

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ – UNIOESTE

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**DINÂMICA DURANTE FALTAS DE MICROTURBINAS A
GÁS CONECTADAS AO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

GEAN VITOR GONÇALVES PINTO

FOZ DO IGUAÇU

2018

Gean Vitor Gonçalves Pinto

**Dinâmica Durante Faltas De Microturbinas A Gás
Conectadas Ao Sistema De Distribuição De Energia Elétrica**

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

Orientador: Prof. Dr. Romeu Reginatto

Foz do Iguaçu
2018

Ficha de identificação da obra elaborada através do Formulário de Geração Automática do Sistema de Bibliotecas da Unioeste.

Pinto, Gean Vitor Gonçalves
Dinâmica durante faltas de microturbinas a gás
conectadas ao sistema de distribuição de energia elétrica
/ Gean Vitor Gonçalves Pinto; orientador(a), Romeu
Reginatto, 2018.
100 f.

Dissertação (mestrado), Universidade Estadual do Oeste
do Paraná, Centro de Engenharias e Ciências Exatas,
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e
Computação, 2018.

1. Sistema de geração com microturbina. 2. LVRT. 3.
Geração distribuída. 4. Conversor back-to-back. I.
Reginatto, Romeu . II. Título.

Dinâmica Durante Falhas De Microturbinas A Gás Conectadas Ao Sistema De Distribuição De Energia Elétrica

Gean Vitor Gonçalves Pinto

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 12/12/2018

Prof. Dr. Romeu Reginatto – (Orientador)
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. Carlos Henrique Farias dos Santos
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma
Universidade Federal da Integração Latino Americana - UNILA

Resumo

O crescente número de conexões aos sistemas de distribuição tem aumentado a necessidade de modernização das redes convencionais. A integração da geração distribuída (GD) no sistema requer um entendimento completo do seu impacto nos alimentadores de distribuição. Este trabalho trata da caracterização da dinâmica de um sistema de geração distribuída baseado em uma microturbina a gás (MTG) na ocorrência de transitórios de afundamentos de tensão causados por faltas elétricas na rede. Avalia-se a influência de características do alimentador e do ponto de operação do sistema sobre variáveis elétricas e mecânicas do sistema de geração em casos de falta elétrica na rede. A descrição do comportamento do sistema em relação aos fatores citados na ocorrência de perturbações é importante para que se possa avaliar quais são os melhores locais e quais são as melhores condições para que se faça a conexão deste sistema à rede de distribuição. Trata-se ainda neste trabalho da capacidade LVRT (*low voltage ride through*) deste sistema de geração. A baixa capacidade LVRT é verificada pela avaliação do tempo crítico para a tensão no elo de corrente contínua (CC) do conversor *back-to-back* atingir um limite de sobretensão durante falta. Como solução para este problema, é proposta uma estratégia de controle visando a ampliação da capacidade LVRT do sistema, a qual atua sobre a malha de controle de velocidade do gerador síncrono durante afundamentos momentâneos de tensão na rede. Esta solução permite a operação contínua sob condições de afundamento de tensão na rede, sem envolver dissipação de energia no elo CC. Resultados de simulação são apresentados para um sistema de geração de 30kW, mostrando dinâmica adequada e efetividade em proporcionar capacidade LVRT ao sistema em todos os casos testados, evitando a sobretensão no elo CC.

Palavras-chave: Sistema de Geração com Microturbina, LVRT, Geração Distribuída, Conversor *back-to-back*, Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes.

Abstract

The growing number of connections to electric distribution systems have increased the need for modernization of conventional grids. The integration of distributed generation (DG) into each systems requires a complete understanding of it's impact on distribution feeders. This work deals with the dynamic characterization of a distributed generation system based on gas microturbines (MTG) during voltage sags transients caused by eletrical faults in the grid. The characterization considers the influence of feeder's characteristics and the system operating point and observes electrical and mechanical variables of the generation system evaluated in cases of electrical fault in the grid. First approximated equations are derived to represent the feedback loops involved in the microturbine control system which includes rotor speed, DC-link voltage and generator side converter current controls. Then, simulations of the complete nonlinear model are performed for diferent fault and operation conditions of the system. This thesis also deals with LVRT (*low voltage ride through*) capability from this generation system. The low LVRT capability is verified by evaluating the critical time taken for the direct current (DC) link voltage of the back-to-back converter to reach an overvoltage limit during the grid's fault. Aiming the expansion of the LVRT capability of the system, a control strategy is proposed, which acts on the speed control loop of the synchronous generator during momentary voltage sags in the grid preventing DC-link overvoltage. This solution allows the continuous operation under voltage sags in the grid without involving energy dissipation in the DC link. Simulation results are presented for a 30kW generation system, showing suitable dynamics and effectiveness in providing LVRT capability to the system in all cases tested, avoiding overvoltage in the DC link.

Keywords: Microturbine Generation System, LVRT, Distributed Generation, back-to-back Converter, Permanent Magnet Synchronous Generator.

Dedico este trabalho à toda minha família e aos verdadeiros amigos.

Agradecimentos

Gostaria de externar meus agradecimentos a todos que de alguma forma contribuíram com a realização deste trabalho.

Em especial aos meus pais Ogenilson e Angela, e à minha irmã Mariana, por proporcionarem sempre as melhores condições possíveis para que eu pudesse através da educação alcançar meus objetivos e pelo apoio incondicional em todos os momentos, principalmente nos mais difíceis.

A minha namorada Bruna pelo incentivo e por sempre acreditar em minha capacidade, fazendo que eu seguisse sempre em frente, e principalmente pela compreensão nos momentos de ausência devido a tarefas realizadas durante o curso.

Ao meu orientador, Romeu Reginatto, por ter aceito contribuir com meu trabalho, pela paciência e pela dedicação de incansáveis horas no auxílio da elaboração desta pesquisa.

Sou grato a UNIOESTE e em especial ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação – PGEEC, e a todo seu corpo docente, pela oportunidade da realização deste curso de mestrado.

Gostaria de agradecer a todos os colegas de trabalho da UNILA por terem assumido minhas responsabilidades durante meu período de afastamento para realização deste trabalho.

E por fim a todos amigos, familiares, colegas e as demais pessoas que ajudaram de alguma forma, ou simplesmente torceram para que eu obtivesse êxito nesta jornada.

Sumário

Resumo	v
Abstract	vi
Agradecimentos	ix
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xix
Lista de Abreviaturas e Siglas	xxi
Lista de Símbolos	xxiii
1 Introdução	1
1.1 Contextualização.....	2
1.2 Objetivos.....	4
1.2.1 Objetivos específicos.....	4
1.3 Justificativa.....	5
1.4 Delineamento metodológico.....	5
1.5 Estrutura do trabalho.....	6
2 Modelagem do Sistema de Geração Utilizando Microturbina a Gás	9
2.1 Introdução.....	9
2.2 Microturbinas a gás.....	10
2.2.1 Conceitos gerais.....	10
2.2.2 Aspectos construtivos.....	11
2.2.3 Componentes da microturbina.....	12

2.3	Modelo de Rowen da MTG.....	13
2.3.1	Sistema de combustível.....	16
2.3.2	Dinâmica do compressor, câmara de combustão e turbina.....	16
2.3.3	Controle de velocidade.....	18
2.3.4	Controle de temperatura.....	19
2.3.5	Limites operativos da microturbina segundo o modelo de Rowen	20
2.4	Modelo do gerador síncrono de ímãs permanentes.....	22
2.5	Modelo do conversor bidirecional.....	24
2.5.1	Elo de corrente contínua (CC).....	25
2.5.2	Controle do conversor do lado do gerador.....	26
2.5.3	Controle do conversor do lado da rede.....	28
2.6	Alinhamento de coordenadas.....	30
2.7	Modelo máquina barra-infinita.....	31
2.8	Conclusão.....	33
3	Caracterização Dinâmica do Sistema de Geração	35
3.1	Introdução.....	35
3.2	Apresentação do sistema de geração implementado no Simulink.....	36
3.3	Aproximação linear da dinâmica das malhas de controle.....	37
3.3.1	Função de transferência para as malhas de controle das correntes de eixo direto e quadratura.....	38
3.3.2	Função de transferência para a malha do controle de velocidade.....	41
3.3.3	Função de transferência para a malha de controle da tensão do elo CC.....	44
3.3.4	Síntese da dinâmica aproximada das malhas de controle.....	46
3.4	Análise do comportamento dinâmico do sistema de geração.....	47
3.4.1	Metodologia empregada nos testes.....	48
3.4.2	Variáveis analisadas.....	49
3.4.3	Dinâmica do sistema de geração em condições de falta na rede: Avaliação do caso I.....	49
3.4.4	Dinâmica do sistema de geração em condição de falta na rede: Avaliação do caso II.....	55

3.5	Conclusão.....	60
4	Capacidade LVRT do Sistema de Geração Distribuída com MTG	63
4.1	Introdução	63
4.2	Metodologia utilizada nos testes.....	64
4.3	Testes para constatação da capacidade LVRT do sistema de geração.....	65
4.3.1	Influência da relação X/R	65
4.3.2	Influência da potência de curto-circuito (S_{sc})	67
4.3.3	Influência da potência ativa gerada (P_t).....	68
4.3.4	Influência da intensidade da falta aplicada (R_f).....	69
4.4	Conclusão.....	70
5	Estratégia de Controle para Ampliação da Capacidade LVRT do Sistema de Geração	73
5.1	Introdução	73
5.2	Estratégia de controle para aumento da capacidade LVRT.....	74
5.3	Metodologia utilizada nos testes.....	76
5.3.1	Metodologia da análise de T_{cr} utilizando controle para LVRT	76
5.3.2	Metodologia para a avaliação da dinâmica do sistema de geração utilizando controle para LVRT	77
5.4	Análise do T_{cr} utilizando controle para LVRT.....	77
5.5	Análise do comportamento dinâmico do sistema de geração utilizando o controle para aumento da capacidade LVRT	78
5.5.1	Dinâmica do sistema de geração em condições de falta na rede utilizando controle para LVRT: Avaliação do Caso III.....	78
5.5.2	Dinâmica do sistema de geração em condições de falta na rede utilizando controle para LVRT: Avaliação do Caso IV – com $FP \neq 1$	84
5.6	Conclusão.....	89
6	Conclusão	91
6.1	Conclusões gerais	91
6.2	Sugestões para trabalhos futuros.....	94
	Referências Bibliográficas	95

Lista de Figuras

Figura 2.1: Diagrama esquemático de um sistema de geração utilizando uma microturbina <i>single-shaft</i> . Fonte: Adaptado de Gaonkar & Patel (2006).	9
Figura 2.2: Exemplo de Microturbina a Gás. Fonte: Adaptado de Capstone (2005).	12
Figura 2.3: Modelo da microturbina a gás. Fonte: Adaptado de Rowen (1983).	15
Figura 2.4: Dinâmica do sistema de combustível da MTG. Fonte: Adaptado de Guda et al. (2005).	16
Figura 2.5: Dinâmica do Compressor-Turbina. Fonte: Guda et al.(2005).	17
Figura 2.6: Malha do controle de velocidade da microturbina segundo modelo de Rowen. Fonte: Adaptado de Guda et al. (2005).....	18
Figura 2.7: Malha do controle de temperatura da microturbina. Fonte: Adaptado de Guda et al. (2005).	19
Figura 2.8: Curvas de operação da MTG em regime permanente. Curvas em azul: $\omega_{tref}=1.01pu$; curvas em preto: $\omega_{tref} = 1.066pu$	21
Figura 2.9: Circuito equivalente da máquina síncrona em coordenadas dq. a) Eixo-d b)Eixo-q. Fonte:Ahn et al. (2004).....	23
Figura 2.10: Topologia do conversor back-to-back. Fonte:Anaya-Lara et al. (2009).....	25
Figura 2.11: Modelo do elo de Corrente Contínua. Fonte: Anaya-Lara et al.(2009).	26
Figura 2.12: Controle do conversor do lado do gerador.....	27
Figura 2.13: Controle do conversor do lado da rede.	29
Figura 2.14: Coordenadas d e q . Fonte: Aguilar (2016).....	31
Figura 2.15: Tensão alinhada com o eixo d . Fonte: Aguilar (2016).....	31
Figura 2.16: Topologia máquina-barra infinita. Fonte: Zanchettin (2012)	32
Figura 3.1: Sistema de testes implementado no Simulink.....	36
Figura 3.2: Sistema de geração com MTG implementado no Simulink. (Bloco Microturbina-PMSG do sistema de testes).	37
Figura 3.3: Dinâmica aproximada para as malhas de controle de corrente i_q e i_d	39
Figura 3.4: Resposta ao degrau da malha do controle de corrente i_q	40
Figura 3.5: Resposta ao degrau da malha do controle de corrente i_d	41

Figura 3.6: Dinâmica aproximada para o controle de velocidade.....	42
Figura 3.7: Resposta ao degrau da malha do controle de velocidade	43
Figura 3.8: Dinâmica aproximada para a malha de controle de tensão do elo CC.	45
Figura 3.9: Resposta ao degrau da malha do controle de tensão no elo CC	46
Figura 3.10: Tensão nos terminais do CLR – Caso I.	50
Figura 3.11: Potência ativa gerada e entregue à rede – Caso I.	51
Figura 3.12: Corrente entregue pelo conversor do lado da rede - Caso I	52
Figura 3.13: Tensão no elo CC – Caso I.....	53
Figura 3.14: Velocidade da microturbina (ω_r) – Caso I.....	54
Figura 3.15: Sinais de controle dos controladores de corrente do gerador – Caso I.....	54
Figura 3.16: Tensão nos terminais do CLR – Caso II.....	55
Figura 3.17: Potência ativa gerada e entregue à rede – Caso II.	56
Figura 3.18: Corrente entregue pelo conversor do lado da rede – Caso II.	57
Figura 3.19: Tensão no elo CC – Caso II.....	58
Figura 3.20: Velocidade da microturbina (ω_r) – Caso II.	58
Figura 3.21: Sinais de controle dos controladores de corrente do gerador – Caso II.	59
Figura 4.1: Tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x relação X/R. 66	
Figura 4.2: Tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x potência de curto-circuito vista do ponto de conexão (S_{sc}).	67
Figura 4.3: Tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x potência gerada (Pt).....	69
Figura 4.4 : Tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x resistência de falta (R_f).	70
Figura 5.1: Controle para aumento da capacidade LVRT da MTG.....	75
Figura 5.2: Tensão nos terminais do CLR – Caso III	79
Figura 5.3: Potência ativa gerada e entregue à rede – Caso III.....	80
Figura 5.4: Corrente entregue pelo conversor do lado da rede – Caso III	81
Figura 5.5: Tensão no elo CC utilizando controle para LVRT– Caso III.....	82
Figura 5.6: Velocidade da microturbina (ω_r) – Caso III.	82
Figura 5.7: Torque mecânico da MTG - Caso III	83
Figura 5.8: Tensão nos terminais do CLR – Comparativo Casos III e IV	85
Figura 5.9: Potência ativa gerada e entregue à rede – Comparativo Casos III e IV	85
Figura 5.10: Velocidade da microturbina (ω_r) – Comparativo Casos III e IV.....	86

Figura 5.11: Módulo da corrente entregue pelo conversor do lado da rede – Comparativo Casos III e IV	87
Figura 5.12: Tensão no elo CC utilizando controle para LVRT– Comparativo Casos III e IV	88
Figura 5.13: Torque mecânico da MTG - Comparativo Casos III e IV	88

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Parâmetros que representam a microturbina Capstone C30 utilizando o modelo de Rowen. Fonte:Rauber (2016)	17
Tabela 2.2: Parâmetros do gerador síncrono de ímãs permanentes.....	24
Tabela 2.3: Parâmetros do conversor e elo CC	30
Tabela 3.1: Ganhos dos controladores PI do controle de corrente do gerador.....	39
Tabela 3.2: Ganhos do controlador PI do controle de velocidade do gerador.....	42
Tabela 3.3: Ganhos do controlador PI do lado da rede	45
Tabela 3.4: Pontos de operação para avaliação da dinâmica da MTG	48
Tabela 4.1: Pontos de operação para avaliação do T_{cr}	64
Tabela 4.2: Influência dos fatores sobre o tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr})......	71
Tabela 5.1: Ganho do controle para aumento da capacidade LVRT.....	75
Tabela 5.2: Pontos de operação para avaliação da dinâmica da MTG com controle para LVRT	76
Tabela 6.1: Valores de T_{cr} em relação aos parâmetros testados, para níveis de 20, 30 e 50% de sobretensão no elo CC	92
Tabela A.1: Sintonia do controle.....	100

Lista de Abreviaturas e Siglas

AMT	Afundamento Momentâneo de Tensão
CC	Corrente Contínua
CA	Corrente Alternada
CLG	Conversor do Lado do Gerador
CLR	Conversor do Lado da Rede
GD	Geração Distribuída
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	<i>Insulate Gate Bipolar Transistor</i>
LVRT	<i>Low Voltage Ride Through</i>
LVS	<i>Low Value Selector</i> (Seletor de valor mínimo)
MTG	Microturbina a Gás
NOx	Óxido de Nitrogênio
PCC	Ponto Comum de Conexão
PI	Proporcional-Integral
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i> (Gerador Síncrono de Ímãs Permanentes)
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por Largura de Pulso)
rpm	Rotações por minuto
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
VCE	Sinal de Comando de Combustível por Unidade de Velocidade
VSC	<i>Voltage Source Converter</i> (Conversor de fonte de tensão)
X/R	Relação Reatância pela Resistência

Lista de Símbolos

$\omega_{\text{tref}}, \omega_{\text{rref}}$	Velocidade de referência da turbina e do gerador, respectivamente.
ω_b	Frequência angular base
L_d, L_q	Indutâncias de eixo direto e quadratura, respectivamente
R_s	Resistência dos enrolamentos do estator
i_d, i_q	Correntes de eixo direto e quadratura do gerador, respectivamente
i_{dg}, i_{qg}	Correntes de eixo direto e quadratura da rede, respectivamente.
I_{max}	Máxima corrente suportada pelo conversor
C	Capacitância do elo CC
V_d, V_q	Tensões de eixo direto e de quadratura do gerador, respectivamente
V_{dg}, V_{qg}	Tensões de eixo direto e de quadratura da rede, respectivamente
ω_r	Velocidade angular do rotor
λ_m	Fluxo induzido pelos ímãs permanentes nos enrolamentos do estator
P	Número de pares de polos
T_e	Torque eletromagnético
H	Constante de inércia do rotor
F	Coefficiente de atrito viscoso do rotor
θ	Posição angular do rotor
T_m	Torque mecânico no eixo
V_n	Tensão nominal
PI	Proporcional-Integral
P_n	Potência Nominal
ρ	Nível de Inserção da Geração Distribuída
P_{ger}	Potência ativa produzida pelo Gerador Síncrono
P_{rede}	Potência ativa entregue à rede pelo Conversor
Q_{rede}	Potência reativa entregue à rede pelo Conversor

s	Variável de Laplace
S_{sc}	Potência de Curto-Circuito vista do ponto de Conexão
r_{cc}	Relação de curto-circuito
T_{cr}	Tempo de Falta Crítico para Sobretensão Máxima no elo CC
V_{dc}	Tensão de referência no elo CC

Capítulo 1

Introdução

A geração distribuída (GD) é definida como a tecnologia de geração de energia elétrica em pequena escala, próxima aos centros consumidores (Tyagi & Chauhan, 2013). Essas unidades podem ou não estar conectadas as redes de distribuição, e tem como principais vantagens uma maior confiabilidade, redução de perdas no transporte da energia até o consumidor e o aproveitamento das fontes de energia existentes no local (Bona, 2004).

A GD é desenvolvida para oferecer uma solução para o crescimento da demanda de energia, amenizando impactos no sistema de transmissão e reduzindo a preocupação à respeito dos impactos causados ao meio ambiente por usinas convencionais (Hamouda, Marei, & Badr, 2014).

Os sistemas de GD estão ganhando cada vez mais atenção devido aos inúmeros benefícios aos consumidores, à infraestrutura e ao meio ambiente. Além disso, os sistemas de geração distribuída podem atender melhor às preocupações crescentes sobre tolerância a falhas e a estabilidade e confiabilidade do sistema, sem agregar custos adicionais significativos (Yu, Jiang, & Abbasi, 2009).

Os conceitos fundamentais da implementação da GD nos sistemas de distribuição, são a elevada eficiência no processo de conversão de energia e a baixa emissão de poluentes quando comparado a usinas convencionais. Além de oferecer uma maior flexibilidade, a integração de sistemas de geração modulares em conexão com a rede proporciona uma série de benefícios locais significativos, como o auxílio no suprimento da demanda em horário de pico e a possibilidade de retardar a necessidade do rearranjo das redes de distribuição (Bertani et al., 2004).

No Brasil o número de conexões de micro e minigeração de energia têm crescido constantemente e chegou a mais de 43 mil instalações, com atendimento a 60 mil unidades consumidoras, o que representa uma potência instalada de 530,73 MW. A fonte mais utilizada pelos consumidores-geradores é a solar com 43233 adesões, seguida de termelétrica a biomassa ou biogás, com 121 instalações (ANEEL, 2018).

Portanto percebe-se que há um grande potencial para expansão da geração distribuída através de microturbinas a gás, principalmente em regiões onde há uma grande disponibilidade de biomassa para produção de biogás, que pode ser utilizado como combustível nas microturbinas.

As microturbinas a gás são máquinas de combustão interna, de construção compacta, e que, apesar do nome, podem utilizar uma ampla gama de combustíveis tanto líquidos quanto gasosos. A denominação microturbina a gás se dá devido ao ar ser seu fluido de trabalho (Rauber, 2016). São adequadas para sistemas de geração distribuída devido sua flexibilidade de conexão à rede, capacidade de ligação de várias unidades em paralelo a fim de suprir grandes cargas, estabilidade e confiabilidade na geração de energia e, baixos níveis de emissão (Chan & Gu, 2011).

O aumento no número de conexões de geração distribuída tem acontecido não somente na quantidade como também na diversidade de tecnologias utilizadas. E as microturbinas se destacam devido uma melhora em termos de eficiência e desempenho frente a outros tipos de geração (Maldonado, 2010). As microturbinas são consideradas ainda mais atrativas quando usadas com cogeração térmica aliada à geração de energia, o que aumenta a eficiência do sistema (Xu et al., 2018).

Este aumento de conexões de GD dentro da infraestrutura existente requer um entendimento de seu impacto nos alimentadores de distribuição e sua interação com as cargas. Uma vez conectadas ao sistema de distribuição de energia elétrica (SDEE), esses geradores afetarão a dinâmica do sistema. Assim, modelos dinâmicos são necessários para lidar com problemas no planejamento e na operação do sistema (Gaonkar, 2010). Alguns dos aspectos operacionais que demandam estudos são: controle de tensão, estabilidade, proteção do sistema, entre outros. Tais estudos requerem modelagem precisa de fontes de GD e dos sistemas de distribuição (Scott, 1998).

1.1 Contextualização

Há uma carência de informações adequadas quanto ao desempenho de sistemas baseados em microturbinas a gás conectados à rede, principalmente tratando-se da análise da dinâmica frente a perturbações. E existem algumas limitações na reprodução desses sistemas devido a confidencialidade de alguns parâmetros internos por parte de fabricantes, tornando sua reprodução mais difícil e feita com base em dados apresentados na literatura (Xu et al., 2018).

O trabalho apresentado por Fethi, Dessaint, & Al-Haddad (2004) propõe a modelagem e simulação da parte elétrica de uma microturbina a gás, detalhando o modelo de um conversor bidirecional que faz a interface com a rede de distribuição. Resultados de simulação mostraram que para a microturbina produzir potência ativa na faixa de 7 a 28kW, ocorrerá uma variação de 58% na velocidade de operação. Estes valores foram comparados com resultados experimentais, onde a faixa de variação de velocidade, para a mesma potência gerada não ultrapassou 28%. Foram realizadas simulações introduzindo perturbações ao sistema. Um afundamento de tensão foi inserido em uma das fases da rede, representado um curto-circuito fase-terra. Os resultados acerca da potência ativa no instante da perturbação mostraram que a dinâmica da microturbina não foi afetada.

Em Gaonkar, Patel, & Pillai (2006) é desenvolvido o modelo de um sistema de geração com uma microturbina a gás do tipo *single-shaft* no Simulink. O modelo desenvolvido considera fluxo de potência bidirecional entre a rede e a microturbina, e são realizadas simulações para avaliar o comportamento dinâmico quando conectado à rede. As simulações abordam apenas o *start-up* da microturbina, quando o gerador opera consumindo potência para elevar a velocidade de operação até um determinado valor, quando passará a suprir potência ativa à rede. Nenhuma condição de perturbação é aplicada.

No trabalho de Gaonkar & Patel (2006) é realizada a conexão da geração a uma carga isolada. A interface entre sistema de geração e a carga é feita através de um conversor que utiliza um retificador passivo do lado do gerador. Neste tipo de topologia é necessária a utilização de um arranjo de partida para a microturbina, e não é possível a realização do controle de velocidade e das correntes do gerador. Resultados de simulação mostram o comportamento da microturbina para diferentes condições de carga. A simulação começa com a microturbina operando sem carga, incrementos de carga são realizados em dois instantes distintos da simulação, mostrando que a dinâmica de torque e velocidade são alteradas nestes instantes. Deste modo o autor constata que em caso de operação isolada a dinâmica da MTG é afetada diretamente pela carga.

Patel & Bohra (2011) apresentaram simulações de um sistema de geração com microturbina a gás conectado à rede de distribuição via conversor bidirecional. São realizadas variações de carga durante a simulação. O autor concluiu que o modelo representa adequadamente o suprimento de potência ativa de acordo com os requisitos da carga.

