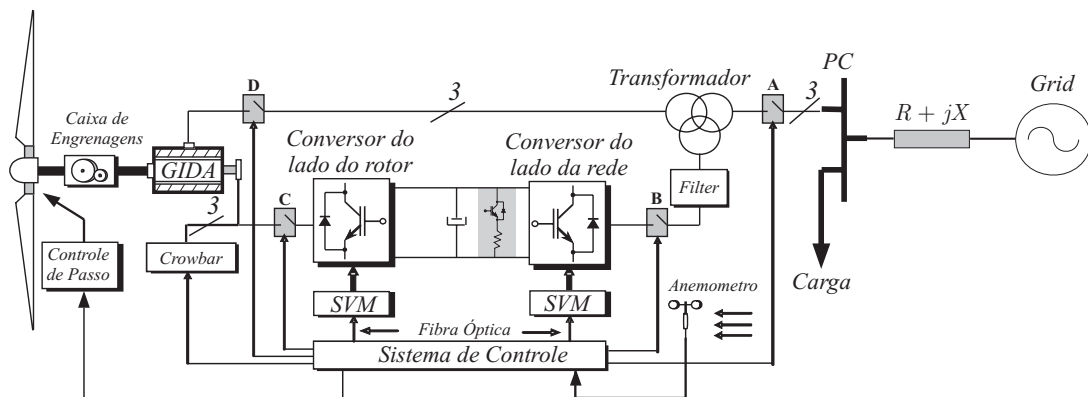


Figura 9: Turbina Eólica com o GIDA.

Atualmente, a maior desvantagem dessa tecnologia é o seu desempenho durante afundamentos de tensão no ponto de conexão com a rede elétrica. Como o estator é diretamente acoplado a rede elétrica, durante faltas na rede elétrica altas correntes circulam no estator e conseqüentemente no rotor do GIDA. O que dificulta a sobrevivência e suporte de reativos exigidos nos novos códigos de rede. Outro desafio é a alta carga mecânica no trem de acionamento durante a operação com desequilíbrios na tensão do estator. Entretanto, destaca-se como principal vantagem o seu baixo custo.

Nesse contexto, essa tese tem como foco a melhoria do desempenho do GIDA durante afundamentos de tensão e possibilitar o suporte de reativos. Com o intuito de apresentar a proposta, a seguir são apresentadas técnicas de controle aplicadas ao GIDA.

### 1.3 Controle do GIDA

As primeiras técnicas de controle do GIDA foram desenvolvidas ainda quando não existiam requisitos específicos para a conexão de turbinas eólicas a rede elétrica. As estratégias de controle foram projetadas para atender os primeiros códigos de rede e as turbinas foram otimizadas buscando aumentar a eficiência, diminuir o volume e buscando a simplicidade para implementação. Sendo assim, as técnicas de controle vetorial no referencial síncrono foram as estratégias mais adotadas para controlar o GIDA conectado a rede elétrica (REZA et al., 2003; ANDERSON; FOUAD, 2003; PETERSSON, 2003; MARQUES et al., 2003; EKANAYAKE et al., 2003; BREKKEN; MOHAN, 2003). O desempenho do GIDA com as estratégias de controle vetorial clássicas é bem conhecido durante a operações sem distúrbios na rede elétrica, permitindo o controle independente das potências ativa e reativa. A implementação de técnicas de controle vetorial com orientação no fluxo ou na tensão estatórica apresentaram um bom resultado frente aos primeiros requisitos de conexão com a rede elétrica (ANDERSON; FOUAD, 2003).

Por outro lado, em 2003, na Alemanha, a E.ON elaborou o primeiro código de rede específico para conexão de turbinas eólicas, introduzindo mais tarde, em 2006, requisitos já para o suporte dinâmico ao sistema de potência (FGH, 2010). No Brasil, os requisitos técnicos mínimos para a conexão de geradores eólicos a rede básica são descritos na seção 8 do Submódulo 3.6 nos Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico, que foram incorporados no ano de 2007. Além disso, atualmente os operadores do sistema estão revisando os códigos de rede em muitos países. E observa-se uma tendência dos geradores eólicos assumirem uma maior responsabilidade no sistema elétrico de potência. A capacidade de sobreviver a afundamentos de tensão é um dos recentes requisitos introduzidos nos códigos de rede. Este requisito exige que durante uma queda de tensão no PC o gerador eólico permaneça conectado à rede elétrica, além disso, alguns países exigem também que o gerador forneça uma corrente reativa durante a falta (AESO, 2004a; GB, 2007; E.ON-NETZ, 2006; BDEW, 2008; ELTRA&ELKRAFT, 2004; BOE, 2006; ONS, 2002).

Desenvolver estratégias de controle que atendam a esses requisitos têm sido o maior desafio para os fabricantes de turbinas eólicas baseadas na tecnologia GIDA. O capítulo 3 discute as vantagens e limitações das principais estratégias de controle propostas para melhorar o desempenho do GIDA durante a operação com distúrbios na rede elétrica. Destaca-se entre elas as estratégias de controle vetorial em eixos síncronos orientado no fluxo do estator, estratégias de controle vetorial com extração das componentes de seqüência simétricas, controle direto do torque (DTC) e controle direto da potência (DPC).

## 1.4 Motivação do trabalho

Em geral, turbinas eólicas possuem uma potência reduzida se comparadas com as gerações convencionais hidrelétrica, nuclear e termoelétricas. As turbinas eólicas com a tecnologia GIDA de maior potência em operação atualmente são a BARD 5 MW e a REpower 5 MW (BARD, 2010; REPOWER, 2010). Nessa faixa de potência, a geração eólica é freqüentemente conectada a nível de transmissão. Quando a penetração de turbinas eólicas que utilizam conversores estáticos de potência conectados a rede elétrica é grande, a maior preocupação dos operadores do sistema elétrico está sobre o comportamento dinâmico das turbinas eólicas quando faltas ocorrem próximas ao ponto de conexão. Idealmente, afundamentos de tensão próximos ao ponto de conexão não devem levar a desconexão de uma grande parcela dessas turbinas. Por isso, requisitos modernos em diversos países exigem a capacidade dos aero-geradores de se manterem conectados durante afundamentos momentâneos de tensão (ONS, 2002; AESO, 2004b; GB, 2007; ELTRA&ELKRAFT, 2004; E.ON-NETZ, 2006; ESB, 2007; BOE, 2006; BDEW, 2008).

A Alemanha, atualmente com 7 % de penetração de energia eólica, tornou-se em 2010, o primeiro país a exigir que as turbinas eólicas apresentem um certificado de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão. A partir do final do ano de 2010, todas as turbinas eólicas conectadas na Alemanha devem apresentar esse certificado para poder se conectar ao sistema elétrico de potência. No início de 2010, somente a empresa Enercon apresentou soluções que suportam as regulamentações e recebeu o certificado de capacidade de sobrevivência a afundamentos de tensão (FGH, 2010). A vantagem da Enercon, é que as turbinas produzidas pela empresa são acopladas a rede elétrica através de um conversor pleno. Com isso, o gerador síncrono fica desacoplado da rede elétrica, o que permite uma resposta dinâmica mais rápida quando comparada as tecnologias GIDA onde o gerador está com o estator diretamente acoplado a rede elétrica.

Até a metade do ano de 2010, somente a Repower apresentou uma solução para a tecnologia GIDA capaz de sobreviver a afundamentos de tensão e colaborar com suporte de reativos (FGH, 2010). Os outros produtores de turbinas eólicas ainda não tem o certificado exigido (FGH, 2010).

A integração de turbinas eólicas que utilizam o GIDA no sistema elétrico de potência com regulamentações modernas que incluem LVRT ainda apresentam um desafio grande para os fabricantes de aerogeradores. O GIDA é atualmente um dos geradores eólicos mais utilizados em turbinas eólicas de grande porte. Por esse motivo, é importante desenvolver técnicas de controle que permitam aumentar a faixa de operação do GIDA principalmente

em condições de distúrbios na rede elétrica. E portanto, a motivação maior dessa tese é encontrar soluções que possam ser utilizadas para melhorar o desempenho do GIDA durante afundamentos de tensão no ponto de conexão.

## 1.5 Objetivo do trabalho

Essa tese de doutorado propõem um controlador de alto desempenho para o melhorar o comportamento do GIDA durante a operação em rede elétrica com distúrbios na tensão do ponto de conexão. Como objetivos específicos tem-se:

- Avaliar as limitações do GIDA frente aos requisitos de LVRT;
- Avaliar a resposta dos controladores clássicos usualmente empregados para o controle do GIDA durante distúrbios simétricos e assimétricos na tensão do ponto de conexão;
- Avaliar modificações na estrutura clássica para melhorar o desempenho do GIDA frente a distúrbios na tensão do ponto de conexão, bem como verificar experimentalmente;
- Propor soluções inovadoras a fim de melhorar o comportamento do GIDA durante distúrbios simétricos e assimétricos na rede elétrica;
- Investigar métodos para geração de referência tendo em vista os códigos de LVRT com suporte de reativos.
- Verificar experimentalmente as propostas e avaliar as vantagens e limitações frente aos requisitos de rede de afundamento de tensão;

## 1.6 Organização e Metodologia do trabalho

Os demais capítulos desta Tese estão organizados como segue:

No capítulo 2 são discutidas as novas regulamentações referentes a conexão de turbinas eólicas a rede elétrica com o foco nos requisitos de afundamentos de tensão.

O capítulo 3 apresenta a avaliação da resposta dinâmica de estratégias de controle propostas na literatura para operação do GIDA durante rede elétrica com distúrbio na tensão do ponto de conexão, bem como as suas vantagens e limitações são discutidas.

O capítulo 4 apresenta o controlador de alto desempenho proposto para melhorar o desempenho do GIDA durante afundamentos de tensão. Neste capítulo, é demonstrado que o GIDA é capaz de operar em rede elétrica com tensões desequilibradas minimizando a pulsação do conjugado eletromecânico e também é capaz de fornecer suporte de reativos durante a ocorrência de faltas no sistema elétrico, mesmo em condições de faltas assimétricas que é uma das grandes limitações do GIDA.

O capítulo 5 apresenta a descrição da bancada experimental desenvolvida para os testes de LVRT e os principais resultados experimentais referentes ao controlador proposto. Os resultados apresentados mostram que o GIDA é capaz de sobreviver a afundamentos de tensão e contribuir com suporte de reativos de uma maneira rápida. O que pode ser útil para atender os requisitos de LVRT.

Finalmente o capítulo 6 apresenta as conclusões dessa tese e as sugestões para trabalhos futuros.

## **2 REQUISITOS DE SOBREVIVÊNCIA A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO NO PC**

### **2.1 Introdução**

Atualmente, com o aumento do grau de penetração da geração eólica a nível mundial, os operadores dos sistemas de potência têm compilado requisitos específicos para conexão de turbinas eólicas. No contexto de turbinas eólicas GIDA, um dos requisitos mais desafiadores é o de sobrevivência a afundamentos de tensão no ponto de conexão. Além de exigir que a turbina não desconecte da rede elétrica durante uma queda de tensão, alguns operadores ainda estipulam um suporte de corrente reativa durante o afundamento. Este capítulo analisa os principais pontos sobre esses requisitos.

### **2.2 Requisitos de LVRT e Suporte de Reativos**

Geralmente, quando a penetração de geração eólica não é significativa, é comum permitir que pequenos aproveitamentos eólicos se desconectem durante faltas próximas ao ponto de conexão a fim de proteger o sistema de geração. Porém, essa prática torna-se cada vez menos aceitável na medida que a geração eólica assume uma maior parcela da matriz energética. A desconexão de várias centrais eólicas de uma região logo após a ocorrência de uma falta pode afetar o equilíbrio entre produção e consumo de energia e causar um distúrbio adicional no sistema já perturbado pela falta (REZA et al., 2004; SLOOTWEG; KLING, 2002; DONNELLY et al., 1996).

Devido a isso, a maioria dos códigos de rede estão sendo atualizados de forma a incluir requisitos de sobrevivência a afundamentos momentâneos de tensão. Esse é um dos requisitos técnicos em vigor no Brasil contido no PROREDE (ONS, 2002) e de forma



similar também presente em alguns códigos de rede de operadoras de vários países como no Canadá (AESO, 2004b), na Inglaterra (GB, 2007), na Dinamarca (ELTRA&ELKRAFT, 2004), na Alemanha (E.ON-NETZ, 2006), Irlanda (ESB, 2007) e Espanha (BOE, 2006).

A Figura 10 apresenta um resumo das diferentes curvas de sobrevivência a afundamentos de tensão no ponto de conexão em diferentes países.

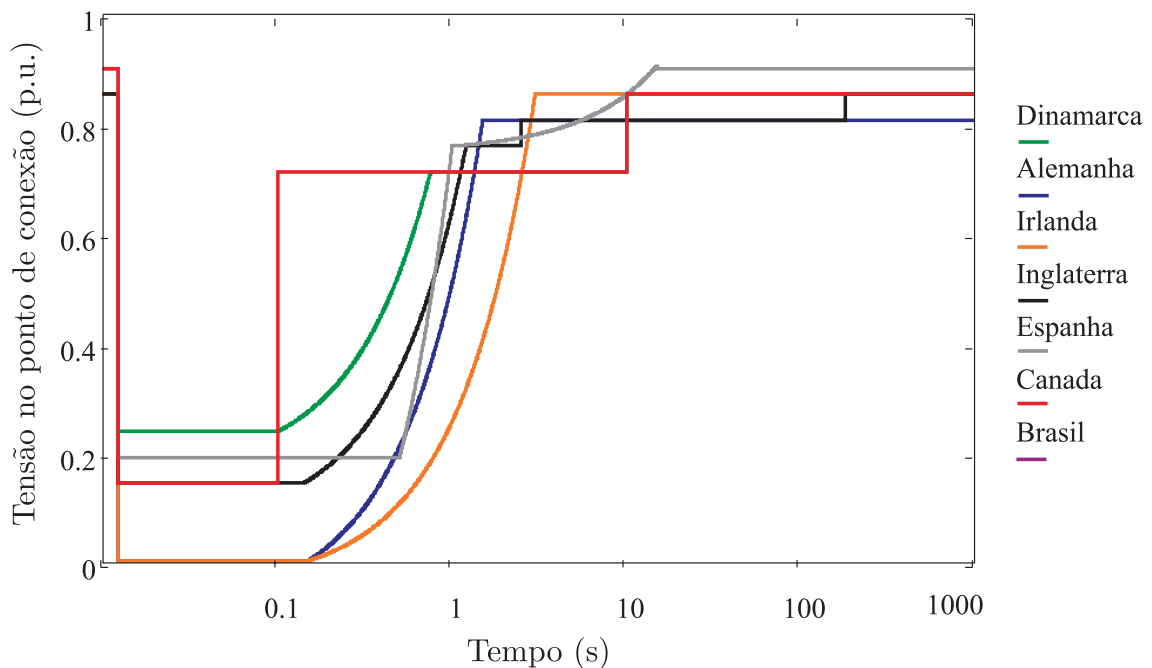


Figura 10: Requisito técnico para afundamentos de tensão.

É possível notar na Figura 10 que as curvas de sobrevivência a afundamentos de tensão possuem uma forma semelhante tanto nos países Europeus como na América do Norte e inclusive no Brasil.

Nota-se que o código de rede da EON (E.ON-NETZ, 2006) por exemplo exige que a turbina tenha recurso suficiente para atravessar um afundamento de 100 % na amplitude da tensão. Porém, esse requisito se aplica em extra alta tensão conforme definido na norma. Se considerada a impedância típica dos transformadores e linhas de interconexão das turbinas eólicas, a tensão do lado de média e baixa conexão dificilmente permanecerá em zero. Considerando a curva estipulada para conexões em média tensão na Alemanha, a capacidade de sobreviver a um afundamento de 96 % na amplitude da tensão no ponto de conexão é exigido (BDEW, 2008). No Brasil, o PROREDE estipula uma curva com um afundamento de 80 % da tensão no ponto de conexão.

O código de rede dinamarquês determina que a turbina deve suportar no mínimo 2 faltas consecutivas dentro de um intervalo de 2 minutos e seis faltas consecutivas no

intervalo de 5 minutos (ELTRA&ELKRAFT, 2004).

Por outro lado, quando se deseja comparar mais detalhadamente os códigos de rede dos diferentes países, um problema surge devido ao fato que cada sistema elétrico possui características particulares e conseqüentemente um conjunto de requisitos específico em cada país ou região do sistema elétrico de potência. Pode-se citar como exemplo, a Europa, que mesmo caracterizada por uma rede elétrica forte e estável, possui requisitos muito rígidos quanto a desconexão de grandes gerações eólicas durante afundamentos de tensão no ponto de conexão. Isso se deve ao fato de que atualmente concentra o maior grau de penetração de turbinas eólicas no mundo. Já no Brasil, como a penetração de geração eólica ainda é pequena, e considerando o sistema elétrico que interliga o sul-centro-nordeste em 230\345\440\500\650 kV assim como os dois troncos em corrente contínua em 600 kV formam uma rede básica forte e estável com altos níveis de curto circuito, o código de rede exige capacidade de suportar afundamentos de tensão de 80 % (ONS, 2002).

Além disso, na Europa é comum a exigência de suporte de reativos durante o afundamento de tensão. Exigência que ainda não foi incluída nos códigos de rede brasileiros. Um exemplo de curva característica para suporte de corrente reativa pode ser vista na Figura 11.

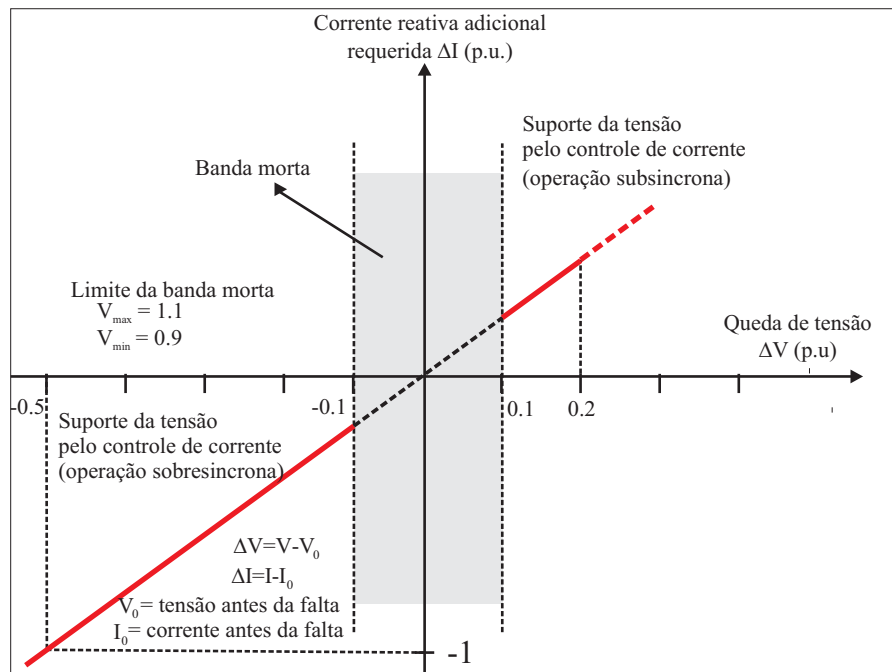


Figura 11: Requisito técnico para suporte de corrente reativa durante afundamento de tensão (E.ON-NETZ, 2006).

De acordo com a Figura 11, as turbinas na Alemanha conectadas em extra alta tensão devem fornecer 1 p.u. de corrente reativa quando a tensão cai abaixo de 50 %. Uma banda

morta entre  $\pm 10\%$  pode ser vista. Porém, para parques eólicos conectados em extra altas tensões, controle de reativos sem banda morta pode ser considerado.

Além dos requisitos de LVRT com suporte de reativos, na Alemanha existe atualmente a necessidade de certificar a turbina eólica antes da entrada em operação. O certificado é concedido por uma associação constituída por instituições de pesquisa, fabricantes e operadores do sistema elétrico de potência da Alemanha, chamada *Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.* (FGH).

Atualmente, a FGH possui uma lista disponível on-line onde são relacionadas as turbinas eólicas que foram certificadas. Por exemplo, o modelo ENERCON E-53 FT de 800 kW possui certificado relativo as normas da E.ON (E.ON-NETZ, 2006). Já o modelo ENERCON E-70 E4 FT / FTQ possui certificação com respeito a norma de média tensão BDEW (BDEW, 2008). Ambas turbinas com tecnologias que operam em velocidade variável com gerador síncrono, sem caixa de engrenagem e conversor pleno.

A empresa Repower recebeu o certificado no primeiro semestre de 2010, os modelos REpower MM82, MM92 respectivamente com 2,05 MW e 2 MW atendem os requisitos de LVRT de média tensão BDEW (BDEW, 2008).

O conhecimento dos códigos de rede para a conexão de turbinas eólicas a rede elétrica é essencial para desenvolver o hardware e as estratégias de controle das turbinas eólicas que atendam aos requisitos de LVRT.

## 2.3 Sumário

Atualmente, com o crescente aumento da potência eólica instalada, a conexão das turbinas eólicas à rede elétrica deve atender ao requisito de sobrevivência a afundamentos de tensão no ponto de conexão. Esse requisito é importante para que as novas turbinas conectadas ao sistema elétrico de potência não venham a comprometer a segurança do sistema existente.

O requisito de LVRT é importante mesmo em regiões caracterizadas por uma rede elétrica tradicionalmente forte e estável como no caso da Europa. Por esse motivo, alguns países da Europa possuem requisitos de sobrevivência a afundamentos momentâneos de tensão a nível de transmissão e distribuição e ainda incluem o suporte de corrente reativa durante o LVRT.

No Brasil, a penetração de energia eólica ainda é pequena se comparada com países

da Europa. Além disso, o sistema elétrico brasileiro apresenta uma rede forte com altos níveis de potência de curto-circuito. Em níveis de subtransmissão e distribuição em regiões remotas, no final de longas linhas e em zonas rurais, pode ser encontrada redes elétricas fracas. O PROEDE estabelece uma curva de LVRT porém, no momento, não é necessário que as turbinas eólicas sejam capazes de dar suporte de reativos no momento do afundamento de tensão. Tendo em vista que os códigos de rede são constantemente atualizados, possivelmente, o requisito de suporte de reativos será incluído no PROEDE no futuro.

Os requisitos não fazem referência direta sobre a tecnologia de turbina utilizada. Esses requisitos constituem na verdade, um conjunto de definições que estabelecem um padrão a nível de operação no PC. Essa Tese focaliza o estudo de estratégias de controle para turbinas eólicas que utilizam o GIDA visando o atendimento dos requisitos de LVRT e suporte de reativos

O requisito de LVRT é atualmente o maior desafio para a tecnologia GIDA. O impacto desse requisito sobre o GIDA é discutido no próximo capítulo onde o comportamento do sistema GIDA com diferentes técnicas de controle são apresentadas.

## **3 ESTRATÉGIAS DE CONTROLE APLICADAS AO GIDA**

Diferentes estratégias de controle têm sido propostas na literatura para turbinas eólicas com GIDA conectadas a rede elétrica. Para avaliar as vantagens e limitações dos controladores propostos na literatura frente aos distúrbios na tensão do estator, especialmente LVRT, esse capítulo desenvolve, inicialmente, um modelo dinâmico para o GIDA. Então, diferentes estratégias de controle são descritas visando buscar alternativas para a melhoria do desempenho transitório.

### **3.1 Modelo do GIDA para o Projeto dos Controladores de Corrente Rotórica**

No GIDA, tem-se acesso aos enrolamentos do estator e do rotor do gerador. O estator é conectado diretamente à rede elétrica enquanto o rotor é conectado a um conversor estático de potência através de anéis coletores. O diagrama de blocos com os controladores geralmente utilizados para a conexão do GIDA com a rede elétrica é mostrado na Figura 12. Pode-se observar também, nessa estrutura clássica os controladores de potência ativa e reativa do estator bem como, os controladores do conversor do lado da rede. Frequentemente, os controladores do conversor do lado da rede são implementados em eixos síncronos orientados no referencial das tensões da rede. Para o conversor do lado do rotor, geralmente emprega-se controladores do tipo proporcional integral (*PI*) no referencial síncrono orientados no fluxo estatórico ou na tensão estatórica. Ambas orientações apresentam desempenhos semelhantes, possibilitando o controle das potências ativa e reativa do lado da rede em regime permanente. Um estudo comparativo apresentando as principais vantagens e desvantagens da orientação nesses referenciais é apresentado por Peterson em (PETERSSON; HARNEFORS; THIRINGER, 2004).

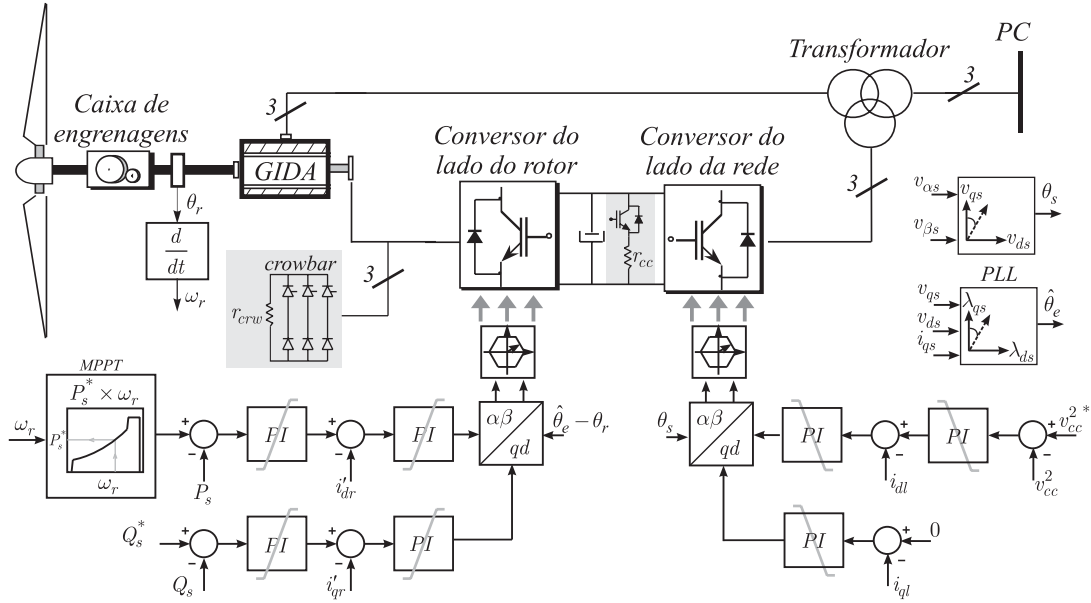


Figura 12: Diagrama de blocos dos controladores convencionais do GIDA.