O suprimento de uma carga isolada através de uma microturbina a gás conectada via conversor bidirecional é apresentado em (Kumar, Sandhu, Jain, & Sharath Kumar, 2009). Este trabalho teve foco na avaliação do impacto da utilização de filtros RL e LCL, com e sem injeção de potência reativa, sobre as formas de onda de tensão e corrente na carga. O autor conclui que o filtro LCL é eficiente em reduzir os harmônicos de alta ordem gerados pelo chaveamento do PWM, fazendo com que formas de onda puramente senoidais sejam obtidas na carga.

Em Gaonkar (2010) é apresentada a modelagem e simulação de um sistema de geração com microturbina conectado à rede de distribuição via conversor bidirecional. Foram realizados testes de perturbações à rede como um curto-circuito trifásico, causando um afundamento de tensão de 20% nos terminais do sistema de geração. Os resultados retratados, mostram que não há influência do afundamento de tensão sobre a dinâmica da microturbina. Informações sobre a tensão no elo CC durante a falta não foram apresentadas.

Nayak & Gaonkar (2013) analisam a performance de um sistema de geração com microturbinas em condições de perturbação à rede como afundamentos de tensão, sobretensão e distorções harmônicas na rede. O modelo de conversor utilizado é com um retificador passivo. O autor concluiu que o desempenho do sistema MTG não pode ser afetado com a perturbação de grade considerada para este estudo.

Em grande parte dos trabalhos analisados, houveram limitações no que concerne à análise dinâmica de microturbinas a gás. Constatou-se casos em que foram apresentados resultados

numa faixa de operação na qual o modelo utilizado não responde adequadamente. Nenhum dos trabalhos buscados na literatura fizeram menção à sintonia dos parâmetros dos controladores. Os trabalhos também não deixam claro se os resultados expostos estão embasados em restrições de modelagem, ou se representam condições reais de operação.

Diante do contexto apresentado, este trabalho trata da caracterização dinâmica de um sistema de geração baseado em uma microturbina a gás em (MTG) conectado à rede de distribuição de energia na ocorrência de transitórios de afundamentos de tensão causados por faltas elétricas na rede. Este estudo busca contribuir no desenvolvimento de sistemas utilizando MTG em geração distribuída, para que se tenha mais confiança na utilização deste tipo de geração.

Este trabalho também trata do conceito de *Low Voltage Ride Through* (LVRT) no sistema de geração com microturbina. O LVRT é um dos requisitos mais importantes para conexões à rede. O termo remete à capacidade de um gerador em permanecer conectado à rede durante um período de afundamento de tensão. Ou seja, a capacidade do gerador de continuar entregando potência à rede durante eventos como, por exemplo, um curto-circuito no sistema de distribuição (Dey, Datta, Fernando, & Senjyu, 2016).

Durante um evento de afundamento de tensão na rede, o conversor estará sob estresse e, devido ao desequilíbrio entre as potências gerada e entregue à rede, a tensão no elo CC irá aumentar levando a possibilidade de desligamento por atuação de proteção. Desta forma é apresentada uma estratégia de controle que visa conter a elevação na tensão do elo CC em condições de afundamentos de tensão na rede, proporcionando um aumento na capacidade LVRT do sistema de geração. Esta estratégia atua na referência do controle de velocidade do gerador, e será apresentada com detalhes no capítulo 5.

1.2 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é caracterizar o comportamento transitório de sustentação e recuperação de tensão de microturbinas a gás conectadas a sistemas de distribuição de energia elétrica, na ocorrência de faltas ou transitórios de afundamentos momentâneos de tensão.

1.2.1 Objetivos específicos

Por conseguinte, este trabalho pode ser dividido nos seguintes objetivos específicos:

- Implementar um sistema de geração distribuída em conexão com a rede de distribuição, com microturbinas a gás do tipo *single shaft*, utilizando o modelo de Rowen;

- Analisar o comportamento dinâmico da microturbina durante a ocorrência de faltas, sob diferentes condições de operação;
- Atestar a capacidade LVRT do sistema de geração frente a diferentes condições de conexão ao sistema e de operação através simulações computacionais, e propor uma estrutura de controle para melhoria desta capacidade.

1.3 Justificativa

São poucos os trabalhos encontrados na literatura que tratam da análise da dinâmica das microturbinas a gás em conexão com sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) e consequentemente há uma carência de informações a respeito do desempenho destes sistemas de geração. Então é de grande importância a análise dos impactos causados pela microturbina na rede de distribuição, e o comportamento do sistema de geração frente a alteração em condições de operação e perturbações.

Estes estudos são importantes, uma vez que as microturbinas podem ser utilizadas como fonte de geração distribuída em sistemas atendidos em média e baixa tensão. No Brasil a aplicação de microturbinas pode ser bastante vantajosa em regiões onde há grande disponibilidade de biomassa, da qual é produzido o biogás, que pode ser utilizado como combustível nas MTGs. Além disso, o calor produzido pela microturbina pode ser utilizado para fins de cogeração térmica, aumentando ainda mais a eficiência global do sistema.

Outro aspecto que motiva o trabalho é a importância acerca do levantamento da capacidade LVRT do sistema de geração considerado. Os requisitos para obtenção da capacidade LVRT em unidades geradoras têm sido empregados com o objetivo de que estas unidades contribuam com a manutenção da operação do sistema durante a ocorrência de condições de operação críticas (Bhangale & Patel, 2017).

O mapeamento da capacidade LVRT de acordo com características do SDEE e uma proposta de melhoria desta capacidade em um sistema de geração baseado em MTG é muito importante para haja um aumento da confiabilidade neste tipo de geração e o consequente aumento do número de conexões de geração distribuída baseados em microturbinas.

1.4 Delineamento metodológico

Pode-se considerar que a pesquisa desenvolvida atende dois fins: em primeiro lugar busca-se identificar e compreender os modelos matemáticos que descrevem o comportamento dos componentes do sistema de geração, tais como o modelo da microturbina a gás, do gerador síncrono de ímãs permanentes e do conversor estático de potência, a fim de implementá-los em

ambiente computacional; em segundo lugar pretende-se avaliar o desempenho do sistema de geração sob determinadas condições operativas, notando a influência dos parâmetros do alimentador sobre a dinâmica do sistema de geração em caso de curto-circuito, e a verificação da capacidade do sistema de geração em entregar potência durante períodos de afundamento de tensão na rede de distribuição.

Quanto aos meios, na primeira etapa o trabalho foi fundamentado em pesquisa bibliográfica e documental, baseada na análise de material publicado em artigos científicos, livros e normas técnicas. Assim, foi realizada uma revisão dos trabalhos que abordam estudos relacionados a modelagem e simulação de sistemas baseados em microturbinas a gás conectados à rede de distribuição, buscando identificar o estado da arte na área de pesquisa. A partir do levantamento bibliográfico identificou-se o modelo de Rowen (1983) como sendo o mais adequado para representar os fenômenos de uma microturbina a gás do tipo *single shaft*.

Por fim, na segunda etapa foram realizadas simulações computacionais a fim de identificar as relações entre as variáveis elétricas do sistema de geração, utilizando para tal ferramentas de simulação, tais como MATLAB® e Simulink®. Nesta etapa foram definidos testes para caracterizar o comportamento dinâmico do sistema de geração em determinadas condições de falta na rede.

Foi avaliado também através de simulações computacionais a capacidade LVRT do sistema de geração, como a influência dos parâmetros das linhas de distribuição, do ponto de operação e da intensidade da falta na rede pode afetar esta capacidade. E por fim foi feita a proposta de uma estratégia de controle que visa ampliar a capacidade LVRT do sistema de geração, avaliando os impactos que esta estratégia causa na dinâmica de recuperação das variáveis do sistema.

1.5 Estrutura do trabalho

Esta dissertação está subdividida em 6 capítulos, os quais foram estruturados conforme exposto a seguir.

Inicialmente, no capítulo 2, apresentou-se a modelagem completa do sistema de geração. Foi realizada uma abordagem acerca dos aspectos construtivos e principais características da microturbina a gás, juntamente com a apresentação do modelo utilizado para representá-la. Em seguida foi apresentada a modelagem do gerador síncrono de ímãs permanentes e do conversor bidirecional, envolvendo todas as estruturas de controle.

A caracterização dinâmica do sistema de geração é apresentada no Capítulo 3. Foram mostradas as funções de transferência aproximadas que descrevem as malhas de controle do sistema, e a caracterização da dinâmica através de simulações que permitem avaliar o comportamento das principais variáveis do sistema diante de uma condição de perturbação na rede de distribuição.

No Capítulo 4 é apresentado o conceito do tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) que permite avaliar a capacidade LVRT do sistema de geração. Ademais são expostos os testes que relacionam a capacidade LVRT com parâmetros do alimentador, condições operativas e intensidade da falta aplicada. Uma vez mensurada a capacidade LVRT do sistema de geração, no Capítulo 5 é proposta uma estratégia de controle visando o aumento desta capacidade. São realizados todos os testes e análises feitos nos capítulos anteriores, contudo envolvendo a atuação desta estratégia de controle, verificando sua influência sobre a dinâmica e mostrando seu desempenho na melhoria da capacidade LVRT do sistema de geração.

Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões acerca dos temas abordados nesta dissertação.

Capítulo 2

Modelagem do Sistema de Geração Utilizando Microturbina a Gás

2.1 Introdução

Neste capítulo é apresentada a modelagem de um sistema de geração utilizando uma Microturbina a Gás (MTG), abordando as principais considerações acerca dos componentes do sistema, aspectos construtivos das microturbinas, e representação dos controles envolvidos.

A apresentação dos modelos matemáticos dos principais equipamentos que compõe o sistema de geração tem em vista a aplicação em estudos de estabilidade e são de suma importância para o estudo da caracterização dinâmica realizado neste trabalho. Serão ainda apresentadas restrições relativas a estes modelos.

A topologia do sistema de geração estudado é apresentada na Figura 2.1, onde os principais componentes deste sistema de geração são definidos: (i) microturbina, (ii) gerador síncrono de ímãs permanentes e (iii) conversor estático. O sistema apresentado está conectado à rede elétrica de distribuição a qual é representada por um equivalente de Thèvenin.

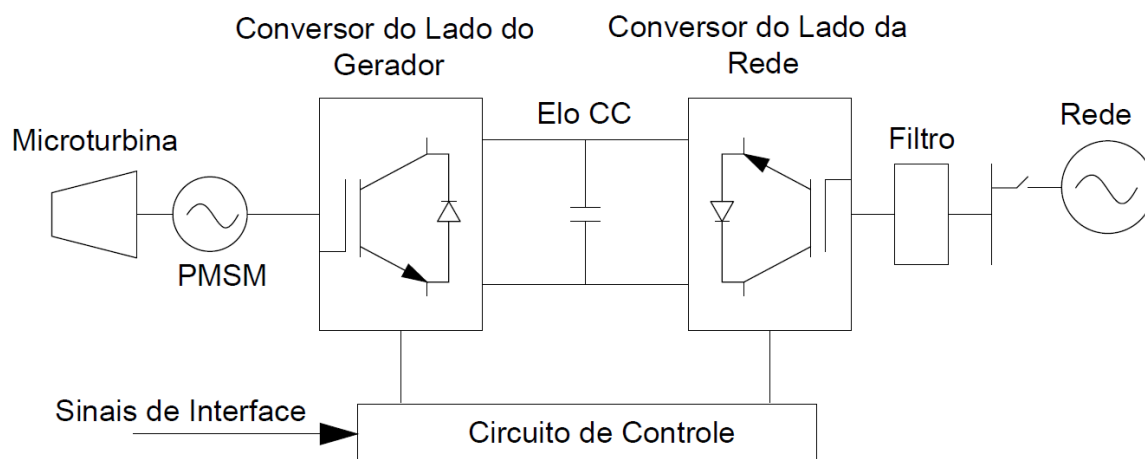


Figura 2.1: Diagrama esquemático de um sistema de geração utilizando uma microturbina *single-shaft*. Fonte: Adaptado de Gaonkar & Patel (2006).

A interface entre a microturbina e a rede de distribuição é realizada por meio de um conversor tipo *back-to-back*. Esta topologia permite o fluxo de potência bidirecional entre o conversor e a rede, tornando desnecessária a utilização de um arranjo de partida, uma vez que a máquina síncrona passa a atuar como um motor durante a partida, absorvendo potência ativa da rede a fim de levar o conjunto turbina-gerador a uma velocidade que permita que o compressor forneça ar suficiente para que a combustão seja mantida (Gaonkar, 2010).

Portanto, na seção 2.2 serão apresentados conceitos gerais sobre as microturbinas a gás, abrangendo aspectos construtivos e modos de funcionamento. Na seção 2.3 o modelo matemático que representa a microturbina é exposto, incluindo a representação dos controles associados. Na seção 2.4 é apresentado o modelo do gerador síncrono de ímãs permanentes. Na seção 2.5 têm-se o modelo do conversor estático, o qual é utilizado na realização da interface entre a rede elétrica de distribuição e o gerador elétrico. A seção 2.6 mostra o alinhamento de coordenadas dq com o fasor da tensão da “fase A” do estator. Na seção 2.7 têm-se a representação do modelo máquina barra-infinita que corresponde ao sistema de distribuição onde a microturbina é conectada. E por fim na seção 2.8 são expostas as conclusões do capítulo.

2.2 Microturbinas a gás

2.2.1 Conceitos gerais

As microturbinas a gás são turbinas de pequeno porte, baixa inércia e alta velocidade de rotação. A tecnologia empregada em seu desenvolvimento, deriva das pequenas turbinas de sistemas auxiliares da aviação (Maldonado, 2005).

As MTG geram potência na faixa de 25 a 500 kW e possuem rendimento na ordem de 20 a 30%, podendo alcançar valores superiores a 80% com o aproveitamento do calor proveniente dos gases expelidos para fins de cogeração térmica (Asgharian & Noroozian, 2016).

São vistas como inovadoras por causa da simplicidade do design e de uma série de componentes avançados, como mancais a ar, cerâmicas resistentes a altas temperaturas e componentes eletrônicos de alta potência. Oferecem eficiência relativamente alta e baixas emissões de poluentes, fato que combinado com um tamanho reduzido as torna atrativas em sistemas de geração distribuída (Hamilton, 2003).

Assim como nas turbinas de grande porte, as microturbinas operam baseadas no ciclo termodinâmico conhecido como ciclo de Brayton. Neste ciclo, o ar atmosférico é comprimido e então é misturado com combustível na câmara de combustão. O gás quente proveniente da combustão é então expandido e movimenta a turbina, produzindo energia mecânica para acionar o compressor e o gerador elétrico (Huang Wei et al., 2009).

As microturbinas são projetadas para operar por longos períodos sem necessidade de manutenção e podem ser utilizadas diversas aplicações, tais como: fornecimento de carga base, no suprimento de demanda em horário de ponta e cogeração térmica. Podem operar no modo *stand-alone*, onde atendem à cargas isoladas, ou no modo *grid-connected*, onde operam em paralelo com a rede de distribuição (Saha, Chowdhury, & Chowdhury, 2010).

O potencial de instalação de sistemas de GD baseados em microturbinas tem aumentando significativamente devido características como:

- Alta confiabilidade
- Instalação simples
- Durabilidade: projetada para 11.000 horas de operação entre grandes revisões e uma vida útil de pelo menos 45.000 horas.
- Superioridade ambiental: emissões de óxido de nitrogênio (NOx) inferiores a 7 partes por milhão para máquinas utilizando gás natural em faixas operacionais práticas.

Outro ponto importante que pesa a favor da utilização das microturbinas, é a possibilidade do uso de uma ampla gama de combustíveis, líquidos ou gasosos. A exemplo do propano, querosene, gás natural, biogás, diesel e álcool (Asgharian & Noroozian, 2016).

2.2.2 Aspectos construtivos

As microturbinas a gás podem ser classificadas basicamente em dois grupos distintos: As *single-shaft* e as *split-shaft*. Estes modelos diferem entre si no acoplamento entre turbina e gerador (Costa, 2010).

Nos modelos *split shaft*, há uma turbina no primeiro eixo com a finalidade de acionar diretamente o compressor, enquanto uma turbina de potência no segundo eixo aciona a caixa de redução e o gerador elétrico convencional. A microturbina *split shaft* trabalha normalmente com rotação entre 3.600 e 10.800 rpm, produzindo energia diretamente em 50 ou 60Hz, dispensando o emprego do conversor estático para a realização de interface elétrica com a rede (Hussin & Wanik, 2013).

Por outro lado, nas microturbinas *single-shaft*, o compressor e a turbina de potência estão montados no mesmo eixo e, dessa forma, possuem a mesma velocidade de operação. Trabalham com velocidades de rotação entre 90.000 e 120.000 rpm, fazendo com que o gerador síncrono de ímãs permanentes opere com frequências elevadas. N esta configuração é fundamental a utilização de um conversor estático (Patel & Bohra, 2011).

O emprego de microturbinas do tipo *single-shaft* é preferível em comparação aos modelos *split-shaft*, em razão de possuírem menos partes móveis e, por consequência, necessitam de uma menor quantidade e periodicidade de manutenções (Wanik & Erlich, 2009).

2.2.3 Componentes da microturbina

Construtivamente, as MTG são idênticas a turbinas a gás de grande porte, sendo compostas basicamente por 4 blocos: compressor, turbina, câmara de combustão e gerador elétrico. Eventualmente algumas microturbinas possuem um recuperador de calor (Guda, Wang, & Nehrir, 2005).

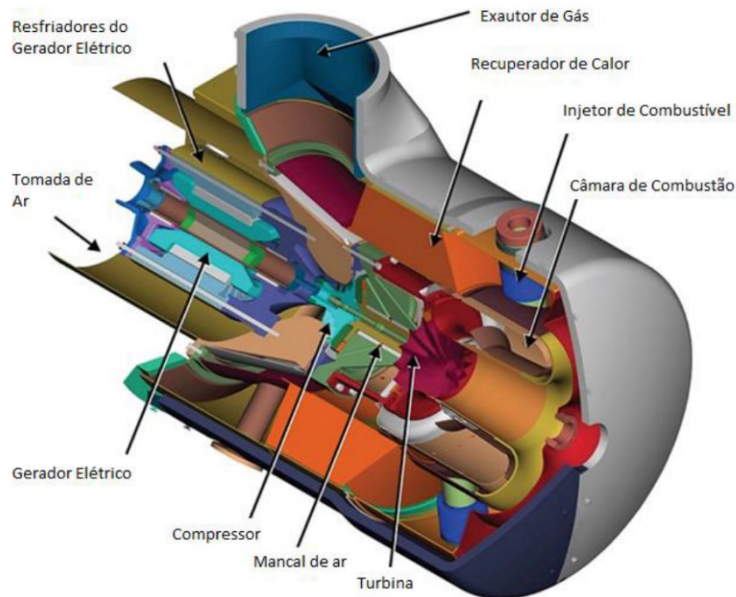


Figura 2.2: Exemplo de Microturbina a Gás. Fonte: Adaptado de Capstone (2005).

Compressor: O compressor tem como função elevar a pressão do ar atmosférico aspirado utilizando parte da potência entregue pela turbina, e canalizá-lo para a câmara de combustão. Existem dois tipos de compressor: Centrífugo e Axial (Costa, 2010).

O compressor centrífugo é o modelo mais empregado em microturbinas. Trabalha com pequenas e médias vazões de ar e com razão de compressão típica de 3:1. Consiste de um rotor e uma carcaça contendo um difusor. O ar aspirado é impulsionado ao longo do rotor devido à sua alta rotação. A velocidade do fluido é convertida em pressão no mesmo rotor, na saída do compressor, o difusor converte outra parte dessa energia cinética em pressão. (Maldonado, 2005).

Câmara de Combustão: A câmara de combustão tem a finalidade de queimar o combustível fornecido pelo bico injetor, utilizando uma grande quantidade de ar proveniente do compressor. Assim, libera energia em forma de calor, para que o ar seja aquecido, expandido e acelerado contra as paletas da turbina (Costa, 2010).

Para o suprimento da câmara de combustão, são empregados diversos tipos de combustíveis, tanto líquidos como gasosos. A quantidade de combustível injetada dentro da câmara é limitada pela temperatura máxima suportada pelo material das palhetas da turbina (Maldonado, 2010).

Turbina: A turbina é o elemento que fornece potência para acionar o compressor e o gerador elétrico, o qual está acoplado ao conjunto compressor-turbina nos modelos *single-shaft*. É na turbina que ocorre a transformação da energia térmica em mecânica. A mistura queimada na câmara de combustão é expandida e impulsionada naturalmente para um meio de pressão reduzida, neste caso o ambiente externo. Nesta expansão, os gases passam pelas pás da turbina, criando um torque em seu eixo e conseqüentemente a rotação (Maldonado, 2005).

Recuperador de Calor: O recuperador de calor tem a função de aproveitar a energia dos gases quentes de exaustão da microturbina para preaquecer o ar antes de entrar na câmara de combustão, fato que aumenta a eficiência total do sistema, ao diminuir a quantidade de combustível exigida pelo processo de combustão (Maldonado, 2005; Melo, 2015).

Gerador Elétrico: Está acoplado ao eixo da turbina, e é tipicamente utilizado um gerador síncrono de ímãs permanentes, com 2 ou 4 polos lisos. A velocidade de rotação pode chegar a 120000 rpm (Melo, 2015).

2.3 Modelo de Rowen da MTG

A representação da microturbina utilizada neste trabalho é baseada no modelo da turbina a gás *single shaft*, apresentado por Rowen (1983), o qual foi adotado para a modelagem de microturbinas a gás por diversos autores, e foi desenvolvido em um sistema por unidade (pu) (Al-Hinai & Feliachi, 2002; Guda et al., 2005).

O modelo foi originalmente desenvolvido para a representação matemática de turbinas de grande porte da companhia General Electric (GE). Em (Tavakoli, Vahidi, & Gawlik, 2009) foram propostas alterações paramétricas para a aplicação do modelo em microturbinas. Em (Rauber, 2016) estas alterações foram adaptadas para o caso da microturbina Capstone C30, as quais são adotadas neste trabalho.

O diagrama de blocos da microturbina juntamente com os controles é mostrado na Figura 2.3. O modelo consiste na representação dinâmica da MTG e dos controles de velocidade e temperatura associados. O controle de velocidade atua sob as condições de carga e o controle de temperatura atua como limitador da potência de saída em relação a temperatura do gás de exaustão. O controle de aceleração não será representado por não ser relevante para os objetivos deste trabalho.

Os sinais provenientes dos controladores são entradas do bloco denominado de LVS (*low value selector*) ou seletor de valor mínimo. Este bloco tem a função de selecionar o menor valor entre os sinais de entrada, determinando qual o tipo de controle será preponderante na definição da demanda de combustível da microturbina (Guda et al., 2005).

A saída do LVS é chamada VCE, que segundo Rowen (1983) é o sinal de controle de combustível por unidade de velocidade. VCE representa a quantidade de combustível necessária para manter um determinado ponto de operação e é utilizado como uma das entradas

para o sistema de combustível. O valor de VCE por unidade corresponde diretamente ao valor da potência mecânica da turbina por unidade em regime permanente (Gaonkar, 2010).

O limitador de VCE impõe o limite superior que atua no auxílio ao controle de temperatura, e o limite inferior que mantém a vazão mínima de combustível adequada à operação da MTG.

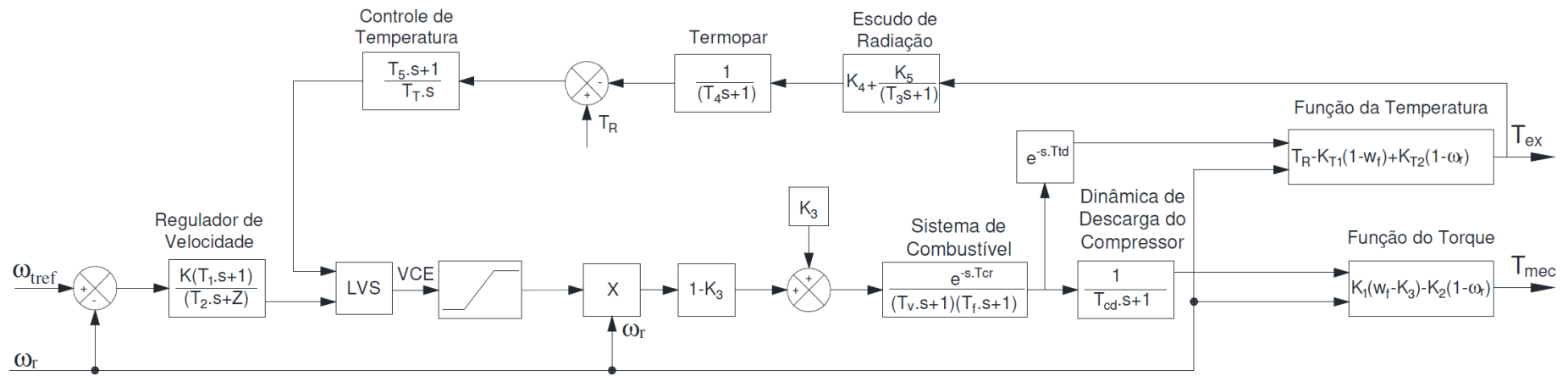


Figura 2.3: Modelo da microturbina a gás. Fonte: Adaptado de Rowen (1983).

Os modelos dos demais componentes da microturbina serão detalhados nas subseções a seguir.

2.3.1 Sistema de combustível

O sistema de combustível descrito no diagrama de blocos da Figura 2.4 consiste da válvula de combustível e do atuador. A dinâmica do posicionador da válvula caracteriza a transformação do sinal de VCE em uma abertura da válvula, que por sua vez transforma-se em fluxo mássico de combustível.

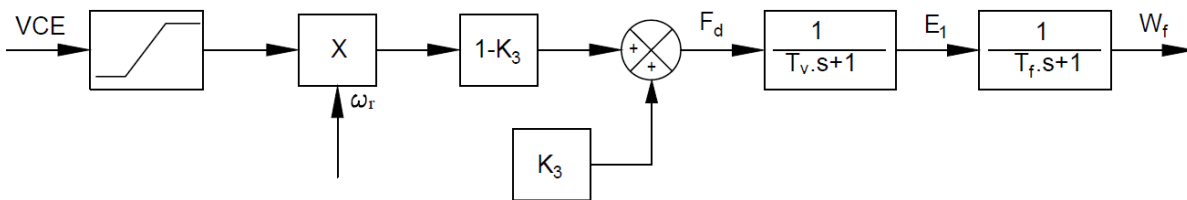


Figura 2.4: Dinâmica do sistema de combustível da MTG. Fonte: Adaptado de Guda et al. (2005).

Inicialmente o valor de VCE é multiplicado pelo valor da velocidade, de modo a torná-lo proporcional à velocidade medida. Posteriormente VCE é modificado pela constante K_3 , a qual representa a parcela mínima de combustível necessária para manter a continuidade do processo de combustão e a rotação da turbina constante quando esta opera sem carga (Guda et al., 2005).

No diagrama da Figura 2.4 a primeira função de transferência de primeira ordem representa a dinâmica do posicionador da válvula, com constante de tempo T_v . A segunda função de transferência representa a dinâmica do atuador do sistema de combustível, com constante de tempo T_f . O sinal de saída W_f representa a quantidade em pu de combustível injetado na câmara de combustão.

2.3.2 Dinâmica do compressor, câmara de combustão e turbina

O modelo do compressor-turbina representa a planta do sistema mecânico da microturbina, contemplando os aspectos termodinâmicos associados à combustão (Costa, 2010; Rauber, 2016).

O diagrama de blocos que corresponde à dinâmica do compressor-turbina está apresentado na Figura 2.5. As entradas deste subsistema são o sinal de demanda de combustível W_f e a velocidade ω_r , enquanto as saídas são o torque mecânico e a temperatura de exaustão

(Guda et al., 2005). O modelo prevê dois atrasos de transporte associados à dinâmica do Compressor-Turbina: T_{cr} está associado com o tempo de reação da combustão; T_{td} é associado ao transporte do gás do sistema de combustão através da turbina. T_{cd} está relacionado à dinâmica de primeira ordem que representa o volume de descarga do compressor (Patel & Bohra, 2011).

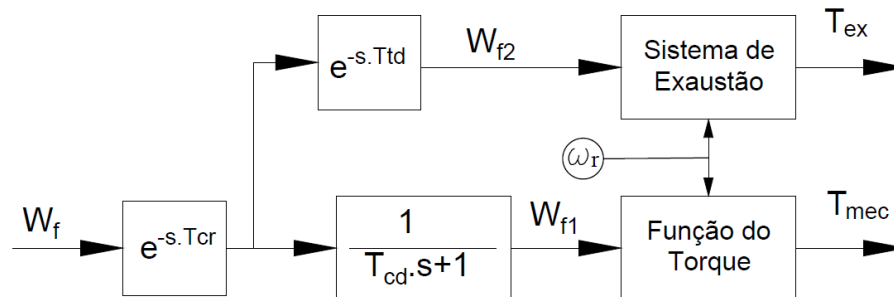


Figura 2.5: Dinâmica do Compressor-Turbina. Fonte: Guda et al.(2005).

As características de torque e temperatura de exaustão da turbina a gás *single shaft* são representadas no modelo de Rowen por relações algébricas lineares em relação ao fluxo de combustível e velocidade da turbina, na forma (Rowen, 1983):

$$T_{mec} = K_{HHV}(W_{f2} - K_3) + K_2(1 - \omega_r) [p. u.] \quad (2.1)$$

$$T_{ex} = T_R - K_{T1}(1 - W_{f1}) + K_{T2}(1 - \omega_r) [^{\circ}C] \quad (2.2)$$

onde K_{HHV} é uma constante que depende da entalpia ou do maior valor de aquecimento do gás na câmara de combustão e T_R é a temperatura de referência.

Os parâmetros da microturbina a gás aplicados no modelo de Rowen, foram obtidos a partir do trabalho apresentado por Rauber (2016) e estão dispostos na Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Parâmetros que representam a microturbina Capstone C30 utilizando o modelo de Rowen. Fonte:Rauber (2016)

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
K	Ganho do controlador de velocidade	25	[-]
T_1	Constante de avanço do controlador de velocidade	0,4	[s]
T_2	Constante de atraso do controlador de velocidade	0,05	[s]
K_{HHV}	Parâmetro associado à equação do torque	1,4455	[-]
K_2	Parâmetro associado à equação do torque	0,5	[-]
K_3	Vazão mínima de combustível para operação sem carga	0,3082	[-]
T_v	Constante de tempo associada ao posicionador da válvula	0,04	[s]
T_f	Constante de tempo associada ao controlador de combustível	0,6675	[s]
VCE_{max}	Limitador superior do sinal da demanda de combustível	1,50	[-]
VCE_{min}	Limitador inferior do sinal da demanda de combustível	-0,10	[-]
T_{cr}	Tempo de atraso associado à reação de combustão	0,005	[s]

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
T_{cd}	Tempo de atraso associado à descarga dos gases do compressor	0,0341	[s]
T_{td}	Tempo de atraso associado à exaustão dos gases	0,04	[s]
K_4	Parâmetro associado ao escudo de radiação do termopar	0,85	[-]
K_5	Parâmetro associado ao escudo de radiação do termopar	0,15	[-]
T_3	Constante de tempo associado ao escudo de radiação do termopar	15	[s]
T_4	Constante de tempo associado ao termopar	2,50	[s]
T_5	Parâmetro do controlador de temperatura	3,3	[s]
T_6	Constante de Integração do Controle de temperatura	250	[s]
T_R	Temperatura de referência da exaustão dos gases da microturbina	275	[°C]
K_{T1}	Parâmetro associado à equação da temperatura	454	[-]
K_{T2}	Parâmetro associado à equação da temperatura	165	[-]

2.3.3 Controle de velocidade

O controlador de velocidade realiza o controle primário da turbina em diferentes condições de carga, agindo de acordo com o erro entre a velocidade de referência e a velocidade medida no rotor (Gaonkar, 2010).

O controlador de velocidade mostrado na Figura 2.6 é representado por uma função de transferência de atraso de fase/PI, onde K é o ganho do controlador, T_1 e T_2 são as constantes de tempo e Z é a constante que representa o modo de operação do controlador: para o modo *droop*, usa-se $Z=1$ e para o modo isócrono, usa-se $Z=0$ (Huang Wei et al., 2009).

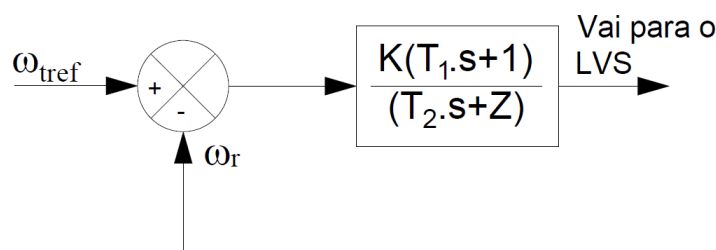


Figura 2.6: Malha do controle de velocidade da microturbina segundo modelo de Rowen.

Fonte: Adaptado de Guda et al. (2005).

Para a utilização em sistemas conectados em paralelo com a rede de distribuição, recomenda-se o emprego do modo de operação *droop*, a fim de que a saída seja regulada de acordo com as variações na carga, sendo assim, variações na potência ou regulação instável serão evitadas (Huang Wei et al., 2009).

No modo *droop*, a saída do controlador é proporcional ao erro de velocidade enquanto no modo isócrona, a taxa de mudança da saída é proporcional ao erro de velocidade.

O modo isócrona é utilizado satisfatoriamente com a microturbina atendendo a cargas isoladas. Neste modo o regulador ajusta a turbina para operar na frequência de referência. É projetado com a finalidade de se adaptar aos diferentes tipos de carga.

O modo de operação empregado neste trabalho será o *droop*, em razão de o sistema de geração ser conectado à rede de distribuição. Desta forma adota-se o valor de Z igual a unidade.

Este controlador é o principal meio de controle da microturbina sobre as condições de carga do sistema. O sinal da saída atuará na vazão de combustível (COSTA, 2010).

2.3.4 Controle de temperatura

A elevação da potência gerada requer um aumento do consumo de combustível, ocasionando o acréscimo na temperatura de operação da MTG. O controle de temperatura apresentado na Figura 2.7 é o método utilizado para limitar a saída da MTG a uma temperatura de queima predeterminada (Rowen, 1983).

O combustível queimado na câmara de combustão resulta em um torque mecânico na turbina e na temperatura dos gases de exaustão. A temperatura dos gases de exaustão é medida por um termopar e então comparada a um valor de referência. Quando o valor medido ultrapassa a referência, a diferença se torna negativa e a saída do controle de temperatura sobrepõe-se a do controle de velocidade, limitando o fluxo de combustível e, conseqüentemente, a potência mecânica produzida pela turbina. A saída deste controle atuará no LVS (Patel & Bohra, 2011).

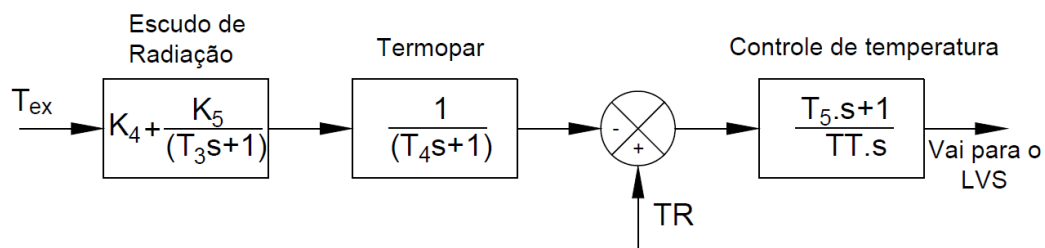


Figura 2.7: Malha do controle de temperatura da microturbina. Fonte: Adaptado de Guda et al. (2005).

2.3.5 Limites operativos da microturbina segundo o modelo de Rowen

Cabe salientar que o modelo de Rowen possui uma faixa de validade, onde a velocidade de rotação deve ser mantida entre 95 e 107% da rotação nominal, devido a linearização das equações no ponto de operação nominal realizado no processo de modelagem (Rowen, 1983). A utilização fora desta faixa deve ser evitada pois o modelo não representará adequadamente as condições reais (Rauber & Reginatto, 2016).

Portanto, pretende-se caracterizar o comportamento do modelo da MTG em função das equações do torque mecânico, em regime permanente, sem a influência do controle de temperatura associado, assim, esta malha foi desconsiderada. Esta análise permite mostrar a região de validade do modelo aplicado, em termos da velocidade de operação da turbina. A região de operação válida, representa os pontos de operação da microturbina em que o modelo apresentará resultados confiáveis (Rowen, 1983).

A caracterização da operação da microturbina a gás em regime permanente foi realizada através de gráficos que exibem as curvas que descrevem a variação do torque mecânico, potência mecânica e do sinal VCE em função da velocidade de operação. Por meio destas curvas, é possível verificar as características operativas na região de operação na qual o modelo de Rowen é válido.

Para a obtenção destas curvas, a equação (2.1) deve ser reescrita em função da velocidade do rotor (ω_r) e da velocidade de referência da microturbina (ω_{tref}).

A partir das equações representadas no diagrama de blocos do sistema de combustível (Figura 2.4) e do controlador de velocidade (Figura 2.6), considerando $Z=1$ (modo *droop*) em regime permanente tem-se que:

$$VCE = K \cdot \omega_{rel} \quad (2.3)$$

$$\omega_{rel} = \omega_{tref} - \omega_r \quad (2.4)$$

$$W_f = VCE \cdot \omega_r (1 - K_3) + K_3 \quad (2.5)$$

Substituindo (2.5) em (2.1), têm-se a expressão do torque mecânico em função do sinal VCE e da velocidade:

$$T_{mec} = K_{HHV} (VCE \cdot \omega_r) (1 - K_3) + K_2 (1 - \omega_r) \quad (2.6)$$

Substituindo (2.3) e (2.4) em (2.6), chega-se à equação do torque mecânico como sendo uma função quadrática da velocidade de operação, e linear da velocidade de referência da microturbina. E obtém-se também a equação da potência mecânica da microturbina na seguinte forma:

$$T_{mec} = [-K_{HHV} \cdot K (1 - K_3)] \omega_r^2 + [K_{HHV} \cdot K (1 - K_3) \cdot \omega_{tref} - K_2] \omega_r + K_2 \quad (2.7)$$

$$P_{mec} = T_{mec} \cdot \omega_r \quad (2.8)$$

A partir das equações (2.3)-(2.8) são obtidos os resultados gráficos da Figura 2.8 a qual mostra as principais variáveis que caracterizam o funcionamento em regime permanente da microturbina a gás segundo o modelo de Rowen. Cada gráfico apresenta duas curvas, as quais correspondem a velocidades de referência da turbina distintas.

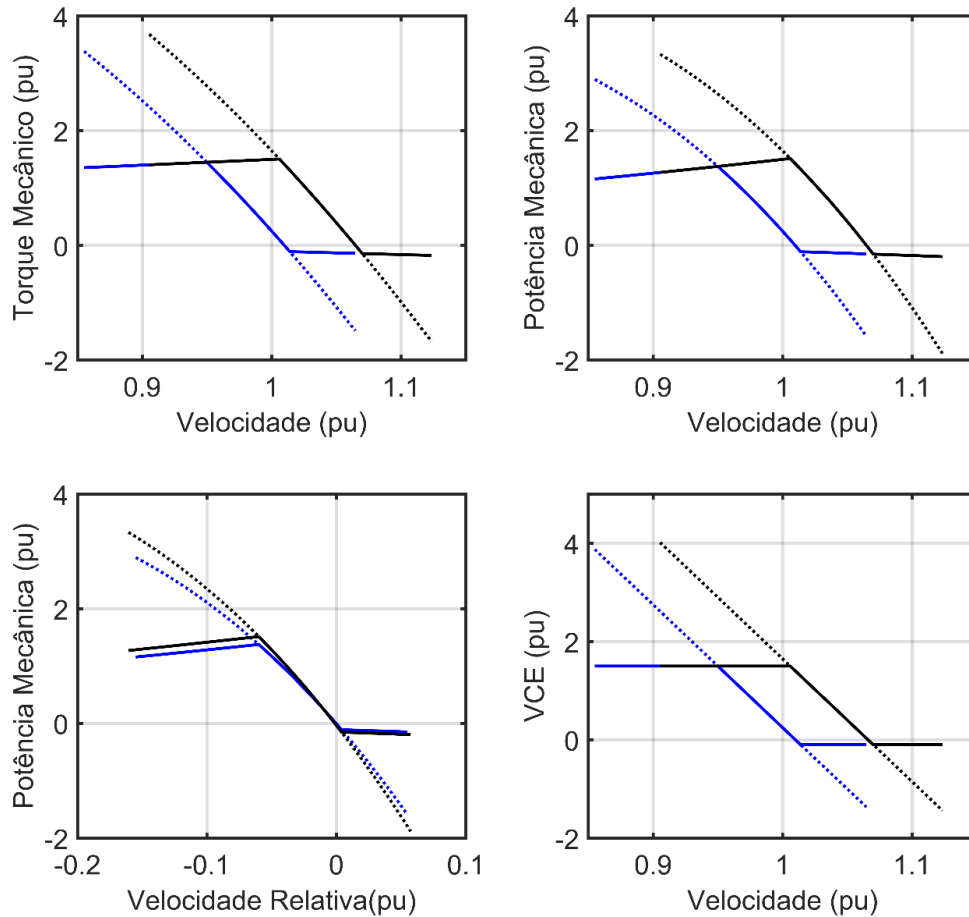


Figura 2.8: Curvas de operação da MTG em regime permanente. Curvas em azul: $\omega_{tref} = 1.01pu$; curvas em preto: $\omega_{tref} = 1.066pu$.

Os valores de velocidade de referência da turbina foram adotados de modo que o modelo responda dentro da faixa de operação indicada por Rowen (1983), que é de 95 a 107% da rotação nominal. O cálculo do valor mínimo e máximo de ω_{tref} que satisfaz essa condição é dado por:

$$\omega_{tref_min} = \omega_{r_min} + \frac{VCE_{max}}{K} \quad (2.9)$$

$$\omega_{tref_max} = \omega_{r_max} + \frac{VCE_{min}}{K} \quad (2.10)$$

onde: ω_{tref_min} e ω_{tref_max} são os valores mínimo e máximo para a velocidade de referência da turbina; e ω_{r_min} e ω_{r_max} são as velocidades mínima e máxima em que o modelo responde adequadamente, 0,95 e 1,07 pu respectivamente; K é o ganho do controlador de velocidade e VCE_{min} e VCE_{max} são os limites nos valores de VCE descritos no modelo de Rowen.

As linhas pontilhadas representam os valores das grandezas sem considerar a saturação pelos limites de VCE, que estão expostos na Tabela 2.1, enquanto as linhas contínuas mostram os valores das grandezas limitadas pela saturação de VCE.

Nota-se que com a variação de ω_{ref} , há um deslocamento das curvas de torque e potência em torno da velocidade nominal.

A área formada entre as curvas, representa a faixa de operação da microturbina compatível com a região de validade do modelo de Rowen, respeitando os limites impostos por VCE.

A velocidade relativa da MTG representa a diferença entre a referência de velocidade da turbina e a velocidade medida no rotor. Quando essa diferença for nula, a potência mecânica produzida é igual a zero. A partir do gráfico que relaciona a potência mecânica produzida pela turbina e a velocidade relativa, é possível observar que a faixa de operação descrita pelo modelo de Rowen é muito restrita. Toda potência mecânica entregue pela turbina no eixo do rotor é obtida dentro de uma faixa de variação de apenas 6% da velocidade nominal. A variação da velocidade de referência exerce pouca influência sobre a potência mecânica produzida no eixo do rotor.

Verifica-se também a partir do gráfico, que a relação entre VCE e a velocidade do rotor é linear em regime permanente, conforme previsto nas equações.

2.4 Modelo do gerador síncrono de ímãs permanentes

As microturbinas a gás exploram uma das vantagens dos geradores síncronos de ímãs permanentes, a qual consiste na possibilidade de operação em velocidades muito altas, permitindo a obtenção de unidades pequenas, uma vez que o tamanho da máquina decresce quase em proporção direta ao aumento da velocidade. Por isso, é comum o uso de geradores síncronos em conjunto com as microturbinas a gás do tipo single-shaft, as quais operam com velocidade de rotação que podem ultrapassar 100.000 rpm (Gaonkar & Nayak, 2011; Guda et al., 2005).

O gerador síncrono é um tipo de máquina a qual obtém sua excitação no rotor através de enrolamentos de cobre ou de ímãs permanentes. A excitação via ímãs permanentes evita a necessidade de fornecimento de corrente de campo, e também elimina a necessidade de anéis coletores. O gerador síncrono de ímãs permanentes possui perdas causadas por correntes parasitas, as quais são muito menores comparadas às perdas nos enrolamentos de cobre dos geradores síncronos com rotor bobinado. Por outro lado, perde-se flexibilidade de controle via excitação da máquina. (Anaya-Lara, Jenkins, Ekanayake, Cartwright, & Hughes, 2009).

A Figura 2.9 exhibe o circuito equivalente da máquina síncrona de ímãs permanentes com dois polos lisos, em coordenadas dq (Ahn, Jeong, Kang, & Park, 2004).

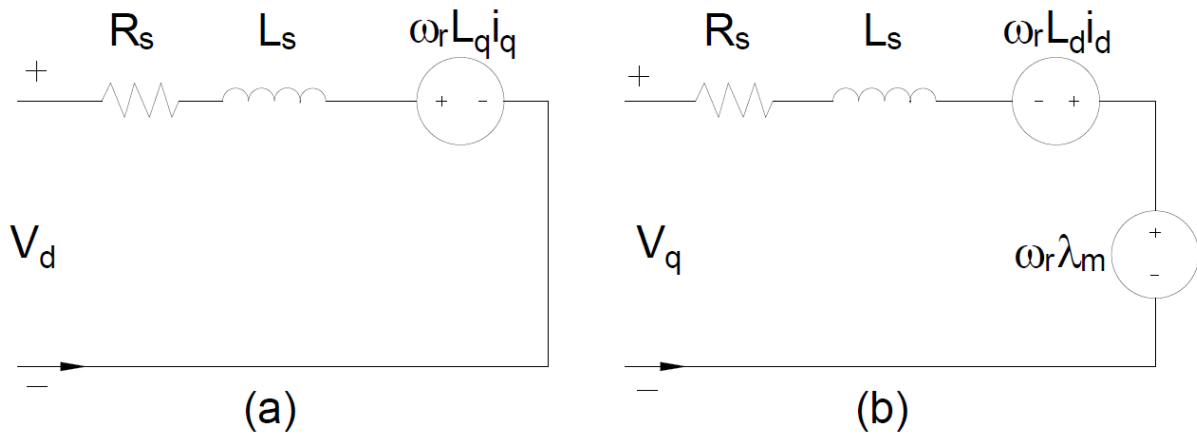


Figura 2.9: Circuito equivalente da máquina síncrona em coordenadas dq. a) Eixo-d b) Eixo-q.
Fonte: Ahn et al. (2004).

A representação matemática é feita nas coordenadas dq no referencial de rotor, utilizando a convenção gerador, desprezando perdas e a saturação magnética, com todos os parâmetros em pu, resultando no modelo de quarta ordem que pode ser expresso por:

$$V_d(t) = -R_s \cdot i_d(t) - \frac{L_d \cdot di_d(t)}{w_b} \frac{dt}{} + \omega_r \cdot L_q \cdot i_q(t) \quad (2.11)$$

$$V_q(t) = -R_s \cdot i_q(t) - \frac{L_q \cdot di_q(t)}{w_b} \frac{dt}{} - \omega_r \cdot L_d \cdot i_d(t) + \omega_r \cdot \lambda_m \quad (2.12)$$

$$T_e = \lambda_m \cdot i_q(t) + (L_q - L_d) \cdot i_d(t) \cdot i_q(t) \quad (2.13)$$

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{2H} (T_m - F\omega_r - T_e) \quad (2.14)$$

$$\frac{d\theta}{dt} = \omega_r \cdot w_b \quad (2.15)$$

onde, as variáveis V_d e V_q , e i_d e i_q são as tensões e correntes de eixo direto e de quadratura; ω_r e θ são a velocidade e a posição angular; T_e é o torque eletromagnético e T_m o torque mecânico no eixo do conjunto turbina-gerador. Todos os parâmetros relacionados ao PMSG estão expostos na Tabela 2.2.

Tabela 2.2: Parâmetros do gerador síncrono de ímãs permanentes

Origem	Parâmetro	Atribuição	Unidade
Gerador Síncrono	V_n	Tensão Nominal	480V
	P_n	Potência Nominal	30kW
	I_n	Corrente Nominal	36A
	f	Frequência Nominal	1600Hz
	F	Coeficiente de atrito viscoso	0
	H	Constante de Inércia	1,3475
	R_s	Resistência dos enrolamentos por fase	0,25 Ω
	L_q, L_d	Indutâncias de eixo direto e quadratura	0,6875mH
	P	Número de pares de pólos	1
	λ_m	Fluxo induzido no estator	0,0534Wb

2.5 Modelo do conversor bidirecional

As microturbinas do tipo *single-shaft*, em consequência da sua alta velocidade de rotação, necessitam de uma interface de eletrônica de potência com a rede elétrica, uma vez que a frequência da rede é muito menor que a frequência do gerador. Esta interface é realizada através do conversor estático de frequência. (Nayak & Gaonkar, 2012).

Além de realizar a compatibilização entre a tensão gerada pelo gerador síncrono com a tensão padrão da rede de distribuição, o conversor estático utilizado possibilita toda a estrutura de controle do gerador, permitindo assim o controle de potência ativa e reativa, e da velocidade da turbina.

O conversor é um componente crítico no projeto de microturbinas *single-shaft* e representa grandes desafios em sua concepção, especificamente no que condiz a adequação da saída de potência à carga demandada (Soares, 2007). A configuração do conversor estático utilizado neste trabalho baseia-se na topologia *back-to-back*, a qual permite o fluxo bidirecional de potência ativa entre rede e gerador através de dois conversores fonte de tensão (*Voltage Source Converter* - VSC) (Kumar et al., 2009).

A estrutura do conversor é formada por duas pontes de seis transistores IGBT (*Insulate Gate Bipolar Transistor*), ambas controladas por modulação PWM, e um elo de corrente contínua, conforme mostrado na Figura 2.10.