A partir das equações de tensão, corrente e fluxo conforme Krause (KRAUSE, 1986), pode-se representar o modelo do GIDA no referencial síncrono orientado no fluxo estático por:

$$\begin{aligned}
 \frac{d}{dt} i_{qr} &= \left( \frac{r_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i_{dr} + \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i_{dr} - \\
 &\quad \frac{1}{L_{eq}} \left[ \left( \frac{r_s M}{(L_{ls} + M)^2} + r_r \right) i_{qr} - v_{qr} - \frac{r_s M}{(L_{ls} + M)^2} \lambda_{qs} + \frac{M}{(L_{ls} + M)} v_{qs} \right] \\
 \frac{d}{dt} i_{dr} &= - \left( \frac{r_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i_{dr} + \omega_r + \frac{v_{ds}}{\lambda_{qs}} \right) i_{qr} - \\
 &\quad \frac{1}{L_{eq}} \left[ \left( \frac{r_s M}{(L_{ls} + M)^2} + r_r \right) i_{dr} - v_{dr} - \frac{M}{(L_{ls} + M)} (v_{ds} + \omega_r) \lambda_{qs} \right] \\
 \frac{d}{dt} \lambda_{qs} &= - \frac{r_s}{(L_{ls} + M)} \lambda_{qs} + \frac{r_s M}{(L_{ls} + M)} i_{qr} + v_{qs} \\
 \frac{d}{dt} \Delta \theta &= - \frac{r_s M}{(L_{ls} + M) \lambda_{qs}} i_{dr} - \frac{1}{\lambda_{qs}} v_{ds} - \omega_s
 \end{aligned} \tag{3.1}$$

onde

$$\begin{aligned}
 \frac{1}{L_{eq}} &= \frac{(L_{ls} + M)}{(L'_{lr} L_{ls} + L'_{lr} M + L_{ls})} \\
 \Delta \theta &= \theta_e - \theta_s
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
v_{qs} &= V_s \cos(\Delta\theta) \\
v_{ds} &= V_s \sin(\Delta\theta) \\
\theta_s &= \int_0^t \omega_s(\xi) d\xi + \theta_s(0) \\
\theta_e &= \int_0^t \omega_e(\xi) d\xi + \theta_e(0).
\end{aligned}$$

Por outro lado, o conjugado eletromagnético do GIDA é dado por:

$$T_e = \left(\frac{3}{2}\right) \left(\frac{p}{2}\right) \frac{M}{L_{ls} + M} \lambda_{qs} i_{dr}. \quad (3.2)$$

Sendo,  $p$  é o número de pares de pólos da máquina. A potência ativa e reativa nos terminais do GIDA é dada por:

$$P_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{qs} + v_{ds} i_{ds}) ; \quad Q_s = \frac{3}{2} (v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}) \quad (3.3)$$

e considerando o referencial no fluxo estático tem-se  $v_{qs} \approx 0$  e para as correntes estáticas tem-se

$$\begin{aligned}
i_{ds} &= -\frac{M}{(L_{ls} + M)} i_{dr} \\
i_{qs} &= \frac{1}{(L_{ls} + M)} (\lambda_{qs} - M i_{qr}).
\end{aligned} \quad (3.4)$$

Assim, aplicando (3.4) em (3.3) a equação das potências podem ser representadas por:

$$P_s \approx \frac{-M}{(L_{ls} + M)} v_{ds} i_{dr} ; \quad Q_s \approx -\frac{v_{ds}}{(L_{ls} + M)} (\lambda_{qs} - M i_{qr}). \quad (3.5)$$

Note que, desde que a tensão da rede seja aproximadamente constante o torque eletromagnético ou a potência ativa pode ser controlado pela corrente  $i_{dr}$  e a potência reativa pela corrente  $i_{qr}$ .

## 3.2 Análise dos Autovalores do GIDA em Malha Fechada com Controladores PI

A partir do modelo do GIDA em coordenadas síncronas orientado no fluxo estático, considerando  $r_s \approx 0$ , as equações dinâmicas das correntes do rotor são dadas por:

$$\frac{d}{dt}i_{qr} = (\omega_r - \hat{\omega}_e) i_{dr} - \frac{r_r}{L_{eq}} i_{qr} - \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} v_{qs} + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr} \quad (3.6)$$

$$\frac{d}{dt}i_{dr} = (\hat{\omega}_e - \omega_r) i_{qr} - \frac{r_r}{L_{eq}} i_{dr} - \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} (v_{ds} - \omega_r \lambda_{qs}) + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}. \quad (3.7)$$

Considerando que, o acoplamento entre as correntes de eixo direto e quadratura é pequeno tem-se:

$$\frac{d}{dt}i_{qr} = -\frac{r_r}{L_{eq}} i_{qr} - \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} v_{qs} + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr} \quad (3.8)$$

$$\frac{d}{dt}i_{dr} = -\frac{r_r}{L_{eq}} i_{dr} - \frac{M}{L_{eq}(L_{ls} + M)} (v_{ds} - \omega_r \lambda_{qs}) + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}. \quad (3.9)$$

Ainda, considerando a rede elétrica como distúrbio, obtém-se um sistema linear e invariante no tempo descrito por:

$$\frac{d}{dt}i_{qr} = -\frac{r_r}{L_{eq}} i_{qr} + \frac{1}{L_{eq}} v_{qr} \quad (3.10)$$

$$\frac{d}{dt}i_{dr} = -\frac{r_r}{L_{eq}} i_{dr} + \frac{1}{L_{eq}} v_{dr}. \quad (3.11)$$

A partir das equações (3.10) e (3.11) é possível projetar os controladores PI conforme apresentado em (COSTA et al., 2005). Basicamente, para simplificar o projeto dos controladores, os parâmetros dos controladores do tipo PI em eixos síncronos são expressos como função das bandas passantes das malhas de corrente rotóricas.

$$k_p = L_{eq} B_\omega, \quad k_i = r_r B_\omega. \quad (3.12)$$

Sobre a hipótese que a resistência estatórica é pequena obtém-se para os estados fluxo e  $\Delta\theta$  de (3.1):

$$\frac{d}{dt}\lambda_{qs} = v_{qs} \quad ; \quad \frac{d}{dt}\Delta\theta = -\frac{1}{\lambda_{qs}} v_{ds} - \omega_s \quad (3.13)$$

O ponto de equilíbrio de (3.13) é:

$$\Delta\theta = -\frac{\pi}{2} \quad ; \quad \lambda_{qs} = \frac{V_s}{\omega_s}. \quad (3.14)$$



Através da matriz Jacobiana obtém-se os seguintes autovalores (COSTA et al., 2005):

$$\lambda_2 = +j\omega_s ; \quad \lambda_1 = -j\omega_s. \quad (3.15)$$

Portanto, de (3.15) conclui-se que o GIDA apresenta dois autovalores oscilatórios, que resultam de variações na amplitude e posição do fluxo estatórico, na frequência da rede elétrica. Além disso, pode-se concluir também que quanto menor for o valor de  $r_s$  menos trivial torna-se controlar essas oscilações do fluxo. Outra consideração importante, é que a medida que  $r_s$  torna-se significativo estes autovalores tornam-se um pouco mais amortecidos. Isso pode ser observado através da equação do  $\lambda_{qs}$  em (3.1), onde as variáveis  $\lambda_{qs}$ ,  $i_{qr}$  e  $v_{qs}$  podem gerar um amortecimento adicional às oscilações do fluxo estatórico (COSTA et al., 2005).

Geralmente para a análise da estabilidade do GIDA com controladores vetoriais considera-se pequenas perturbações em torno de um ponto de operação para inferir sobre os modos do sistema (MISHRA Y.; MISHRA, 2009; SHI et al., 2009; GAUTAM; VITTAL; HARBOUR, 2009; MUHANDO E. B.; SENJYU, 2009; CARDENAS et al., 2009).

Para demonstrar o impacto da banda passante dos controladores de corrente rotórica sobre os modos pouco amortecidos do GIDA, a Figura 13 apresenta a trajetória dos autovalores de um gerador de 2 MW em função da banda passante dos controladores. A partir deste lugar das raízes, pode ser observado que os autovalores do sistema em malha fechada se movem em direção a região de instabilidade quando a banda passante é aumentada (COSTA et al., 2005).

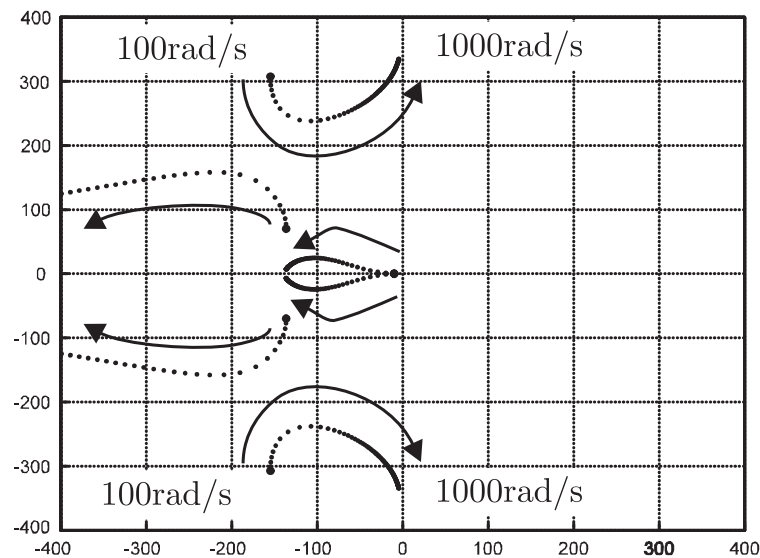


Figura 13: Lugar das raízes para a variação da banda passante dos controladores PI de 100 até 1000 rad/s.

Para manter o sistema estável sobre toda a faixa de operação incluindo distúrbios na tensão da rede elétrica, enquanto se obtém uma resposta dinâmica aceitável, os parâmetros do controlador de corrente devem ser cuidadosamente projetados (ROTHENHAGEN; FUCHS, 2009b; DONG et al., 2009).

Os desempenhos dos controladores de potência ativa e reativa e das correntes rotóricas são satisfatórios quando as tensões no ponto de conexão são equilibradas, permitindo tempos de respostas de poucos milissegundos conforme apresentado por Costa (COSTA, 2006) e de Oliveira em (OLIVEIRA; SILVA; SILVA, 2008). Contudo, a atual limitação do GIDA está no seu desempenho durante quedas de tensões no ponto de conexão. Para descrever o efeito dos distúrbios de tensão sobre o sistema GIDA, pode-se usar a teoria das componentes simétricas. A tensão do estator pode ser vista como a soma das componentes de seqüência positiva e negativa das tensões da rede (COSTA; MASSING; PINHEIRO, 2007). Durante a operação em rede elétrica com tensões normais, apenas a componente de seqüência positiva do fluxo e tensão do estator estão presentes. Por esse fato, a freqüência e amplitude das tensões rotóricas são funções do escorregamento da máquina. Assim, o GIDA opera tipicamente entre  $\pm 25\%$ , as tensões rotóricas induzidas são também relativamente baixas.

A componente de seqüência negativa do fluxo surge na presença de tensões de seqüência negativa no estator do gerador. Por outro lado, o fluxo transitório é o que surge durante um distúrbio nas tensões da rede, seja simétrico ou não. O valor inicial desse fluxo depende do tipo da falta e decai exponencialmente de acordo com a constante de tempo do estator. Em casos de faltas assimétricas esse valor também depende do momento da ocorrência da falta e da duração do evento (GUASCH; CORCOLES; PEDRA, 2004; MORREN; HAAN, 2007). Esse fluxo transitório no estator, induz tensões no rotor com uma freqüência angular próxima a da velocidade rotórica. Portanto, ambas as componentes de seqüência negativa e transitória do fluxo giram a uma velocidade relativamente alta com respeito ao rotor, uma vez que o fluxo transitório estatórico referido ao rotor gira próximo da velocidade síncrona e a componente de seqüência negativa gira duas vezes essa velocidade. Com isso, esses fluxos induzem tensões no rotor que podem ser maiores que aquelas sobre operação normal.

Como a potência do conversor é definida de acordo com a faixa de variação da velocidade desejada, usualmente entre (25 % – 30 %), pode não ser possível sintetizar a ação de controle desejada para controlar as correntes do rotor durante um transitório. Quando as correntes do rotor ou a tensão induzida atinge o limite do conversor estático de potência do lado do rotor, o controle é temporariamente perdido e uma proteção atua

para evitar danos no conversor estático de potência do lado do rotor (NIIRANEN, 2004; ROTHENHAGEN; FUCHS, 2009a; LOPEZ et al., 2009; MORREN; HAAN, 2007). Esse circuito chamado de *crowbar* pode ser visto na Figura 12. É geralmente adicionado em paralelo com o conversor do rotor para criar um caminho seguro para a sobre-corrente oriunda dos transitórios de tensão. Uma vez habilitado o circuito *crowbar*, o GIDA passa a operar como um gerador de indução com uma resistência adicionada ao circuito do rotor. A energia associada ao surto de corrente é dissipada no resistor que pode ser projetado para aumentar o fator de potência durante o transitório, bem como, suavizar a pulsação de conjugado. A análise do impacto de diferentes resistências do circuito *crowbar* no conjugado eletromagnético, e na potência reativa durante a falta é apresentado em (LOHDE et al., 2007; HANSEN, 2006).

A Figura 14 ilustra o comportamento do GIDA com os controladores convencionais do tipo PI que foram cuidadosamente projetados para obter uma resposta razoável durante um afundamento das tensões no ponto de conexão. Nota-se na Figura 14, logo após a ocorrência do afundamento de tensão, no instante 0,2 s, que a frequência das correntes do rotor aumenta significativamente. Isto é devido as tensões induzidas pelo fluxo estatórico transitório. Um fenômeno semelhante pode ser observado após o instante 0,4 s, quando a falta é removida. As correntes transitórias decaem exponencialmente com o tempo. Pode-se verificar também a entrada e saída do circuito *crowbar*. Destaca-se ainda nessa figura, que o tempo de acomodação para o suporte de reativos é maior que os 20 ms exigidos pelos requisitos de rede (E.ON-NETZ, 2006).

Por outro lado, quando o conversor opera dentro de seus limites de tensão e corrente, o maior problema está associado a forte dependência do fluxo do GIDA das tensões da rede e da baixa impedância de seqüência negativa do GIDA (CANAY, 1975; COSTA; MASSING; PINHEIRO, 2007). Por isso, o GIDA pode ser submetido a altas correntes desequilibradas mesmo considerando pequenos desequilíbrios na tensão do PC. Correntes desequilibradas produzem pulsação no conjugado eletromecânico que em baixos níveis eventualmente produzem ruído acústico porém, em altos níveis pode danificar o eixo do rotor, caixa de engrenagem e o trem de acionamento (PAPATHANASSIOU; PAPADOPOULOS, 2001; LI, 2006). Um estudo do comportamento das dinâmicas mecânicas da turbina eólica durante uma queda de tensão no PC é apresentada em (FADAEINEDJAD; MOSCHOPOULOS; MOALLEM, 2007). Nesse estudo pode-se notar que as dinâmicas mecânicas são muito mais lentas do que as dinâmicas eletromagnéticas, e portanto, o modelo mecânico da turbina eólica pode ser omitido para estudos de sobrevivência a LVRT, porque seu efeito sobre o comportamento transitório do GIDA durante a falta é muito pequeno.

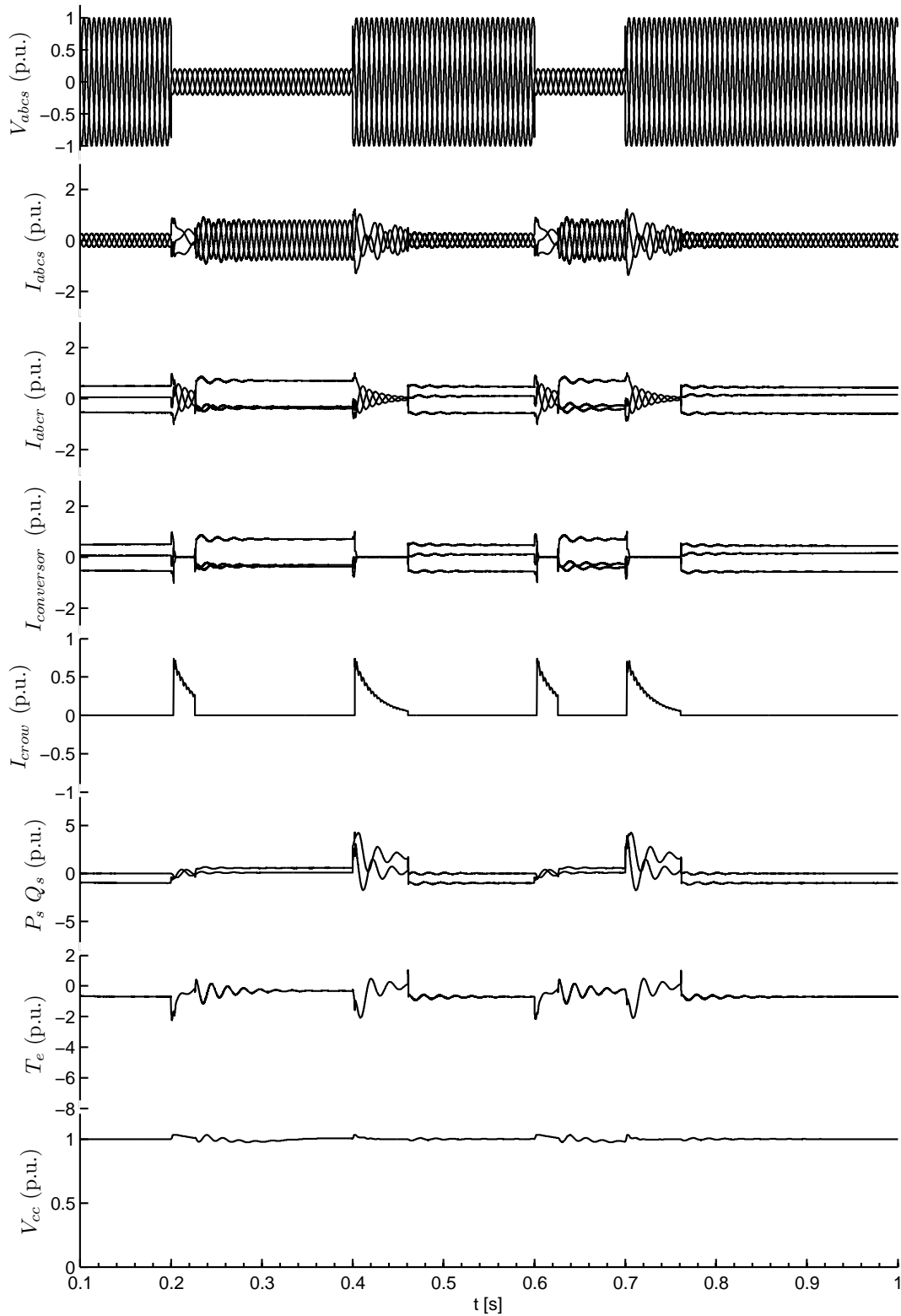


Fig. 14: Comportamento do sistema de controle convencional PI durante uma faltado tipo A próximo da velocidade síncrona.

Para ilustrar essa limitação, a resposta do controle PI convencional frente a uma queda de tensão desequilibrada pode ser visto na Figura 15. Nota-se que o controlador não é capaz de rejeitar o distúrbio mesmo depois que a proteção *crowbar* é removida,

sendo necessário a atuação do circuito *crowbar* novamente porém, dessa vez, devido a incapacidade do controlador em rejeitar o distúrbio de tensão.

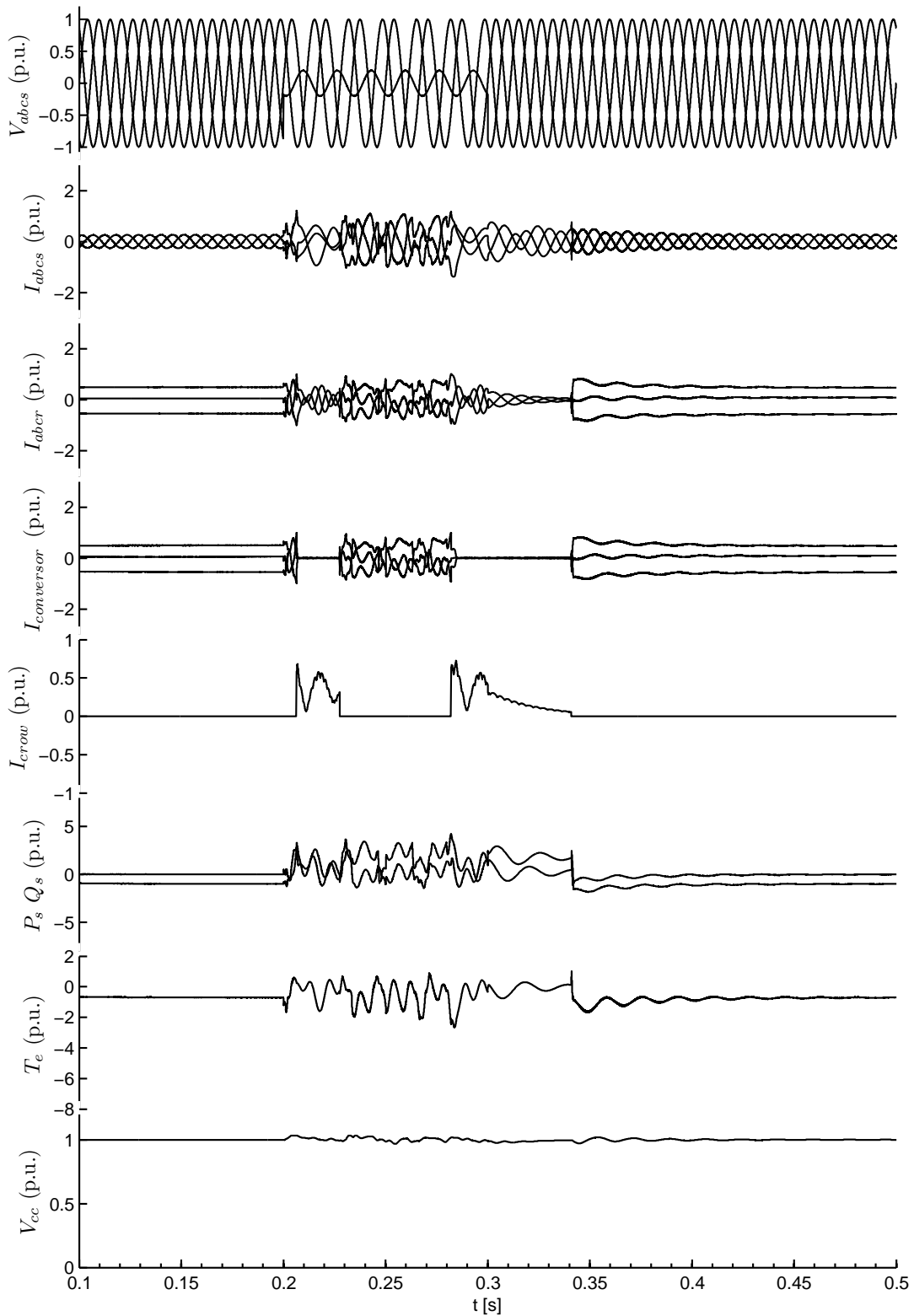


Fig. 15: Comportamento do sistema de controle convencional PI durante uma faltado tipo B próximo da velocidade síncrona.

As estruturas convencionais com dinâmicas associadas a filtros para cálculo das com-

ponentes de seqüência positiva e negativa, algoritmos para estimativa do fluxo estático para a orientação vetorial, e a dinâmica dos controladores PI levam, geralmente, a uma resposta dinâmica em malha fechada maior que 3 ciclos de rede (COSTA, 2006).

Na próxima seção, alternativas propostas na literatura para a melhoria do desempenho do GIDA frente a distúrbios na tensão são descritas.

### 3.3 Técnicas de Controle de alto desempenho para o GIDA

Diferentes estratégias de controle tem sido apresentadas na literatura com o objetivo de aprimorar o comportamento dinâmico do GIDA durante a operação com condições não ideais da tensão da rede.

O trabalho apresentado por (XU; WANG, 2007) propõem controladores do tipo PI em coordenadas síncronas decompostas em componentes de seqüência positiva e negativa para controlar uma turbina GIDA de 2 MVA durante a operação em rede elétrica com desequilíbrio de tensão no PC. A Figura 16 mostra o diagrama de blocos do controlador proposto.

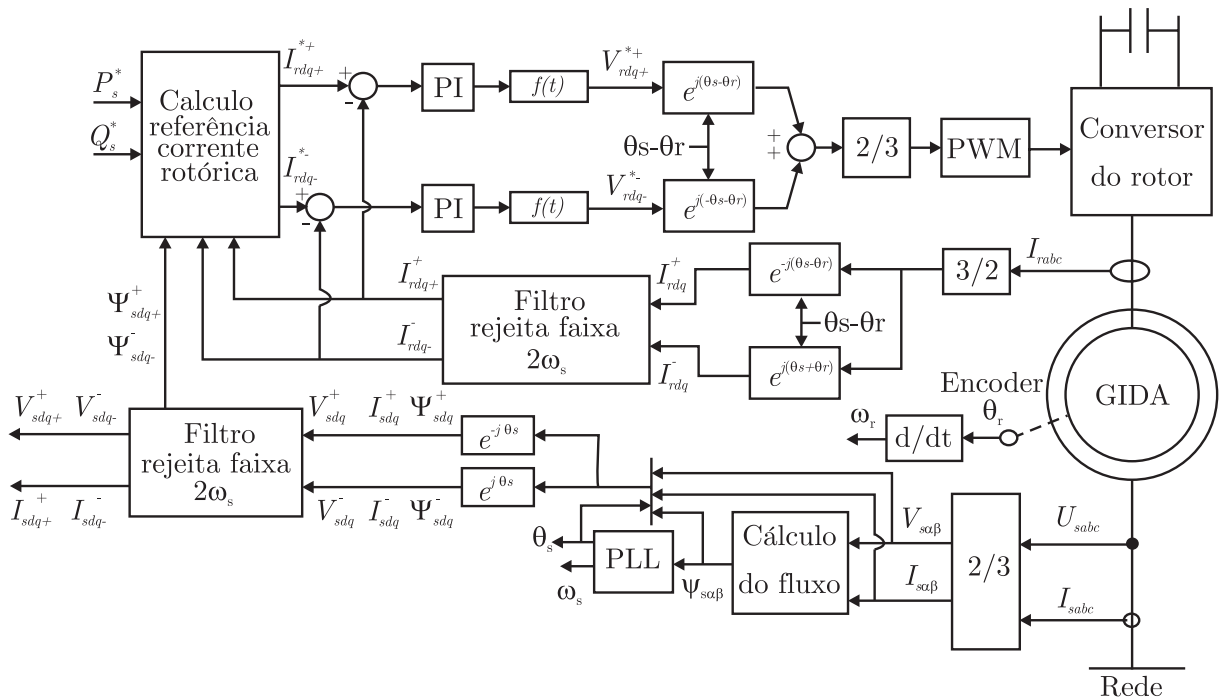


Figura 16: Diagrama de blocos do controlador proposto por (XU; WANG, 2007).

A principal vantagem dessa proposta é a redução das oscilações do conjugado e das potências estáticas mesmo na presença de componentes de seqüência negativa da tensão no

ponto de conexão. Por outro lado, a formulação do problema conduz a utilização de quatro controladores PI em eixos síncronos orientados com o fluxo estatórico de seqüência positiva para o controle das correntes rotóricas de seqüência positiva e negativa  $i_{rd+}^+, i_{rq+}^+, i_{rd-}^-, i_{rq-}^-$ . Como principal limitação dessa proposta, sita-se a necessidade de implementação de um número significativo, dezesseis (16), filtros sintonizados para rejeitar as componentes indesejáveis de freqüência ( $2\omega_s$ ) a fim de obter os fluxos  $\psi_{sd+}^+, \psi_{sq+}^+, \psi_{sd-}^-, \psi_{sd-}^-$ , as tensões  $v_{sd+}^+, v_{sq+}^+, v_{sd-}^-, v_{sd-}^-$ , as correntes do estator  $i_{sd+}^+, i_{sq+}^+, i_{sd-}^-, i_{sd-}^-$  e as correntes do rotor  $i_{rd+}^+, i_{rq+}^+, i_{rd-}^-, i_{rq-}^-$ . Ainda, pode ser observado mais um filtro rejeita banda adicionado em série com um controlador PI na estrutura do algoritmo PLL que é utilizado para a estimativa da posição e freqüência angular do fluxo estatórico de eixo em quadratura de seqüência positiva  $\psi_{sq+}^+$  Figura 17.

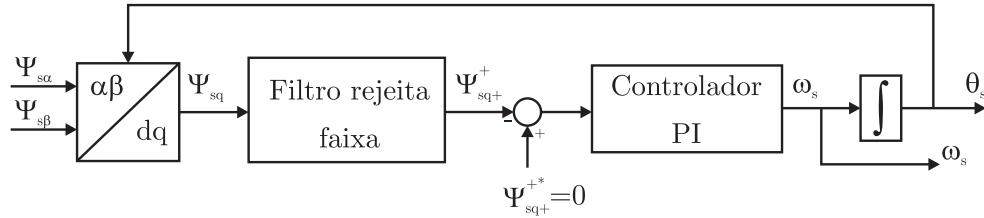


Figura 17: Diagrama de blocos do PLL para estimativa da posição e freqüência angular do fluxo estatórico de eixo em quadratura de seqüência positiva proposto por (XU; WANG, 2007).

Uma extensão dessa proposta é apresentada em (XU, 2008), onde uma estrutura de controle decomposto em eixos de seqüência positiva e negativa é proposta também para o controle do conversor do lado da rede, Figura 18.

A vantagem dessa proposta em relação a primeira apresentada é a possibilidade de operação durante desequilíbrio de tensão com ambos os conversores estáticos de potência. Ambos os artigos propõem e desenvolvem sistemas baseados em componentes de seqüência positiva e negativa em eixos síncronos. Mesmo com os resultados promissores, a complexidade da proposta dificulta a implementação e a sua aplicabilidade. A grande quantidade de filtros implementados pode resultar em uma dinâmica mais lenta e dificulta inferir sobre a estabilidade da proposta durante afundamentos de tensão, que não são analisados nessa proposta.

Uma proposta utilizando uma combinação de controladores PIs com ressonantes para o controle do GIDA em eixos síncronos foi apresentado em (COSTA; MASSING; PINHEIRO, 2007) e pode ser visto em detalhes no Apêndice A. Também utilizando a combinação de controladores proporcionais com ressonantes o trabalho apresentado em estacionários  $\alpha\beta$  (LUNA et al., 2008) pode ser visto na Figura 19.

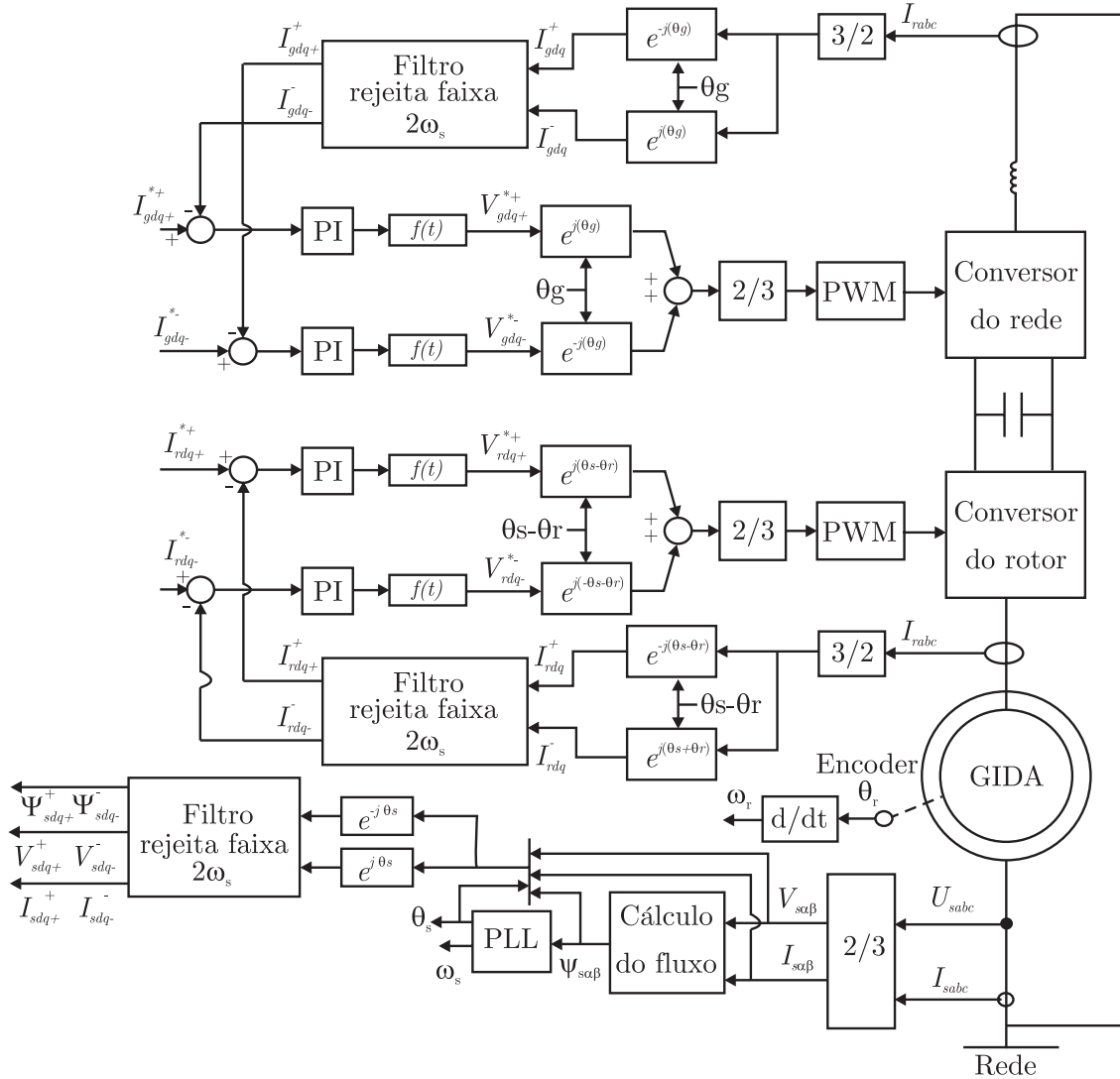


Figura 18: Diagrama com o esquema de controle para operação durante desequilíbrio de tensão (XU, 2008).

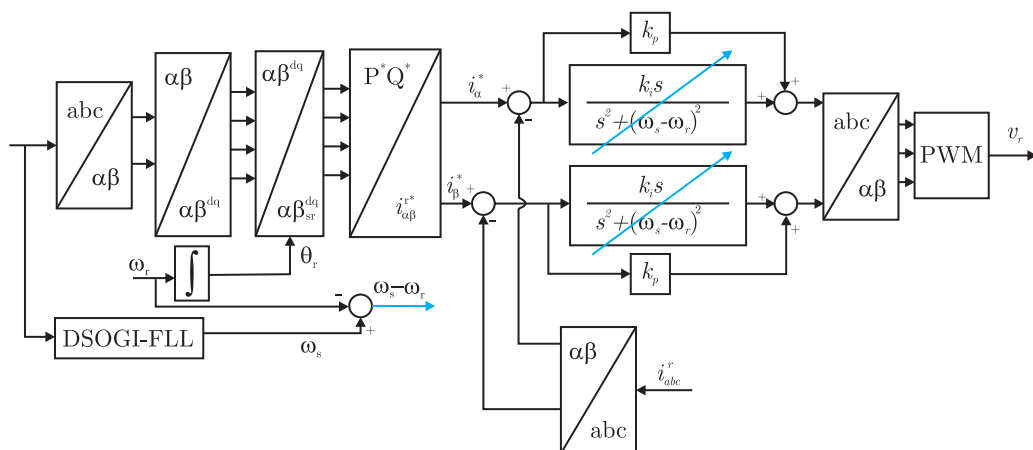


Figura 19: Diagrama com o esquema do controle proporcional combinado com controlador ressonante para operação durante desequilíbrio de tensão (LUNA et al., 2008).



Essa proposta apresenta ganhos estruturais em simplicidade se comparados com os controladores que utilizam estruturas decompostas em componentes simétricas. Porém, a maior limitação dessa proposta é a dependência que a frequência de ressonância apresenta em relação a velocidade do rotor uma vez que o referencial está no rotor. Devido a isso, para garantir um bom desempenho, os ganhos do controlador ressonante precisam ser constantemente ajustados.

Atualmente, o controle direto do conjugado (DTC) e das potências (DPC) do estator do GIDA é o princípio que tem sido considerado para contornar o problema da falta de robustez dos controladores vetoriais clássicos e recentemente, tem sido amplamente investigados como alternativas para turbinas eólicas conectadas a rede elétrica. Por exemplo, (CHEN et al., 2010) apresenta um controle por modos deslizantes integral (ISM-DTC) para o controle direto do conjugado de seqüência positiva e da potência reativa de seqüência positiva combinados com um controle por modos deslizantes para minimizar as pulsações do conjugado e das potências durante a operação em redes elétricas com desequilíbrio de tensão. O diagrama de blocos desse controlador é mostrado na Figura 20.

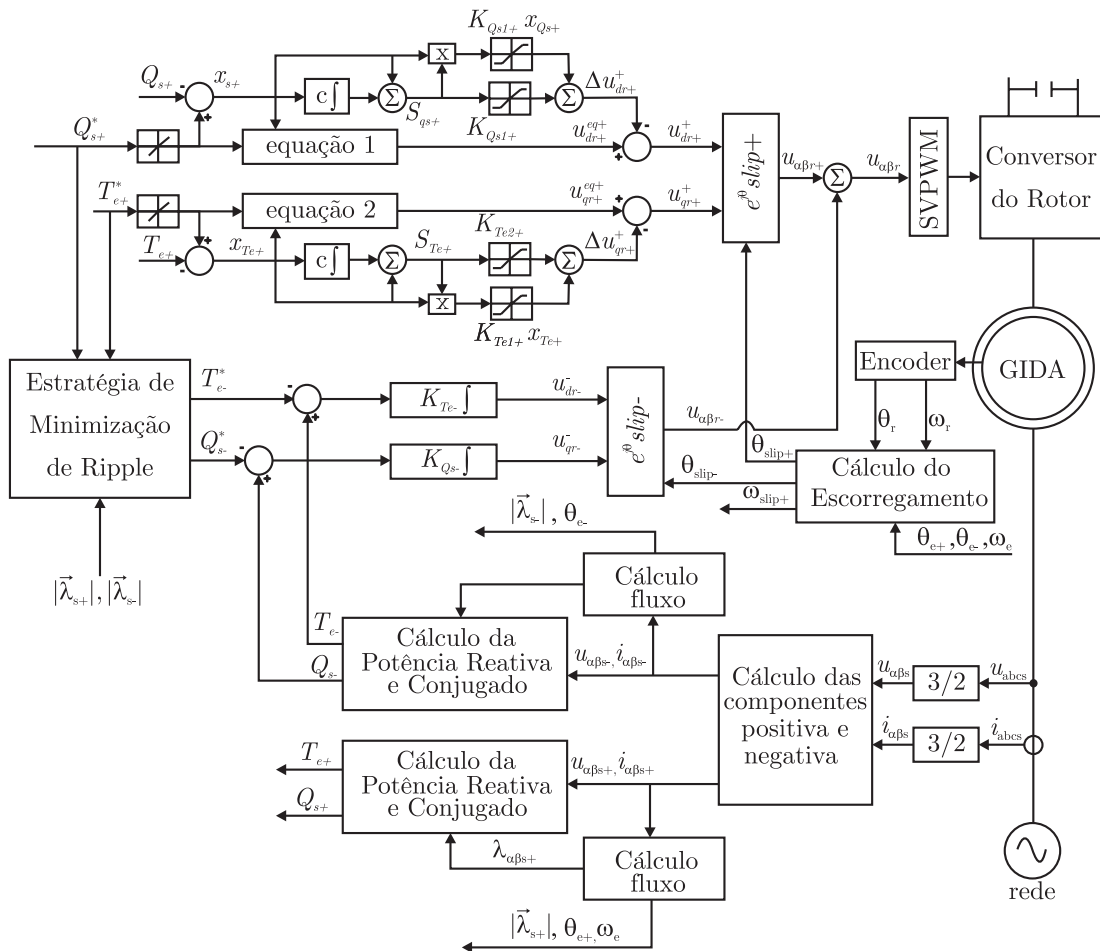


Figura 20: Controle direto do conjugado de seqüência positiva e da potência reativa de seqüência positiva (CHEN et al., 2010).

Em comparação com as técnicas anteriores baseadas na extração das componentes simétricas, essa proposta apresenta uma melhora na robustez devido a inclusão das incertezas paramétricas no procedimento de projeto do controle por modos deslizantes. Outra vantagem que pode ser observada na Figura 20, é que a extração das componentes simétricas para as correntes do rotor é eliminada. Por outro lado, a estrutura de controle precisa ainda das informações das componentes de seqüência positiva e negativa das tensões do estator  $u_{\alpha s+}, u_{\beta s+}, u_{\alpha s-}, u_{\beta s-}$ , das correntes do estator  $i_{\alpha s+}, i_{\beta s+}, i_{\alpha s-}, i_{\beta s-}$  que são utilizadas para o cálculo da potência reativa de seqüência positiva e negativa  $Q_{s+}, Q_{s-}$ , dos fluxos de seqüência positiva e negativa  $\lambda_{s+}, \lambda_{s-}$  e do conjugado de seqüência positiva e negativa  $T_{e+}, T_{e-}$ . Os resultados confirmam o bom desempenho do sistema que minimiza as pulsações do conjugado e das potências do estator mesmo na presença de incertezas paramétricas. Porém, o controle em eixos de seqüência positiva e negativa junto com a estratégia de estimação dos fluxos levam a uma estrutura que compromete a simplicidade.

Por outro lado, (SEMAN; NIIRANEN; ARKKIO, 2006) propõem um controle direto do conjugado e um controle direto do fluxo do rotor. A simplicidade da proposta facilita a implementação, porém como pode ser visto na Figura 21, o controlador por histerese em questão, baseia-se em operação com freqüência de comutação variável o que limita a aplicação da estratégia em potências elevadas onde as perdas de comutação devem ser minimizadas.

Outra alternativa para o controle direto do conjugado é apresentada em (ARBI et al., 2009). O controlador tem uma estrutura simples e os problemas relacionados com a dependência paramétrica da máquina são minimizados. Porém, a operação também é em freqüência de comutação variável, e nenhuma análise quanto ao desempenho frente a afundamentos de tensão é investigada nessa proposta.

O comportamento do GIDA com o controle direto de potência durante a operação em rede elétrica com desequilíbrio na tensão é investigado em (ABAD et al., 2010). O diagrama de blocos da estrutura proposta é apresentado na Figura 23. A proposta utiliza uma referência de potência oscilante calculada a partir das pulsações do conjugado e com isso garante uma corrente equilibrada no estator, o que evita também a necessidade de calcular as componentes de seqüência simétricas para o controle das variáveis do conversor do lado do rotor do GIDA, Figura 24. Como limitação, uma referência de potência oscilatória do lado da máquina resulta em uma tensão do barramento CC também oscilatória. Do ponto de vista do conversor do lado da rede, um algoritmo baseado nas componentes de seqüência positiva e negativa é necessário para que a operação do conversor do lado da rede não afete a qualidade de energia gerada. Isso é feito com a geração de referências

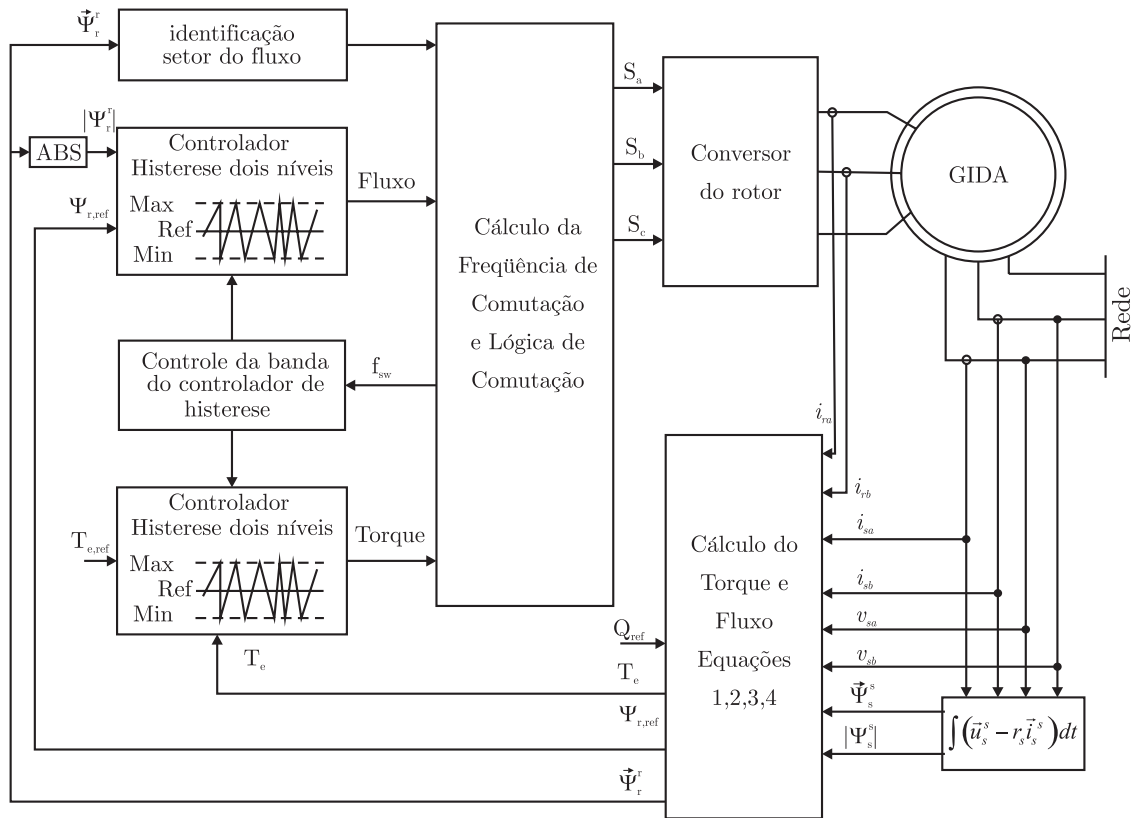


Figura 21: Diagrama de blocos do controle DTC para GIDA (SEMAN; NIIRANEN; ARKKIO, 2006).

de potência também oscilatórias do lado da rede o que combinado com as oscilações do barramento CC resultam em correntes não oscilatórias entregues a rede.

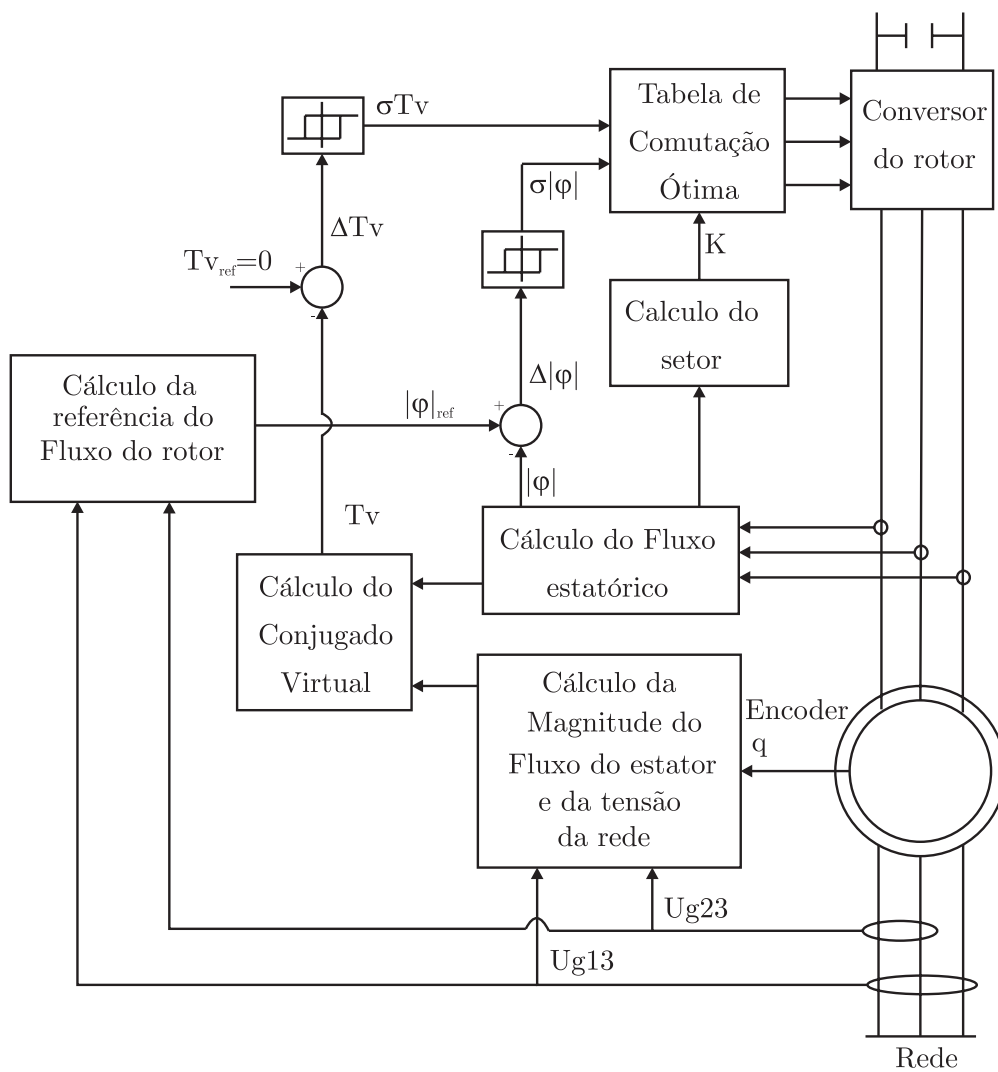


Figura 22: Diagrama de blocos do controlador proposto por (ARBI et al., 2009).

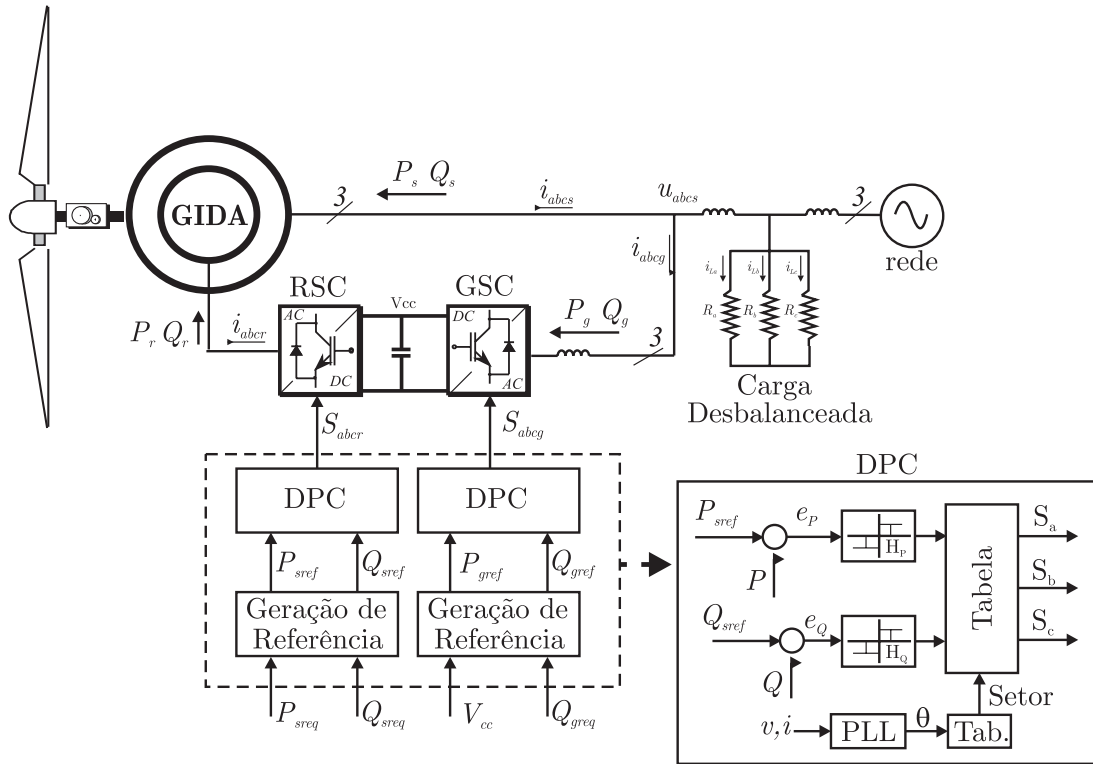


Figura 23: Diagrama de blocos do controle direto de potência proposto por (ABAD et al., 2010).

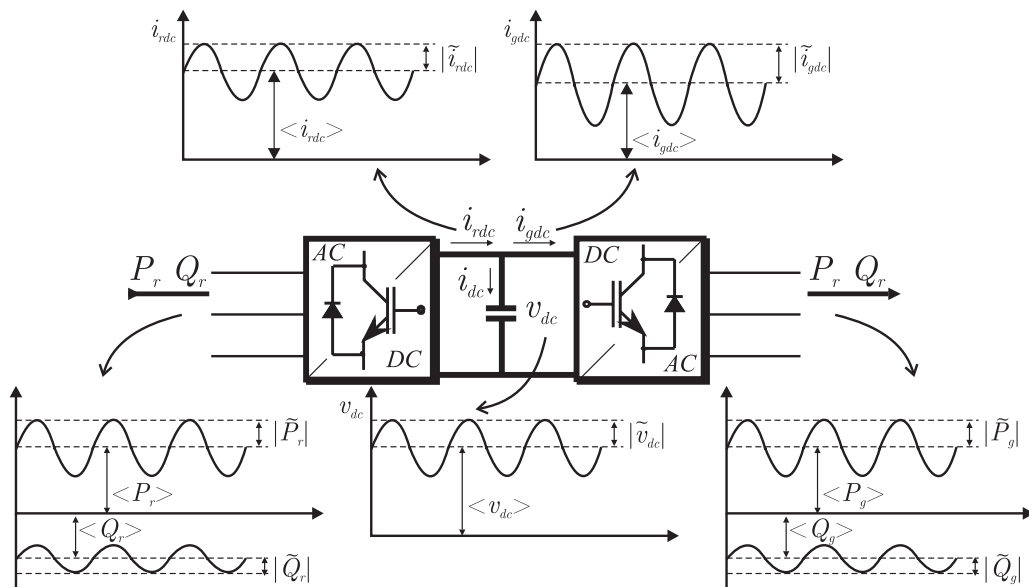


Figura 24: Oscilações nas variáveis do conversor do GIDA (ABAD et al., 2010).

## 3.4 Sumário

Esse capítulo discute diferentes estratégias de controle aplicadas ao GIDA conectado a rede elétrica durante a operação em condições onde a tensão na rede elétrica do ponto de conexão está perturbada.