Uma das finalidades que justifica a aplicação de conversores VSC *back-to-back* em microturbinas é a necessidade da absorção de potência pelo PMSG a partir de uma fonte externa durante a partida, visto que o compressor necessita atingir cerca de 60% da velocidade nominal para que possa dar início ao processo de combustão. Portanto a máquina síncrona atua como

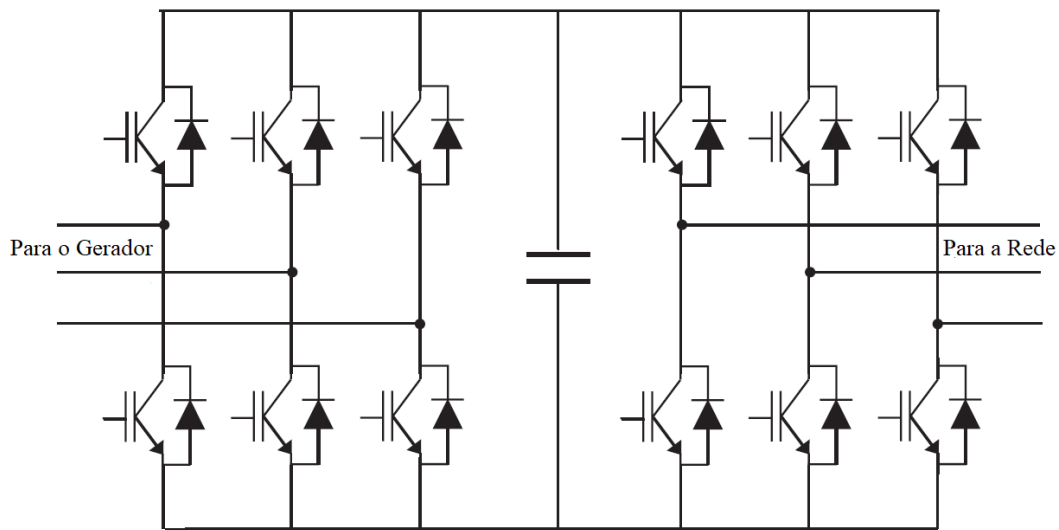


Figura 2.10: Topologia do conversor back-to-back. Fonte: Anaya-Lara et al. (2009)

motor até que a turbina alcance esta velocidade, para que então passe a operar como gerador, fornecendo potência ao sistema (Capstone, 2005).

Outra razão importante para a utilização de dois conversores ativos justifica-se pela estrutura de controle adotada, a qual exige que o conversor do lado do gerador possa operar como inversor. Ainda há a necessidade que haja um controle sobre a velocidade do gerador, a qual determinará a potência que será gerada pela máquina (Fethi et al., 2004).

Nos conversores do tipo *back-to-back*, a tensão de saída em corrente alternada não pode exceder a tensão do elo CC. Assim sendo, o VSC funciona como um inversor do tipo *buck* para a conversão de potência CC/CA e um retificador *boost* para a conversão CA/CC (Teodorescu, Liserre, & Rodríguez, 2011).

Como um dos objetivos neste trabalho é o estudo de aspectos transitórios do sistema de geração, algumas simplificações foram feitas na representação do modelo do conversor. A modulação PWM é considerada ideal em ambos os conversores, ou seja, livre de harmônicas. Portanto o conversor do lado do gerador e o conversor do lado da rede são representados por fontes de tensão e corrente ideais, respectivamente, tornando desnecessária a utilização de um filtro LC.

2.5.1 Elo de corrente contínua (CC)

Para o modelo do elo de corrente contínua, considera-se o circuito equivalente de um capacitor conectado entre os conversores, conforme ilustrado na Figura 2.11.

O capacitor tem a função de garantir que a tensão do elo CC permaneça constante durante transitórios, assegurando um *ripple* de tensão dentro de limites aceitáveis, para que sejam

minimizados os efeitos dos harmônicos do chaveamento no circuito e a fim de manter estáveis os controles de corrente do conversor (Borges, 2010).

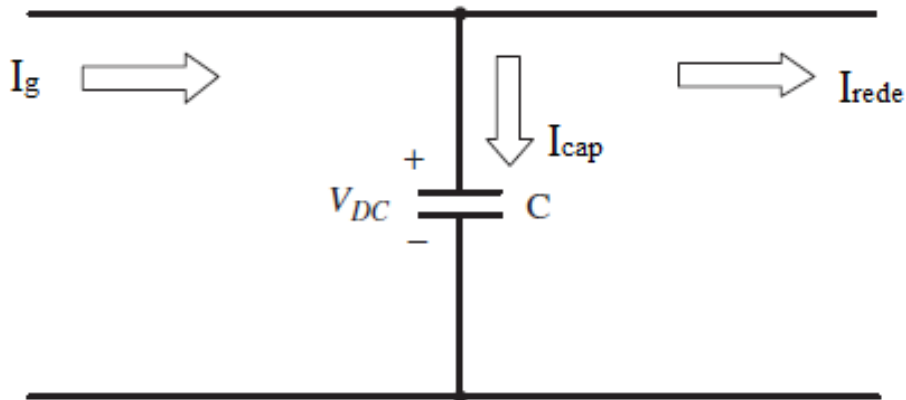


Figura 2.11: Modelo do elo de Corrente Contínua. Fonte: Anaya-Lara et al.(2009).

A partir da Figura 2.11 tem-se que a dinâmica do elo CC em pu é dada por: (Tarnowski, 2006; Zanchettin, 2012).

$$\dot{V}_{dc} = \frac{\omega_b}{C} (I_g - I_{rede}) \quad (2.16)$$

onde, V_{dc} é a tensão no capacitor; I_g é a corrente contínua que flui pelo inversor instalado do lado do rotor; I_{rede} é a corrente contínua que flui pelo inversor instalado do lado da rede; ω_b é a frequência base.

A fim de se obter a dinâmica da tensão do elo CC em função da potência ativa do inversor do lado do rotor e da rede, multiplica-se e divide-se a equação (2.16) por V_{dc} , obtendo-se:

$$\dot{V}_{dc} = \frac{\omega_b}{C \cdot V_{dc}} (P_g - P_{rede}) \quad (2.17)$$

Observa-se na expressão (2.17) que a variação da tensão no elo CC depende do equilíbrio entre os fluxos de potência de ambos inversores. Em regime permanente tem-se $\dot{V}_{dc} = 0$ e $P_g = P_{rede}$.

2.5.2 Controle do conversor do lado do gerador

O conversor do lado da máquina, no modo de geração, opera como uma fonte controlada de tensão. Este conversor controla a velocidade do gerador, e o ângulo de fase entre a corrente e a tensão na saída da máquina síncrona de ímãs permanentes (Fethi et al., 2004). A estrutura de controle do conversor do lado da máquina é apresentada na Figura 2.12.

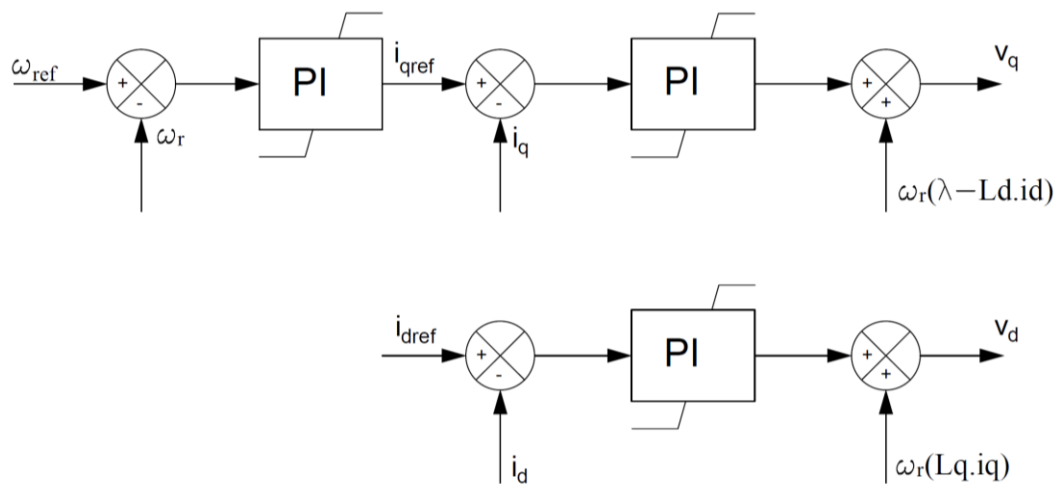


Figura 2.12: Controle do conversor do lado do gerador.

O controle de velocidade do gerador é realizado em uma malha de controle em cascata com o controle de corrente, utilizando controladores do tipo PI (proporcional integral). O controle de velocidade atua na referência i_{qref} do controle de corrente do gerador, que por sua vez atua sobre o índice de modulação dos semicondutores de potência os quais são utilizados na obtenção da tensão de eixo quadratura v_q . Similarmente, a tensão de eixo direto v_d também é obtida através de controlador PI, na malha de controle de corrente de eixo direto.

A referência da corrente de eixo direto (i_{dref}) é pré-calculada a partir das restrições máximas permitidas de tensão e corrente no inversor, as quais são dadas por (2.18)-(2.19), e considerando a curva de capacidade do gerador, de modo a proporcionar a operação ótima da microturbina (Gaonkar, 2010; Morimoto, Sanada, & Takeda, 1994).

$$v_d^2 + v_q^2 \leq V_{max}^2 \quad (2.18)$$

$$i_d^2 + i_q^2 \leq I_{max}^2 \quad (2.19)$$

Utilizando as restrições (2.18)-(2.19) e desconsiderando a queda de tensão devido à resistência do estator, em (Gaonkar, 2010) é calculada a corrente ótima de eixo direto para um PMSG de polos lisos como:

$$i_{dref} = \frac{\frac{V_{max}^2}{\omega^2} - L_q^2 \cdot I_{max}^2 - \lambda_m^2}{2 \cdot L_d \cdot \lambda_m} \quad (2.20)$$

Considerando a relação dada em (2.19), a corrente i_{dref} pode ser expressa em função da componente de eixo de quadratura, e é calculada por (Gaonkar, 2010):

$$i_{dref} = -\frac{\lambda_m}{L_d} + \sqrt{\left(\frac{V_{max}}{\omega \cdot L_d}\right)^2 - \left(\frac{L_q}{L_d} i_{qref}\right)^2} \quad (2.21)$$

Na Equação (2.21), V_{\max} é definido como o máximo valor da tensão de fase que pode ser fornecida ao gerador. Comumente é utilizado um valor próximo da tensão nominal (Fethi et al., 2004; Gaonkar, 2010).

A tensão gerada pelo inversor VSC do lado do gerador no sistema de coordenadas dq e em pu pode ser expressa por:

$$v_d = m_d \cdot v_{dc} \quad (2.22)$$

$$v_q = m_q \cdot v_{dc} \quad (2.23)$$

$$0 \leq m_d^2 + m_q^2 \leq m_{\max}^2 \quad (2.24)$$

sendo v_d e v_q as tensões do inversor geradas a partir dos índices de modulação dos semicondutores de potência m_d e m_q nas coordenadas dq , em pu, e m_{\max} é o índice de modulação máximo (Tarnowski, 2006).

Todos os controladores envolvidos nestas malhas de controle (Figura 2.12) utilizam a ação *anti-windup* em função dos limites de corrente e de tensão do gerador.

Em referência à Figura 2.12, $K_{p\omega}$ e $K_{i\omega}$ são os ganhos proporcional e integral do controlador de velocidade, K_{pd} , K_{id} , K_{pq} e K_{iq} são os ganhos proporcional e integral dos controladores de corrente, calculados através do método simétrico ótimo, o qual está apresentado no Apêndice A. Ainda, os termos $\omega_r(\lambda-L_d.i_d)$ e $\omega_r(L_q.i_q)$ são os desacoplamentos dos efeitos cruzados entre os eixos direto e quadratura.

2.5.3 Controle do conversor do lado da rede

As propriedades construtivas do conversor do lado da rede são as mesmas que a do lado da máquina, diferindo-se apenas em relação a sua função e malha de controle, pois o mesmo opera transformando a tensão contínua do elo CC em alternada compatível com a rede (Fethi et al., 2004).

O objetivo do controle do conversor do lado da rede é manter a tensão no elo CC constante no valor de referência. A componente de eixo direto $i_{d\text{gref}}$ é utilizada para controlar a tensão no elo CC e a potência ativa, enquanto utiliza-se a componente de eixo quadratura $i_{q\text{gref}}$ para atuar no controle de potência reativa. A fim de se garantir apenas transferência de potência ativa, mantendo o fator de potência unitário, a corrente de referência $i_{q\text{gref}}$ é configurada para zero (Kumar et al., 2009).

A tensão no elo CC é controlada visando manter o equilíbrio entre as potências ativa gerada e entregue à rede. A atuação do controle de tensão do elo CC é usada como referência no controle de corrente de eixo direto. Para fins de modelagem do CLR, assume-se que a dinâmica do controle de corrente é suficientemente rápida, não sendo necessária sua

representação. Deste modo, considera-se o valor de $i_{d\text{gref}} = i_{dg}$, e, portanto, o conversor do lado da rede é modelado como uma fonte de corrente trifásica ideal (Soliman & El-Saady, 2018).

Para a regulação da tensão no elo CC, as seguintes suposições devem ser consideradas (Kumar et al., 2009):

- A amplitude da tensão de linha é constante, quando o sistema está conectado à rede;
- O ângulo de fase entre a tensão da linha e a corrente é zero.
- A componente de eixo quadratura da corrente injetada na rede i_{qg} é igual a zero;
- Os harmônicos devido ao chaveamento e as perdas no conversor são desprezados;

A Figura 2.13 mostra a estrutura da malha de controle da tensão do elo CC simplificada, em que K_{pdc} e K_{idc} são os ganhos proporcional e integral do controlador PI, $i_{d\text{gref}}$ constitui o sinal de controle, o qual deve ser limitado conforme a capacidade de corrente do conversor.

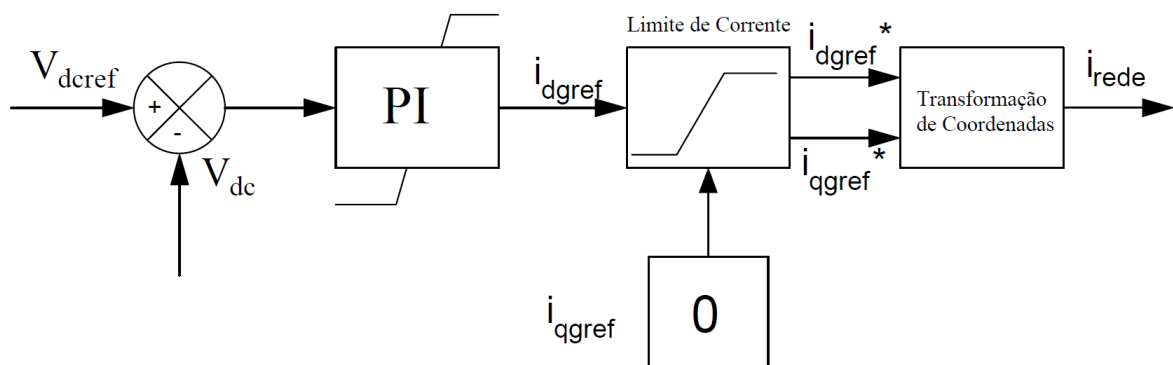


Figura 2.13: Controle do conversor do lado da rede.

O limite de corrente do conversor é aplicado de modo a evitar danos em função do aumento excessivo da corrente entregue à rede. No caso em estudo é adotado o valor máximo de corrente do conversor igual a 1,26 da corrente nominal obtido em Capstone (2005). Este valor corresponde ao limite de corrente do conversor da microturbina Capstone C30. Em condições normais de operação este limite não é utilizado, entretanto em caso de perturbações na rede como uma falta elétrica, por exemplo, se torna de grande importância.

A confiabilidade do conversor é crucial na operação de sistemas conectados à rede. Quanto maior for o limite de sobrecorrente tolerável, e por maior período de tempo, maior será sua confiabilidade. Os conversores utilizam de estratégias de controle para operação durante faltas no sistema visando manter estável a tensão no elo CC de modo que os componentes não sofram dano (Staunton & Ozpineci, 2003).

Os parâmetros utilizados no elo CC e no conversor estão expostos na Tabela 2.3

Tabela 2.3: Parâmetros do conversor e elo CC

Parâmetro	Descrição	Valor	Unidade
C	Capacitância	5000	[μF]
V_{dc}	Tensão de Referência no elo CC	760	[V]
I_{max}	Corrente máxima no Conversor	58	[A]

Como a corrente controlada deve estar em fase com a tensão da rede, implementou-se um PLL (*Phase Loop Locked*) de forma simplificada para realizar o sincronismo entre o conversor e a rede de distribuição. Seu funcionamento se dá através do fornecimento do ângulo da tensão da rede que será utilizado para a transformação das grandezas $dq\theta$ para abc . Este ângulo é obtido através da medição fasorial da tensão da fase A (Soliman & El-Saady, 2018). A representação do PLL é feita através do bloco “Transformação de Coordenadas” na Figura 2.13.

Por fim, nesta parte do modelo se inclui o cálculo da potência ativa e reativa entregue pelo CLR. A partir das equações pode-se observar que o inversor do lado da rede está à mesma tensão do estator. Ignorando as perdas no inversor, as potências ativa e reativa são expressas por:

$$P_{rede} = (v_{dg} \cdot i_{dg} + v_{qg} \cdot i_{qg}) \quad (2.25)$$

$$Q_{rede} = (v_{qg} \cdot i_{dg} - v_{dg} \cdot i_{qg}) \quad (2.26)$$

2.6 Alinhamento de coordenadas

Uma importante simplificação utilizada na modelagem do conversor e dos sistemas de controle é apresentada nesta seção. Tal simplificação não implica uma perda de generalidade nem em uma aproximação (Aguilar, 2016; de Araújo Lima, 2009; Tarnowski, 2006).

A partir da escolha da posição dos eixos dq , pode ser obtido o alinhamento do eixo direto do sistema de coordenadas dq com o fasor da tensão da fase a do estator. Assim, têm-se que $V_{qs} = 0$, pois $V_{ds} + j \cdot V_{qs} = \tilde{V}_s$ e o eixo direto é coincidente com o fasor \tilde{V}_s , conforme mostrado na Figura 2.14 e Figura 2.15.

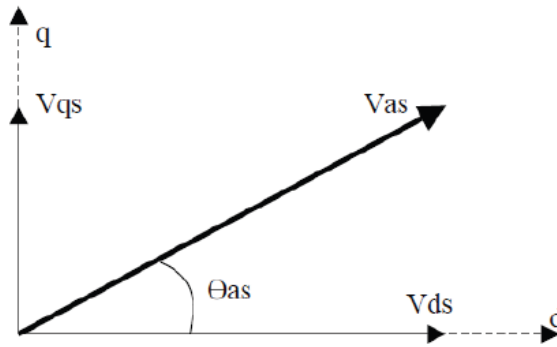


Figura 2.14: Coordenadas d e q . Fonte: Aguilar (2016).

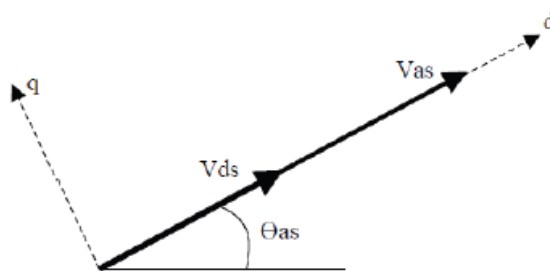


Figura 2.15: Tensão alinhada com o eixo d . Fonte: Aguilar (2016).

Levando em consideração as simplificações realizadas, as equações de potência ativa e reativa entregue à rede pelo conversor passam a ser apresentadas da seguinte forma:

$$P_{rede} = v_{dg} \cdot i_{dg} \quad (2.27)$$

$$Q_{rede} = -v_{dg} \cdot i_{qg} \quad (2.28)$$

2.7 Modelo máquina barra-infinita

A representação do sistema de distribuição utilizado neste trabalho é feita através do modelo simplificado de Máquina-Barra Infinita mostrado na Figura 2.16. Esta representação é adequada nos casos em que a potência do sistema de geração é muito menor que a potência instalada no SDEE. Neste modelo a tensão e a frequência do sistema são constantes.

Nesta configuração o sistema de distribuição é representado por um equivalente de Thévenin visto do ponto de conexão comum (PCC). Esta topologia é utilizada para representar as características locais da conexão entre o sistema de geração e o SDEE (Zanchettin, 2012).

O PCC é representado a partir dos dados da potência de curto-circuito (S_{sc}), e da relação entre a reatância e a resistência da impedância equivalente (X/R), portanto a potência de curto-

circuito S_{sc} e a impedância equivalente de Thèvenin do sistema são definidas pelas seguintes equações (Aguilar, 2016; Zanchettin, 2012).

$$\tilde{Z}_{th} = \frac{V_{\infty}^2}{S_{sc}} \angle \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right) \quad (2.29)$$

onde S_{sc} é a potência de curto-circuito vista do ponto de conexão; V_{∞} é a tensão da barra-infinita e \tilde{Z}_{th} é a impedância equivalente de Thèvenin.

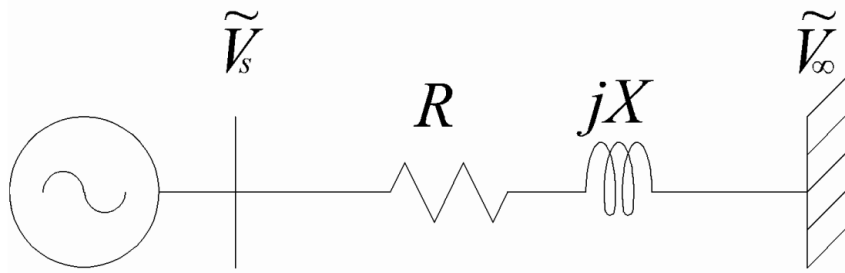


Figura 2.16: Topologia máquina-barra infinita. Fonte: Zanchettin (2012)

O modelo de representação máquina barra-infinita permite caracterizar a inserção da geração distribuída em termos dos parâmetros do ponto de conexão comum (PCC). Para caracterizar a geração define-se o nível de inserção de geração, dado por:

$$\rho = \frac{P_n}{S_{sc}} \quad (2.30)$$

sendo P_n a potência nominal do sistema de geração.

É usual na literatura a utilização da relação de curto-circuito para caracterização a relação que existe entre o ponto de conexão e a potência a ser instalada pelo sistema de geração. Sendo definida por (Rosas & Estanqueiro, 2003):

$$r_{cc} = \frac{S_{sc}}{P_n} \quad (2.31)$$

Uma rede elétrica pode ser classificada como forte ou fraca em relação a sua potência de curto-circuito. De acordo com a norma IEC-61400-21 (*International Electrotechnical Commission, 2010*), para relações de curto-circuito $r_{cc} \leq 10$ a conexão é caracterizada como fraca e para $r_{cc} \geq 25$ forte. Um sistema de geração distribuída ligado ao sistema de distribuição através de uma conexão fraca, pode ocasionar alterações na tensão no PCC, podendo comprometer o funcionamento de outros equipamentos conectados neste ponto (Zanchettin, 2012).

2.8 Conclusão

Neste capítulo apresentou-se a modelagem dos principais componentes que constituem um sistema de geração distribuída baseado em microturbinas a gás, incluindo a representação das malhas de controle envolvidas.

O modelo utilizado para representar a microturbina é o desenvolvido por Rowen (1983). Este modelo foi descrito através das equações que regem o funcionamento da turbina, e representado através do digrama de blocos, incluindo a os controles de velocidade e temperatura envolvidos. As curvas que delimitam a região de operação válida segundo o que prevê o modelo foram apresentadas a fim de caracterizar o comportamento do modelo em regime permanente.

Foi exposta a modelagem do gerador síncrono de ímãs permanentes através de equações e do circuito equivalente. Os parâmetros do gerador síncrono e da turbina, necessários para a aplicação do modelo de Rowen, estão inseridos neste capítulo, e são condizentes com a representação da microturbina a gás da marca Capstone, modelo C30.

Apresentou-se também o modelo máquina barra-infinita, utilizado para representar a conexão entre a microturbina e o SDEE.

Por fim mostrou-se a modelagem do conversor estático, o qual é responsável pela interface entre a microturbina e a rede elétrica de distribuição. Este modelo é implementado na frequência fundamental e as tensões geradas do lado da máquina são funções dos índices de modulação. O modelo inclui ainda a representação do elo de corrente contínua e as malhas de controle dos conversores do lado da rede e do gerador.

Os controles de corrente e de velocidade do lado do gerador, juntamente com o controle de tensão do elo CC, estabeleceram no total 4 controladores do tipo PI, cuja sintonia é imprescindível para o bom desempenho do sistema e será apresentada nos capítulos a seguir.

Capítulo 3

Caracterização Dinâmica do Sistema de Geração

3.1 Introdução

No capítulo anterior foram apresentados os modelos que representam os componentes do sistema de geração. Baseando-se nestes modelos, a proposta deste capítulo consiste na caracterização da dinâmica do sistema de geração utilizando uma microturbina, durante a ocorrência de perturbações no SDEE, em aplicações de geração distribuída. Esta caracterização foi realizada em dois aspectos: Através do modelo linearizado e desenvolvimento das malhas de controle; e através de simulações transitórias.

Na análise do modelo linearizado, tem-se a caracterização dinâmica específica em torno de um ponto de operação. Esta caracterização é feita analiticamente através da obtenção das funções de transferência aproximadas das malhas de controle.

A caracterização dinâmica do sistema de geração via simulações transitórias, será realizada através de ensaios de falta elétrica nos terminais do CLR, onde o ponto de operação da microturbina será alterado visando caracterizar o comportamento do sistema em diferentes condições de geração. As respostas através de simulações apresentam não linearidades que não são representadas através do modelo analítico.

Ambas as abordagens se completam, possibilitando assim a obtenção de uma maior quantidade de informações acerca da dinâmica deste sistema de geração, buscando motivar o aumento do número de conexões deste tipo de GD.

Para fins de análise, serão considerados indicadores como a ocorrência e amplitude de oscilações, atingimento ou não de limites operativos dos componentes.

3.2 Apresentação do sistema de geração implementado no Simulink

Nesta seção apresenta-se o sistema de geração implementado no software Simulink com vistas à realização das simulações que buscam a caracterização da dinâmica da microturbina frente a transitórios de afundamento de tensão na rede de distribuição.