O desempenho do GIDA com as estratégias de controle vetorial baseada nas estruturas dos controladores PI em eixos síncronos é analisado para operações sem distúrbios na rede elétrica. Mostra-se que é possível controlar independentemente as potências ativa e reativa injetadas na rede elétrica. Porém, como maior limitação dessas estruturas de controle, a falta de robustez frente a cenários mais críticos, como por exemplo incertezas e distúrbios associados a rede elétrica.

A combinação entre controladores PI com algoritmos para extrair as componentes simétricas da tensão e os estimadores de fluxo estatórico geralmente obtém resultados melhores que os convencionais PI, porém, a complexidade das estruturas de controle resulta em uma resposta dinâmica mais lenta e dificulta a análise da estabilidade.

Por outro lado, as técnicas robustas como DTC e DPC tem se mostrado promissoras para tratar das incertezas do modelo e a distúrbios na rede elétrica. Porém, em sua grande maioria, não apresenta uma estrutura simples de controle e não consideram os códigos de rede que exigem um suporte de reativo e uma resposta dinâmica rápida. Além disso, a operação em frequência de comutação variável limita a sua aplicação em turbinas de alta potência.

Essa tese apresenta no capítulo 4 um controlador de alto desempenho que melhora a resposta dinâmica do GIDA frente a distúrbios na tensão do ponto de conexão. Outra alternativa para o controle do GIDA durante desequilíbrio na tensão da rede é apresentada no Apêndice A.

## **4 CONTROLADOR DE ALTO DESEMPENHO PROPOSTO PARA O GIDA**

Esse capítulo propõem um controlador de alto desempenho para o melhorar o comportamento do GIDA durante a operação em rede elétrica com distúrbios na tensão do ponto de conexão. A capacidade do GIDA em atender os requisitos de afundamentos de tensão é atualmente o maior desafio para os fabricantes de turbinas eólicas. Até a metade de 2010, somente a empresa Repower apresentou uma solução que atende os requisitos modernos com suporte de reativos. Esse capítulo apresenta uma proposta que melhorar o desempenho do GIDA frente a distúrbios simétricos e assimétricos, o que pode ser útil para atender aos modernos requisitos de conexão de turbinas eólicas a rede elétrica.

### **4.1 Introdução**

O controlador proposto baseado no projeto de controle por modos deslizantes é uma ferramenta apropriada para resolver problemas que contenham incertezas e não linearidades no modelo. Além disso, com o referencial estacionário, o algoritmo de sincronismo apresenta uma estrutura simples. A análise da estabilidade apresentada na Seção 4.3 segue uma lógica natural conseqüente de uma abordagem apropriada para a solução do problema proposto.

### **4.2 Modelo do GIDA**

Inicialmente, desenvolve-se um modelo dinâmico do GIDA no referencial estacionário adequado ao projeto do controlador proposto. Para a obtenção de um modelo dinâmico nominal serão consideradas as seguintes hipóteses: (i) Os três enrolamentos são iguais entre si, tanto para o estator como para o rotor; (ii) Os ângulos elétricos entre os enro-

lamentos são iguais entre si, tanto para o estator como para o rotor; (iii) O entreferro é considerado constante; (iv) O circuito magnético é considerado ideal, sem saturação; (v) A distribuição da densidade de fluxo magnético no entreferro é radial e senoidal; (vi) Não são consideradas perdas magnéticas e (vii) O lado de alta tensão do transformador está conectado em delta e os lados de baixa tensão em estrela aterrado. Assim, o modelo dinâmico nominal do GIDA pode ser obtido diretamente das equações básicas da tensão e fluxo da máquina no referencial estacionário  $\alpha\beta$  conforme Krause (KRAUSE, 1986).

$$\begin{aligned}
 v_{\alpha s} &= r_s i_{\alpha s} + \frac{d}{dt} \lambda_{\alpha s} \\
 v_{\beta s} &= r_s i_{\beta s} + \frac{d}{dt} \lambda_{\beta s} \\
 v_{\alpha r} &= r_r i_{\alpha r} - \omega_r \lambda_{\beta r} + \frac{d}{dt} \lambda_{\alpha r} \\
 v_{\beta r} &= r_r i_{\beta r} + \omega_r \lambda_{\alpha r} + \frac{d}{dt} \lambda_{\beta r} \\
 \lambda_{\alpha s} &= L_s i_{\alpha s} + M i_{\alpha r} \\
 \lambda_{\beta s} &= L_s i_{\beta s} + M i_{\beta r} \\
 \lambda_{\alpha r} &= L_r i_{\alpha r} + M i_{\alpha s} \\
 \lambda_{\beta r} &= L_r i_{\beta r} + M i_{\beta s}.
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

A partir de (4.1), considere o sistema linear descrito pela equação de estado

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t) + \mathbf{F}\mathbf{w}(t) \tag{4.2}$$

onde  $\mathbf{x}(t) \in \mathfrak{R}^4$ ,  $\mathbf{u}(t) \in \mathfrak{R}^2$ ,  $\mathbf{w}(t) \in \mathfrak{R}^2$ ,  $\mathbf{A} \in \mathfrak{R}^{4 \times 4}$ ,  $\mathbf{B} \in \mathfrak{R}^{4 \times 2}$  e  $\mathbf{F} \in \mathfrak{R}^{4 \times 2}$ . Além disso,  $\mathbf{A}$  e  $\mathbf{B}$  são matrizes com  $\det(\mathbf{A}) \neq 0$  e  $\text{rank}(\mathbf{B}) = 2$ , e o par  $\{\mathbf{A}, \mathbf{B}\}$  é controlável, a perturbação  $\mathbf{w}(t)$  é assumida ser limitada em norma e ser continuamente diferenciável.

O vetor de estados  $\mathbf{x}$  é composto pelas correntes do estator e do rotor, o vetor  $\mathbf{u}$  representa as tensões do rotor e o vetor  $\mathbf{w}$  representa as tensões do estator.

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \\ i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{u} = \begin{bmatrix} v_{\alpha r} \\ v_{\beta r} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{w} = \begin{bmatrix} v_{\alpha s} \\ v_{\beta s} \end{bmatrix}$$



e as matrizes  $\mathbf{A}$ ,  $\mathbf{B}$  e  $\mathbf{F}$  são dadas por

$$\mathbf{A} = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} L_r r_s & M^2 \omega_r & -M r_r & M L_r \omega_r \\ -M^2 \omega_r & L_r r_s & -M L_r \omega_r & -M r_r \\ -M r_s & -M L_s \omega_r & L_s r_r & -L_s L_r \omega_r \\ M L_s \omega_r & -M r_s & L_s L_r \omega_r & L_s r_r \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{B} = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} M & 0 \\ 0 & M \\ -L_s & 0 \\ 0 & -L_s \end{bmatrix}; \quad \mathbf{F} = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} -L_r & 0 \\ 0 & -L_r \\ M & 0 \\ 0 & M \end{bmatrix}$$

$$\frac{1}{L_{eq}} = \frac{1}{M^2 - L_s L_r}.$$

As equações das potências ativa e reativa em termos das correntes e das tensões estatóricas são dadas na forma matricial por:

$$\begin{bmatrix} P_s \\ Q_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{\alpha s} & v_{\beta s} \\ v_{\beta s} & -v_{\alpha s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \end{bmatrix}. \quad (4.3)$$

O conjugado eletromagnético é governado pelo produto cruzado entre as correntes estatóricas e a corrente mútua.

$$T_e = n_p M \begin{bmatrix} i_{\alpha m} \\ i_{\beta m} \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

onde  $i_{\alpha m} = i_{\alpha s} + i_{\alpha r}$  e  $i_{\beta m} = i_{\beta s} + i_{\beta r}$ .

Considere o sistema dado em (4.2) na presença de incertezas estruturadas  $\Delta\mathbf{A}$ ,  $\Delta\mathbf{B}$  e  $\Delta\mathbf{F}$  representado por:

$$\dot{\mathbf{x}} = (\mathbf{A} + \Delta\mathbf{A}) \mathbf{x} + (\mathbf{B} + \Delta\mathbf{B}) \mathbf{u} + (\mathbf{F} + \Delta\mathbf{F}) \mathbf{w} \quad (4.5)$$

que pode ser reescrito pela forma

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}\mathbf{x} + \mathbf{B}\mathbf{u} + \mathbf{F}\mathbf{w} + \Delta(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}) \quad (4.6)$$

onde

$$\|\Delta(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})\|_{\infty} \leq \rho(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}), \quad \forall (\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}) \in D \times \mathfrak{R}^4 \quad (4.7)$$

onde  $D \subset \mathfrak{R}^4$ .

O sistema dado em (4.6) pode ser dividido em dois sistemas de equações de estado

$$\dot{\mathbf{i}}_s = \mathbf{A}_{11}\mathbf{i}_s + \mathbf{A}_{12}\mathbf{i}_r + \mathbf{B}_1\mathbf{u} + \mathbf{F}_1\mathbf{w} + \Delta_1(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}) \quad (4.8)$$

$$\dot{\mathbf{i}}_r = \mathbf{A}_{21}\mathbf{i}_s + \mathbf{A}_{22}\mathbf{i}_r + \mathbf{B}_2\mathbf{u} + \mathbf{F}_2\mathbf{w} + \Delta_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}) \quad (4.9)$$

onde as matrizes  $\mathbf{i}_s$ ,  $\mathbf{A}_{11}$ ,  $\mathbf{A}_{12}$ ,  $\mathbf{B}_1$  e  $\mathbf{F}_1$  são dadas respectivamente por:

$$\mathbf{i}_s = \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{A}_{11} = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} L_r r_s & \omega_r M^2 \\ -\omega_r M^2 & L_r r_s \end{bmatrix}$$

$$\mathbf{A}_{12} = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} -Mr_r & L_r M \omega_r \\ -L_r M \omega_r & -Mr_r \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$\mathbf{B}_1 = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} M & 0 \\ 0 & M \end{bmatrix}; \quad \mathbf{F}_1 = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} -L_r & 0 \\ 0 & -L_r \end{bmatrix}$$

e as matrizes  $\mathbf{i}_r$ ,  $\mathbf{A}_{21}$ ,  $\mathbf{A}_{22}$ ,  $\mathbf{B}_2$  e  $\mathbf{F}_2$  são:

$$\mathbf{i}_r = \begin{bmatrix} i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{A}_{21} = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} -Mr_s & -L_s M \omega_r \\ L_s M \omega_r & -Mr_s \end{bmatrix};$$

$$\mathbf{A}_{22} = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} L_s r_r & -L_r L_s \omega_r \\ L_r L_s \omega_r & L_s r_r \end{bmatrix}; \quad (4.11)$$

$$\mathbf{B}_2 = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} -L_s & 0 \\ 0 & -L_s \end{bmatrix}; \quad \mathbf{F}_2 = \frac{1}{L_{eq}} \begin{bmatrix} M & 0 \\ 0 & M \end{bmatrix}.$$

O objetivo aqui então colocado é projetar uma lei de controle  $\mathbf{u}$  que leve o sistema (4.9) a seguir as referências de uma forma robusta à perturbação  $\mathbf{w}$  e insensível as incertezas paramétricas associadas a  $\Delta_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})$ , tal que

$$\lim_{t \rightarrow \infty} (i_{\alpha r}^* - i_{\alpha r}) = 0; \quad \lim_{t \rightarrow \infty} (i_{\beta r}^* - i_{\beta r}) = 0.$$

Para isso, utiliza-se uma abordagem baseada na teoria de controle por modos deslizantes (UTKIN, 1992; KHALIL, 1996; MARQUES, 2001).

## 4.3 Projeto do Controlador Não Linear de Alto Desempenho

O projeto do controlador consiste basicamente em duas etapas:

1. Projeto da superfície de deslizamento  $\mathbf{e}(i_{\alpha r}, i_{\beta r})$  para controlar o movimento do sistema de ordem reduzida (4.9), que torna o sistema dinâmico estável;
2. Projeto da lei de controle  $\mathbf{u}$  que leve o sistema (4.9) ao deslizamento sobre a superfície considerada, garantindo que todas as trajetórias convirjam para a superfície;
3. Definir a máxima tensão induzida no rotor durante afundamento de tensão para garantir que o conversor tenha condições de rejeitar o distúrbio  $\rho(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})$  em (4.7).

### 4.3.1 Projeto da Superfície de Deslizamento

Considere a superfície de deslizamento continuamente diferenciável e dada pela forma:

$$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} e_1 \\ e_2 \end{bmatrix} = [\mathbf{i}_r^* - \mathbf{i}_r] = \left[ \begin{bmatrix} i_{\alpha r}^* \\ i_{\beta r}^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{\alpha r} \\ i_{\beta r} \end{bmatrix} \right]. \quad (4.12)$$

Ainda, note que nesse caso o grau relativo da saída  $\mathbf{i}_r$  em relação a  $\mathbf{u}$  é igual a 1.

### 4.3.2 Projeto da Lei de Controle

Para projetar uma lei de controle que defina o comportamento do sistema de ordem reduzida (4.9), bem como que assegure que as superfícies sejam atrativas (4.12), será descrita a dinâmica do vetor de erros da seguinte maneira:

$$\dot{\mathbf{e}} = \begin{bmatrix} \dot{e}_1 \\ \dot{e}_2 \end{bmatrix} = [\dot{\mathbf{i}}_r^* - \dot{\mathbf{i}}_r] = \left[ \begin{bmatrix} \dot{i}_{\alpha r}^* \\ \dot{i}_{\beta r}^* \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \dot{i}_{\alpha r} \\ \dot{i}_{\beta r} \end{bmatrix} \right] \quad (4.13)$$

ou então

$$\dot{\mathbf{e}} = \dot{\mathbf{i}}_r^* - (\mathbf{A}_{21}\mathbf{i}_s + \mathbf{A}_{22}\mathbf{i}_r + \mathbf{B}_2\mathbf{u} + \mathbf{F}_2\mathbf{w} + \Delta_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w})) \quad (4.14)$$

somando a parcela  $\mathbf{A}_{22}\dot{\mathbf{i}}_r^* - \mathbf{A}_{22}\dot{\mathbf{i}}_r^*$  na equação (4.14) tem-se

$$\dot{\mathbf{e}} = \mathbf{A}_{22}\mathbf{e} - \mathbf{B}_2\mathbf{u} + \mathbf{g} \quad (4.15)$$

onde  $\mathbf{g}$  é dado por

$$\mathbf{g} = \dot{\mathbf{i}}_r^* - \mathbf{F}_2 \mathbf{w} - \mathbf{A}_{21} \mathbf{i}_s - \mathbf{A}_{22} \dot{\mathbf{i}}_r^* - \Delta_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}) \quad (4.16)$$

considere a seguinte lei de controle

$$\mathbf{u} = (\mathbf{B}_2)^{-1} (\mathbf{A}_{22} \mathbf{e} + \mathbf{g}_1 - \mathbf{u}_n) \quad (4.17)$$

onde  $\mathbf{B}_2$  é não singular para todo e qualquer tempo, e  $\mathbf{g}_1$  é dado por

$$\mathbf{g}_1 = \dot{\mathbf{i}}_r^* - \mathbf{F}_2 \mathbf{w} - \mathbf{A}_{21} \mathbf{i}_s - \mathbf{A}_{22} \dot{\mathbf{i}}_r^* \quad (4.18)$$

a aplicação de (4.17) em (4.15) é possível reescrever a dinâmica do vetor de erros,  $\mathbf{e}$ , como:

$$\dot{\mathbf{e}} = \mathbf{u}_n + \mathbf{g}_0; \quad \mathbf{g}_0 = -\Delta_2(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{w}). \quad (4.19)$$

Para assegurar a estabilidade do sistema de ordem reduzida, será considerada a seguinte função candidata de Lyapunov:

$$V(\mathbf{e}) = \frac{1}{2} \mathbf{e}^T \mathbf{e} \quad (4.20)$$

cuja derivada temporal ao longo da trajetória do vetor de erros  $\mathbf{e}$

$$\dot{V}(\mathbf{e}) = \mathbf{e}^T \dot{\mathbf{e}} = \mathbf{e}^T (\mathbf{u}_n + \mathbf{g}_0). \quad (4.21)$$

Se a ação de controle  $\mathbf{u}_n$  for escolhida tal que:

$$\mathbf{u}_n = -k \begin{bmatrix} \text{sinal}(e_1) \\ \text{sinal}(e_2) \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

a derivada da função de Lyapunov será negativa definida se o  $k > \|\mathbf{g}_0\|_\infty$ .

Note que, a lei de controle (4.22) é função descontínua em relação aos estados  $\mathbf{x}$ . Essa descontinuidade pode causar o fenômeno conhecido como *chattering*, que resulta em comutações indesejáveis na ação de controle. A estratégia adotada para eliminar o *chattering* foi a aproximação da não linearidade do tipo sinal por uma função do tipo saturação, onde essa função foi definida por:

$$\text{sat}(y) = \begin{cases} y & \text{se } |y| \leq 1 \\ \text{sinal}(y) & \text{se } |y| > 1 \end{cases} \quad (4.23)$$

então a ação de controle  $\mathbf{u}_n$  pode ser redefinida como

$$\mathbf{u}_n = -k \begin{bmatrix} \text{sat} \left( \frac{e_1}{\varepsilon} \right) \\ \text{sat} \left( \frac{e_2}{\varepsilon} \right) \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

onde  $\varepsilon$  é uma constante positiva e representa o grau de liberdade introduzido pela função saturação para redução do *chattering*. Um bom compromisso entre o modo de regime permanente e transitório foi obtido com  $\varepsilon = 0,01$ .

### 4.3.3 Máxima Tensão Induzida no Rotor

O conversor do rotor é dimensionado de acordo com a faixa de variação da velocidade da turbina eólica, como resultado, usualmente a potência do conversor fica entre (25 % – 30 %) da potência nominal do GIDA. Durante uma falta na rede elétrica, as tensões induzidas no rotor podem levar a uma dificuldade para o conversor sintetizar a ação de controle desejada para controlar as correntes do rotor durante o transitório. Para que o conversor tenha capacidade de sobreviver ao afundamento de tensão sem a atuação do circuito *crowbar*, deve ser dimensionado para que a tensão induzida no rotor durante o afundamento de tensão não ultrapasse os seus valores máximos. Nessa tese, o pico máximo da tensão induzida no rotor considerado é 48% maior que a magnitude do afundamento de tensão conforme apresentado em detalhes em (LIMA et al., 2010). Considerando um caso ainda mais crítico, incertezas paramétricas podem levar a um total de 10% de erro nos parâmetros nominais do GIDA. Contudo, o conversor do rotor nessa tese está dimensionado para 50% da potência nominal do GIDA.

## 4.4 Geração das Referências de Corrente para a operação normal e durante afundamentos de tensão

Como mencionado anteriormente, atualmente, os operadores do sistema estão revisando os códigos de rede em muitos países. Basicamente, os geradores eólicos estão assumindo maiores responsabilidades no sistema de potência o que significa um comportamento mais próximo de uma unidade de geração convencional. LVRT é um dos recentes requisitos introduzidos nos códigos de rede. Este requisito exige que o gerador eólico permaneça conectado à rede elétrica durante uma queda de tensão no PC. Cada país geralmente especifica uma curva tensão vs. tempo onde o gerador deve permanecer conectado. Além disso, alguns países exigem ainda que o gerador forneça uma quantidade de corrente reativa durante a falta que deve ser proporcional ao afundamento e também

especifica tempos para recuperação da potência após a falta ser eliminada (AESO, 2004a; GB, 2007; E.ON-NETZ, 2006; BDEW, 2008; ELTRA&ELKRAFT, 2004; BOE, 2006; ONS, 2002).

Como uma das contribuições dessa tese, nessa seção é desenvolvida uma estratégia de geração de referência para as malhas de controle das correntes rotóricas que possibilita atender aos códigos de rede incluindo suporte de reativo durante LVRT e uma rápida recuperação da potência gerada após o fim do distúrbio.

Com o objetivo de obter uma relação entre as grandezas a serem controladas e as referências para as correntes rotóricas, partindo da equação dinâmica que governa as correntes estatóricas dada por (4.8) e considerando que o vetor de erros encontra-se sobre a superfície de deslizamento. Assim, substituindo (4.17) e (4.18) resulta em

$$\dot{\mathbf{i}}_s = \mathbf{A}_s \mathbf{i}_s + \mathbf{A}_r \mathbf{i}_r^* + \mathbf{F}_s \mathbf{w} + \mathbf{B}_{ref} \dot{\mathbf{i}}_r^* \quad (4.25)$$

onde as matrizes  $\mathbf{A}_s$ ,  $\mathbf{A}_r$ ,  $\mathbf{F}_s$  e  $\mathbf{B}_{ref}$  são dadas respectivamente por:

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_s &= \mathbf{A}_{11} - \mathbf{B}_1 (\mathbf{B}_2)^{-1} \mathbf{A}_{21} = \begin{bmatrix} -r_s/L_s & 0 \\ 0 & -r_s/L_s \end{bmatrix} \\ \mathbf{A}_r &= \mathbf{A}_{12} - \mathbf{B}_1 (\mathbf{B}_2)^{-1} \mathbf{A}_{22} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \\ \mathbf{F}_s &= \mathbf{F}_1 - \mathbf{B}_1 (\mathbf{B}_2)^{-1} \mathbf{F}_2 = \begin{bmatrix} 1/L_s & 0 \\ 0 & 1/L_s \end{bmatrix} \\ \mathbf{B}_{ref} &= \mathbf{B}_1 (\mathbf{B}_2)^{-1} = \begin{bmatrix} -M/L_s & 0 \\ 0 & -M/L_s \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (4.26)$$

reescrevendo a equação (4.25) tem-se

$$\dot{\mathbf{i}}_s = \mathbf{A}_s \mathbf{i}_s + \mathbf{F}_s \mathbf{w} + \mathbf{B}_{ref} \dot{\mathbf{i}}_r^* \quad (4.27)$$

A equação (4.27) pode ser usada para o cálculo das referências de correntes rotóricas.

Dois modos de operação serão apresentados: (i) MODO 1 para o controle das potências ativa e reativa do estator em condições de operação normal, isto é, em regime permanente senoidal com as tensões no PC equilibradas; (ii) MODO 2 para contribuir com o suporte de corrente reativa e minimizar a pulsação do conjugado durante LVRT.

#### 4.4.1 Operação em Rede Elétrica Equilibrada - MODO 1

Para o MODO 1, o objetivo é impor as potências ativas e reativas. Assim, isolando  $\mathbf{i}_s$  na equação das potências estatóricas (4.3) e substituindo em (4.27), obtém-se a seguinte equação:

$$\mathbf{i}_r^* = \frac{-1}{v_{\alpha s}^2 + v_{\beta s}^2} \mathbf{H}_1 \begin{bmatrix} v_{\alpha s} & v_{\beta s} \\ v_{\beta s} & -v_{\alpha s} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_s^* \\ Q_s^* \end{bmatrix} + \mathbf{H}_2 \mathbf{w}. \quad (4.28)$$

Considerando a frequência fundamental da rede elétrica a derivada temporal das correntes no rotor e estator podem ser dadas por:

$$\dot{\mathbf{i}}_r^* = \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\omega_s & 0 \end{bmatrix} \mathbf{i}_r^*; \quad \dot{\mathbf{i}}_s = \begin{bmatrix} 0 & \omega_s \\ -\omega_s & 0 \end{bmatrix} \mathbf{i}_s \quad (4.29)$$

então as matrizes  $\mathbf{H}_1$  e  $\mathbf{H}_2$  da equação (4.28) são:

$$\mathbf{H}_1 = \begin{bmatrix} L_s/M & -r_s/(\omega_s M) \\ r_s/(\omega_s M) & L_s/M \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

$$\mathbf{H}_2 = \begin{bmatrix} 0 & -1/(\omega_s M) \\ 1/(\omega_s M) & 0 \end{bmatrix}$$

#### 4.4.2 Operação Durante Afundamento de Tensão - MODO 2

Faltas assimétricas próximas ao PC geram componentes harmônicas na tensão, principalmente componente de seqüência negativa. Nesse caso, uma preocupação é com a pulsação do conjugado e a outra é o suporte de corrente reativa  $I_{Qs}$ . Então, reescrevendo a equação do conjugado e da corrente reativa estatórica obtém-se:

$$\begin{bmatrix} T_e \\ I_{Qs} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{i_{\beta m}}{v_{\beta s}} & -\frac{i_{\alpha m}}{v_{\alpha s}} \\ \frac{1}{\sqrt{v_{\alpha s}^2 + v_{\beta s}^2}} & -\frac{1}{\sqrt{v_{\alpha s}^2 + v_{\beta s}^2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{\alpha s} \\ i_{\beta s} \end{bmatrix}. \quad (4.31)$$

Isolando a corrente estatórica  $\mathbf{i}_s$  na equação (4.31), substituindo em (4.27), tem-se:

$$\mathbf{i}_r^* = -\mathbf{H}_1 \begin{bmatrix} \frac{v_{\alpha s}}{v_{\alpha s} i_{\beta m} - v_{\beta s} i_{\alpha m}} & \frac{i_{\alpha m} \sqrt{v_{\alpha s}^2 + v_{\beta s}^2}}{v_{\alpha s} i_{\beta m} - v_{\beta s} i_{\alpha m}} \\ \frac{v_{\beta s}}{v_{\alpha s} i_{\beta m} - v_{\beta s} i_{\alpha m}} & \frac{i_{\beta m} \sqrt{v_{\alpha s}^2 + v_{\beta s}^2}}{v_{\alpha s} i_{\beta m} - v_{\beta s} i_{\alpha m}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} T_e^* \\ I_{Qs}^* \end{bmatrix} + \mathbf{H}_2 \mathbf{w}. \quad (4.32)$$

Nesse caso, a matriz  $\mathbf{H}_2$  precisa ser definida no domínio da frequência, ou seja:

$$\mathbf{H}_2 = \begin{bmatrix} 1/(sM) & 0 \\ 0 & 1/(sM) \end{bmatrix}. \quad (4.33)$$

Para a implementação das funções de transferências associadas aos elementos da matriz da equação (4.33), é utilizado um filtro causal (4.34) para aproximar a magnitude e a fase de  $\mathbf{H}_2$  no domínio de frequência de interesse

$$H_{f2}(s) = H_a \frac{\omega_a s}{s^2 + \omega_a s + \omega_a^2} \quad (4.34)$$

onde o ganho  $H_a$  foi projetado para casar com a magnitude de  $H_{f2}$  nas altas frequências. A Figura 25 mostra a magnitude das funções de transferências  $H_2$  e  $H_{f2}$  em decibéis juntamente com a fase em graus em função da escala logarítmica da frequência.

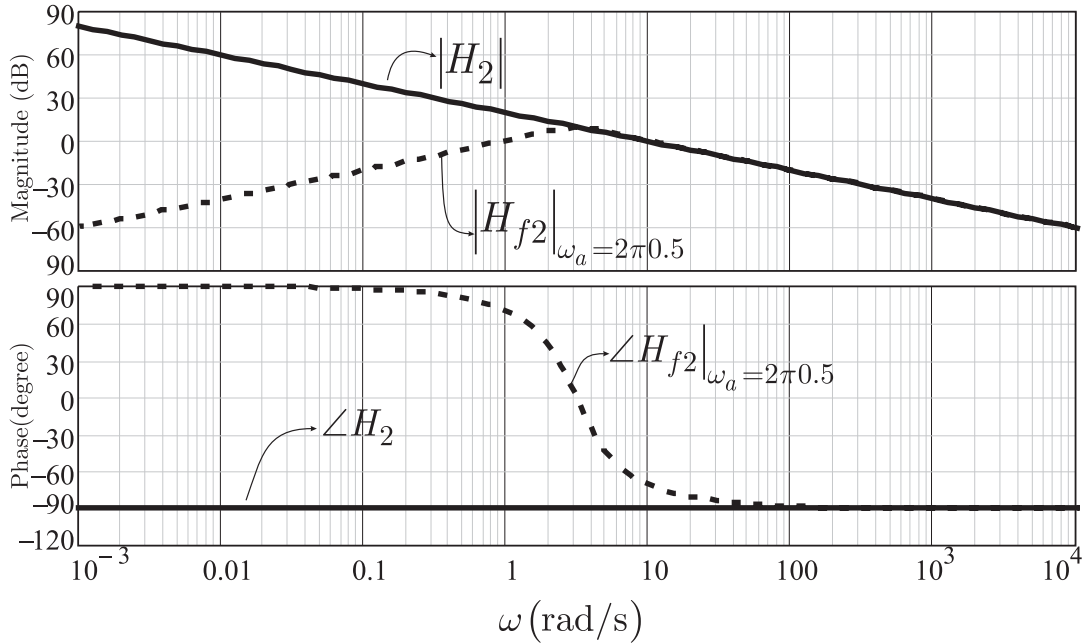


Fig. 25: Resposta em frequência para as funções de transferências da equação (4.33) e (4.34).

É possível notar que na faixa de interesse de frequência as respostas são muito próximas.

Note que, o cálculo das referências de corrente para a operação em regime permanente senoidal é calculada diretamente sem a utilização de filtros através das equações (4.28) e (4.30). Quando um afundamento de tensão é detectado, a geração das referências passa a operar no MODO 2. Nesse Modo, pode-se garantir o suporte de corrente reativa independente do tipo da falta e sem a extração das componentes de sequência positiva e negativa. Além disso, a pulsação do conjugado eletromagnético pode ser mini-



mizado uma vez que o  $T_e$  é diretamente controlado.

## 4.5 Sumário

Esse capítulo apresenta um novo controlador não linear baseado em modos deslizantes em eixos estacionários para controle do GIDA conectado a rede elétrica. O modelo dinâmico nominal do GIDA é obtido a partir das equações lineares da tensão e do fluxo do gerador, também é incluindo um termo que representa as incertezas e distúrbios do lado da rede elétrica. Uma metodologia de projeto do controlador que facilita também a análise da estabilidade do GIDA frente a incertezas é apresentada em detalhes. O controle proposto busca uma rápida resposta dinâmica a fim de melhorar o comportamento do GIDA durante afundamentos de tensão no PC. Esse capítulo mostra que com o controlador proposto e a estratégia de geração de referência, diferentes objetivos podem ser facilmente atingidos, tal como, controle das potências do estator e correto suporte de corrente reativa durante afundamentos desequilibrados de tensão.

## **5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO E EXPERIMENTAIS**

Para avaliar o desempenho do controlador proposto e dar suporte a teoria apresentada, resultados de simulação e experimentais são apresentados e discutidos nesse capítulo tomando como referência recomendações da norma IEC 61400 – 21 (*Wind turbine generator systems*) referente a curvas de afundamentos de tensão. Essa norma especifica os procedimentos para testes de turbinas eólicas conectadas a rede elétrica durante afundamentos de tensão no ponto de conexão. Ainda, este capítulo descreve a bancada experimental bem como, os resultados obtidos com o controlador proposto no capítulo 4.

### **5.1 Descrição da Bancada Experimental**

A Figura 26 mostra a bancada de experimentos utilizada para verificar o método de controle proposto. Um gerador de indução de 10 kVA é conectado a um motor de corrente contínua de 15 kW controlado para simular uma turbina eólica. Os parâmetros das máquinas são dados em detalhes na Tabela 1.

O estator do gerador é diretamente conectado a um transformador de 15 kVA. Uma conexão delta estrela mantém a componente de seqüência zero nula nos terminais do gerador. O conversor do rotor é conectado nos terminais do rotor e é controlado por um sistema de controle Dspace com frequência de comutação e amostragem ambas em 10 kHz. As correntes da rede, do estator e rotor, bem como, as tensões do estator e da rede são medidas. A posição angular é obtida a partir de um encoder incremental de 360 ppr.

A ocorrência da falta é detectada a partir das tensões medidas nos terminais do estator da máquina possibilitando assim a troca para o modo de operação de LVRT.

O simulador de LVRT é composto por um conversor trifásico bi-direcional com uma

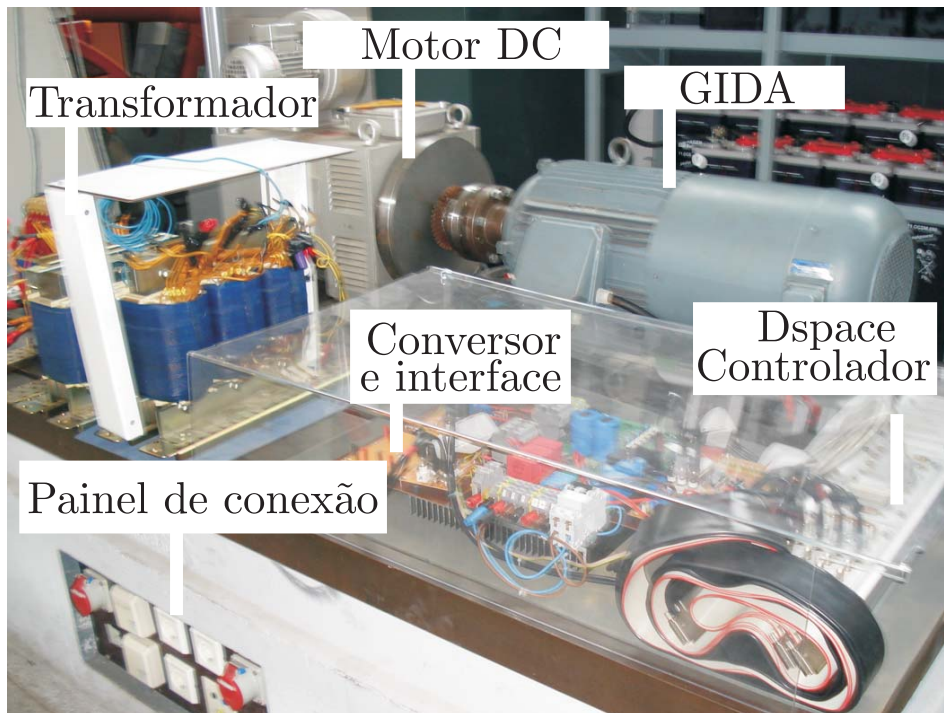


Figura 26: Bancada de experimentos com o GIDA, DeMoTec-IWES

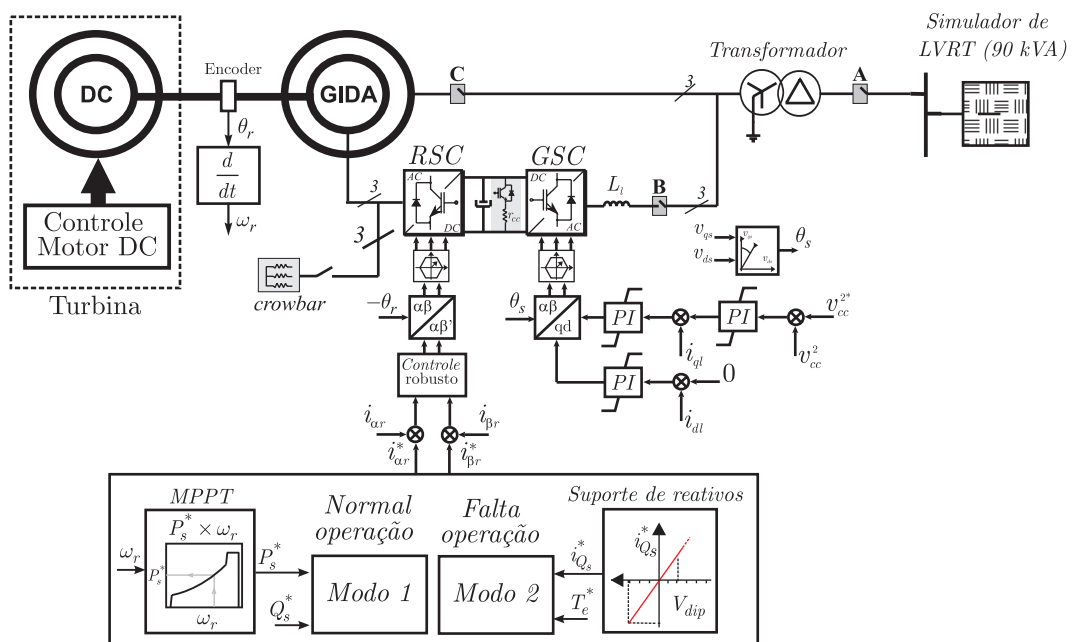


Figura 27: Diagrama de bloco da bancada experimental com o controlador robusto proposto.

potência de saída de 90 kVA. Esse sistema é capaz de simular afundamentos de tensão onde a amplitude e a duração da falta pode ser programada independentemente em cada fase.

O diagrama de bloco simplificado da bancada experimental com o controlador robusto proposto é mostrado na Figura 27.

Tabela 1: Parâmetros do GIDA, da Máquina de Corrente contínua e valores de base.

VALORES NOMINAIS DO GIDA DE 10 kVA			
Potência Nominal	$P_n$	10 kVA	
Tensão Nominal (Y)	$V_{rms,l-l}$	400 V	
Corrente Nominal	$I_n$	15 A	
Frequência Nominal	$f_n$	50 Hz	
Número de pares de pólos	$n_p$	2	
Correlação estator e rotor	$Estator/Rotor$	$Y - Y$	
Relação de transformação	$N_s/N_r$	1,72	
PARÂMETROS DO GIDA DE 10 kVA			
Resistência do Estator	$r_s$	0,8 $\Omega$	$\Leftrightarrow$ 0,057 p.u
Resistência do Rotor	$r_r$	1,0 $\Omega$	$\Leftrightarrow$ 0,072 p.u
Indutância de dispersão do estator	$L_{ls}$	1,0 mH	$\Leftrightarrow$ 0,022 p.u
Indutância de dispersão do rotor	$L_{lr}$	1,0 mH	$\Leftrightarrow$ 0,022 p.u
Indutância de Magnetização	$M$	100 mH	$\Leftrightarrow$ 2,3 p.u
Tensão do Barramento CC	$V_{CC}$	150 V	$\Leftrightarrow$ 0,75 p.u
Capacitância CC	$C_{CC}$	4700 uF	$\Leftrightarrow$ 20 p.u
Indutância de Linha	$L_l$	2,3 mH	$\Leftrightarrow$ 0,052 p.u
Impedância	$z_1$	$j0,03$	$\Leftrightarrow$ $j0,002$
Impedância	$z_2$	$0,01 + j0,09$	$\Leftrightarrow$ $0,0007 + j0,006$
VALORES DE BASE			
Tensão de Base	$V_b$	200 V	
Corrente de Base	$I_b$	15 A	
Impedância de Base	$Z_b = V_b/I_b$	13,8 $\Omega$	
Frequência de Base	$\omega_b = 2\pi 50$	315 rad/s	
Frequência de Comutação	$f_{sw}$	10 kHz	
VALORES NOMINAIS DA MÁQUINA DE CORRENTE CONTÍNUA			
Potência Nominal	$P_n$	15 kW	
Tensão Nominal	$V_{an}$	400 V	
Corrente Nominal	$I_{an}$	40 A	
Número de pares de pólos	$n_p$	2	

O nível da potência de curto-circuito pode ser programado pelas impedâncias  $z_1$  e  $z_2$ . A configuração é caracterizada por uma relação R/X de 0,1 e tem uma capacidade de curto-circuito de mais de dez vezes a potência nominal do GIDA. A Figura 28 mostra o simulador utilizado para gerar os afundamentos de tensão.



Figura 28: Simulador de LVRT de 90 kVA, DeMoTec-IWES.

## 5.2 Especificações para testes de sobrevivência aos afundamentos de tensão

As especificações para a realização dos experimentos de sobrevivência do GIDA aos afundamentos de tensão são apresentadas na Tabela 2, onde pode ser observado três di-

Tabela 2: Classificação dos Afundamentos de Tensão.

Caso	Magnitude da seqüência positiva da tensão imediatamente após a ocorrência do afundamento	Duração (s)
VD1: Afundamento de tensão simétrico	$0,9 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD2: Afundamento de tensão simétrico	$0,5 \pm 0,05$	$0,5 \pm 0,02$
VD3: Afundamento de tensão simétrico	$0,2 \pm 0,05$	$0,2 \pm 0,02$
VD4: Quatro afundamentos consecutivos	$0,5 \pm 0,05$	5,0 ( <i>intvl.</i> )
VD5: Afundamento de tensão assimétrico	$0,75 \pm 0,05$	$0,25 \pm 0,02$
VD6: Afundamento de tensão assimétrico	$0,60 \pm 0,05$	$0,25 \pm 0,02$

ferentes grupos: Afundamentos de tensão simétricos VD1-VD3, afundamentos de tensão consecutivos VD4 e afundamentos de tensão assimétricos VD5-VD6. Ainda, pode ser observado que a magnitude da tensão de seqüência positiva imediatamente após a ocorrência do afundamento varia de  $0,2 p.u.$  até  $0,9 p.u.$  e que a duração dos afundamentos varia de  $0,25 s$  até  $1 s$ . Nos experimentos realizados, as referências foram selecionadas para

fornecer suporte de corrente reativa durante a duração do afundamento de tensão.

Seguindo as especificações da Tabela 2, três experimentos foram organizados:

### 5.2.1 Requisitos de LVRT para o Experimento (A)

Esse teste segue a recomendação para curvas de afundamentos de tensão da norma IEC 61400 – 21 seção 6.5 (a) descrito na Tabela 2 como VD1, VD2 e VD3. Como objetivo geral desse experimento, o GIDA deve permanecer conectado a rede elétrica durante afundamentos trifásicos de 10 %, 50 % e 80 % na tensão do ponto de conexão. Com durações de 0,5 s, 0,5 s e 0,2 s respectivamente. Como requisitos específicos desse ensaio tem-se:

- (i) O GIDA deve permanecer conectado a rede elétrica conforme o especificado Tabela 2 VD1, VD2 e VD3;
- (ii) O controle deve responder no máximo em 20 ms depois da ocorrência do distúrbio;
- (iii) O GIDA deve prover suporte de corrente reativa durante o afundamento de tensão.

As especificações para a execução do segundo experimento são descritas nas próximas seções:

### 5.2.2 Requisitos de LVRT para o Experimento (B)

O experimento (B) está descrito na Tabela 2 como VD4. Esse teste tem como objetivo geral verificar o comportamento dinâmico do GIDA frente a afundamentos de tensão consecutivos. Como requisitos específicos tem-se:

- (i) O GIDA deve manter a conexão com a rede elétrica durante quatro afundamentos consecutivos dentro de um intervalo de cinco segundos (VD4 na Tabela 2);
- (ii) O controle deve responder em 15 ms após a ocorrência da falta.
- (iii) O GIDA deve prover suporte de reativos durante os quatro afundamentos.

### 5.2.3 Requisitos de LVRT para o Experimento (C)

Para avaliar o desempenho do GIDA frente a afundamentos assimétricos, o experimento (C) é realizado com os seguintes requisitos específicos para esse ensaio:

- (i) O GIDA deve permanecer conectado com a rede elétrica conforme especificado na Tabela 2, afundamentos de tensão VD5 e VD6;
- (ii) o controlador tem 75 *ms* após a ocorrência da falta para entrar em operação;
- (iii) O GIDA deve prover suporte de corrente reativa durante o afundamento;
- (iv) Para o teste VD5, o algoritmo de geração de referência e de controle deve conter um erro de 10 % nas indutâncias e resistências ( $L, M, r$ ).

### 5.3 Resposta do GIDA com o controlador proposto frente aos afundamentos de tensão

Seguindo as especificações da Tabela 2 e os requisitos específicos descritos nas seções anteriores, essa seção apresenta a resposta dinâmica do GIDA frente aos afundamentos de tensão no ponto de conexão. Os resultados são apresentados em três partes:

#### 5.3.1 Sobrevivência a LVRT: Experimento (A)

O desempenho do GIDA com o controlador robusto proposto durante o teste de sobrevivência ao afundamento de tensão Experimento (A) é mostrado nas Figuras 29, 30 e 31. Conforme requerido na norma IEC 61400 – 21 seção 6.5 (a), a velocidade é fixa em 1200 r/min correspondendo a 0.2 p.u. abaixo da velocidade síncrona para uma máquina de dois pares de pólos. O lado esquerdo da Figura 29 mostra as tensões trifásicas do estator, as correntes estatóricas, as correntes do rotor, as potências ativa e reativa e o conjugado eletromagnético medido pelo sistema de controle Dspace. O lado direito da figura mostra as correntes do conversor do rotor medidas pelo osciloscópio. É possível ver que as correntes do rotor são controladas durante todo o tempo de duração do afundamento. Especialmente nos momentos mais críticos no início e no final do transitório. O afundamento de tensão dura 500 *ms*. O controle entrega corrente reativa após 20 *ms* da ocorrência da queda de tensão. O conjugado eletromagnético é mantido próximo de zero para minimizar os esforços mecânicos.

A Figura 30 mostra o comportamento do GIDA durante o teste VD2 sem desconexão da rede elétrica. O desempenho do GIDA é verificado inicialmente com o sistema operando no Modo Normal em  $t = 0$  s. Depois de uma inesperada queda de tensão, em  $t = 0,09$  s o sistema comuta para o modo de operação em falta. O controlador robusto reduz as correntes induzidas no rotor e mantém as amplitudes próximas de zero durante os 20 *ms*

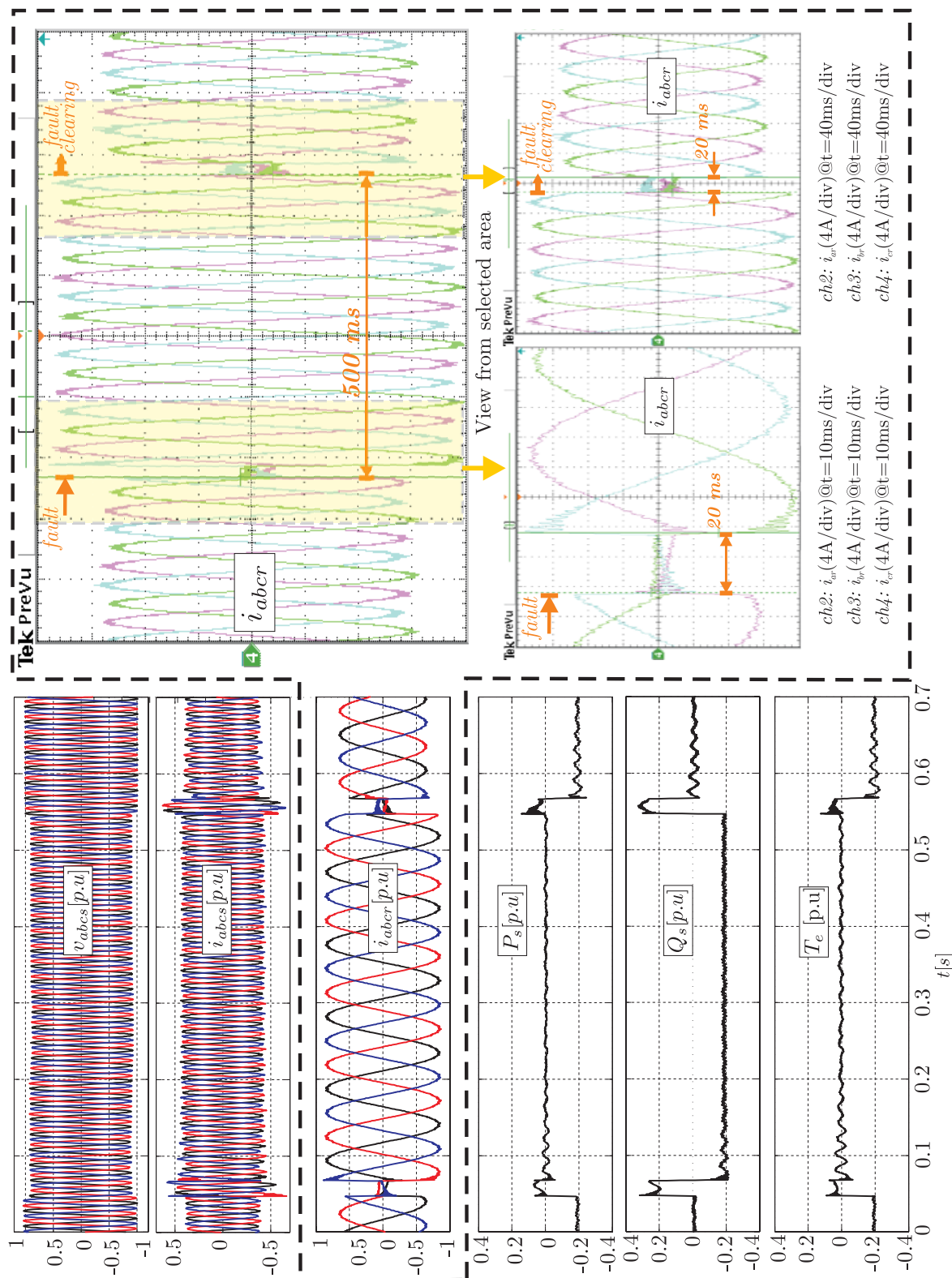


Figura 29: Resultado experimental: resposta transitória frente ao afundamento VDI. O lado esquerdo mostra as tensões da rede, correntes do estator e rotor, as potências ativa e reativa e o conjugado eletromagnético. O lado direito apresenta as correntes do conversor do rotor.



iniciais. Novamente, as correntes do rotor são controladas durante toda a duração da queda de tensão (500 ms). O lado esquerdo da Figura 30 mostra a magnitude da tensão do estator, as correntes no rotor e estator, as potências ativa e reativa e o conjugado eletromagnético que foram monitorados pelo sistema de controle. O lado direito apresenta as tensões trifásicas e as correntes do conversor do rotor capturadas pelo osciloscópio durante o transitório gerado pelo simulador. Na Figura 30 durante os primeiros instantes depois da ocorrência da queda de tensão, pode ser observado o *chattering* sobre a corrente do lado do rotor. É importante notar que o controlador garante a estabilidade local do GIDA mesmo durante estes instantes críticos de operação.

A Figura 31 mostra o comportamento do GIDA durante o teste VD3. O lado direito da Figura 31 apresenta as correntes através do conversor do rotor. No lado esquerdo, é possível ver as tensões da rede, as correntes do estator e rotor, as potências ativa e reativa bem como, o conjugado eletromagnético. O teste é verificado inicialmente em  $t = 0$  s com o DFIG operando no Modo Normal. Depois de uma queda repentina em  $t = 0,075$  s a falta é identificada e a referência troca para o modo de operação em falta. A tensão cai para 20 % da tensão nominal durante 200 ms. Novamente, durante os primeiros instantes depois que a queda de tensão inicia, o *chattering* pode ser observado. Novamente o controlador garante uma operação estável e o conversor do lado do rotor permanece com as correntes dentro dos valores projetados.

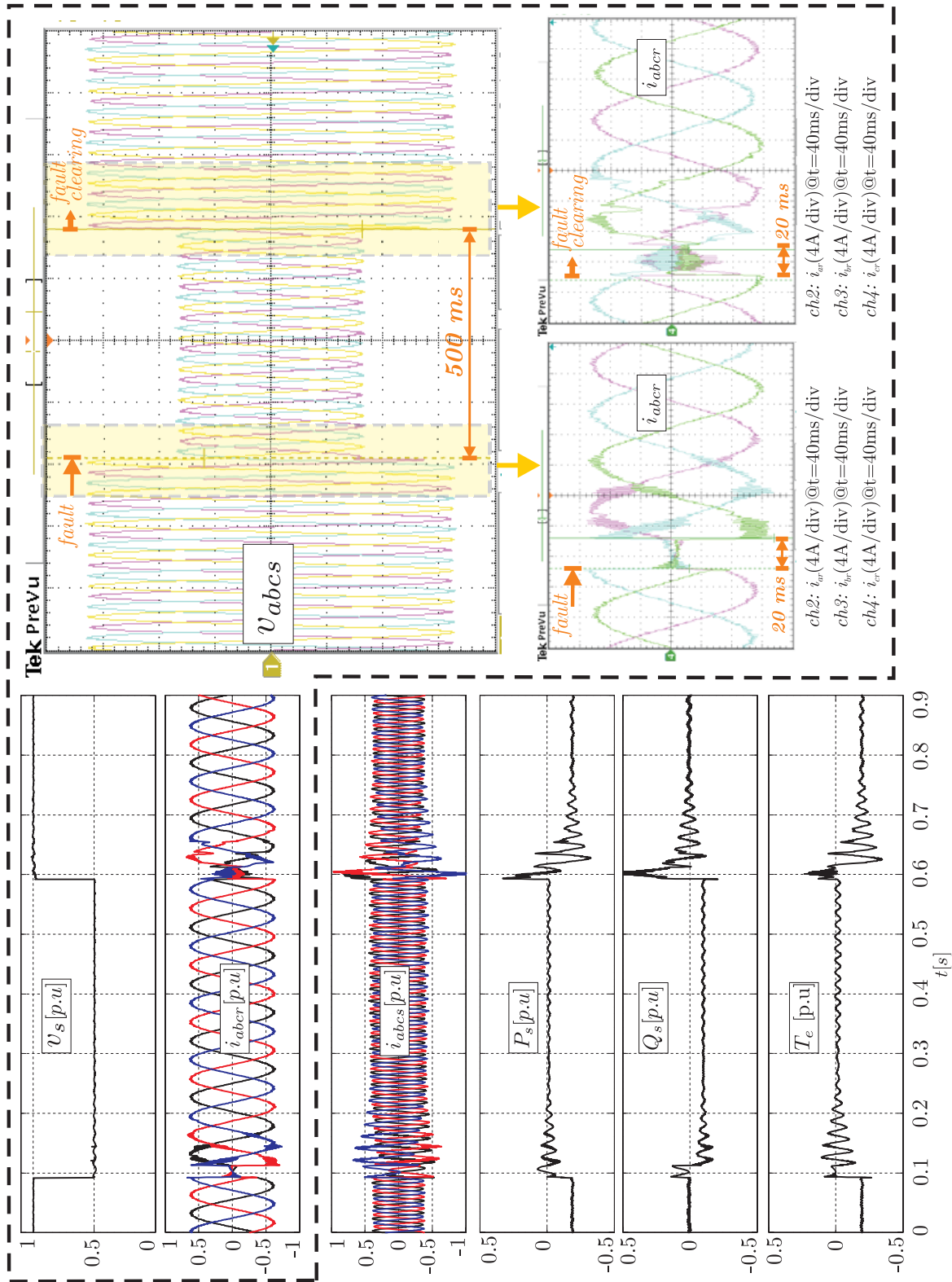


Figura 30: Resultado experimental: Comportamento do GIDA quando uma queda de tensão tipo VD2 é aplicada em aproximadamente  $t = 0, 1$  s e eliminada depois de 500 ms. O lado esquerdo mostra as tensões do estator, as correntes do estator e rotor, as potências ativa e reativa e o conjugado eletromagnético. O lado direito mostra as tensões e as correntes do conversor do rotor capturadas pelo osciloscópio.