A realização deste estudo compreende a criação de um ambiente de testes onde são implementados os modelos da turbina, gerador síncrono de ímãs permanentes e conversores, apresentados no Capítulo 2, e da rede elétrica de distribuição na qual o sistema está inserido.

A topologia do sistema utilizado é a apresentada na Figura 2.1, e foi criada com base nos modelos descritos ao longo do Capítulo 2. A partir desta topologia desenvolveu-se o ambiente de testes que pode ser visto na Figura 3.1 e na Figura 3.2, onde estão representados todos os equipamentos que compõem o sistema.

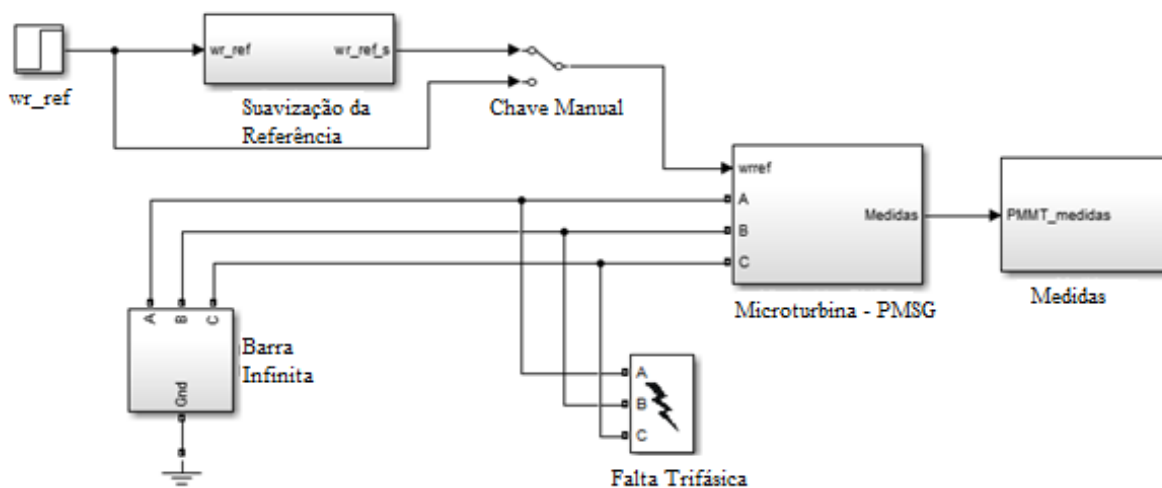


Figura 3.1: Sistema de testes implementado no Simulink.

No sistema de testes apresentou-se a modelagem simplificada da rede elétrica, composta por um equivalente de Thèvenin do circuito visto do ponto de conexão. A falta trifásica é representada nos terminais do CLR pelo bloco “*Three-Phase Fault*” presente na biblioteca *Power Systems* no software *Simulink*®. Tanto o circuito equivalente quanto a falta são considerados trifásicos equilibrados.

O bloco denominado “*wr_ref*”, é utilizado para inserir a referência de velocidade do gerador síncrono. Esta referência foi pré-calculada no arquivo de inicialização e tem função de fazer com que o gerador alcance o ponto de operação determinado. Através desse bloco pode-se também modificar a referência a fim de simular mudanças no ponto de operação da microturbina.

O Sistema de Geração com MTG implementado no Simulink representado na Figura 3.2 engloba a modelagem completa e a implementação da estrutura de controle dos conversores.

Também é representado o modelo do gerador síncrono e, por fim, no bloco microturbina está implementado o modelo de Rowen (1983). A implementação em software de todos os componentes, foi realizada conforme os modelos apresentados no Capítulo 2 deste trabalho.

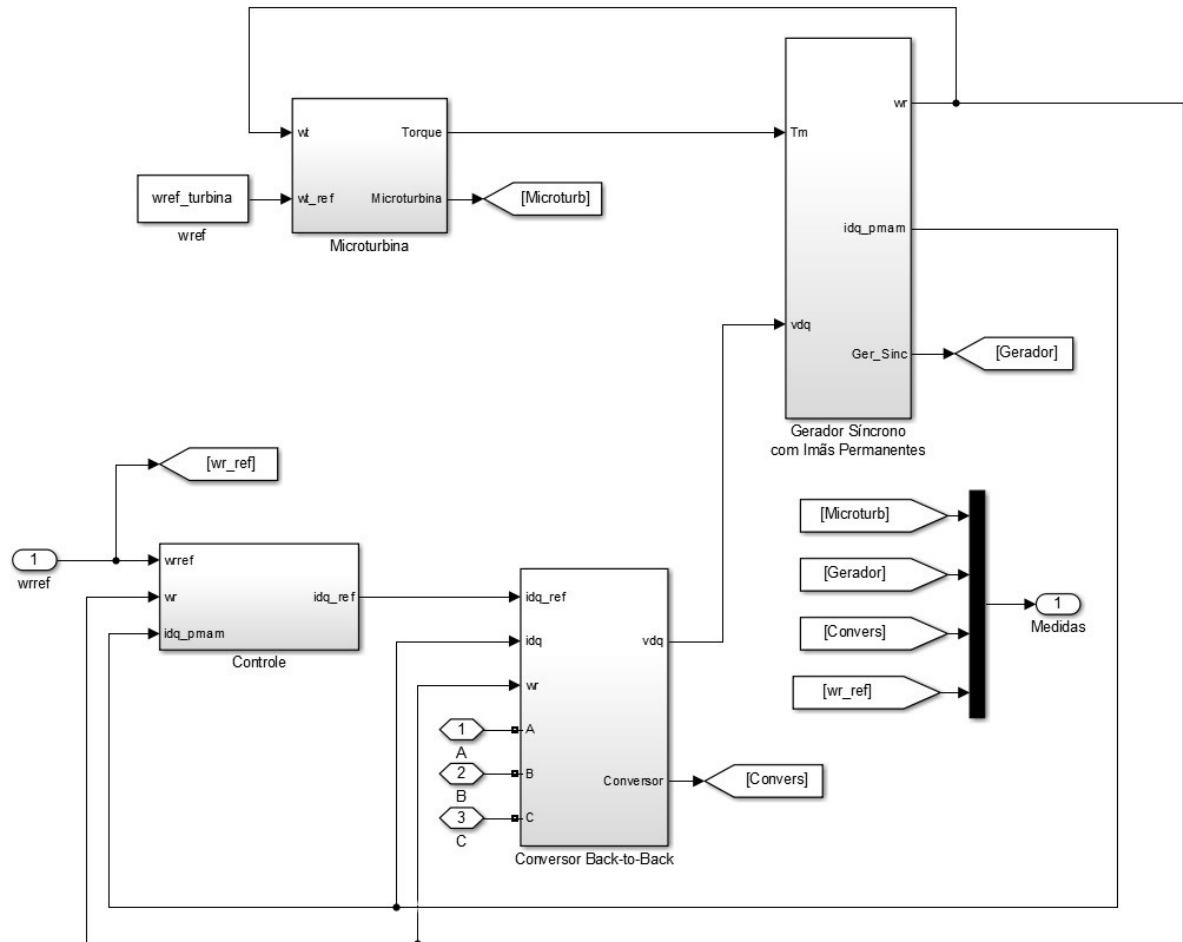


Figura 3.2: Sistema de geração com MTG implementado no Simulink. (Bloco Microturbina-PMSG do sistema de testes).

3.3 Aproximação linear da dinâmica das malhas de controle

Nesta seção serão apresentadas as funções de transferência que descrevem o comportamento dinâmico aproximado das malhas de controle do sistema de geração. Através da análise das funções de transferência será possível observar as constantes de tempo predominantes, permitindo que sejam tiradas conclusões a respeito da velocidade de resposta das malhas de controle envolvidas. Esta perspectiva em torno das constantes de tempo do sistema dará respaldo para avaliação da dinâmica do sistema de geração, inclusive dos resultados apresentados graficamente na próxima seção.

Paralelamente, as funções de transferência possibilitam a realização da sintonia dos parâmetros dos controladores das malhas de controle. Esta sintonia é crucial para que se obtenha uma redução ou eliminação dos efeitos das perturbações, o aumento na rapidez da resposta e melhoria na estabilidade.

Os controles de corrente e de velocidade do lado do gerador, juntamente com o controle de tensão no elo CC totalizam 4 controladores do tipo PI. As funções de transferência que representam as quatro malhas de controle são representadas de forma aproximada nas subseções a seguir.

3.3.1 Função de transferência para as malhas de controle das correntes de eixo direto e quadratura

A obtenção das funções de transferência relativas às malhas de controle de corrente de eixo direto (i_d) e eixo quadratura (i_q) é realizada com base nas equações (2.11) e (2.12) das tensões de eixo direto (v_d) e quadratura (v_q) da máquina síncrona de ímãs permanentes.

Nestas equações, os termos $-\omega_r \cdot \frac{L_d}{L_q} \cdot \omega_b$ e $\omega_r \cdot \frac{L_q}{L_d} \cdot \omega_b$ representam o efeito do acoplamento entre os eixos d e q. O desacoplamento destes efeitos, pode ser obtido por realimentação não-linear, definindo v'_d e v'_q , como novos sinais de controle. De acordo com Queval & Ohsaki (2012) v'_d e v'_q são dados por:

$$v'_q = \omega_r \cdot L_d \cdot i_d - \omega_r \cdot \lambda_m + v_q \quad (3.1)$$

$$v'_d = -\omega_r \cdot L_q \cdot i_q + v_d \quad (3.2)$$

Substituindo as equações (3.1) e (3.2) em (2.11) e (2.12), respectivamente, os efeitos cruzados entre os eixos dq são eliminados e as equações de estado do gerador são escritas em em sua forma matricial:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_s}{L_q} \cdot \omega_b & 0 \\ 0 & \frac{-R_s}{L_d} \cdot \omega_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_q \\ i_d \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} v'_q \cdot \frac{\omega_b}{L_q} \\ v'_d \cdot \frac{\omega_b}{L_d} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Deste modo conclui-se que as correntes i_q e i_d respondem aos sinais de controle v'_d e v'_q através das funções de transferência de primeira ordem $F_q(s)$ e $F_d(s)$, dadas por:

$$F_q(s) = \frac{i_q}{v'_q} = -\frac{1}{R_s} \frac{1}{\left(1 + \frac{L_q}{R_s \cdot \omega_b} \cdot s\right)} \quad (3.4)$$

$$F_d(s) = \frac{i_d}{v'_d} = -\frac{1}{R_s} \frac{1}{\left(1 + \frac{L_d}{R_s \cdot \omega_b} \cdot s\right)} \quad (3.5)$$

As constantes de tempo das malhas de controle de corrente podem ser visualizadas a partir das funções de transferência expressas por (3.4) e (3.5). Assim as constantes τ_q e τ_d são definidas por:

$$\tau_q = \frac{L_q}{R_s \cdot \omega_b} \quad (3.6)$$

$$\tau_d = \frac{L_d}{R_s \cdot \omega_b} \quad (3.7)$$

A partir disso, as malhas dos controles das correntes i_q e i_d do gerador podem ser representadas através do diagrama de blocos da Figura 3.3.

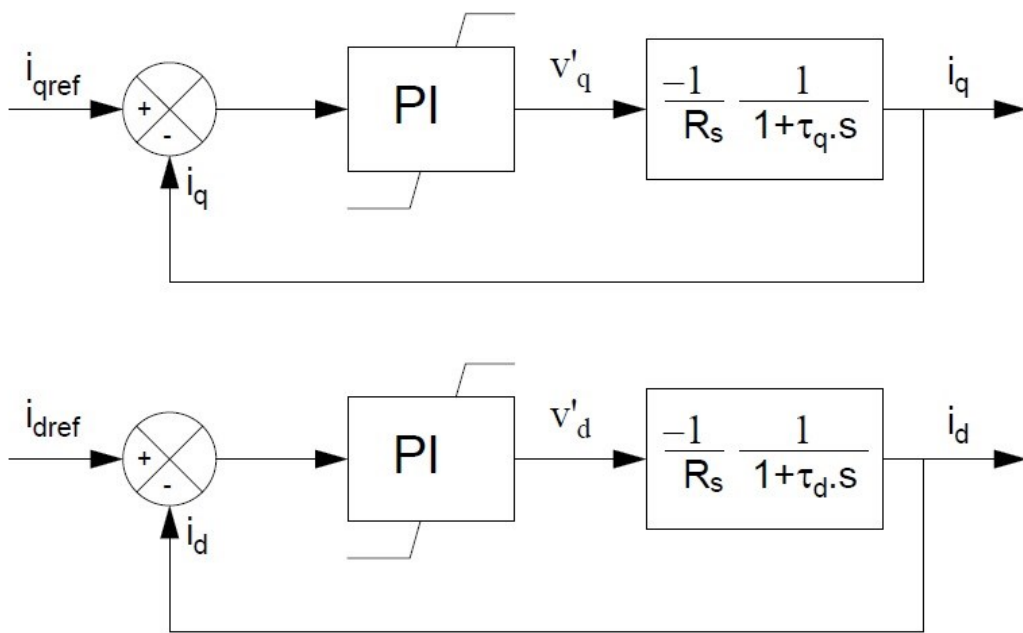


Figura 3.3: Dinâmica aproximada para as malhas de controle de corrente i_q e i_d .

Os ganhos dos controladores PI do controle de corrente do gerador utilizados neste trabalho, cuja sintonia foi realizada através do método simétrico ótimo, o qual foi proposto por (Queval & Ohsaki, 2012) e está exposto no apêndice A, são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Ganhos dos controladores PI do controle de corrente do gerador

Constante	Tipo	Valor
K_{pd}	Proporcional	1,35
K_{id}	Integral	6395
K_{pq}	Proporcional	1,074
K_{iq}	Integral	3223

A função de transferência aproximada para as malhas de controle de corrente i_d e i_q utilizando os ganhos dados na Tabela 3.1 são dadas por:

$$\frac{\Delta i_d}{\Delta i_{dref}} = \frac{15080(s + 4737)}{(s^2 + 15440s + 71440000)} \quad (3.8)$$

$$\frac{\Delta i_q}{\Delta i_{qref}} = \frac{12000(s + 3000)}{(s + 7640)(s + 4694)} \quad (3.9)$$

Os valores do amortecimento ζ e da frequência natural ω_n para a malha do controle de corrente i_q são dados por $\zeta=1,03$ e $\omega_n=6000$ rad/s o que caracteriza o controle de corrente i_q como superamortecido ($\zeta > 1$), portanto o sistema possui dois polos reais no semiplano esquerdo do plano s e sua resposta transitória não apresenta oscilações.

O tempo de acomodação t_s para sistemas superamortecidos é calculado a partir do pólo mais próximo do eixo imaginário, portanto:

$$t_s = \frac{4}{4694} = 0,8521ms \quad (3.10)$$

O máximo sobresinal para a malha de controle de corrente i_q obtido a partir do gráfico da resposta ao degrau exposto na Figura 3.4 é $M_p=11,4\%$.

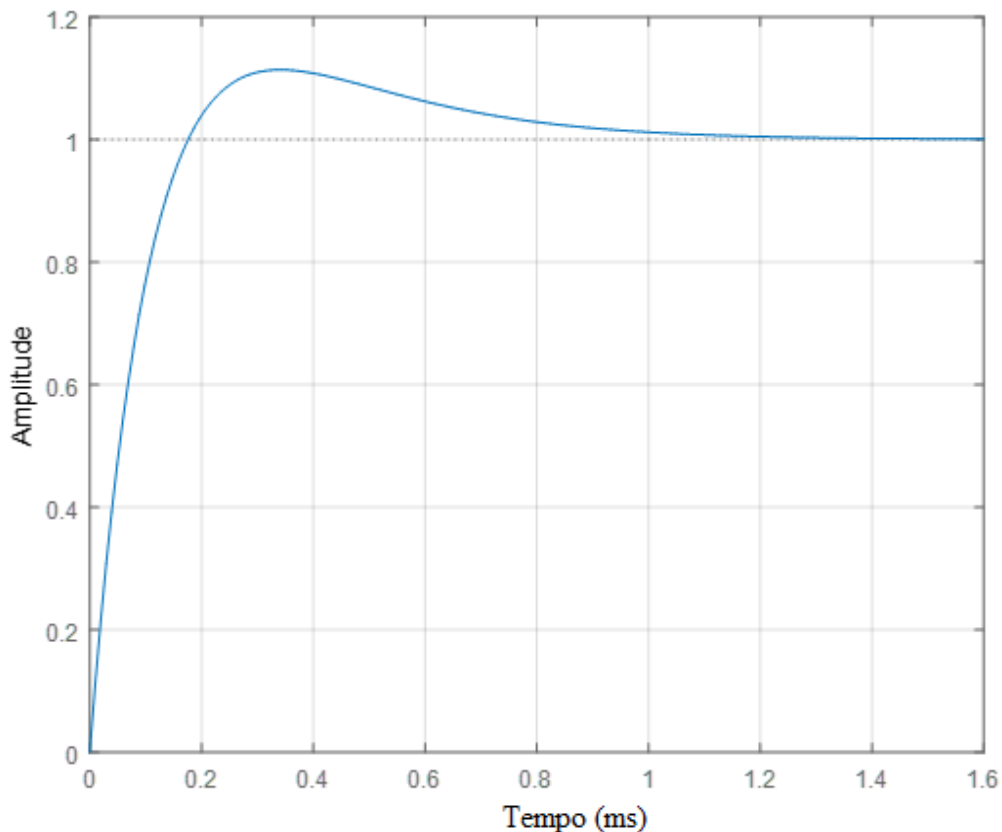


Figura 3.4: Resposta ao degrau da malha do controle de corrente i_q

Já os valores do amortecimento ζ e da frequência natural ω_n para a malha do controle de corrente i_d são dados por $\zeta=0,9134$ e $\omega_n=8452$ rad/s o que caracteriza o controle de velocidade

como subamortecido ($0 < \zeta < 1$). O sistema possui um par de pólos complexos conjugados dominantes e sua resposta transitória é oscilatória. A frequência natural amortecida desta malha é $\omega_d=3440\text{rad/s}$.

O valor do tempo de acomodação para a malha do controle de corrente i_d é:

$$t_s = 0,5181\text{ms} \quad (3.11)$$

e a sobrelevação máxima é de 14,04% conforme mostrado na Figura 3.5.

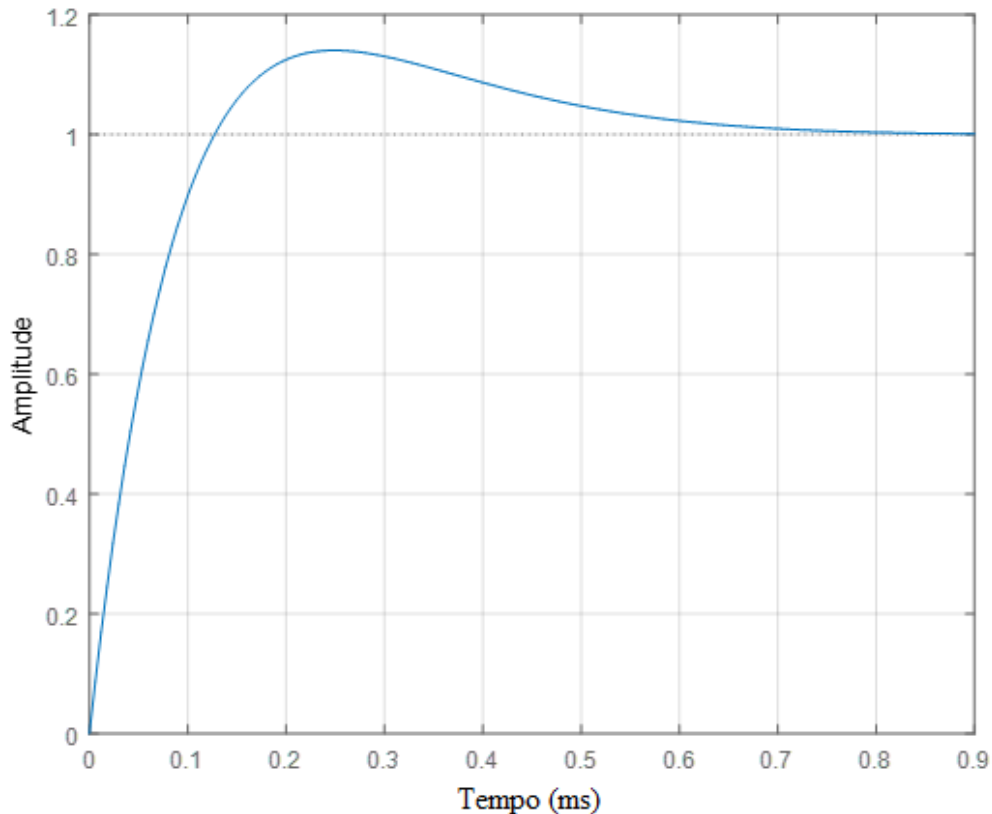


Figura 3.5: Resposta ao degrau da malha do controle de corrente i_d

A sintonia dos controladores PI através do método simétrico ótimo prevêem que a malha de controle de corrente do eixo direto do lado do gerador deve ser mais rápida em comparação com a malha de controle de corrente do eixo quadratura a fim de garantir que o torque elétrico (T_e) seja uma função linear de i_q na Equação (2.13) (Queval & Ohsaki, 2012).

3.3.2 Função de transferência para a malha do controle de velocidade

A representação da função de transferência da malha de controle de velocidade é obtida a partir das equações mecânicas do gerador síncrono que descrevem a variação de velocidade, e o torque eletromagnético do gerador.

Aplicando-se a transformada de Laplace na equação (2.14) tem-se:

$$s \cdot \omega_r = \frac{1}{2H} (T_m - F \cdot \omega_r - T_e) \quad (3.12)$$

Isolando a corrente de eixo quadratura i_q , em (2.13), a equação que descreve o torque eletromagnético no PMSG é representada da seguinte forma:

$$T_e = [\lambda_m + (L_q - L_d)i_d]i_q \quad (3.13)$$

Como as indutâncias de eixo direto e quadratura são iguais ($L_d=L_q$), a equação do torque elétrico se torna linear e é representada por:

$$T_e = \lambda_m \cdot i_q \quad (3.14)$$

Desprezando o coeficiente de atrito F , e substituindo T_e em (3.12) e (3.13) tem-se:

$$2 \cdot H \cdot s \cdot \omega_r = (-\lambda_m \cdot i_q) + T_m \quad (3.15)$$

Como resultado, a velocidade mecânica da máquina responde à corrente de eixo quadratura (i_q) através de uma função de transferência de primeira ordem dada por:

$$G_\omega(s) = \frac{\omega_r(s)}{i_q(s)} = \frac{-\lambda_m}{2 \cdot H \cdot s} \quad (3.16)$$

A malha completa do controle de velocidade do gerador é representada pelo diagrama de blocos apresentado na Figura 3.6, onde fica clara a influência de T_m como perturbação.

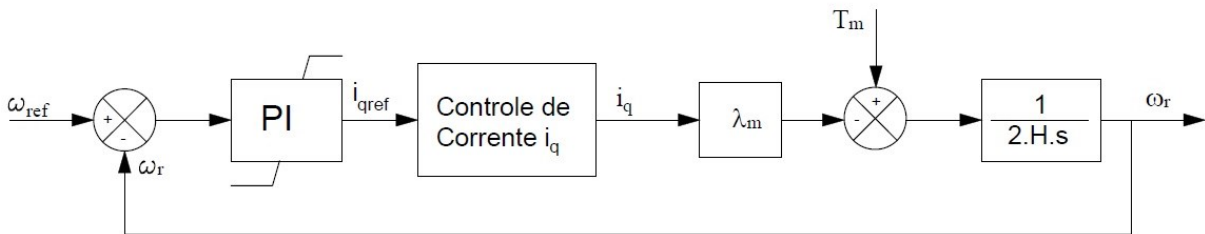


Figura 3.6: Dinâmica aproximada para o controle de velocidade.

Os ganhos do controlador PI utilizado no controle de velocidade do gerador calculado através do método simétrico ótimo são mostrados na Tabela 3.2

Tabela 3.2: Ganhos do controlador PI do controle de velocidade do gerador

K_{pw}	Proporcional	620
K_{iw}	Integral	124000

A função de transferência aproximada para a malha do controle de velocidade utilizando os ganhos dados na Tabela 3.2 é dada por:

$$\frac{\Delta\omega_r}{\Delta\omega_{rref}} = \frac{231900(s + 200)}{(s + 4735)[(s^2 + 469.1s + 97960)]} \quad (3.17)$$

Sabe-se que quanto mais próximos do eixo imaginário no semiplano esquerdo do plano s estiverem os pólos, maior será sua influência sobre a resposta transitória pois possuem um decaimento mais lento (*pólos dominantes de malha fechada*). A função de transferência para a malha do controle de velocidade possui um par de pólos complexos conjugados que possuem efeito dominante sobre a resposta. (Ogata, 2010).

Os valores do amortecimento ζ e da frequência natural ω_n são dados por:

$$2 \zeta \omega_n = 469,1 \quad (3.18)$$

$$\omega_n^2 = 97960 \quad (3.19)$$

Portanto, $\zeta=0,7494$ e $\omega_n=312,98\text{rad/s}$, o que caracteriza o controle de velocidade como subamortecido ($0 < \zeta < 1$) e sua resposta transitória é oscilatória. A frequência natural corresponde a frequência em que a resposta do sistema poderá oscilar caso o amortecimento for reduzido a zero. O valor do máximo sobressinal para a malha do controle de velocidade obtido a partir da Figura 3.7 é $M_p= 21,34\%$.