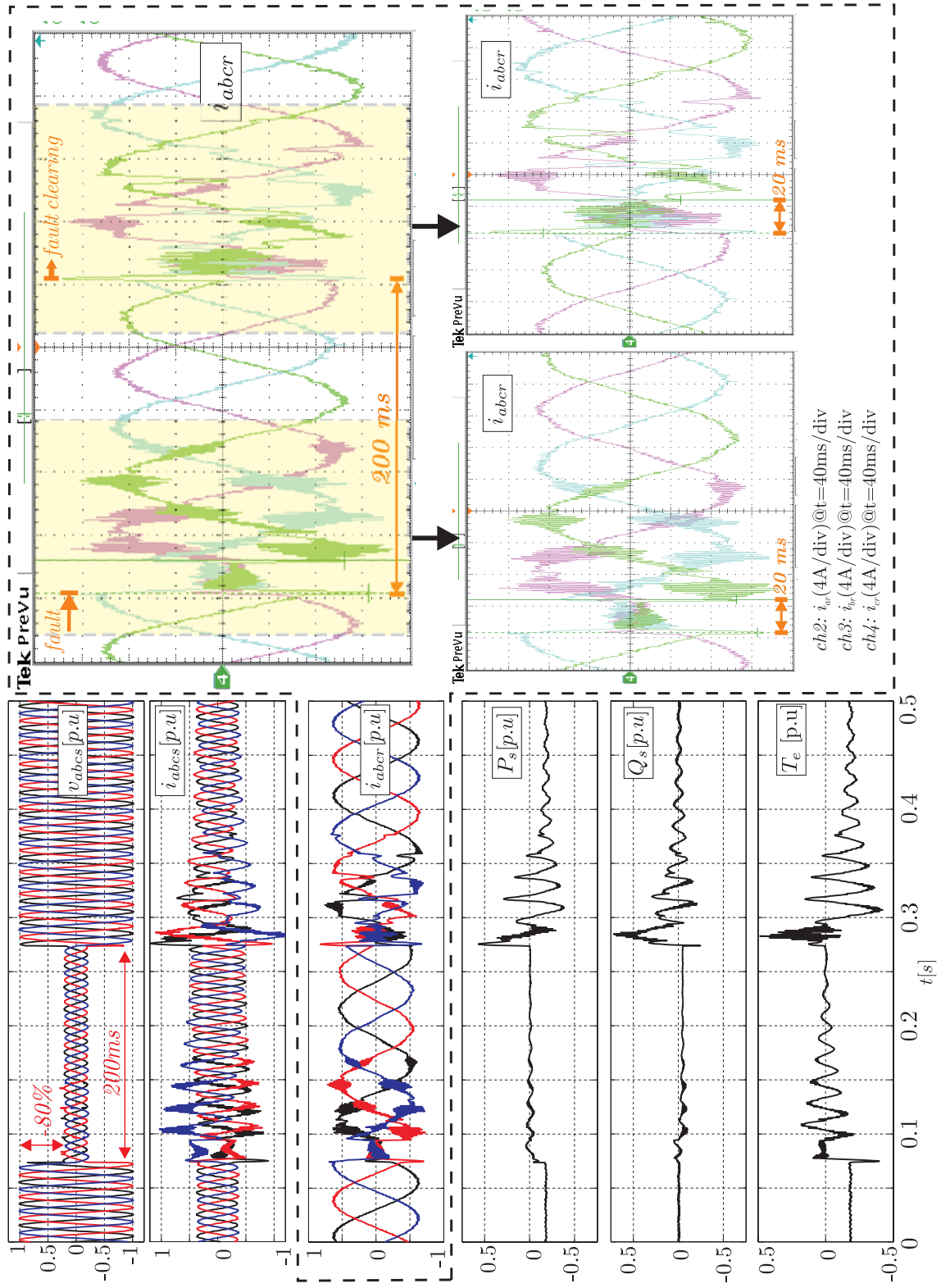


Figura 31: Resultado experimental do GIDA durante LVRT-teste (A) VD3 com um afundamento de tensão de -80 % e velocidade de 1200 r/min, com suporte de reativos.

### 5.3.2 LVRT-Experimento (B)

A Figura 32 mostra uma queda de tensão tipo VD4, o sistema de controle deve apresentar reserva suficiente para permanecer conectado durante quatro quedas de tensão consecutivas em um intervalo de 5 segundos. A velocidade é fixa em 1600 r/min, o que corresponde a 6 % acima da velocidade síncrona. o lado esquerdo da Figura 32 mostra a magnitude da tensão no ponto de conexão, as correntes do estator e do rotor, as potências ativa e reativa e o conjugado eletromagnético. O lado direito da figura apresenta as correntes do conversor do lado do rotor. O teste é verificado inicialmente em  $t = 0$  s com o GIDA operando no Modo Normal. Depois de uma queda de tensão inesperada em aproximadamente  $t = 0,5$  s a falta é identificada e o sistema passa a operar no modo em falta. A tensão cai para 50 % do valor nominal e dura 500 ms. Depois que a falta é removida, o controlador volta a operar no modo normal até que a próxima falta seja novamente identificada em aproximadamente  $t = 1,75$  s. O segundo afundamento de tensão dura 1.0 s. A corrente reativa é entregue até que a falta seja eliminada. Depois desses dois primeiros afundamentos, mais duas quedas consecutivas ocorrem, uma com duração de 200 ms e a outra com 150 ms de duração, ambos com 400 ms de intervalo. Novamente, o *chattering* aumenta nos instantes críticos iniciais e finais das quedas. Pode ser observado que o GIDA com o controlador robusto apresenta um comportamento estável e as correntes através do conversor são controladas durante todo o tempo do teste.

### 5.3.3 LVRT-Experimento (C)

Para investigar o comportamento do GIDA com o controlador proposto durante faltas assimétricas, resultados de simulação e experimentais são mostrados na Figura 33. O modelo do gerador de indução é construído no MATLAB<sup>®</sup> e os parâmetros são dados na Tabela 1. Nesse teste, é considerado um erro de 10 % nos parâmetros  $(L, M, r)$ . Quando o modo de referência comuta para o modo de falta, o controle tem como objetivo fornecer corrente reativa e manter o conjugado eletromagnético perto de zero para garantir menor esforço mecânico. A Figura 33 mostra o comportamento do GIDA durante uma queda de tensão assimétrica sem desconexão do gerador da rede elétrica. As tensões da rede, as potências ativa e reativa, o conjugado eletromagnético e as correntes do estator e rotor assim como os erros do controlador foram monitoradas durante esse teste. O desempenho do controlador robusto proposto durante o afundamento de tensão assimétrico com 25 % de componente de seqüência negativa é inicialmente verificado em  $t = 0$  s com o gerador operando no modo normal. Após uma queda inesperada na tensão em  $t = 0,05$  s a referên-

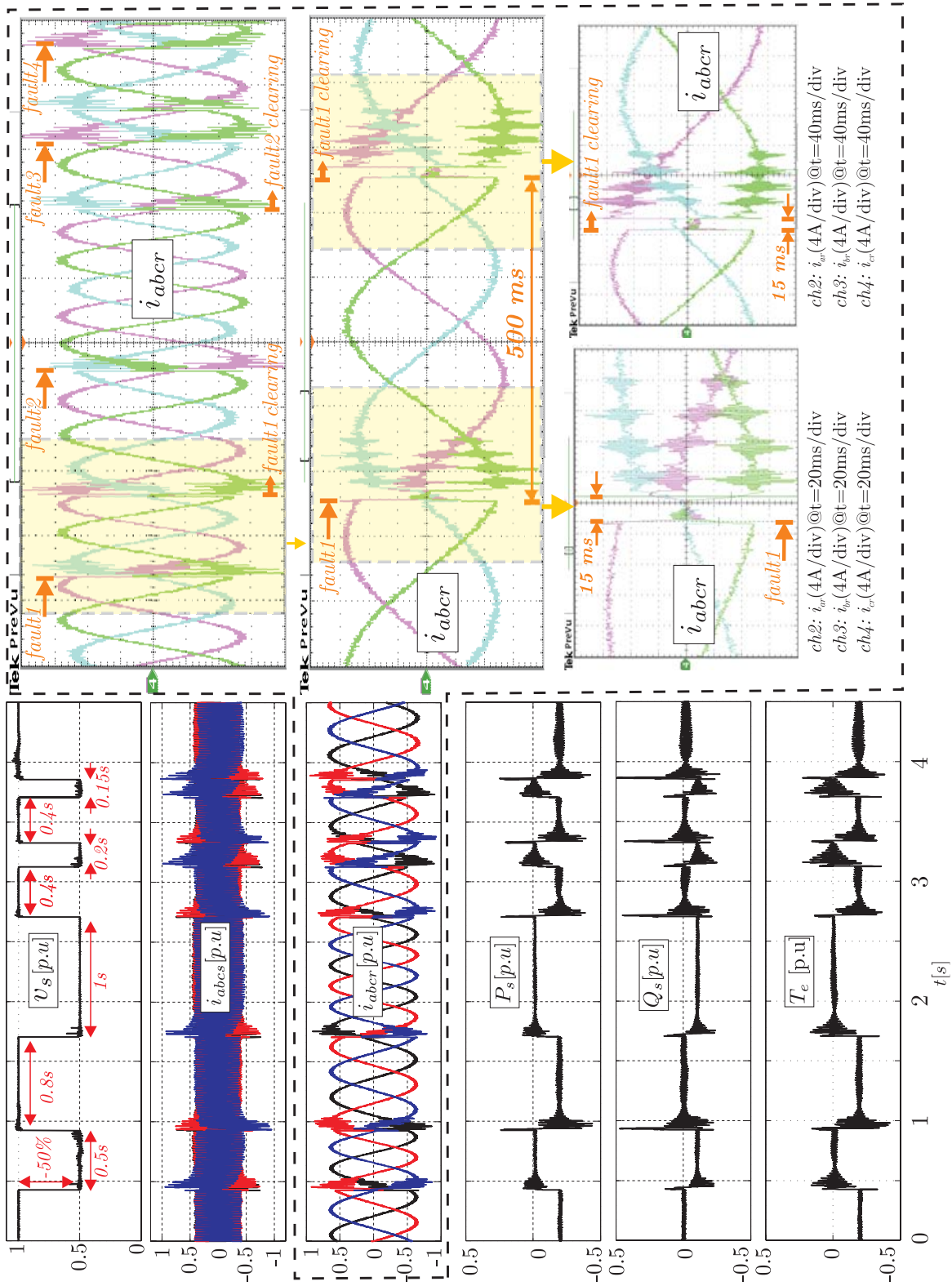


Figura 32: Resultado experimental: Resposta transitória do GIDA com o controlador robusto frente a quatro quedas de tensão de 50 %. As quedas são aplicadas nos terminais do gerador em aproximadamente  $t = 0,5$  s,  $t = 1,75$  s,  $t = 3,2$  s e  $t = 3,75$  s. O lado esquerdo mostra as tensões do estator, as correntes do rotor e do estator, a potência ativa e reativa e o conjugado eletromagnético. O lado direito apresenta as correntes através do conversor do rotor.

cia troca para o modo de falta e o controlador robusto mantém as correntes transitórias próximas de zero para que os esforços mecânicos sejam minimizados entre os instantes  $t = 0,05 s$  e  $t = 0,33 s$ . Depois que a tensão retorna ao valor normal, em  $t = 0,3 s$ , a componente dc no fluxo reduz. Nesse caso, o controle demora mais tempo para reduzir as oscilações nas variáveis devido ao erro nos parâmetros. Durante esse instante, é possível observar oscilações nas potências  $P_s$  e  $Q_s$ . A Figura 33.(a) apresenta resultados de simulação enquanto a Figura 33.(b) mostra o correspondente resultado experimental. É possível observar uma boa correspondência entre eles. Os resultados experimentais confirmam os resultados simulados previamente.

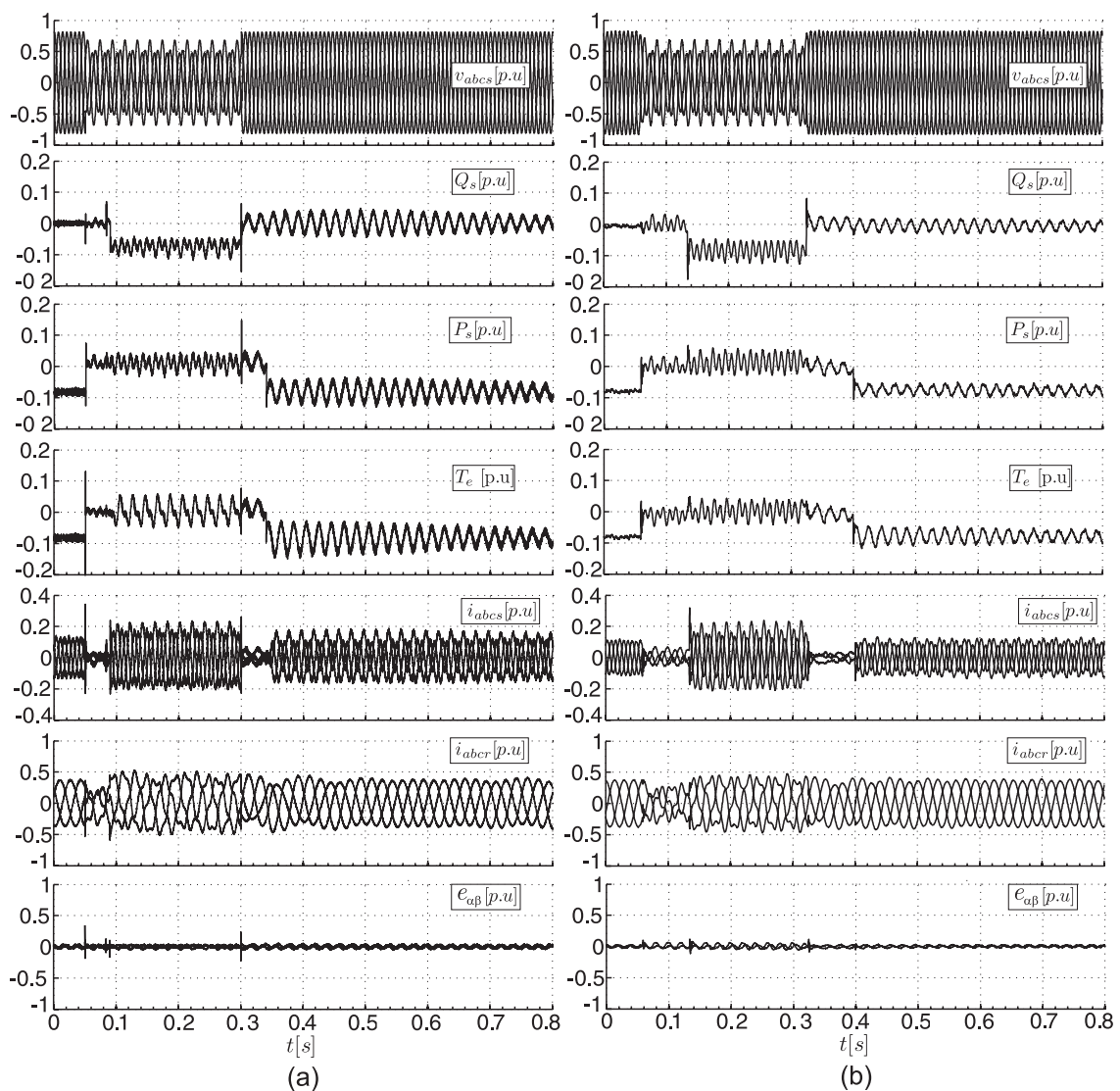


Figura 33: Resultados de simulação e experimental: (a) Comportamento simulado do GIDA com o controlador robusto quando uma queda de tensão assimétrica com uma componente de seqüência negativa de 25 % é aplicada em aproximadamente  $t = 0,05 s$  e eliminada após 250 ms. A simulação mostra as tensões do estator, as potências ativa e reativa, o conjugado eletromagnético as correntes do estator e rotor e os erros do controlador. (b) Resultado experimental equivalente. Ambos os resultados são considerando 10 % de erro nos valores nominais dos parâmetros do gerador.



Finalmente, a Figura 34. mostra um resultado experimental com uma queda de tensão assimétrica e repentina com 40 % de componente de seqüência negativa. Uma corrente reativa de 2 % da corrente nominal para cada porcento de queda de tensão foi programada. Como resultado, 100 % da corrente é entregue a rede. O *chattering* aumenta durante a queda de tensão. Com o controlador robusto proposto, o sistema opera de forma estável e é capaz de rastrear as referências de potência ativa e reativa de uma maneira muito rápida. As correntes do rotor são controladas durante o teste e as magnitudes não ultrapassam os valores limites do conversor.

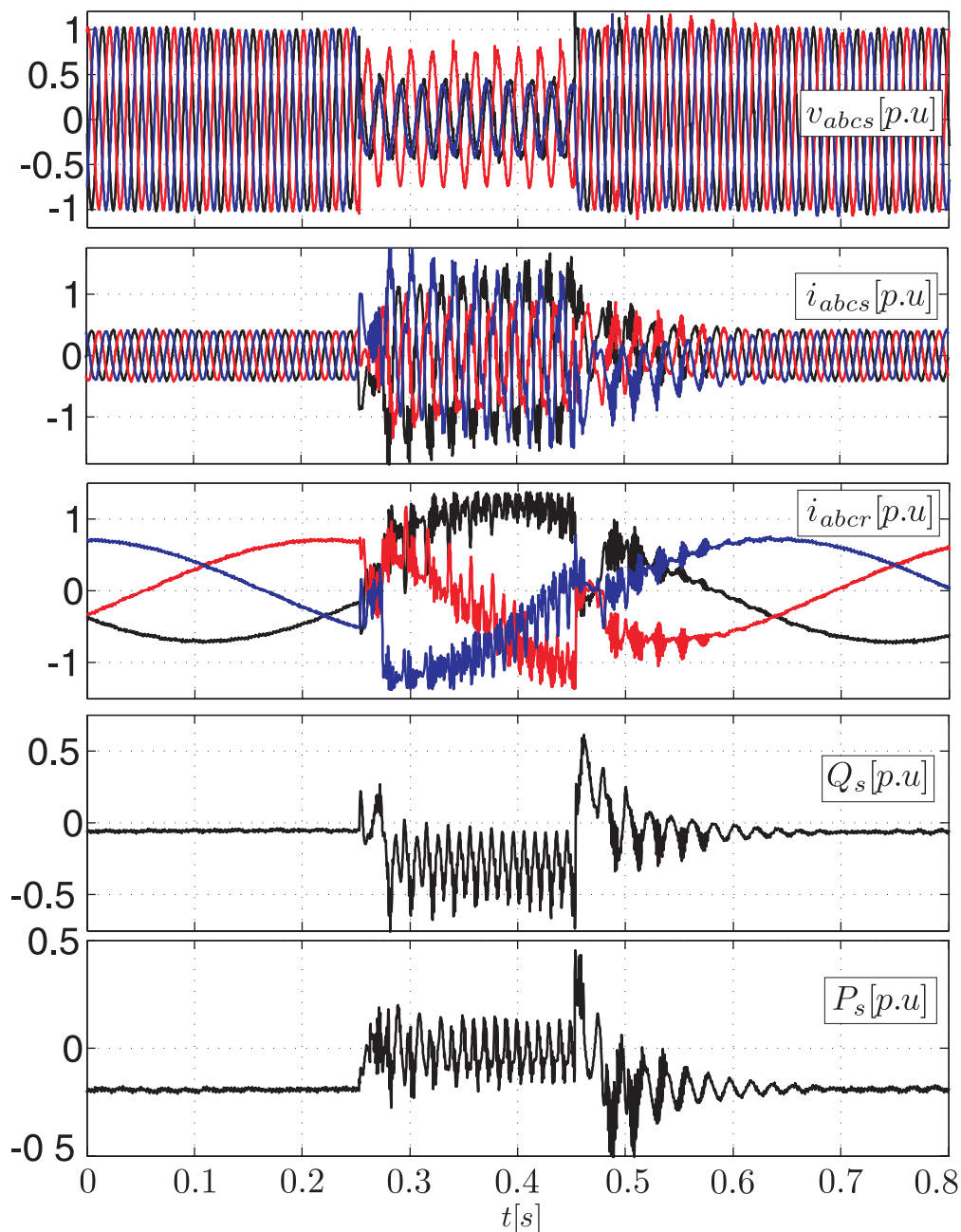


Figura 34: Resultado Experimental: Resposta transitória do GIDA com o controlador robusto quando uma falta assimétrica com componente de seqüência negativa de 40 % é aplicada nos terminais do gerador aproximadamente  $t = 0.25$  s e eliminada depois de 200 ms.

## 5.4 Sumário

Este capítulo apresenta as especificações para os ensaios de LVRT, a descrição da bancada experimental utilizada para os testes bem como, os resultados experimentais para um GIDA de 10 kVA conectado a um simulador de rede elétrica.

Os resultados experimentais mostram que a variação paramétrica e as incertezas não degradam significativamente o desempenho dinâmico do GIDA com o controlador proposto. Mesmo na presença de incertezas, o GIDA permanece com uma operação estável e os resultados são satisfatórios. Para investigar esse problema, o comportamento do GIDA com o controle proposto com 10 % de variação paramétrica foi simulado e verificado experimentalmente. A Figura 33 mostra uma simulação e um resultado experimental onde uma queda de tensão desequilibrada com um fator de desequilíbrio de 25 % foi considerado. Nota-se que o controlador precisa mais tempo para reduzir as oscilações em comparação com a Figura 34, porém, mesmo com as incertezas consideradas o desempenho do GIDA é aceitável.

Os resultados experimentais comprovam que o controlador robusto é caracterizado por uma resposta dinâmica rápida. A implementação do controlador leva algumas vezes ao fenômeno do *chattering* onde o rápido cruzamento através da superfície de deslizamento é causada pelo atraso computacional necessário para o cálculo da ação de controle ( $T_s$ ).

Nos resultados experimentais apresentados, as correntes do rotor são controladas durante toda a realização do ensaio de LVRT. Especialmente durante os primeiros e últimos instantes da queda de tensão. Isso permite a operação com a mínima ativação do circuito de proteção dos conversores. Esse resultado apresenta uma significativa melhoria na capacidade de sobrevivência durante afundamentos de tensão.

Os resultados mostram que com a estratégia proposta, diferentes objetivos podem ser atingidos, tais como, controle das potências ativa e reativa, controle direto das correntes do rotor durante faltas e o correto suporte de reativos. Ainda, pode-se concluir que o GIDA com o controlador proposto apresenta uma operação estável mesmo durante distúrbios críticos como 80 % de queda de tensão nos terminais da máquina.

Os resultados experimentais confirmam que o comportamento do GIDA com o controlador proposto é um forte candidato a controlar o GIDA durante quedas de tensão.

É importante relatar também que o GIDA disponível em laboratório tem a relação de transformação  $N_s/N_r = 1,72$ . Como resultado as correntes do rotor são 1,72 vezes maiores que as correntes do estator. Para reduzir as perdas no conversor, a relação de



transformação em máquinas de classe MW geralmente são projetadas para minimizar a corrente do rotor. Com um valor típico de  $N_s/N_r = 0,5$  e negligenciando a corrente magnetizante, a corrente no rotor será a metade da corrente no estator. Durante uma operação com escorregamento de 30 % a tensão no rotor terá uma magnitude de 60 % da tensão no estator. Por outro lado, quanto menor é a relação de transformação menor será a reserva de tensão para o controle durante o transitório. Como os resultados foram obtidos em um protótipo de escala reduzida, os conversores não tem a eficiência otimizada.

A Figura 35 mostra um resultado de simulação mais realístico com uma turbina de 2 MW onde a relação de transformação é de  $N_s/N_r = 0,4$ .

Tabela 3: Parâmetros do GIDA de 2 MW

VALORES NOMINAIS DO GIDA DE 2 MVA				
Potência Nominal	$P_n$	2 MVA		
Tensão Nominal (Y)	$V_{rms,l-l}$	690 V		
Corrente Nominal	$I_n$	1900 A		
Frequência Nominal	$f_n$	50 Hz		
Pares de Pólos	$n_p$	2		
Tipo de Conexão	<i>Estator/Rotor</i>	Y – Y		
Relação de Transformação	$N_s/N_r$	0,4		
PARÂMETROS DO GIDA DE 2 MVA				
Resistência do Estator	$r_s$	0,0022 $\Omega$	$\Leftrightarrow$	0,01 p.u
Resistência do Rotor	$r_r$	0,0018 $\Omega$	$\Leftrightarrow$	0,009 p.u
Indutância de dispersão do Estator	$L_{ls}$	0,12 mH	$\Leftrightarrow$	0,18 p.u
Indutância de dispersão do Rotor	$L_{lr}$	0,05 mH	$\Leftrightarrow$	0,07 p.u
Indutância Mútua	$M$	2,9 mH	$\Leftrightarrow$	4,4 p.u
VALORES DE BASE				
Tensão de Base	$V_b$	400 V		
Corrente de Base	$I_b$	1900 A		
Impedância de Base	$Z_b = V_b/I_b$	0,21 $\Omega$		
Frequência de Base	$\omega_b = 2\pi 50$	315 rad/s		

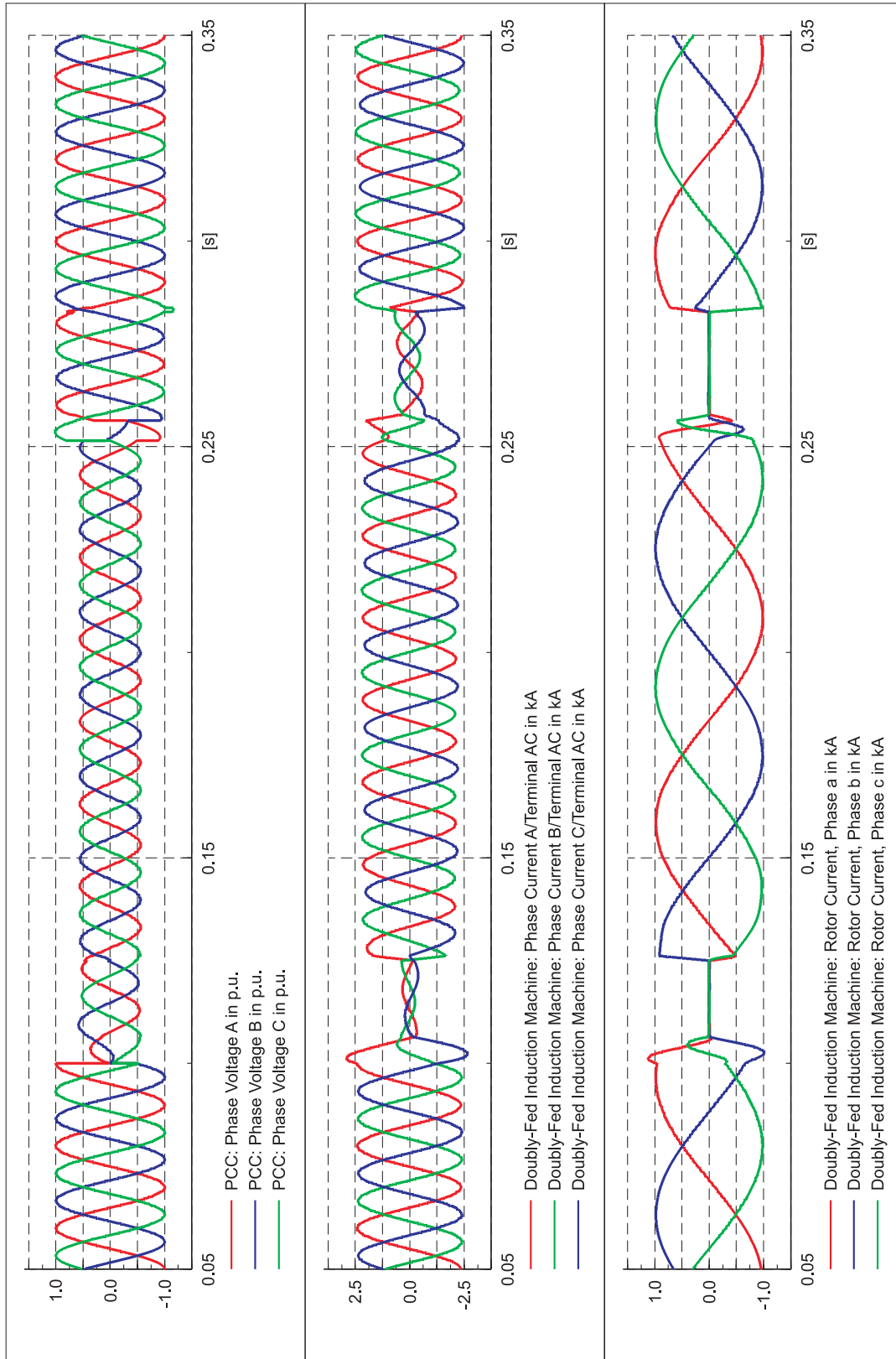


Figura 35: Resultado de simulação: 2 MVA

## 6 CONCLUSÕES

A geração de energia elétrica a partir de turbinas eólicas cresce atualmente a uma taxa de 30 % ao ano. Com um preço competitivo no mercado de geração e com um avanço tecnológico que garante um alto grau de segurança no retorno do investimento, espera-se que as turbinas eólicas abasteçam 12 % da demanda de eletricidade até 2050.