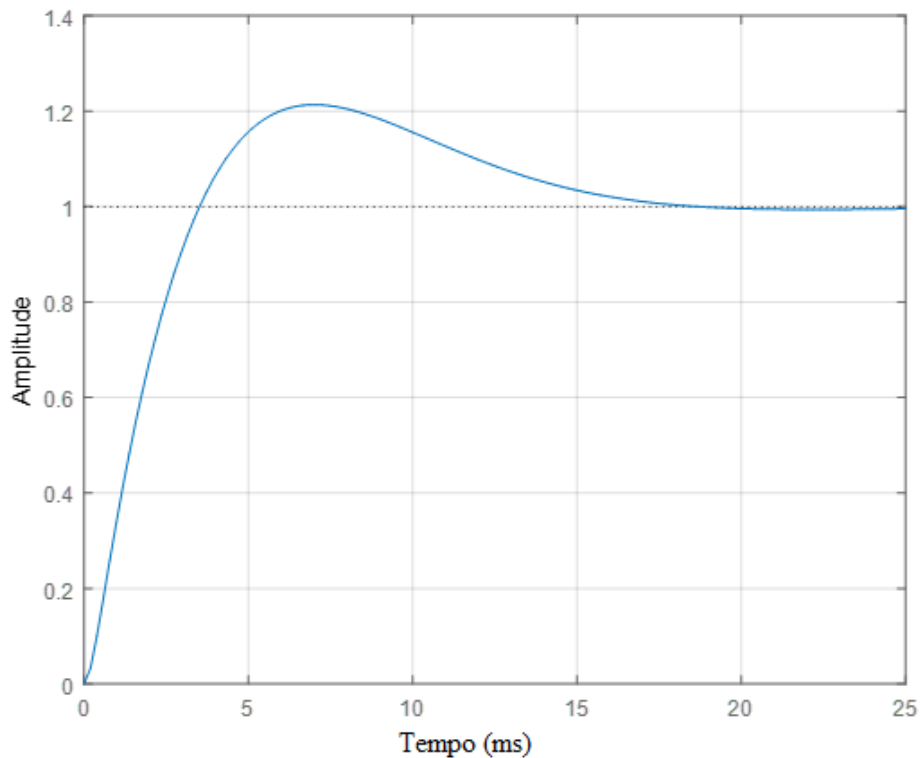


Figura 3.7: Resposta ao degrau da malha do controle de velocidade

Como o sistema possui amortecimento, a frequência que pode ser observada é a frequência natural amortecida ω_d e é dada por:

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \zeta^2} \quad (3.20)$$

portanto, a frequência natural amortecida desta malha de controle é $\omega_d=207\text{rad/s}$.

O tempo de acomodação para o critério de 2% é calculado por:

$$t_s = \frac{4}{\zeta\omega_n} \quad (3.21)$$

que, para a malha de controle de corrente é igual a 17,1ms.

3.3.3 Função de transferência para a malha de controle da tensão do elo CC

A função de transferência da malha de controle da tensão do elo CC é obtida através das equações que definem a dinâmica do elo CC (2.17) e a potência ativa entregue à rede (2.25).

Utilizando como ponto de partida o alinhamento do eixo direto com a direção do fasor da tensão de estator (seção 2.5) a expressão para a potência ativa entregue pelo CLR à rede é escrita da seguinte forma:

$$P_{rede} = V_s \cdot i_{dg} \quad (3.22)$$

A potência líquida é definida como sendo a diferença entre a potência gerada e a entregue à rede pelo CLR ($P_l = P_{ger} - P_{rede}$). Quando na condição de equilíbrio do sistema $P_l = 0$ e $V_{dc} = V_{dcref} = constante$.

A variação da tensão no elo CC é escrita como:

$$\Delta V_{dc} = V_{dc} - V_{dcref} \quad (3.23)$$

Portanto a equação (2.25) é reescrita a partir de (3.23):

$$\Delta \dot{V}_{dc} = \dot{V}_{dc} = \frac{K}{C(V_{dcref} + \Delta V_{dc})} (P_l + \Delta P_l) \quad (3.24)$$

$$\Delta \dot{V}_{dc} \approx \frac{K}{C \cdot V_{dcref}} \Delta P_l \quad (3.25)$$

onde:

$$K = \omega_b \cdot \frac{18}{\pi^2} \quad (3.26)$$

Em (3.25) obteve-se a relação entre $\Delta \dot{V}_{dc}$ e a variação da diferença líquida entre potência ativa gerada e entregue a rede ΔP_l . A potência gerada pela máquina é considerada como uma perturbação para fins da malha de controle da tensão do elo CC.

$$\Delta P_l = \underbrace{\Delta P_{ger}}_{\text{Perturbação}} - \Delta P_{rede} \quad (3.27)$$

Por outro lado, a partir de (3.22) chega-se a equação que representa a variação da potência ativa entregue à rede em função das variações da corrente i_{dg} e da tensão da rede V_s .

$$\Delta P_{rede} = V_s^\emptyset \cdot \Delta i_{dg} + i_{dg}^\emptyset \cdot \Delta V_s \quad (3.28)$$

onde V_s^ϕ e i_{dg}^ϕ são tensão e corrente no ponto de operação. Portanto:

$$\Delta V_{dc} = -\frac{K}{C \cdot V_{dcref}} V_s^\phi \cdot \Delta i_{dg} - \frac{K}{C \cdot V_{dcref}} i_{dg}^\phi \cdot \Delta V_s + \frac{K}{C \cdot V_{dcref}} \Delta P_{ger} \quad (3.29)$$

Considerando $V_s^\phi = 1pu$ e $V_{dcref}=1pu$ no ponto de operação, a equação que descreve a variação na tensão do elo CC é escrita como:

$$\Delta V_{dc} = -\frac{K}{C} \cdot \Delta i_{dg} - \frac{K}{C} \cdot \Delta V_s + \frac{K}{C} \Delta P_{ger} \quad (3.30)$$

Aplicando a transformada de Laplace, chega-se a:

$$\Delta V_{dc}(s) = \frac{1}{s} \left(-\frac{K}{C} \cdot \Delta i_{dg}(s) - \frac{K}{C} \cdot \Delta V_s(s) + \frac{K}{C} \Delta P_{ger}(s) \right) \quad (3.31)$$

Definindo $K_{dc} = \frac{K}{C}$, a resposta da variação de tensão em relação a variação da corrente i_{dg} é representada pela função de transferência da malha do controle de tensão do elo CC descrita em (3.32).

$$G_v(s) = \frac{\Delta V_{dc}(s)}{\Delta i_{dg}(s)} = -K_{dc} \cdot \frac{1}{s} \quad (3.32)$$

A dinâmica aproximada incluindo as perturbações pela variação da tensão da rede e da potência gerada pode ser observada na Figura 3.8.

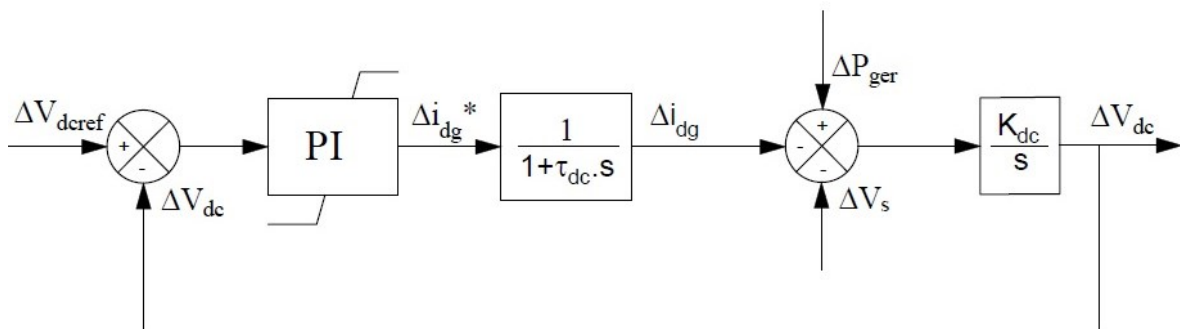


Figura 3.8: Dinâmica aproximada para a malha de controle de tensão do elo CC.

Onde τ_{dc} é a constante de tempo que representa a dinâmica de primeira ordem da malha de corrente do controlador do lado da rede.

Os ganhos do controle de tensão do link DC calculados através do método simétrico ótimo estão expostos na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Ganhos do controlador PI do lado da rede

Constante	Tipo	Valor
K_{pdc}	Proporcional	9
K_{idc}	Integral	1500

A função de transferência aproximada para a malha do controle de tensão do elo CC utilizando os ganhos dados na Tabela 3.3 é dada por:

$$\frac{\Delta V_{dc}}{\Delta V_{dcref}} = \frac{683490(s + 166,7)}{(s + 1359)(s^2 + 441,4s + 83840)} \quad (3.33)$$

Portanto, os valores do coeficiente de amortecimento e a frequência natural obtidos através dos pólos dominantes de malha fechada, são $\zeta=0,7622$ e $\omega_n=289,55\text{rad/s}$ o que caracteriza o controle de velocidade como subamortecido ($0 < \zeta < 1$), portanto sua resposta transitória é oscilatória. O valor da frequência natural amortecida $\omega_d= 187,43\text{rad/s}$.

O valor do tempo de acomodação para a malha do controle de tensão do elo CC é $t_s = 0,018\text{s}$, e uma sobrelevação máxima de 24,91% conforme mostrado na Figura 3.9.

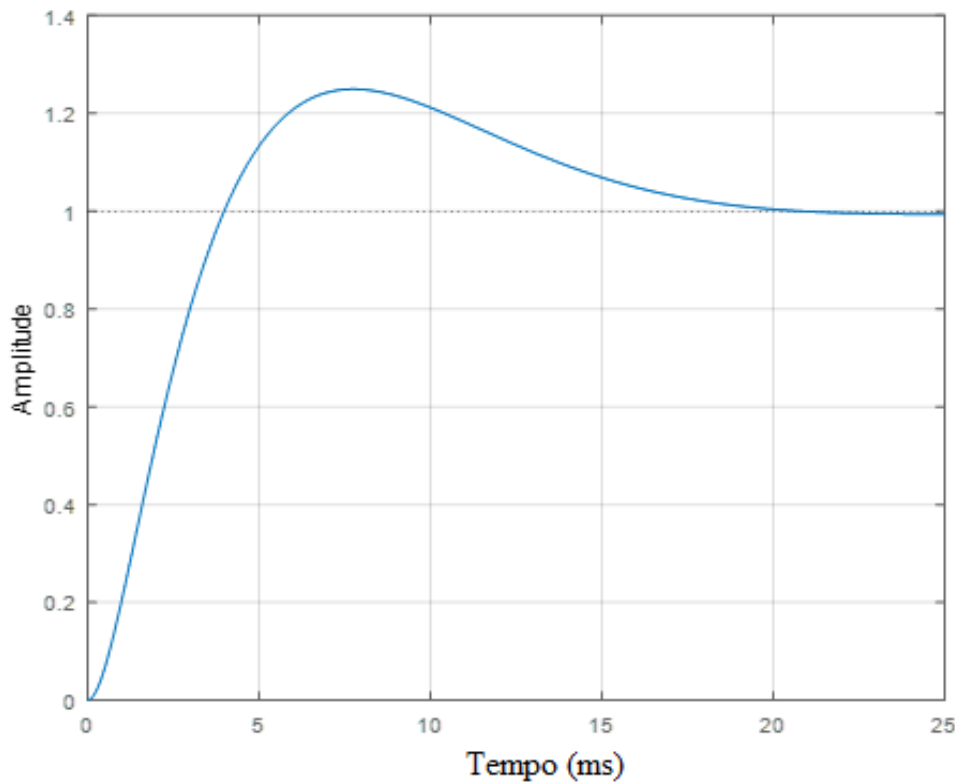


Figura 3.9: Resposta ao degrau da malha do controle de tensão no elo CC

3.3.4 Síntese da dinâmica aproximada das malhas de controle

A partir do levantamento analítico das funções de transferência das malhas de controle do sistema de geração, é possível notar algumas características do sistema. Percebe-se que as constantes de tempo do sistema são muito pequenas, na ordem de milissegundos para todas as malhas de controle. Atenta-se para o fato de que a dinâmica do PMSG utilizado na microturbina

a gás, por ser um gerador de alta velocidade, é muito rápida em comparação à um gerador síncrono convencional. Portanto, a maior parte da dinâmica mecânica, em termos de constante de tempo, está associada à microturbina, que possui uma dinâmica mais lenta que o gerador.

Nota-se também que os principais sinais de perturbação são o torque mecânico, inserido na malha de controle de velocidade do gerador, a tensão da rede e a potência gerada pela MTG, ambos inseridos na malha do controle de tensão do elo CC.

A dinâmica lenta de elementos como o atuador do sistema de combustível, vem a interferir na dinâmica do torque mecânico produzido pela microturbina, que por sua vez, atua como perturbação na malha de controle de velocidade. Assim, a dinâmica de recuperação pós falta das variáveis elétricas do sistema pode ser afetada devido a ação do torque mecânico como perturbação.

Para todas as malhas de controle a resposta ao degrau apresentou um nível de sobrelevação acima de 11%, isto se dá devido a características do método escolhido para a sintonia do controle, o qual possui boa rejeição às perturbações, porém gera um nível elevado de sobressinal na resposta.

As características observadas nos modelos linearizados servem como base para a avaliação da dinâmica apresentada pelas simulações transitórias realizadas nas seções seguintes, que consideram o modelo completo não linear.

3.4 Análise do comportamento dinâmico do sistema de geração

Nesta seção serão apresentados resultados de simulação ilustrativos das principais variáveis elétricas e mecânicas do sistema.

Os testes realizados desprezam as condições de inicialização e parada da microturbina, dessa forma, é necessário apenas a representação dos componentes relacionados à sua operação. Sendo assim, a simulação parte do ponto em que o sistema já atingiu uma condição de equilíbrio e está entregando potência à rede. Em função disso, é imprescindível a obtenção do valor de todos os sinais em regime permanente. Todas as simulações são feitas no domínio fasorial.

Foram criadas rotinas de programação que são responsáveis pela obtenção das condições iniciais do sistema de geração, inserção dos parâmetros e geração dos gráficos das respostas. Como parâmetros de entrada do arquivo de inicialização, têm-se: velocidade de referência da turbina (ω_{tref}); e os *setpoints* de potência ativa (P_t) e reativa (Q_t) que se pretende gerar. Este arquivo tem como objetivo fornecer a solução do sistema de equações em regime permanente, solução na qual fornece as condições iniciais do sistema para a análise dinâmica. As variáveis de saída são as tensões de eixo direto e quadratura da máquina (v_d e v_q), as correntes de eixo direto e quadratura (i_d e i_q) e a velocidade de operação da turbina ω_r .

A implementação dos testes e das rotinas de programação foram realizadas em ambiente computacional, utilizando-se dos softwares Matlab/Simulink®.

3.4.1 Metodologia empregada nos testes

Para a realização dos testes, foi estabelecido dois casos de simulação, os quais serão utilizados como referência para análise dos resultados, facilitando a compreensão da influência de um curto-circuito trifásico na rede de distribuição sobre a dinâmica de geração da microturbina, em duas condições de operação distintas.

O sistema de geração considerado é composto por uma microturbina de 30 kW, conectado à uma rede de distribuição de 480V de tensão de linha e frequência de 60Hz. A representação da linha é feita através de um circuito equivalente de Thèvenin, onde o valor da impedância equivalente para todos os testes realizados neste capítulo é dado por $Z_{th}=0,4476+j0,8051\Omega$.

Os pontos de operação destinados aos testes para a avaliação do comportamento dinâmico da MTG foram chamados de Caso I e Caso II, e estão apresentados Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Pontos de operação para avaliação da dinâmica da MTG

Fator	Caso I	Caso II
Velocidade de Referência da Turbina (ω_{tref})	1,01pu	1,01pu
Ponto de Operação	0,8pu (24kW)	0,5pu(15kW)
Fator de Potência (fp)	1	1
Resistência de Falta (R_f)	0,57 Ω	0,57 Ω
Nível de Inserção (ρ)	0,12	0,12
Potência de Curto-Circuito vista do Ponto de Conexão (S_{sc})	8,33pu(250kVA)	8,33pu(250kVA)
Relação X/R	1,8	1,8

Os casos I e II são utilizados para a caracterização dinâmica do sistema de geração durante uma falta na rede, com o sistema de geração em dois pontos de operação distintos, gerando 0,8 e 0,5pu de sua potência nominal, respectivamente.

Em relação à apresentação dos resultados, são expostos em pu, utilizando como base a potência da MTG, a tensão de linha e a frequência do sistema. A exceção é a tensão no elo CC cujo valor base empregado é o valor de pico da tensão de linha.

3.4.2 Variáveis analisadas

Das simulações realizadas para todos os casos de teste, serão gerados gráficos que representam as principais variáveis elétricas e mecânicas do sistema em estudo. Assim, a caracterização da dinâmica do sistema de geração se dará a partir das seguintes variáveis:

1. Tensão no elo CC
2. Tensão terminal do gerador
3. Potência ativa gerada pelo PMSG
4. Potência ativa entregue à rede pelo conversor
5. Corrente do CLR
6. Velocidade da microturbina
7. Sinais de controle v'_d e v'_q

3.4.3 Dinâmica do sistema de geração em condições de falta na rede: Avaliação do caso I

Para a realização do primeiro teste, utilizou-se os valores dos parâmetros apresentados no Caso I, os quais estão dispostos na Tabela 3.4. Neste teste, um curto-circuito simétrico é aplicado nos terminais do CLR, no instante de tempo 1s, e foi mantido por 100ms. A falta foi aplicada enquanto a microturbina operava em regime permanente, gerando 0,8pu de potência ativa.

Os fenômenos que caracterizam o comportamento dinâmico do sistema de geração podem ser observados a partir dos gráficos apresentados nas figuras a seguir.

Cabe ressaltar que a análise das respostas do sistema em condições de curto-circuito é feita de forma didática, visto que para condições de faltas de longa duração ou em condições de faltas de baixa resistência, a máquina sofreria danos provenientes da alta corrente de curto-circuito, ou, uma proteção inevitavelmente atuaria, retirando o sistema de operação.

O comportamento da tensão no ponto de conexão com a rede é mostrado na Figura 3.10. Observa-se a ocorrência de um afundamento de tensão de 0,5pu nos terminais do CLR instantaneamente quando a falta é aplicada. Os afundamentos de tensão são decréscimos entre 0,1 e 0,9 pu no valor eficaz da tensão nominal, e possuem duração de meio ciclo até um minuto (IEEE, 1995).

Este afundamento de tensão perdura por todo o tempo de duração da falta. No instante em que a falta é eliminada, a tensão terminal tende a retornar à sua condição pré-falta, apresentando no instante $t=1,1s$ um pico instantâneo acima do valor de regime permanente. A recuperação na tensão terminal leva em torno de 40ms o que caracteriza uma dinâmica de recuperação de tensão rápida.

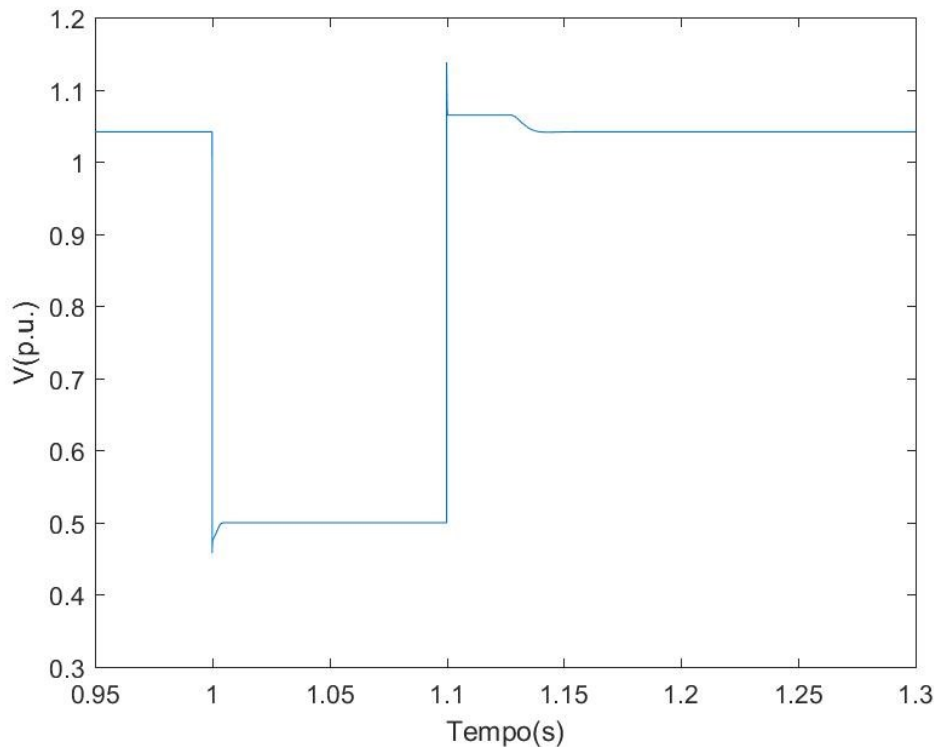


Figura 3.10: Tensão nos terminais do CLR – Caso I.

A Figura 3.11 mostra o gráfico de potência ativa gerada e entregue à rede. Pode-se observar que no período pré-falta a potência ativa gerada é igual a entregue à rede pelo conversor. A potência gerada permanece no valor de 0,8pu durante toda a simulação. No instante $t=1s$, quando a falta é aplicada, há um súbito decréscimo na potência ativa entregue à rede, a qual acomoda em um valor de aproximadamente 0,63pu durante a ocorrência da falta, permanecendo neste valor até o instante $t=1,1s$, momento em que o curto-circuito no SDEE é extinto. Neste instante, há uma sobrelevação na potência entregue à rede, a qual permanece em um valor 1,34pu por cerca de 28ms. No instante de tempo $t=1,128s$ há uma queda rápida na potência ativa entregue à rede, retornando à condição de operação pré-falta 58ms após a eliminação da perturbação. Nota-se que durante todo o período de simulação, a potência ativa do PMSG permaneceu constante em seu valor de regime permanente.

A Figura 3.12 mostra o comportamento da corrente entregue pelo CLR. Verifica-se que no instante da aplicação da falta há um aumento da corrente entregue pelo conversor. Esta corrente atinge seu valor de saturação em aproximadamente 6ms. O valor de saturação é definido pelo limite de corrente do inversor no suprimento da corrente de falta, estabelecido neste trabalho como 1,26pu, com base no manual da microturbina Capstone® C30.

A queda repentina na potência entregue à rede no início da falta se justifica pelo fato de que a dinâmica da tensão terminal é ligeiramente mais rápida que a dinâmica da corrente do CLR no instante em que ocorre a falta. Portanto, a tensão terminal prontamente cai a um valor de 0,5pu enquanto a corrente entregue pelo CLR leva em torno de 6ms para alcançar o valor de limite do conversor. Uma vez alcançado o valor de saturação da corrente do conversor durante

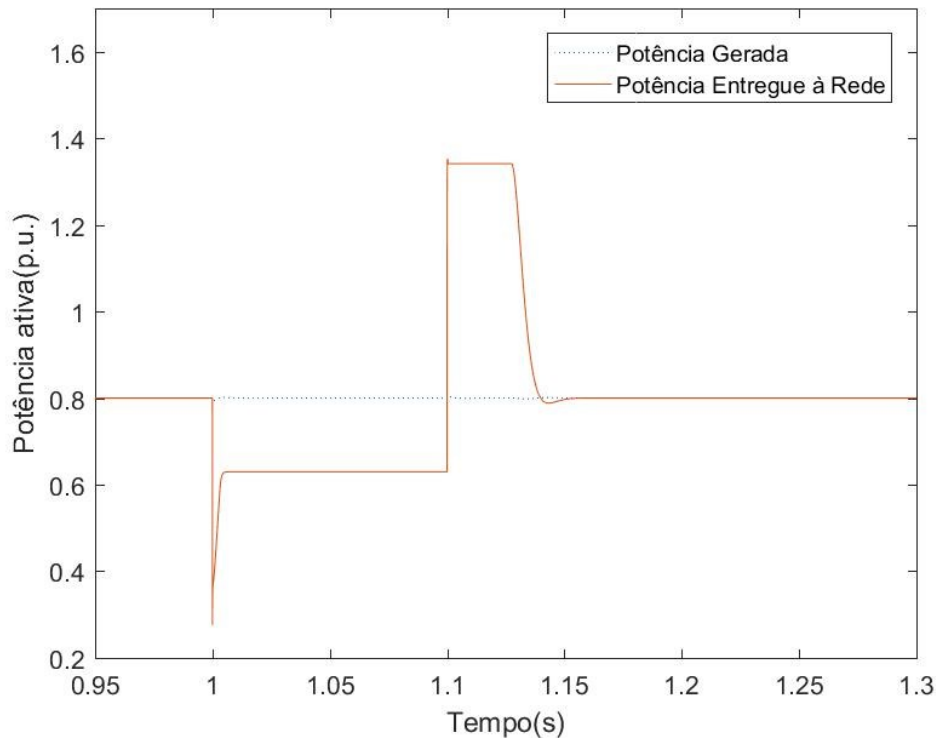


Figura 3.11: Potência ativa gerada e entregue à rede – Caso I.

o período de falta, para as condições de teste apresentadas o conversor é capaz de entregar 0,63pu (18,9kW) de potência ativa ao SDEE.

O pico na potência ativa entregue à rede no momento da eliminação da falta também acontece devido a relação entre a dinâmica de recuperação da tensão terminal e a da corrente do CLR. Pode-se observar na Figura 3.12 que a corrente leva em torno de 65ms para se reestabelecer na condição de operação pré falta, mantendo-se inclusive por 16ms no valor de saturação do conversor. Este comportamento ocasiona o pico de potência ativa entregue observado na Figura 3.11, visto que a dinâmica de recuperação da tensão terminal é mais rápida, reestabelecendo-se ao valor nominal anteriormente à corrente, fazendo com que haja um pico na potência entregue à rede até que ambas as variáveis se acomodem aos valores pré-falta.