Com esse crescente aumento da potência eólica instalada, os operadores dos sistemas elétricos elaboram requisitos, a fim de garantir que, as novas turbinas eólicas conectadas ao sistema elétrico de potência não venham a comprometer a segurança do sistema existente.

O maior desafio atualmente para os fabricantes de turbinas eólicas está em atender ao requisito de LVRT. Que significa que a turbina eólica deve permanecer conectada a rede elétrica durante afundamentos de tensão no ponto de conexão e ainda fornecer suporte de corrente reativa durante a ocorrência da queda de tensão.

No Brasil, a penetração de energia eólica ainda é pequena se comparada com países da Europa. No entanto, o requisito de LVRT já está sendo exigido pelo operador do sistema elétrico brasileiro.

Dentre as tecnologias utilizadas em turbinas eólicas, a tecnologia do gerador de indução de dupla alimentação está entre as mais utilizadas pela indústria. A principal vantagem do GIDA em relação as tecnologias que utilizam o conversor pleno, é o custo reduzido da eletrônica de potência que fica na ordem de 25 % da potência nominal da turbina. Como maior limitação, a conexão direta do estator com a rede elétrica, que acopla os distúrbios da rede elétrica com as dinâmicas do gerador.

O maior desafio para a tecnologia GIDA está em controlar o comportamento dinâmico do GIDA durante afundamentos de tensão no ponto de conexão, com uma resposta rápida e esforços mecânicos reduzidos. A resposta dinâmica rápida é necessária para prover o suporte de reativos que deve ser entregue para a rede geralmente depois de 1 a 5 ciclos de rede da ocorrência da queda de tensão.

Estratégias de controle tem sido propostas na literatura para melhorar o comportamento do GIDA frente a operação em condições não ideais da tensão da rede elétrica no ponto de conexão. As soluções discutidas nessa tese de doutorado incluem desde soluções simples mas, que ainda apresentam um desempenho transitório insatisfatório até propostas que apresentam um bom desempenho porém comprometem a simplicidade de implementação.

Essa tese apresentou uma estratégia de controle de alto desempenho para melhorar o comportamento dinâmico do GIDA durante transitórios na rede elétrica. O controlador proposto apresenta um compromisso entre simplicidade, bom desempenho e operação estável. Para isso, um novo controlador não linear baseado em modos deslizantes em eixos estacionários para controle do GIDA conectado a rede elétrica é apresentado. O modelo dinâmico nominal do GIDA é obtido a partir das equações lineares da tensão e do fluxo do gerador, também é incluindo um termo que representa as incertezas e distúrbios do lado da rede elétrica. O modelo proposto no Capítulo 4 inclui as incertezas e o projeto do controlador garante a estabilidade local sobre a hipótese que a perturbação tem energia limitada. Do ponto de vista da teoria proposta, energia limitada significa que é possível projetar o conversor para sintetizar a ação de controle requerida para controlar o GIDA mesmo na presença das incertezas. Se o sistema contém abundante distúrbios e grandes variações paramétricas, a energia contida no termo perturbado pode ser maior que a capacidade do conversor. Nesse caso, o controle do GIDA é perdido e a proteção do conversor atua para evitar a queima dos dispositivos semi-condutores. Uma metodologia de projeto do controlador que facilita também a análise da estabilidade do GIDA frente a incertezas foi apresentada em detalhes. O controle proposto apresentou uma rápida resposta dinâmica e com isso melhora o comportamento do GIDA durante afundamentos de tensão no PC. A rápida resposta dinâmica proporcionou regular a corrente reativa durante o afundamento de forma a atender os 20 ms especificados para o ensaio experimental.

Essa tese demonstrou que com o controlador proposto diferentes objetivos podem ser facilmente atingidos, tal como, controle das potências do estator e correto suporte de corrente reativa durante afundamentos de tensão.

Nos resultados experimentais apresentados, as correntes do rotor foram controladas durante todo o ensaio de LVRT e especialmente durante os primeiros e últimos instantes da queda de tensão. Isso permite a operação com a mínima ativação do circuito de proteção dos conversores. Esse resultado apresenta uma significativa melhora na capacidade de sobrevivência durante afundamentos de tensão.

A principal limitação da estratégia de controle proposta é o fenômeno do *chattering*.

Os resultados experimentais comprovam o bom desempenho dinâmico do GIDA e dão suporte a análise teórica apresentada. A estrutura de controle proposta mostrou-se adequada ao problema de controle do GIDA durante quedas de tensão no ponto de conexão.

## Publicações durante o doutorado

1. da Costa, J.P., Pinheiro, H. Degner, T., Arnold, G. Robust Controller for DFIG of Grid Connected Wind Turbines. IEEE Transactions on Industrial Electronics TIE 2010.
2. da Costa, J.P., Pinheiro, H. Degner, T., Robust Controller for DFIG of Grid Connected Wind Turbines. Chapter in Wind Turbines Book- Publisher: In-Tech, Vienna, Austria, 2011.
3. da Costa, J.P. Contribution to Study of Doubly-Fed Induction Generators: Operation under Network Disturbances. The European Academy of Wind Energy, EAWE 2010.
4. da Costa, J.P., Gafaro, F., Degner, Thomas, Siegfred, Heier and Pinheiro, H. Simulation Model and Investigation of DFIG Integration in weak Networks during Unbalanced Voltage Conditions. German Wind Energy Conference - DEWEK 2010
5. da Costa, J.P., Dziendziol, C., Degner, T., Siegfred, H. and Pinheiro, H. An improved fault ride-through capability for grid connected doubly fed induction generator based wind turbines. German Wind Energy Conference - DEWEK 2010
6. da Costa, J.P., Pinheiro, H. Degner, T., Arnold, G. High Performance Controller for DFIG of Grid Connected Wind Turbines. European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2009.
7. da Costa, J.P., Pinheiro, H. Degner, T., Arnold, G. New high performance strategy control for dfig under unsymmetrical grid disturbances. Brazilian Journal of Power Electronics, iSOBRAEP 2009.
8. da Costa, J.P., Pinheiro, H. Experimental Verification of DFIG Model with Stator Flux Position Estimation. Brazilian Conference on Automatica, CBA 2008.

9. da Costa, J.P., Pinheiro, H. Control of DFIG During Grid Disturbance Operation: Active Crowbar and Reactive Current Support. Brazilian Conference on Automatica, CBA 2008.
10. Lock, L.L., da Costa, J.P., Pinheiro, H. Impact of Voltage Sags on Wind Turbines Equipped with Doubly-Fed Induction Generators. Brazilian Conference on Automatica, CBA 2008.
11. Massing, J.R., da Costa, J.P., Pinheiro, H. Behavior of Doubly-Fed Induction Generators with Series Grid-Side Converter. Brazilian Conference on Automatica, CBA 2008.
12. Gabe, I.V., da Costa, J.P., Stefanello M., Pinheiro, H. Space Vector Modulation Extended to Parallelism of Static Converters Brazilian Journal of Power Electronics, iSOBRAEP 2007.
13. I.W. Jaskulski, I.J. Gabe, J.P. da Costa, M. Stefanello and Pinheiro, H. A Comparison of High Power Multi-Leg Voltage Fed Converters Modulated by Space Vector and Geometric Approach IEEE Industry Applications Conference, IAS 2007.
14. Jaskulski, I.W., Gabe, I.J. da Costa, J.P. Stefanello, M. and Pinheiro, H. Space Vector Modulation Extended to Voltage Source Converters With Multiple Legs in Parallel. European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2007.
15. da Costa, J.P., Massing, J.R., Pinheiro, H. A Simple Control Strategy for DFIG to Reduce Torque Ripple Due Unbalanced Grid Voltage Brazilian Power Electronics Conference, COBEP 2007.
16. Massing, J.R., da Costa, J.P., Pinheiro, H. Control for DFIG with Series Grid Side Converter under Unbalanced Grid Voltage Conditions COBEP 2007.
17. da Costa, J.P., Jeferson, M., Pinheiro, H. Dynamic Behavior of the DFIG in Stator Flux vector Reference Frame Brazilian Journal of Power Electronics, iSOBRAEP 2006.

## Sugestões para Trabalhos Futuros

1. Analisar o comportamento térmico dos comutadores do conversor durante a presença de *chattering*.
2. Desenvolver uma metodologia de projeto do GIDA para encontrar uma relação entre o estator e o rotor  $N_s/N_r$  ótima para operação em regime permanente e LVRT.
3. Avaliar o desempenho do GIDA com um controlador baseado em modos deslizantes de segunda ordem.
4. Investigar as limitações do projeto do controlador em modo contínuo.
5. Investigar estratégias de controle para a operação sem sensor mecânico para medida da velocidade/posição.
6. Investigar o impacto de uma ação integral adicionada para eliminar o erro de regime permanente sobre a robustez do sistema.
7. Investigar combinação de controladores clássicos para regime permanente e a utilização do controlador proposto nessa tese somente para a operação durante afundamentos de tensão no ponto de conexão.
8. Validação do controlador proposto aplicado a um GIDA de potência maior que 1 MW.

# REFERÊNCIAS

- ABAD, G. et al. Direct power control of doubly-fed-induction-generator-based wind turbines under unbalanced grid voltage. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 2, p. 442–452, feb. 2010. ISSN 0885-8993.
- AESO. In: *Wind Power Facility - Technical Requirements, Alberta Electric System Operator-AESO*. <http://www.aeso.ca>: [s.n.], 2004.
- AESO. In: *Wind Power Facility - Guide to the Technical Requirements, Alberta Electric System Operator-AESO*. <http://www.aeso.ca>: [s.n.], 2004.
- ANDERSON, P.; FOUAD, A. Power system control and stability. *IEEE Press, Wiley Interscience*, v. 2, 2003.
- ANEEL. In: *Atlas de Energia Elétrica do Brasil 2ª edição*. Agência Nacional de Energia Elétrica <http://www.aneel.gov.br>: [s.n.], 2005.
- ARBI, J. et al. Direct virtual torque control for doubly fed induction generator grid connection. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 56, n. 10, p. 4163–4173, oct. 2009. ISSN 0278-0046.
- BARD. In: *BARD 5MW*. [www.bard.de](http://www.bard.de): [s.n.], 2010.
- BDEW. In: *Generating Plants Connected to the Medium Voltage Network, Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.* <http://www.bdew.de>: [s.n.], 2008.
- BOE. In: *Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas, Boletín Oficial Del Estado*. [www.ree.es](http://www.ree.es): [s.n.], 2006.
- BREKKEN, T.; MOHAN, N. A novel doubly-fed induction wind generator control scheme for reactive power control and torque pulsation compensation under unbalanced grid voltage conditions. *Power Electronics Specialist Conference, 2003. PESC '03. 2003 IEEE 34th Annual*, v. 2, p. 760–764 vol.2, June 2003. ISSN 0275-9306.
- CANAY, I. Calculation of negative-sequence losses and negative-sequence resistance of turbogenerators. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, v. 94, n. 3, p. 764–773, May 1975. ISSN 0018-9510.
- CARDENAS, R. et al. Stability analysis of a wind energy conversion system based on a doubly fed induction generator fed by a matrix converter. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 56, n. 10, p. 4194–4206, Oct. 2009. ISSN 0278-0046.
- CHEN, S. Z. et al. Integral sliding-mode direct torque control of doubly-fed induction generators under unbalanced grid voltage. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 25, n. 2, p. 356–368, june 2010. ISSN 0885-8969.



- COSTA, J. P. da. *Contribuição ao Estudo da Máquina Assíncrona Trifásica Duplamente Alimentada Aplicada a Aerogeradores de Velocidade Variável*. Dissertação (Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, Brasil, 2006.
- COSTA, J. P. da et al. Comportamento dinâmico do gerador de indução com dupla alimentação orientado no fluxo estatórico. 2005.
- COSTA, J. P. da; MASSING, J. R.; PINHEIRO, H. A simple control strategy for doubly-fed induction generator to reduce torque ripple due unbalanced grid voltage. *9th Brazilian Power Electronics Conference*, p. 608–613, 2007.
- DONG, Z. et al. Improving stability of a dfig-based wind power system with tuned damping controller. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 3, p. 650–660, Sept. 2009. ISSN 0885-8969.
- DONNELLY, M. et al. Impacts of the distributed utility on transmission system stability. In: . [S.l.: s.n.], 1996. v. 11, n. 2, p. 741–746. ISSN 0885-8950.
- EKANAYAKE, J. et al. Dynamic modeling of doubly fed induction generator wind turbines. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 18, n. 2, p. 803–809, May 2003. ISSN 0885-8950.
- ELTRA&ELKRAFT. In: *Technical Regulations TF 3.2.6: Wind turbines connected to grids with voltages below 100 kV, Technical regulations for the properties and the control of wind turbines*. <http://www.eltra.dk>: [s.n.], 2004.
- E.ON-NETZ. In: *Grid Code, High and extra high voltage, E.ON Netz GmbH, Bayreuth*. <http://www.eon.de>: [s.n.], 2006.
- ESB. In: *Distribution Code, Distribution System Operator ESB Networks*. [S.l.: s.n.], 2007.
- FADAEINEDJAD, R.; MOSCHOPOULOS, G.; MOALLEM, M. Voltage sag impact on wind turbine tower vibration. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE*, p. 1–8, 2007. ISSN 1932-5517.
- FGH. In: *Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft eV*. [www.fgh.rwthachen.de](http://www.fgh.rwthachen.de): [s.n.], 2010.
- GAUTAM, D.; VITTAL, V.; HARBOUR, T. Impact of increased penetration of dfig-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 24, n. 3, p. 1426–1434, Aug. 2009. ISSN 0885-8950.
- GB. In: *The Grid Code: Electricity Codes, Regulatory Frameworks, National Grid Electricity Transmission plc*. <http://www.nationalgrid.com/uk>: [s.n.], 2007.
- GUASCH, L.; CORCOLES, F.; PEDRA, J. Effects of symmetrical and unsymmetrical voltage sags on induction machines. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 19, n. 2, p. 774–782, 2004. ISSN 0885-8977.
- HANSEN, G. M. A. D. Fault ride-through capability of dfig wind turbines. *Technical Note, ScienceDirect - www.sciencedirect.com*, p. 1–7, 2006.

- IWES. In: *Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100 erneuerbaren Energien*. www.iwes.de: [s.n.], 2010.
- KHALIL, H. K. *Nonlinear Systems*. [S.l.]: Prentice-Hall, 1996.
- KRAUSE, P. C. *Analysis of electric machinery*. [S.l.]: New York: McGraw-Hill, 1986.
- KROGSGAARD; MADSEN, B. T. In: *Ten Year Review of International Wind Power Industry 1995 to 2004, New forecast for 2015 Long term Scenario for 2025*. BTM Consult ApS, www.btm.dk: [s.n.], 2005.
- LI, D. Analysis of short circuit current of wind turbine - doubly fed induction generator. *Industrial Electronics and Applications, 2006 1ST IEEE Conference on*, p. 1–5, 2006.
- LIMA, F. et al. Rotor voltage dynamics in the doubly fed induction generator during grid faults. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 25, n. 1, p. 118–130, jan. 2010. ISSN 0885-8993.
- LOHDE, R. et al. Analysis of three phase grid failure and doubly fed induction generator ride-through using crowbars. *Power Electronics and Applications, 2007 European Conference on*, p. 1–8, 2007.
- LOPEZ, J. et al. Ride through of wind turbines with doubly fed induction generator under symmetrical voltage dips. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 56, n. 10, p. 4246–4254, Oct. 2009. ISSN 0278-0046.
- LUNA, A. et al. Comparison of power control strategies for dfig wind turbines. *Industrial Electronics Society, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE*, p. 2131–2136, 2008.
- MARQUES, J. et al. Survey on variable speed wind turbine system. In: *COBEP*. [S.l.: s.n.], 2003.
- MARQUES, L. C. de S. *Estudo do Controle Avançado do Motor de Indução: Teoria e Experimentação*. Tese (Tese de Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, Brasil, 2001.
- MISHRA Y.; MISHRA, S. L. F. F. D. Z. Y. B.-R. C. Small-signal stability analysis of a dfig-based wind power system under different modes of operation. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, p. 1–11, Sept. 2009. ISSN 0885-8969.
- MORREN, J.; HAAN, S. de. Short-circuit current of wind turbines with doubly fed induction generator. *Energy Conversion, IEEE Transaction on*, v. 22, n. 1, p. 174–180, 2007. ISSN 0885-8969.
- MUHANDO E. B.; SENJYU, T. U. A. F. T. K. C.-H. Lqg design for megawatt-class wecs with dfig based on functional models fidelity prerequisites. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, p. 1–12, Sept. 2009. ISSN 0885-8969.
- MULJADI, E.; SCHIFERL, R.; LIPO, T. Induction machine phase balancing by unsymmetrical thyristor voltage control. v. 21, p. 669–678, maio 1985.

- MULJADI, E. et al. Understanding the unbalanced-voltage problem in wind turbine generation. *Industry Applications Conference, 1999. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 1999 IEEE*, v. 2, p. 1359–1365 vol.2, 1999.
- MULJADI E.; BUTTERFIELD, C.; HANDMAN, D. Dual-speed wind turbine generation. *NREL*, n. 1, 1996.
- NIIRANEN, J. Voltage dip ride through of a doubly-fed generator equipped with an active crowbar. 2004.
- OLIVEIRA, R. de; SILVA, J. da; SILVA, S. Desenvolvimento de uma nova estratégia de controle de potência reativa em gerador de indução de dupla alimentação para turbinas eólicas. *Revista Eletrônica de Potência, 2008. iSOBRAEP 2008.*, v. 13, n. 4, p. 277–284, Aug 2008.
- ONS. In: *Procedimentos de Rede PROREDE - Operador Nacional do Sistema*. <http://www.ons.org.br>: [s.n.], 2002.
- PAPATHANASSIOU, S.; PAPADOPOULOS, M. Mechanical stresses in fixed-speed wind turbines due to network disturbances. *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, v. 16, n. 4, p. 361–367, Dec 2001. ISSN 0885-8969.
- PETERSSON, A. *Analysis, Modeling and Control of Doubly Fed Induction Generators for Wind Turbine*. Tese (Doctoral Thesis) — Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2003.
- PETERSSON, A.; HARNEFORS, L.; THIRINGER, T. Comparison between stator-flux and grid-flux-oriented rotor current control of doubly-fed induction generators. In: *Power Electronics Specialists Conference*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 1, p. 482–486.
- RATHI, M.; JOSE, P.; MOHAN, N. A novel  $h_\infty$  based controller for wind turbine applications operating under unbalanced voltage conditions. *Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on*, p. 6 pp.–, Nov. 2005.
- REPOWER. In: *REpower 5MW*. [www.repower.de](http://www.repower.de): [s.n.], 2010.
- REZA, M. et al. Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability. In: . [S.l.: s.n.], 2004. p. 2150–2155 Vol.2.
- REZA, M. et al. Investigating impacts of distributed generation on transmission systems stability. In: *Power Tech Conference Proceedings, IEEE*. [S.l.: s.n.], 2003. v. 2, p. 7.
- ROTHENHAGEN, K.; FUCHS, F. Current sensor fault detection, isolation, and reconfiguration for doubly fed induction generators. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 56, n. 10, p. 4239–4245, Oct. 2009. ISSN 0278-0046.
- ROTHENHAGEN, K.; FUCHS, F. Doubly fed induction generator model-based sensor fault detection and control loop reconfiguration. *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, v. 56, n. 10, p. 4229–4238, Oct. 2009. ISSN 0278-0046.
- RUNCOS, F. Gerador eólico. *Relatorio Tecnico WEG*, v. 1, n. 1, p. 1–9, 2000.

- SEMAN, S.; NIIRANEN, J.; ARKKIO, A. Ride-through analysis of doubly fed induction wind-power generator under unsymmetrical network disturbance. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 4, p. 1782–1789, nov. 2006. ISSN 0885-8950.
- SHI, L. et al. Transient stability of power systems with high penetration of dfig based wind farms. In: *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–6. ISSN 1944-9925.
- SIDDIQUE, A.; YADAVA, G.; SINGH, B. Effects of voltage unbalance on induction motors. *Electrical Insulation, 2004. Conference Record of the 2004 IEEE International Symposium on*, p. 26–29, Sept. 2004. ISSN 1089-084X.
- SIEMENS. In: *Siemens Wind Turbine SWT*. www.energy.siemens.com: [s.n.], 2010.
- SLOOTWEG, J.; KLING, W. Impacts of distributed generation on power system transient stability. In: . [S.l.: s.n.], 2002. v. 2, p. 862–867 vol.2.
- UTKIN, V. I. *Sliding Modes in Control Optimization*. [S.l.]: Springer-Verlag, 1992.
- XU, L. Coordinated control of dfig's rotor and grid side converters during network unbalance. *Power Electronics, IEEE Transactions on*, v. 23, n. 3, p. 1041–1049, May 2008. ISSN 0885-8993.
- XU, L.; WANG, Y. Dynamic modeling and control of dfig-based wind turbines under unbalanced network conditions. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 22, n. 1, p. 314–323, Feb. 2007. ISSN 1558-0679.
- YAZDANI, A.; IRAVANI, R. A unified dynamic model and control for the voltage-sourced converter under unbalanced grid conditions. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, v. 21, n. 3, p. 1620–1629, July 2006. ISSN 0885-8977.

# ***APÊNDICE A – GIDA COM CONTROLADORES PI+R***

A operação do GIDA de forma prolongada durante tensões desequilibradas no ponto de conexão pode danificar os componentes mecânicos da turbina eólica. Os limites de desequilíbrio na tensão do ponto de conexão com a rede elétrica são geralmente definidos pelos operadores do sistema elétrico de potência entre uma faixa de  $\pm 2\%$ , como é o caso do Brasil (ONS, 2002). Outros países são mais rígidos como no caso da Inglaterra que considera  $1\%$  (GB, 2007), na Escócia  $2\%$  (BOE, 2006) e  $1,3\%$  na Irlanda (ESB, 2007). Nesse apêndice, uma proposta baseada em controladores ressonantes e controladores PIs é apresentada para minimizar os efeitos da pulsação do conjugado durante distúrbios na tensão da rede elétrica.

## **A.1 Introdução**

Esse apêndice apresenta a análise e implementação do controle vetorial aplicado a um sistema de geração GIDA durante a operação em rede desequilibrada. Frequentemente, as turbinas eólicas são conectadas em áreas rurais onde muitas vezes somente redes fracas estão disponíveis. Nos piores casos, as turbinas eólicas permanecem conectadas no final de longas redes de distribuição onde o desequilíbrio não é corrigido por muitos meses (MULJADI et al., 1999; SIDDIQUE; YADAVA; SINGH, 2004; RATHI; JOSE; MOHAN, 2005; BREKKEN; MOHAN, 2003; XU; WANG, 2007; YAZDANI; IRAVANI, 2006). O desequilíbrio de tensão pode estar presente também próximo a zona rural, em locais onde a demanda por cargas monofásicas é muito grande. Outra causa para o desequilíbrio de tensão pode ser devido a transformadores assimétricos, cargas desequilibradas conectadas no sistema de transmissão entre outros fatores (MULJADI; SCHIFERL; LIPO, 1985). Turbinas eólicas conectadas por um longo período sobre condições de desequilíbrio de tensão pode causar

sérios danos a turbina e ao gerador. Incluindo sobre aquecimento e stress mecânico dos principais componentes, principalmente devido a pulsação do conjugado. Pulsação periódica no conjugado pode resultar em ruído acústico em baixos níveis e em altos níveis pode destruir o eixo do rotor, caixa de engrenagem e as pás. Além disso, a partir de um certo desequilíbrio como por exemplo 2 % no Brasil (ONS, 2002), 1 % na Inglaterra (GB, 2007), 2 % na Escócia (BOE, 2006) e 1,3 % na Irlanda (ESB, 2007), as gerações eólicas podem desconectar da rede elétrica.

Por isso, é importante desenvolver técnicas de controle que aumentem a faixa de operação onde a turbina possa se manter conectada. Nesse apêndice, uma estratégia de controle simples para o GIDA para reduzir a pulsação de conjugado durante a operação em redes desequilibradas é apresentado.

A principal contribuição nesse apêndice é demonstrar que com uma simples estrutura de controle ressonante adicionada em paralelo com os controladores convencionais PI do GIDA podem reduzir o impacto da pulsação do conjugado sem modificação de *hardware*. Para demonstrar o desempenho da estratégia proposta, resultados experimentais são apresentados no final desse apêndice usando um GIDA de 5kVA controlado por DSP.

## A.2 Distúrbio de Tensão no Referencial Síncrono

Existem diferentes caminhos para se definir o desequilíbrio de tensão. Nessa tese, o desequilíbrio é dado em função da razão entre a componente de seqüência negativa e positiva da tensão. Então, o fator de desequilíbrio de tensão em (VUF)%, é dado por:

$$\%VUF = (V_-/V_+) \cdot 100 \% \quad (\text{A.1})$$

Usando a teoria de componentes simétricas, a tensão desequilibrada no estator pode ser vista como a adição da componente de seqüência negativa da tensão do estator. A componente de seqüência negativa gira 60 Hz no sentido oposto ao da direção da seqüência positiva. A transformação de Park é utilizada para obter as tensões em eixos síncronos orientado na tensão do estator. Então, as componentes das tensões da rede no referencial síncrono são dadas por:

$$v_q = V_+ + V_- \cos(2\omega_s t) \quad v_d = 0 \quad (\text{A.2})$$

A equação (A.2) demonstra que as tensões do estator no referencial síncrono terão uma componente de 2<sup>a</sup> harmônica em adição ao valor CC. Além disso, todas as variáveis

terão a influência dessa 2ª harmônica. Essa componente de 120 Hz causará pulsação do conjugado, bem como, uma ondulação nas potências ativa e reativa.

### A.3 Modelo do GIDA em coordenadas síncronas orientadas na tensão do estator

Nessa seção, o modelo do GIDA no referencial síncrono é apresentado. O vetor de alinhamento é mostrado na Figura 36.

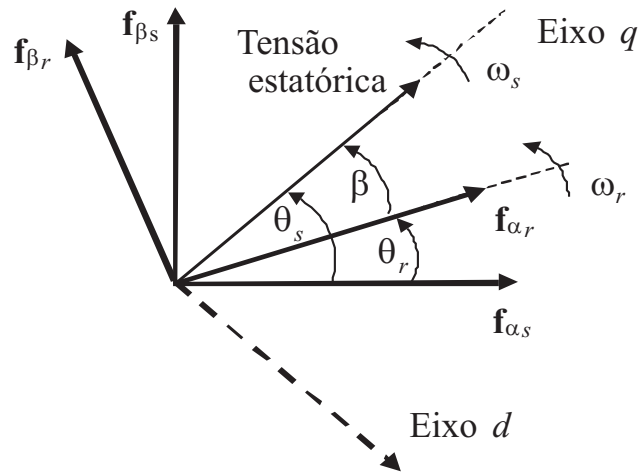


Figura 36: Variáveis do estator e do rotor no referencial da tensão estatórica.

O circuito equivalente do GIDA é mostrado na Figura 37. O símbolo ' denota que a

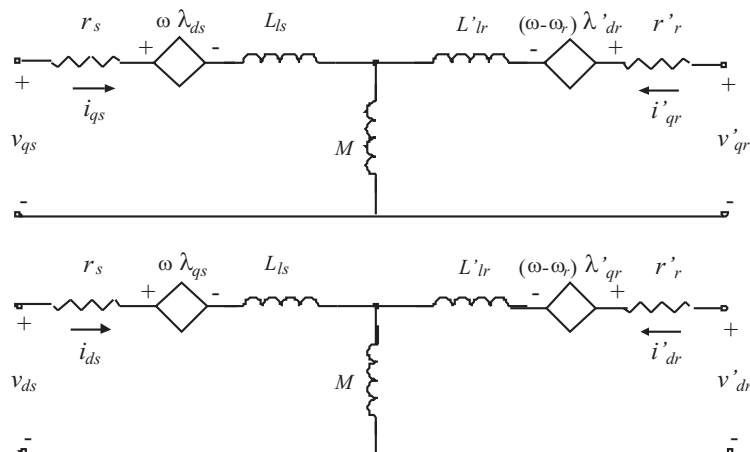


Figura 37: Circuito elétrico equivalente do GIDA em coordenadas síncronas qd orientado no referencial genérico.

variável é referida para o circuito estatórico. Considerando  $i'_{qr}$ ,  $i'_{dr}$ ,  $\lambda'_{qs}$  e  $\lambda'_{ds}$  as variáveis de estado do GIDA, e  $\omega_s$  a como frequência da fonte de tensão. Então, o modelo do GIDA

no referencial estatórico é dado por (A.3):

$$\begin{aligned}
 \frac{d}{dt} i'_{qr} &= \frac{1}{L_{eq}} \left[ L_{eq} i'_{dr} (\omega_r - \omega_s) + \left( -\frac{M^2}{(L_{ls}+M)^2} r_s - r'_r \right) i'_{qr} - \frac{M}{(L_{ls}+M)} v_{qs} + \frac{M}{(L_{ls}+M)^2} r_s \lambda_{qs} + \omega_r \frac{M}{(L_{ls}+M)} \lambda_{ds} + v'_{qr} \right] \\
 \frac{d}{dt} i'_{dr} &= \frac{1}{L_{eq}} \left[ L_{eq} i'_{qr} (\omega_s - \omega_r) + \left( -\frac{M^2}{(L_{ls}+M)^2} r_s - r'_r \right) i'_{dr} - \frac{M}{(L_{ls}+M)} v_{ds} + \frac{M}{(L_{ls}+M)^2} r_s \lambda_{ds} - \omega_r \frac{M}{(L_{ls}+M)} \lambda_{qs} + v'_{dr} \right] \\
 \frac{d}{dt} \lambda_{qs} &= -\omega_s \lambda_{ds} + r_s \frac{M}{(L_{ls}+M)} i'_{qr} + v_{qs} - r_s \frac{\lambda_{qs}}{(L_{ls}+M)} \\
 \frac{d}{dt} \lambda_{ds} &= \omega_s \lambda_{qs} + r_s \frac{M}{(L_{ls}+M)} i'_{dr} + v_{ds} - r_s \frac{\lambda_{ds}}{(L_{ls}+M)}
 \end{aligned}$$

onde  $L_{eq} = \frac{(L_{ls}+M)}{(L'_{lr}L_{ls}+L'_{lr}M+L_{ls}M)}$

(A.3)

onde a equação (A.3) é usada para representar o modelo de um gerador de grande porte conectado a rede elétrica. É razoável considerar que  $r_s \ll 1$ , como resultado:

$$\frac{d}{dt} \lambda_{qs} = v_{qs} - \omega_s \lambda_{ds} \quad \text{e} \quad \frac{d}{dt} \lambda_{ds} = v_{ds} + \omega_s \lambda_{qs} \quad (\text{A.4})$$

O ponto de equilíbrio de (A.4) é dado por:

$$\lambda_{ds} \cong \frac{v_{qs}}{\omega_s} \quad \text{e} \quad \lambda_{qs} = 0 \quad (\text{A.5})$$

e através do sistema linear (A.4), é encontrado os seguintes autovalores:

$$\lambda_1 = -j\omega_s \quad \text{and} \quad \lambda_2 = +j\omega_s \quad (\text{A.6})$$

Além disso, a partir de (A.5) é possível concluir que o GIDA tem dois autovalores oscilatórios resultando na variação do fluxo estatórico próximo a frequência de alimentação. Além disso, é possível concluir que se a resistência estatórica for nula, a oscilação do fluxo não pode ser controlada pelas correntes do rotor uma vez que o fluxo não depende delas. Outra conclusão importante, é como torna os autovalores mais amortecidos. Pode ser observado que através da equação (A.3), onde as variáveis e pode-se criar um amortecimento adicional. a equação do conjugado pode ser escrita como:

$$T_e = \frac{3}{2} \frac{n_p}{2} M (i_{qs} i'_{dr} - i_{ds} i'_{qr})$$

onde,  $n_p$  é o número de polos da máquina. A potência ativa e reativa pode ser expressa por:

$$P_s = v_{qs} i_{qs} + v_{ds} i_{ds} \quad ; \quad Q_s = v_{qs} i_{ds} - v_{ds} i_{qs}$$

desde que as tensões no estator da equação (8) tornam-se:

$$P_s \approx \frac{3}{2} \frac{\lambda_{qs} - M i'_{qr}}{(L_{ls} + M)} v_{qs} \quad ; \quad Q_s \approx \frac{3}{2} \frac{\lambda_{ds} - M i'_{dr}}{(L_{ls} + M)} v_{qs}$$

Em adição a (A.3), é possível concluir que desde que a amplitude da fonte de tensão permaneça aproximadamente constante. Então, a potência ativa pode ser controlada por e a potência reativa pode ser controlada por  $i'_{dr}$ . Para fazer isso, um controlador em malha fechada deve ser projetado para mitigar o efeito do desequilíbrio de tensão. A próxima



seção apresenta uma análise do GIDA operando com um PI em paralelo com o controlador ressonante.

## A.4 Estrutura do Controlador

### A.4.1 O controle convencional do GIDA

Geralmente, o GIDA é controlado em coordenadas síncronas no referencial do fluxo estático ou da tensão estática. A estrutura convencional do controlador de corrente rotórica é mostrada na Figura 38.

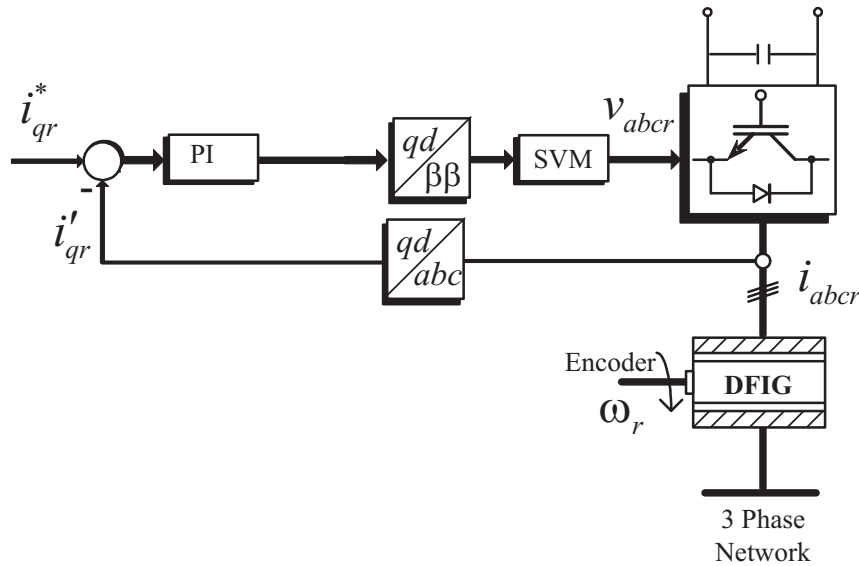


Figura 38: Estrutura convencional do controlador de corrente rotórica.

Os ganhos do controlador PI são obtidos a partir de A.3, considerando as seguintes hipóteses: (i)  $r_s \cong 0$ ; (ii)  $\omega_r \cong \omega_s$ ; (iii) a rede como um distúrbio. Sobre essas hipóteses, a relação entre o conversor do lado do rotor e as correntes rotóricas são dadas por :

$$G_q(s) = G_d(s) = \frac{1}{sL_{eq} + r'_r}$$

para simplificar o projeto do controlador PI, os parâmetros serão expressos como funções das bandas passantes das correntes rotóricas em malha fechada, isso é:

$$k_p = L_{eq}B_\omega \quad , \quad k_i = r'_rB_\omega$$

A trajetória dos autovalores do sistema dado em (A.3) foi investigado para diferentes valores da banda passante. O diagrama com o lugar das raízes é mostrado na Figura 13 onde é possível notar a trajetória desses autovalores para o ponto de operação onde a

turbina eólica fornece somente potência ativa para a rede.

É possível ver a partir da figura 13 que quando a banda passante do controlador aumenta os autovalores pouco amortecidos movem-se em direção a instabilidade. Considerando uma turbina de 2 MVA com os parâmetros dados na tabela 3 a máxima banda passante considerada foi 900 rad/s. Infelizmente, a impedância de seqüencia negativa para o GIDA é pequena similarmente ao motor de indução. Se o controlador não é capaz de rejeitar o distúrbio provindo do desequilíbrio de tensão, altas correntes podem surgir mesmo devido a um pequeno desequilíbrio nas tensões no PC.

A relação entre as tensões do estator e as correntes podem ser obtidas a partir do modelo dinâmico do GIDA A.3. A Figura 39 mostra essa relação que resulta em um gerador de indução convencional.

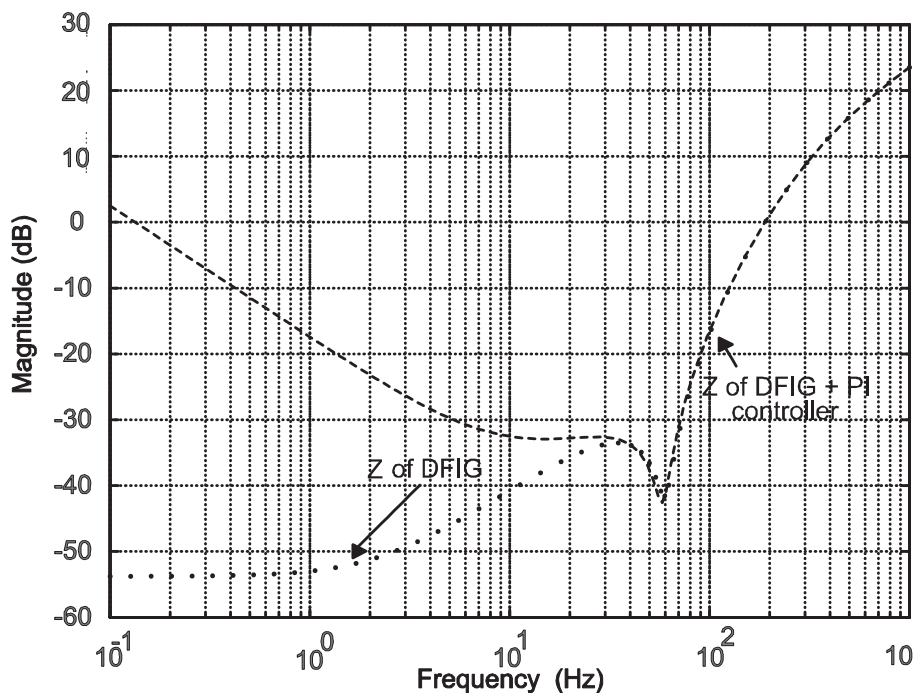


Figura 39: Impedância  $Z$  do GIDA quando vista da rede com o controlador PI.

O controlador PI das correntes rotóricas tem um impacto sobre a impedância do GIDA, principalmente nas baixas frequências, como mostrado na Figura 39. Além disso, a impedância aumenta com o aumento da banda passante. Porém, uma variação na banda passante do controlador PI pode levar a instabilidade do GIDA, conforme mostrado na Figura 13. Devido a limitação da banda passante, todas as variáveis terão segunda harmônica.

## A.5 Projeto do controlador ressonante para a rejeição do distúrbio

Uma alternativa para aumentar a impedância vista da rede sem comprometer a estabilidade do sistema e sem modificação de *hardware* é conectar em paralelo com o controlador PI um controlador ressonante sintonizado duas vezes a frequência da rede. Conforme mostrado na Figura 40.

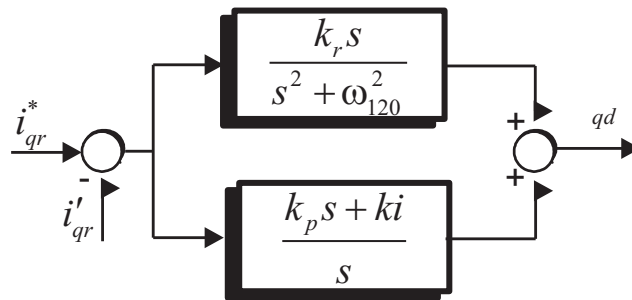


Figura 40: Estrutura do controlador PI em paralelo com Ressonante.

O controlador ressonante junto com o PI é representado na Figura 40. A inclusão do controlador ressonante em paralelo com o controlador PI é uma alternativa simples para aumentar a rejeição do distúrbio na região dos 120 Hz. Do ponto de vista da rede elétrica, essa simples modificação na estrutura do controle convencional, aumenta a impedância que é vista da rede pulsção de torque pode ser reduzida significativamente sem modificações de *hardware*, como mostrado na Figura 41.

## A.6 Discussão dos Resultados

Um modelo do GIDA foi desenvolvido no MATLAB/Simulink. O resultado de uma simulação é mostrado abaixo para um GIDA de 2 MVA com os parâmetros dados na Tabela 1. Um desequilíbrio de tensão de VUF = 6 % foi aplicado nos terminais do estator. O gerador inicia sem o controlador ressonante. No instante 1,39 segundos, a tensão de linha torna-se desequilibrada. No instante 1,62 segundos o controlador ressonante é ligado. As pulsações de torque diminuem por um fator de 10. É possível ver na Figure 42 as tensões da rede, as correntes do estator e do rotor, torque e a potência ativa e reativa. Note que na Figura 42 a redução da pulsação de conjugado é devido ao aumento da impedância do sistema em 120 Hz. Por essas razão, todas as variáveis tem as componentes de 120 Hz reduzidas.

Para validar as análises, um resultado experimental é apresentado em um protótipo de

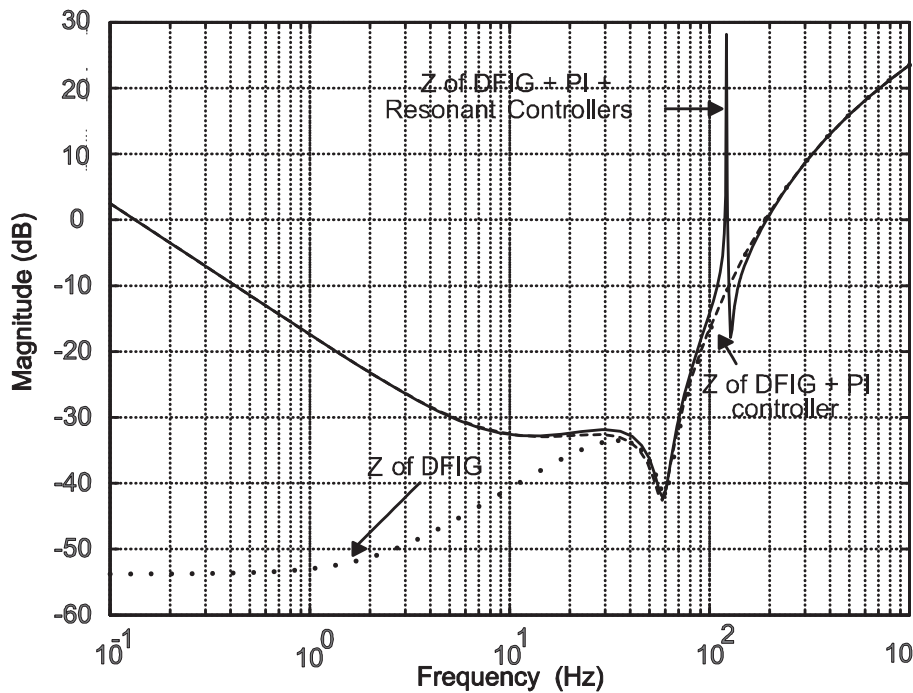


Figura 41: Impacto da inclusão do ressonante na Impedância  $Z$  do GIDA quando vista da rede.

escala reduzida que é mostrado na Figura 43. Esse protótipo é basicamente composto por um GIDA dois conversores de potência, um filtro de linha, e um sistema de aquisição. O controlador ressonante é projetado bem como, implementado em um DSP TMS320F2812. Ambos os conversores são unidades comerciais e são controlados a uma frequência de 4 kHz usando interface apropriada. O conversor da rede é alimentado a partir do filtro de rede e o conversor do rotor é conectado diretamente ao gerador. O estator do gerador é conectado diretamente na rede elétrica. O sistema simulado considera que o eixo da turbina é conectado diretamente ao gerador sem caixas de engrenagens. O desequilíbrio de tensão é gerado a partir de um transformador que controla somente a componente de sequência negativa da tensão.

A figura 44 mostra resultados experimentais onde o gerador inicia sem o controlador ressonante e no instante 0,39 s, um desequilíbrio de  $VUF = 6\%$  é aplicado no terminal do gerador e no instante 0,62 s o controlador ressonante é ligado. Note que a pulsação no conjugado diminui de um fator de 8 aproximadamente. Essa é uma redução significativa e ainda todas as variáveis também tem a componente de 120 Hz reduzidas.

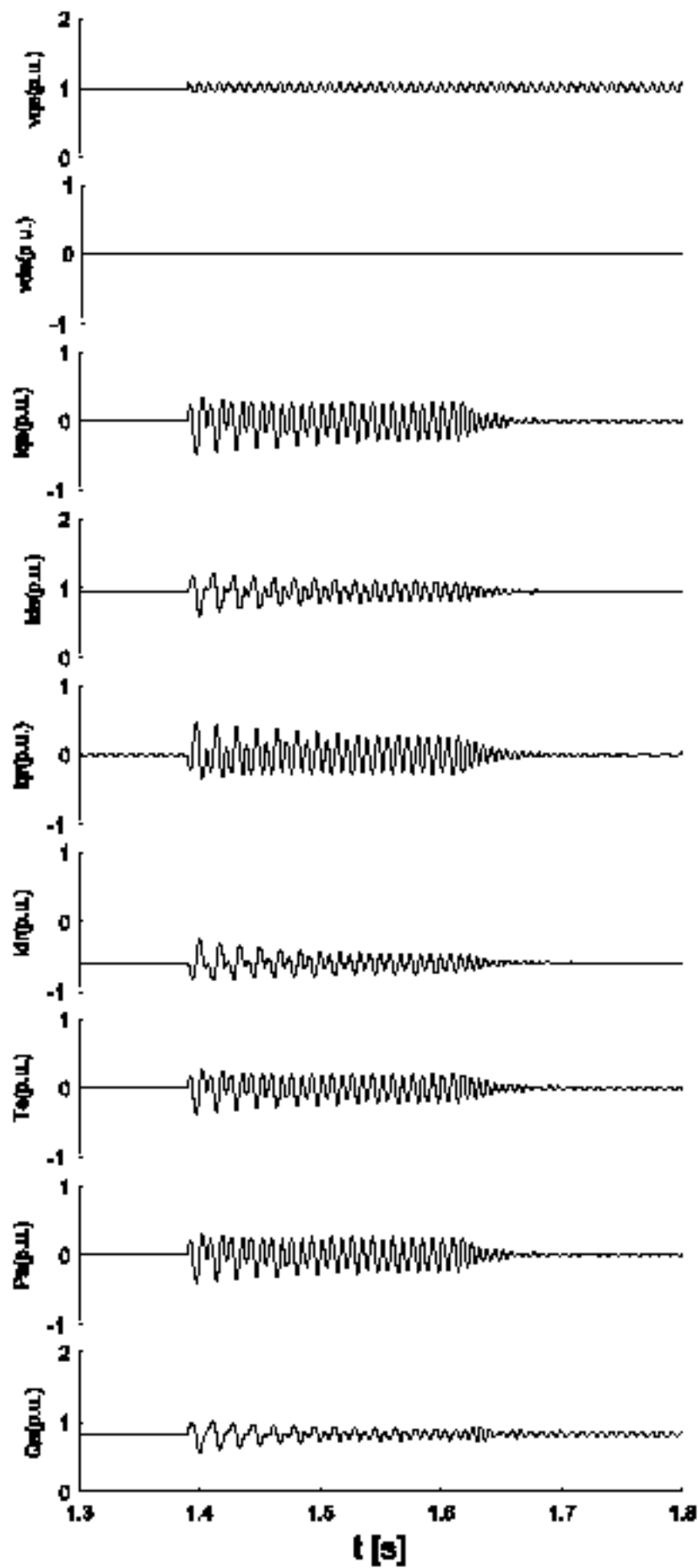


Figura 42: Resultado de simulação com 6 % de desequilíbrio.



Figura 43: Protótipo utilizado para implementação do controlador PI+R.

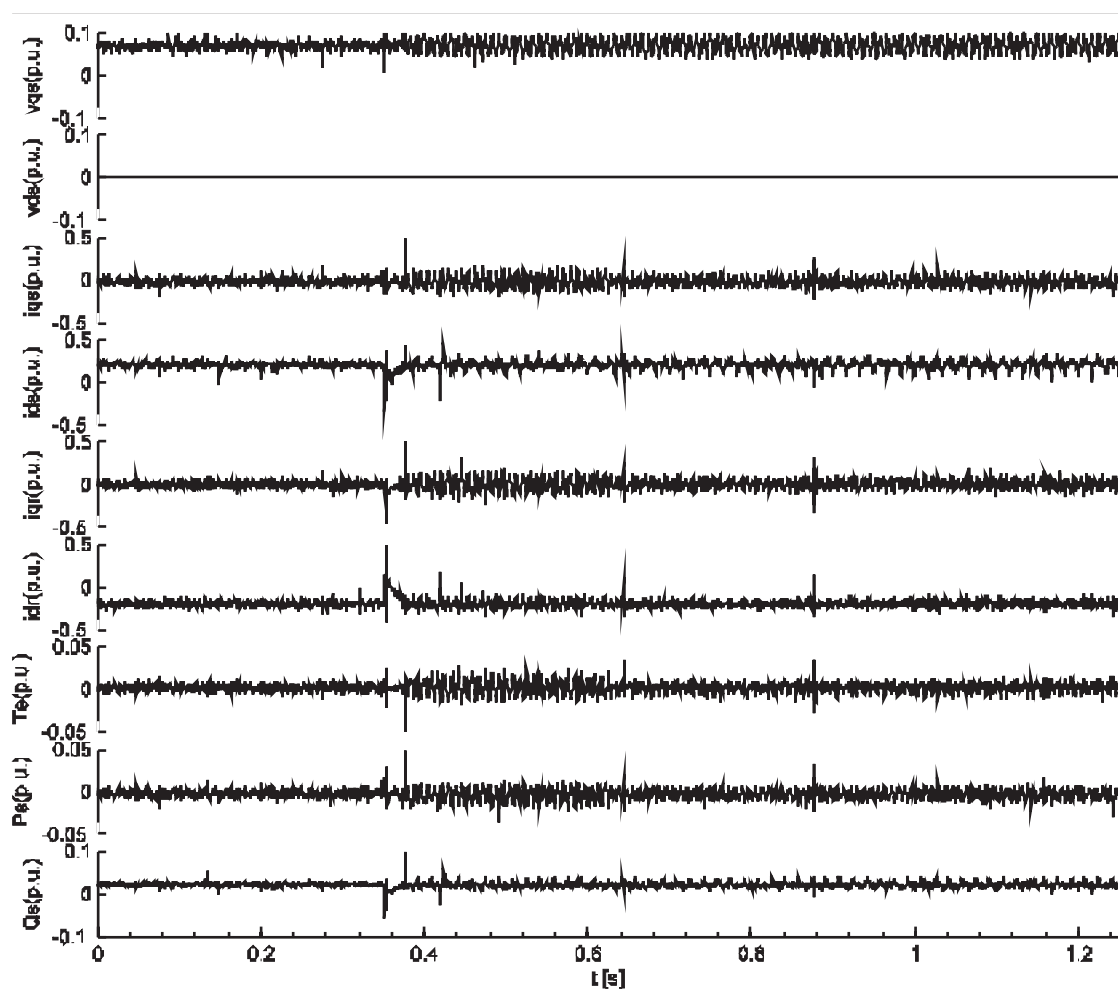


Figura 44: Resultado Experimental com 6 %de desequilíbrio de tensão.

## A.7 Sumário

Nesse apêndice foi proposto um esquema de controle baseado no controlador ressonante juntamente com o controlador convencional PI para o controle das correntes rotóricas, a fim de minimizar a pulsação do conjugado devido a operação em redes desequilibradas. Ainda, um modelo dinâmico de um GIDA incluindo os controladores foi desenvolvido para mostrar impacto dos diferentes controladores sobre a impedância do sistema quando vista do lado da rede. Nesse apêndice também ficou claro que a impedância do GIDA para uma frequência duas vezes a frequência da rede é baixa somente com os controladores PI. Além disso, foi possível verificar através da análise da trajetória dos autovalores do sistema que é impossível aumentar a impedância dos controladores PI sem levar os modos pouco amortecidos do GIDA a instabilidade. Finalmente, pode-se concluir que um controlador ressonante adicionado na malha de corrente rotórica pode reduzir o impacto do desequilíbrio de tensão sobre o GIDA sem modificação de *hardware*. Ainda é possível aumentar a impedância que é vista do lado da rede. Como principal limitação dessa estratégia de controle a resposta dinâmica lenta.