O modelo do elo de corrente contínua apresentado no Capítulo 2 prevê que só há variação na tensão do elo quando ocorre um desequilíbrio das potências ativas nos dois lados do conversor, desta forma tais variações ocorrem somente em condições onde há transitórios que causam uma diferença entre a potência produzida pelo gerador e a entregue à rede. Em condições normais de operação, o conversor é capaz de entregar toda a potência fornecida pelo PMSG.

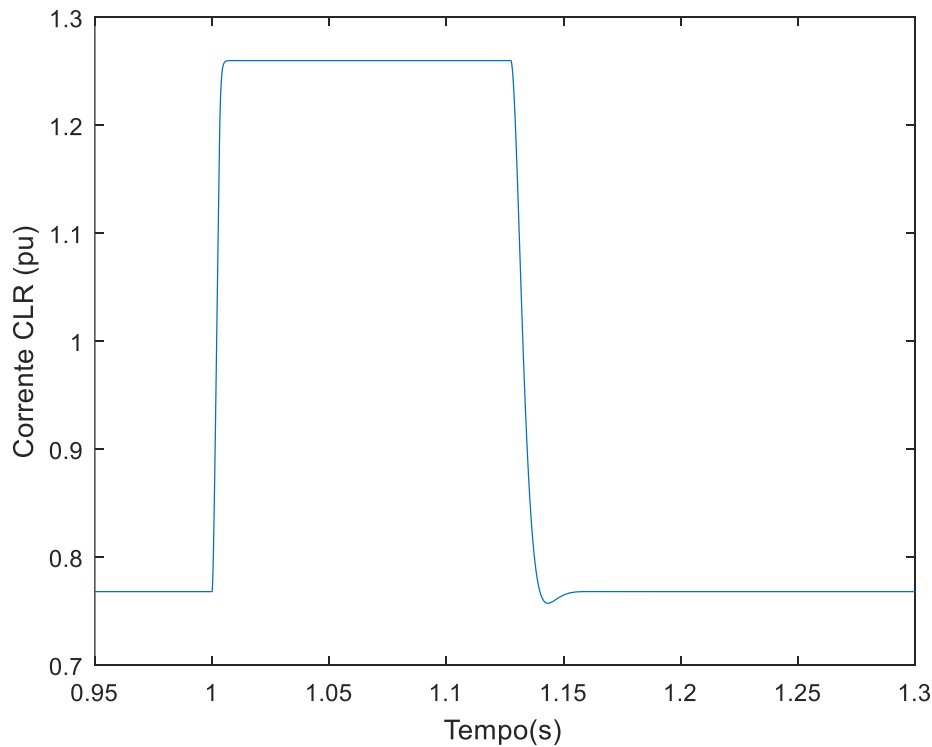


Figura 3.12: Corrente entregue pelo conversor do lado da rede - Caso I

O afundamento de tensão causado pela falta elétrica, ocasionou o desequilíbrio entre as potências ativa gerada e entregue à rede conforme mostrado na Figura 3.11. Este desequilíbrio refletiu instantaneamente na tensão do elo CC. O elo é formado por um capacitor em paralelo com os conversores do lado da rede e do lado da máquina e não é capaz de absorver a potência residual do desequilíbrio causado pelo curto-circuito, sem desvios expressivos da tensão.

Assim no instante em que a falta é aplicada, observa-se a elevação na tensão no elo CC conforme mostrado na Figura 3.13.

A tensão no elo CC atinge seu valor máximo no momento em que a falta é eliminada, alcançando um valor de 48% de sobretensão nas condições de teste realizadas. Percebe-se que a magnitude da tensão no elo CC tem relação direta com a duração da falta, que quanto maior for, maior será a sobretensão no elo CC. Este comportamento de crescimento ilimitado da tensão do elo levaria a inevitável desconexão do sistema por meio da atuação de proteções.

Pode-se observar ainda a dinâmica de recuperação de tensão no elo CC. Após atingir seu pico no instante de eliminação da falta, a tensão no elo CC decresce à medida em que o equilíbrio entre a potência ativa de ambos os lados do conversor se reestabelece. A tensão sobre o elo de corrente contínua leva em torno de 53ms para se reestabelecer a partir de seu valor de pico até atingir novamente a condição de operação pré-falta.

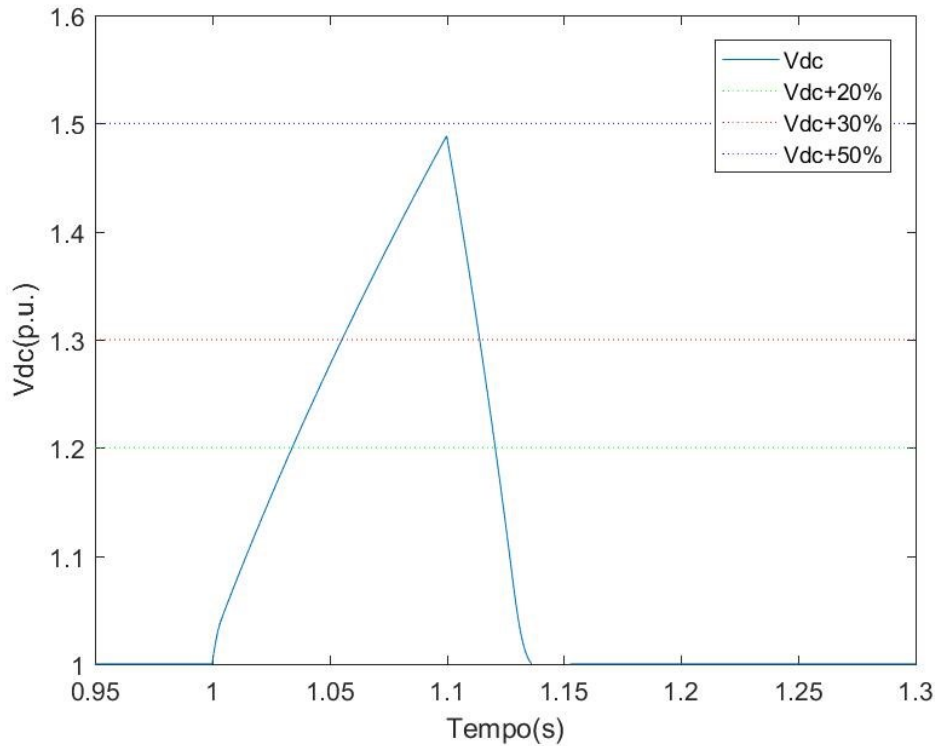


Figura 3.13: Tensão no elo CC – Caso I

O gráfico da velocidade do gerador apresentado na Figura 3.14 mostra que não há nenhuma variação sentida pela máquina durante o transitório de afundamento de tensão na rede de distribuição. Similarmente, a potência gerada pelo PMSG exibida na Figura 3.11, também não sofre nenhuma alteração. O comportamento de ambas as variáveis evidencia que a dinâmica da microturbina não é afetada em face de transitórios causados por afundamentos momentâneos de tensão. Desta maneira é possível afirmar que toda variação causada pelo desequilíbrio entre potência gerada e entregue à rede é absorvida pelo capacitor do elo CC.

Na Figura 3.15 são mostrados os gráficos correspondentes aos sinais de controle v'_d e v'_q dos controladores de corrente i_d e i_q do gerador. É possível observar a ação dos controladores de corrente durante o afundamento momentâneo de tensão (AMT). A ação destes controladores buscam compensar o efeito da variação da tensão do elo CC sobre as tensões v_d e v_q da máquina.

Conforme exposto nas equações (2.22) e (2.23) as tensões v_d e v_q são funções da tensão no elo CC e do índice de modulação (m_d e m_q) do PWM. Dessa forma, no momento em que acontece a elevação da tensão no elo CC, devido a ocorrência da falta, os controles de corrente do gerador atuam diminuindo os sinais de controle v'_d e v'_q . Essa atuação permite que os índices de modulação sejam diminuídos para que as tensões da máquina sejam mantidas constantes, assim as condições de operação da máquina não são alteradas durante a perturbação.

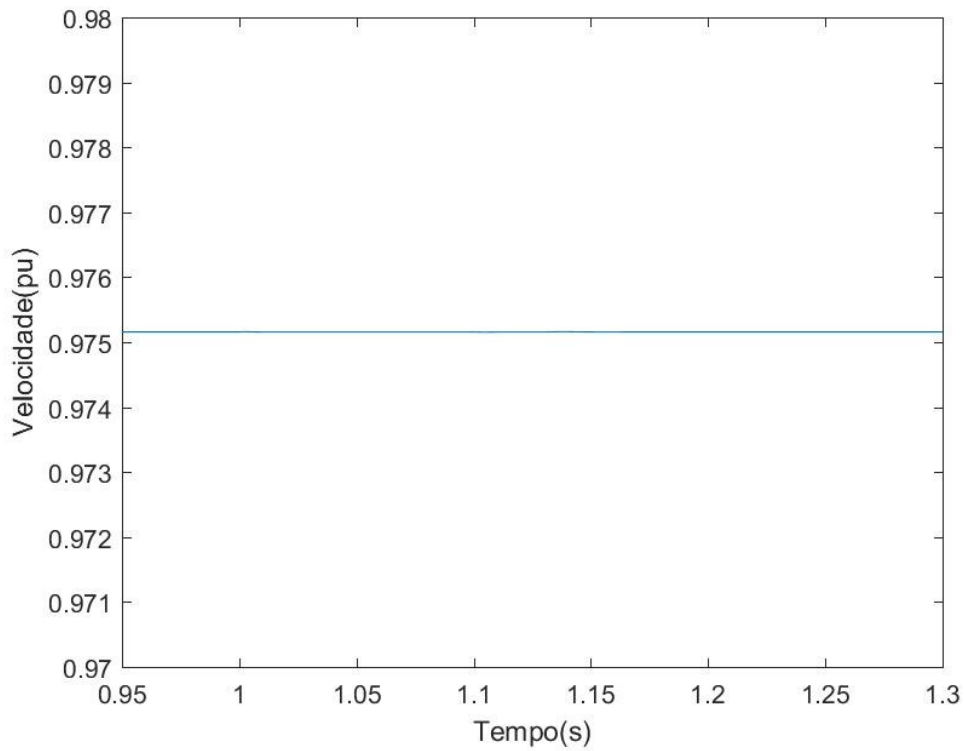
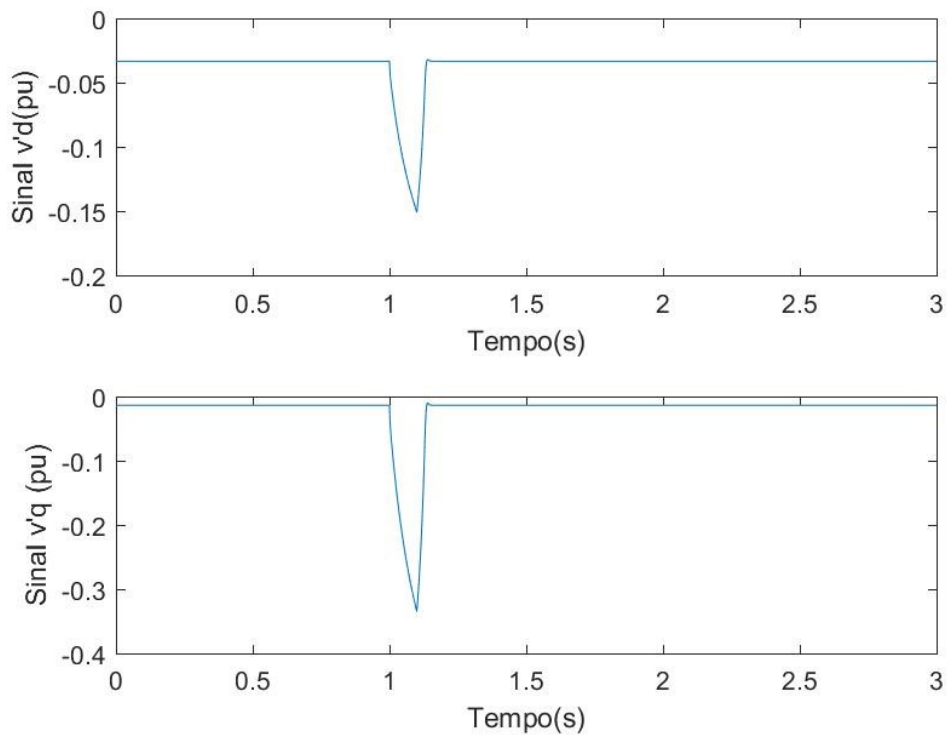
Figura 3.14: Velocidade da microturbina (ω_r) – Caso I.

Figura 3.15: Sinais de controle dos controladores de corrente do gerador – Caso I

3.4.4 Dinâmica do sistema de geração em condição de falta na rede: Avaliação do caso II

O segundo teste consiste na aplicação de uma falta trifásica balanceada nos terminais do CLR, no instante de tempo 1s, a qual foi mantida por 100ms. As condições empregadas neste teste são as expressas pelo Caso II, onde o *setpoint* de potência ativa (P_t) é alterado para 0,5pu (15kW).

Serão realizadas as mesmas análises da seção anterior, visando caracterizar o comportamento dinâmico do sistema de geração, dando ênfase à influência do ponto de operação da máquina sobre demais variáveis do sistema, em uma condição de perturbação causada por falta elétrica na rede.

Como a falta foi aplicada nas mesmas condições do Caso I, pode-se visualizar um comportamento da tensão terminal idêntico em relação ao apresentado no teste da seção anterior. A magnitude do afundamento de tensão depende exclusivamente da intensidade da falta que ocorre no sistema, faltas mais severas provocam afundamentos de tensão maiores, enquanto que na ocorrência de faltas brandas, o afundamento de tensão nos terminais do conversor é menor. Portanto a alteração no ponto de operação da microturbina não afeta em nada o comportamento da tensão terminal, conforme pode ser observado na Figura 3.16.

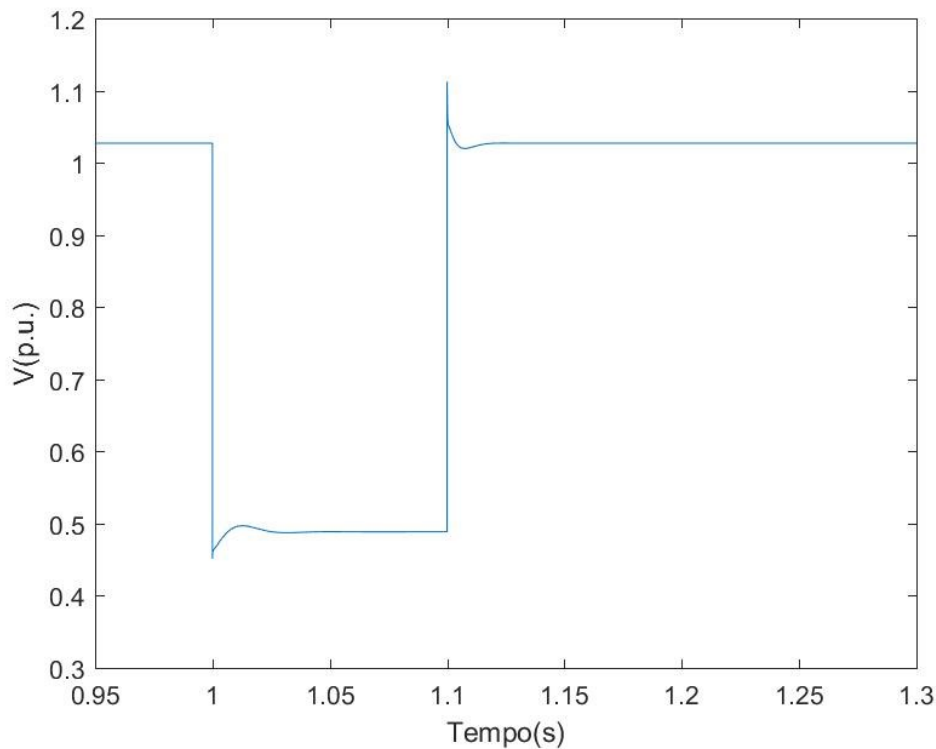


Figura 3.16: Tensão nos terminais do CLR – Caso II.

O gráfico de potência ativa gerada e entregue à rede é exibido na Figura 3.17. Nota-se que anteriormente a aplicação da falta, há um equilíbrio entre potência gerada e entregue a rede, ambas no valor de 0,5pu determinado pelo *setpoint* de potência ativa.

No momento em que a falta é aplicada, ocorre uma redução instantânea na potência ativa entregue à rede pelo CLR. Este comportamento é justificado pela dinâmica da tensão terminal, que sofre uma queda súbita na ocorrência de uma falta. Logo após atingir um valor mínimo de 0,1722pu, a potência ativa entregue à rede assume um comportamento oscilatório amortecido atingindo a condição de equilíbrio 45ms após a perturbação, permanecendo assim até o instante $t=1,1s$, quando a falta é eliminada.

Neste momento há novamente uma oscilação na potência entregue à rede, a qual atinge um pico de 1,07pu. O conversor retorna à condição de fornecimento de potência ativa pré-falta após 37ms.

Com a finalidade de compensar a queda na potência ativa entregue à rede causada pelo afundamento de tensão, o controle da tensão do elo CC eleva a corrente buscando reestabelecer a condição de equilíbrio entre a potência gerada pelo PMSG e a entregue à rede.

A queda momentânea na entrega de potência ativa ocorre por consequência de a dinâmica da corrente do conversor ser mais lenta que a da tensão terminal. Como a potência gerada pela máquina permanece igual, o desequilíbrio ocasiona um breve aumento na tensão no elo CC, que pode ser visto na Figura 3.19.

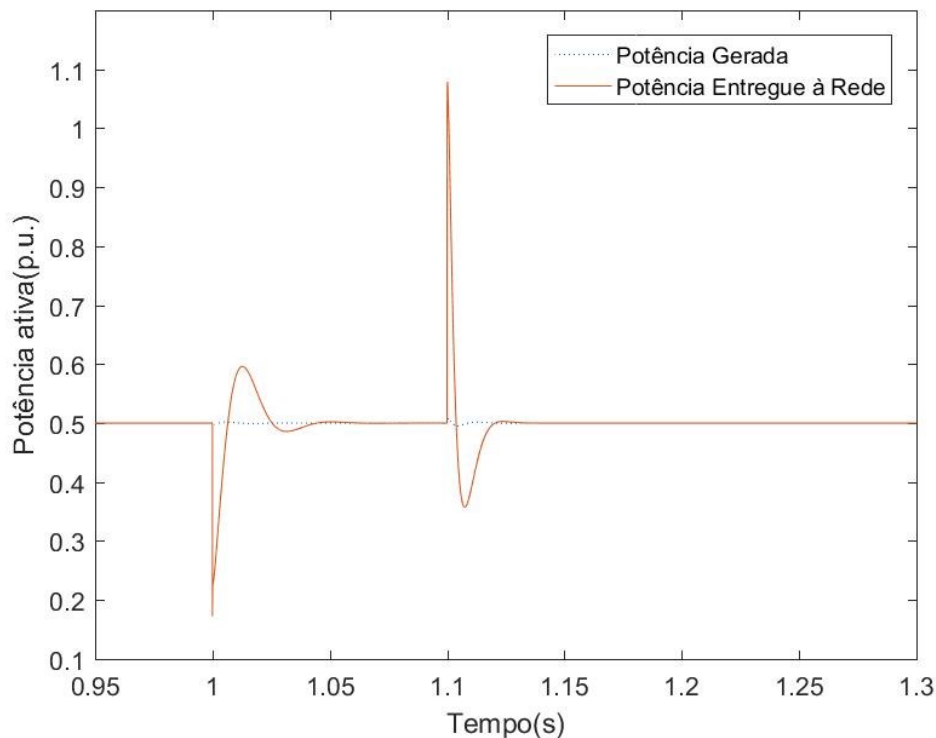


Figura 3.17: Potência ativa gerada e entregue à rede – Caso II.

O conversor do modelo da microturbina utilizado possui a capacidade de sobrecorrente de até 26% por 30s (Staunton & Ozpineci, 2003) .Durante a falta, a corrente entregue à rede pelo conversor cresce com comportamento oscilatório amortecido, acomodando no valor necessário para que toda a potência gerada seja entregue à rede na condição do afundamento de tensão especificado. O comportamento da corrente do CLR é mostrado na Figura 3.18.

No ponto de operação de 0,5pu de potência ativa, conforme definido neste teste, o sistema se mostra capaz de fornecer toda a potência produzida pela máquina durante o transitório de afundamento de tensão. Essa capacidade se dá em virtude do limite de sobrecorrente que o conversor é capaz de suportar.

Entre os instantes $t=1.05s$, quando a oscilação da corrente já foi amortecida, e o instante $t=1.1$ quando a falta é eliminada, o sistema permanece em equilíbrio, mantendo a tensão no elo CC constante no valor de referência, mesmo durante um período crítico de afundamento de tensão na rede. As pequenas variações na tensão do elo em torno de 3%, ocorreram devido a diferença entre a velocidade das dinâmicas de corrente do conversor e da tensão terminal.

Observa-se também na Figura 3.20 que o comportamento dinâmico da velocidade da microturbina não se alterou devido a mudança no ponto de operação na ocorrência de uma falta, somente o valor em regime permanente foi alterado devido a mudança no *setpoint* de potência ativa. Também a potência gerada pela máquina, a qual está apresentada na Figura 3.17, não se alterou durante o transitório. Ambos os fatos corroboram com a ideia apresentada na seção anterior, de que há um desacoplamento do sistema entre os lados do gerador e da rede.

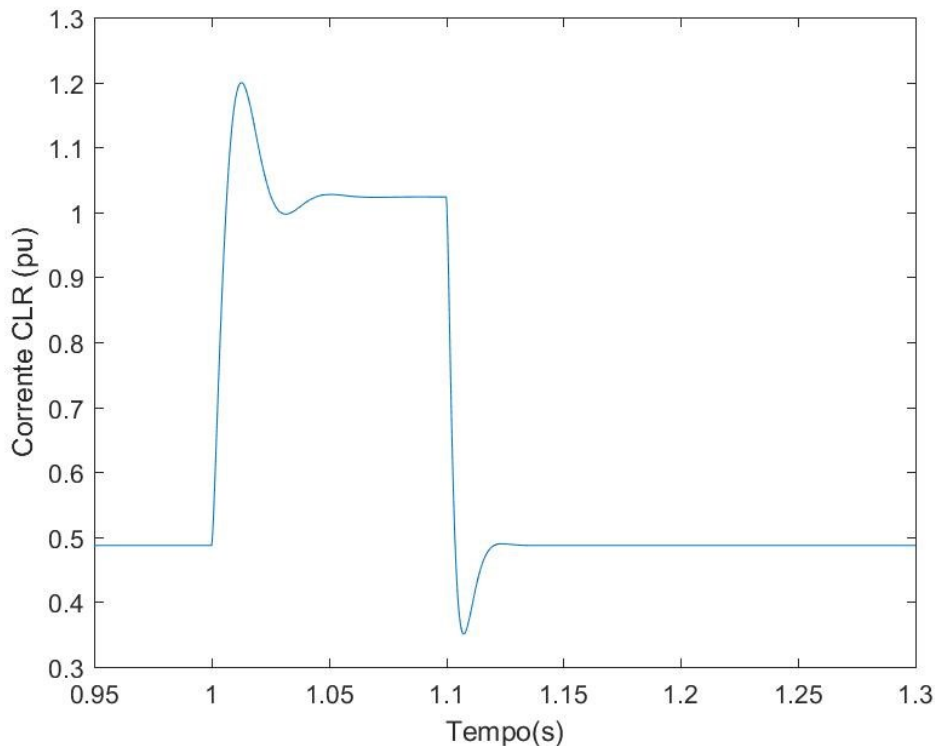


Figura 3.18: Corrente entregue pelo conversor do lado da rede – Caso II.

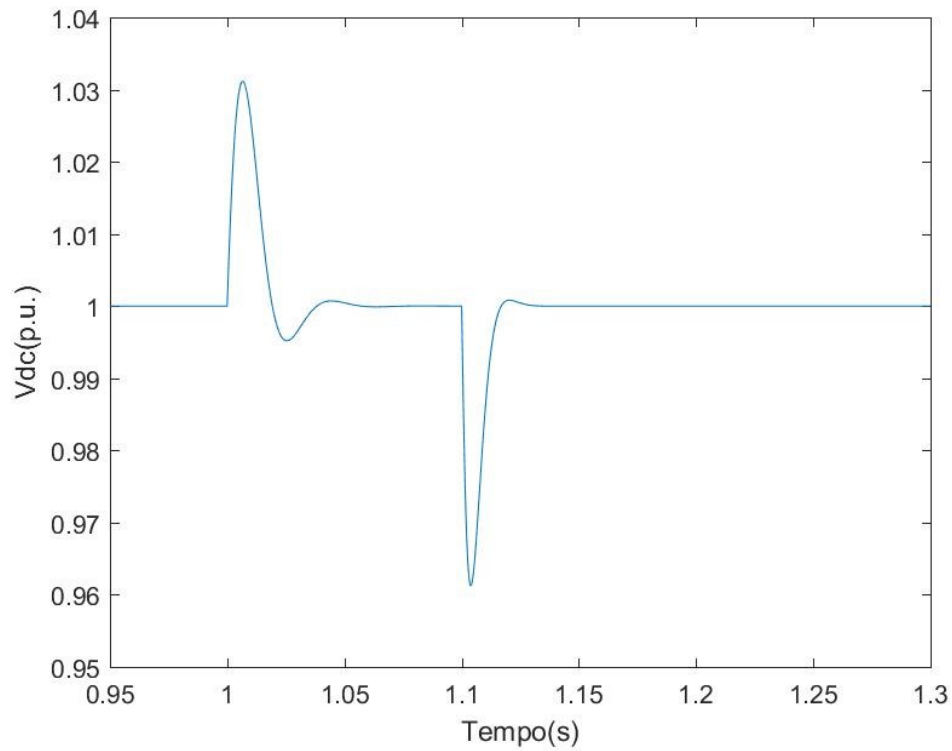
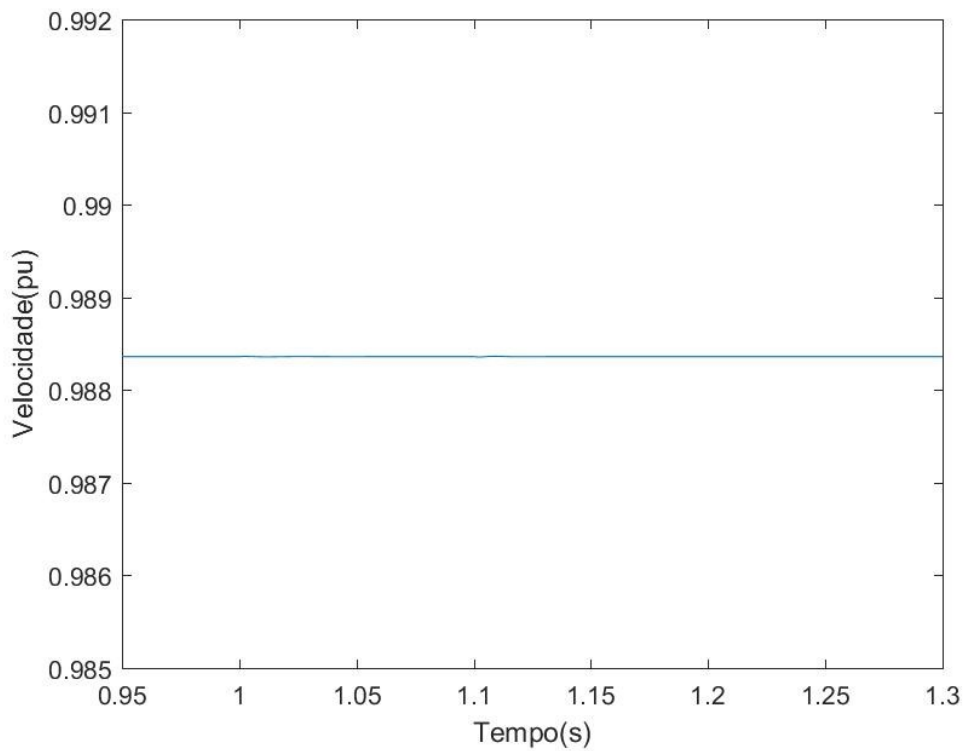


Figura 3.19: Tensão no elo CC – Caso II.

Figura 3.20: Velocidade da microturbina (ω_r) – Caso II.

A partir dos gráficos apresentados na Figura 3.21, é possível visualizar a atuação do controle de corrente sobre os sinais v'_d e v'_q buscando compensar o efeito da elevação da tensão do elo CC.

Verifica-se que as variáveis manipuladas v'_d e v'_q apresentam um perfil exatamente oposto ao da tensão do elo CC durante a aplicação da falta. Este comportamento contorna o efeito da variação da tensão do elo sobre as tensões da máquina síncrona.

A variação da corrente no rotor durante a ocorrência da falta é da ordem de 10^{-4} pu, esta variação é muito pequena para que haja alteração na potência ativa produzida pela máquina, entretanto é suficiente para que o controle de corrente atue com base no erro entre as correntes de referência e as correntes do rotor. Essa atuação fará com que os índices de modulação do PWM sejam reduzidos, buscando assim compensar o efeito da variação da tensão do elo CC sobre as tensões de eixo direto e quadratura da máquina durante o afundamento de tensão na rede.

Portanto conclui-se que uma perturbação causada por um curto-circuito trifásico nos terminais do conversor do lado da rede não atinge o PMSG devido a rápida atuação dos controles de corrente que mantém constante a condição de operação do gerador. Além disso, destaca-se que a tensão sobre o elo CC não cresce durante o transitório causado pela falta nas condições operativas representadas pelo Caso II.

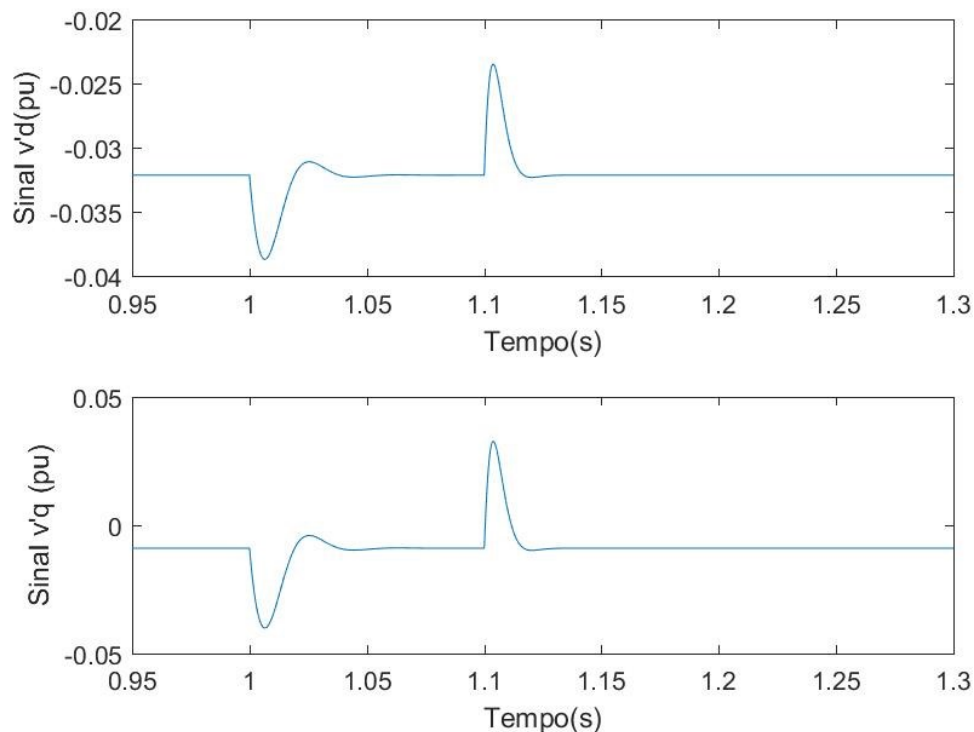


Figura 3.21: Sinais de controle dos controladores de corrente do gerador – Caso II..

3.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentadas as análises acerca do comportamento dinâmico de um sistema de geração utilizando uma microturbina a gás em conexão à rede de distribuição.

Foram apresentadas as análises a partir do desenvolvimento analítico das funções de transferência que representam a dinâmica aproximada das principais malhas de controle do sistema. Através destas funções foi possível identificar as principais características das respostas destas malhas, como tempo de acomodação e máxima sobrelevação.

A resposta ao degrau das funções de transferência das malhas de controle de corrente i_d e i_q apresentaram tempo de acomodação de 0,5181ms e 0,8521ms e máximo sobressinal de 14,04 e 11,4%, respectivamente. A malha de controle de velocidade apresentou tempo de acomodação 17,1ms e máximo sobressinal 21,34%, enquanto que a malha de controle de tensão do elo CC apresentou tempo de acomodação 18ms e sobressinal máximo de 24,91%.

Foi possível notar que na resposta ao degrau de todas as malhas de controle apresentadas, o valor de para a máxima sobrelevação varia entre 11 e 24%, valor considerado significativo. Isto se dá por uma característica do método simétrico ótimo, pelo qual foi realizado o ajuste dos controladores PI. O emprego deste método tem em vista sua característica de rejeição de perturbações, não de seguimento de referência. Além disso, este método maximiza a margem de fase e, portanto, o sistema pode suportar mais atrasos (Queval & Ohsaki, 2012).

As análises foram efetuadas frente à uma condição de perturbação na rede elétrica causada pela aplicação de um curto-circuito simétrico nos terminais do sistema de geração, o qual ocasiona um transitório de afundamento de tensão na rede. A condição de teste aplicada foi a mesma nos dois casos, e a dinâmica foi avaliada frente a duas condições de operação: O caso base, com a microturbina gerando 0,8pu (24kW) de potência ativa; E a condição em que a microturbina gera 0,5pu (15kW) de potência ativa.

Através das análises dos gráficos que evidenciam as principais variáveis do sistema, notou-se a influência da diferença de velocidade entre as dinâmicas de recuperação de tensão terminal e a dinâmica de corrente do conversor. A característica subamortecida da malha de controle da tensão do elo CC leva à ocorrência de oscilações amortecidas na potência entregue à rede durante transitórios causados por faltas na rede, tanto na aplicação quanto na extinção da falta.

No teste em relação ao caso base, foi possível observar como a tensão no elo CC se comporta frente a este transitório. O comportamento da tensão condiz com o que o modelo prevê, que é o armazenamento da tensão gerada pelo desequilíbrio entre as potências gerada e entregue a rede pelo capacitor que compõe o elo CC.

No segundo teste, quando o *setpoint* de potência foi alterado para a metade da capacidade nominal da MTG, verifica-se somente as oscilações causadas pelas dinâmicas da tensão e da corrente conforme já mencionado. A tensão no elo CC, nessas condições, acomoda no valor pré-falta mesmo durante a falta por não haver um desequilíbrio entre as potências ativa gerada

e entregue à rede, fato que ocorre, pois, o conversor possui um nível de sobrecorrente o qual pode suportar, adequando-se a uma determinada condição de operação. Sendo assim, na ocorrência de um afundamento de tensão, o CLR eleva a corrente a fim de manter a entrega de potência para a rede nos mesmos níveis da condição pré-falta.

Capítulo 4

Capacidade LVRT do Sistema de Geração Distribuída com MTG

4.1 Introdução

O termo *Low Voltage Ride Through* (LVRT) remete à capacidade de um gerador em permanecer conectado à rede durante um período de afundamento de tensão, ou seja, a capacidade do gerador de continuar entregando potência à rede durante eventos como, por exemplo, um curto-circuito no sistema de distribuição. O LVRT é uma exigência de todos os códigos de rede e os requisitos para sua obtenção em unidades geradoras têm sido empregados com o objetivo de que estas unidades contribuam com a manutenção da operação do sistema durante a ocorrência de condições de operação críticas (Bhangale & Patel, 2017).

Na análise da dinâmica do sistema de geração realizada no capítulo anterior, constatou-se que durante uma condição de falta nos terminais do sistema, em um ponto de operação no qual o limite de sobrecorrente do conversor é excedido, ocorre um desequilíbrio entre a potência a qual o conversor é capaz de entregar para o SDEE, e a potência gerada pela microturbina. Este desequilíbrio vai ocasionar o aumento da tensão no elo CC. Uma vez que os limites operativos forem ultrapassados, pode vir a ocorrer o desligamento do sistema por atuação de proteção.

O fenômeno da subida da tensão do elo CC impacta diretamente na capacidade LVRT do sistema. Neste contexto, busca-se realizar neste capítulo a abordagem acerca desta capacidade em sistemas de geração distribuída baseados em microturbinas a gás, com relação a parâmetros do alimentador no qual a GD está conectada, à impedância de falta aplicada e ao ponto de operação do sistema.

A determinação da capacidade LVRT busca evidenciar quais são as melhores condições para a realização da conexão da GD ao SDEE para que este sistema se mantenha conectado em caso de distúrbios na rede. Deste modo, juntamente com a caracterização dinâmica do sistema de geração com microturbina a gás, estas análises visam colaborar com informações técnicas que deem respaldo para que se ganhe confiança na utilização deste tipo de geração e,

consequentemente, que o número de conexões de GD baseados em microturbinas a gás aumente.

Atualmente, os padrões internacionais e os códigos de rede especificam os requisitos para a conexão de unidade de GD às redes de distribuição. A prática comum é desconectar imediatamente as unidades em condições de afundamento de tensão na rede. Contudo, à medida que a capacidade instalada de GD aumenta, isto não será mais aceitável (Xyngi, Popov, Ishchenko, & Van Sluis, 2008).

4.2 Metodologia utilizada nos testes

Para a realização dos testes que buscam constatar a capacidade LVRT dos sistemas de geração com microturbina a gás, utilizou-se do mesmo sistema de testes apresentado na seção 2.1.

A fim de se analisar a capacidade LVRT do sistema de geração, determinou-se um indicador denominado de *tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC* (T_{cr}). O T_{cr} é definido como o tempo que a tensão no elo CC leva para atingir determinados valores preestabelecidos de sobretensão, para uma dada condição de afundamento de tensão na rede. A avaliação do T_{cr} permite compreender o tempo que o elo CC resiste a uma determinada condição de falta, antes que ocorra a atuação de uma proteção de sobretensão desconectando o sistema de geração da rede. Portanto, através deste indicador será possível mensurar a capacidade LVRT do sistema de geração frente a variação dos parâmetros referentes ao alimentador, ao ponto de operação preestabelecido e a determinadas condições de falta elétrica na rede.

Há também a necessidade da definição de um caso base para que se possa comparar os resultados obtidos em torno de um valor fixo. Portanto, será utilizado como caso base o caso denominado como “Caso I” empregado nos testes do capítulo anterior e exposto na Tabela 4.1.

Tabela 4.1: Pontos de operação para avaliação do T_{cr}

Fator	Caso I
Velocidade de Referência da Turbina (ω_{tref})	1,01pu
Ponto de Operação	0,8pu (24kW)
Fator de Potência (fp)	1
Resistência de Falta (R_f)	0,57 Ω
Nível de Inserção (ρ)	0,12
Potência de Curto-Circuito Vista do Ponto de Conexão (S_{sc})	8,33pu
Relação X/R	1,8

Serão realizados 4 testes, cada qual variando apenas um dos parâmetros e mantendo os demais fixos, assim pode-se verificar a influência individual de cada um deles sobre a capacidade LVRT do sistema de geração.

Os testes serão realizados de acordo com a variação dos seguintes fatores:

- i. Relação X/R da impedância equivalente vista do ponto de conexão;
- ii. Potência de curto-circuito vista do ponto de conexão (S_{sc});
- iii. Potência de Operação da MTG;
- iv. Intensidade da Falta;

Será aplicada uma falta trifásica nos terminais do sistema de geração no instante de tempo t_s , a qual é mantida até o fim da simulação. A aplicação desta falta é realizada a partir de uma resistência de falta constante, definida no Caso I, no ponto onde é realizada a conexão à rede. A única exceção é a do teste definido pela variação do fator (iv), onde justamente a resistência de falta é variada, almejando simular diferentes intensidades de falta nos terminais do sistema de geração.

4.3 Testes para constatação da capacidade LVRT do sistema de geração

Nesta seção serão realizados os testes que buscam averiguar a capacidade LVRT do sistema frente a variações dos fatores já apresentados. Para cada fator será gerado um gráfico do comportamento do T_{cr} em função da variação do fator, a partir do qual será feita uma análise a respeito da influência do determinado fator sobre a elevação da tensão do elo CC. Todas as análises estão expostas nas subseções a seguir.

4.3.1 Influência da relação X/R

A Figura 4.1 mostra o comportamento do T_{cr} frente a variação da relação X/R da impedância equivalente vista do ponto de conexão do sistema de geração. A variação no valor da relação X/R tem o objetivo de reproduzir a conexão do sistema de geração a diferentes pontos de um alimentador no SDEE, podendo assim avaliar a capacidade LVRT do sistema conforme o ponto de conexão à rede. A variação da relação X/R é feita de modo que o módulo da impedância equivalente de Thévenin (Z_{th}) se mantenha constante.

Para fins de testes, a simulação compreende uma variação de X/R entre 0,5 e 3, típicos de sistemas de distribuição. A baixa relação X/R é uma característica dos sistemas de distribuição e resulta da menor espessura dos condutores utilizados neste sistema em comparação a sistemas

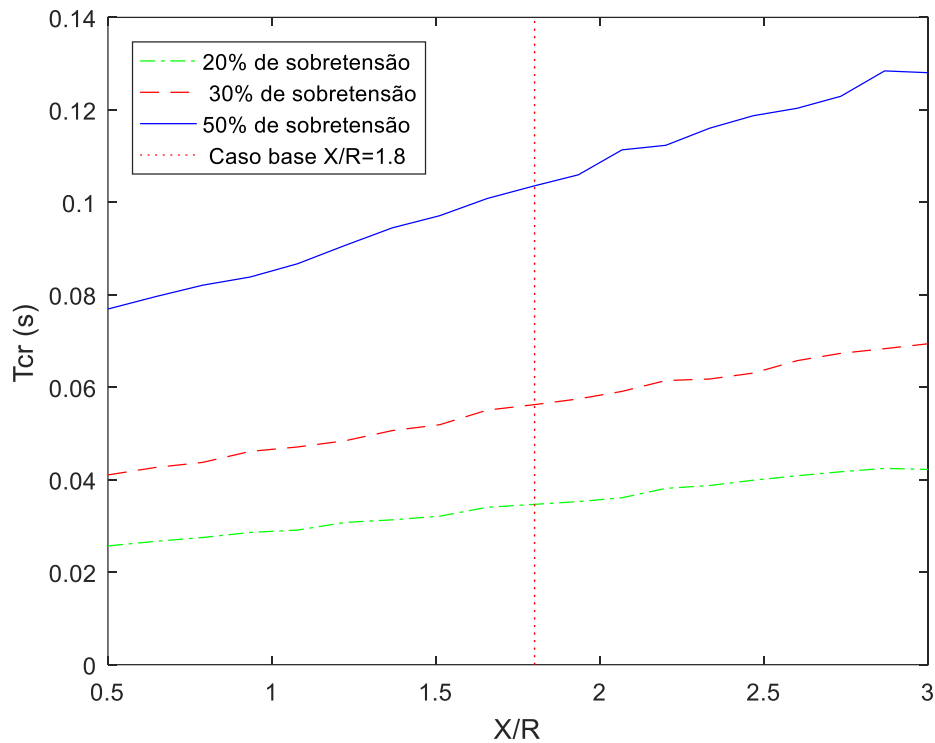


Figura 4.1: Tempo de falta crítica para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x relação X/R.

de transmissão onde a reatância apresenta valores da ordem de 20 a 30 vezes maior que a resistência (Montemezzo, 2016).

O T_{cr} foi avaliado para os limites de 20, 30 e 50% de sobretensão no elo CC. A linha pontilhada representa o caso base, onde a relação X/R=1,8. Neste teste a resistência da falta R_f é mantida constante em $0,57\Omega$ para todos os valores de X/R.

Percebe-se que para atingir um limite de sobretensão de 50% no elo CC leva-se em torno de 75 a 130ms. Portanto a capacidade LVRT do sistema de geração é pequena. Limites de 20% e 30% sobretensão são atingidos em 25 e 40ms respectivamente após a ocorrência do AMT.

O T_{cr} demonstrou um comportamento ascendente conforme a relação X/R cresce. O maior valor de T_{cr} foi encontrado quando a conexão do sistema é realizada em um ponto do alimentador no qual é vista uma relação X/R=3, que foi o maior valor simulado.

Em suma, conclui-se que a capacidade LVRT em sistemas de GD aumenta na medida em que a relação X/R vista do ponto em que é feita a conexão é maior, condição menos comum em sistemas de distribuição, que tendem a apresentar relações X/R menores.

4.3.2 Influência da potência de curto-circuito (S_{sc})

Neste teste foi feita a variação da potência de curto-circuito vista do ponto de conexão do sistema de geração ao sistema de distribuição. O valor de S_{sc} foi variado entre 4pu (120KVA) e 12,5pu (375KVA) utilizando como base a potência nominal do sistema de geração. Através desta variação analisa-se a influência da conexão da GD em diferentes pontos do alimentador. Portanto através deste teste é possível averiguar individualmente a influência de uma conexão em um ponto forte ou fraco da rede sobre o crescimento da tensão no elo CC em uma condição de falta preestabelecida. Os resultados frente a variação da potência de curto-circuito estão expostos na Figura 4.2.

Neste caso também, o T_{cr} foi avaliado para os limites de 20, 30 e 50% de sobretensão no elo CC. A linha pontilhada representa o caso base, onde a potência de curto-circuito vista do ponto de conexão é $S_{sc}=8,33pu$ (250KVA) caracterizando um nível de inserção $\rho=0,12$. Neste teste a resistência da falta R_f é mantida constante em $0,57\Omega$ para todos os valores de potência de curto-circuito.

Observa-se que o T_{cr} se torna maior em condições em que a potência de curto-circuito (S_{sc}) é maior, ou seja, para condições em que a conexão é feita em um ponto da rede dito mais forte, visto que a potência do sistema de geração foi mantida constante.

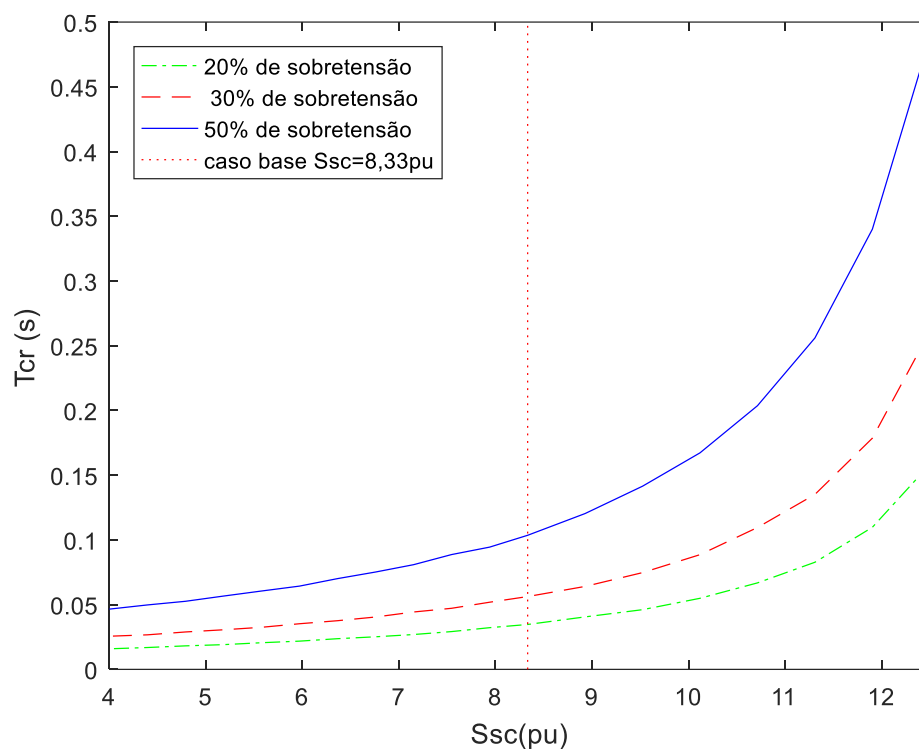


Figura 4.2: Tempo de falta crítica para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x potência de curto-circuito vista do ponto de conexão (S_{sc}).

À medida em que a conexão é feita em pontos mais fortes da rede, onde os valores de potência de curto-circuito são maiores que o caso base onde $S_{sc}=8,33pu$, verifica-se que para atingir um valor limite de 50% de sobretensão no elo CC o tempo necessário fica entre 100 e 490ms.

Para valores de S_{sc} abaixo do caso base, o T_{cr} é muito pequeno, atingindo 50% de sobretensão no elo CC em menos de 100ms. Portanto para condições de conexão em pontos mais fracos da rede, a capacidade LVRT do sistema se torna restrita.

Em resumo quanto maior for a potência de curto-circuito vista do ponto de conexão, maior será a capacidade de sustentação deste sistema durante afundamentos momentâneos de tensão. Contudo, os ganhos de capacidade LVRT exigem uma menor capacidade instalada, o que pode não ser economicamente viável.

4.3.3 Influência da potência ativa gerada (P_t)

O teste do T_{cr} em relação a variação da potência ativa produzida pela microturbina tem a função de atestar a influência do ponto de operação do sistema de geração sobre sua capacidade LVRT na condição de um AMT imposto por uma falta trifásica.

Neste teste a potência ativa produzida pela MTG foi variada entre 0,6 e 1pu. Esta faixa de variação foi escolhida para que se possa avaliar a capacidade LVRT do sistema somente em condições em que o conversor não consiga entregar toda a potência ativa gerada pela máquina à rede, ocasionando assim uma sobrelevação na tensão do elo CC. Novamente o T_{cr} é avaliado para níveis de 20, 30 e 50% de sobretensão, e a linha pontilhada representa o ponto de operação especificado pelo caso base, onde a potência ativa gerada pela MTG é de 0,8pu (24kW).

O comportamento do T_{cr} em função da potência ativa gerada pode ser observado na Figura 4.3. A partir deste gráfico constata-se que o T_{cr} se mostra muito pequeno para valores de potência ativa acima do caso base.

Nota-se que quando a potência gerada se aproxima da potência nominal, a tensão no elo CC leva em torno de 50ms para atingir um limite de 50% de sobretensão, dessa forma, seria praticamente impossível na condição de falta preestabelecida, a operação da MTG com capacidade LVRT.

Por outro lado, para uma potência gerada menor que 0,66pu o T_{cr} aumenta consideravelmente, atingindo um valor de 1,17s quando a geração de potência ativa está em 0,64pu. Este comportamento ocorre em decorrência do limite de sobrecorrente suportado pelo CLR, que para a condição de afundamento de tensão testada é capaz de entregar 0,63pu de potência ativa à rede

Mediante o exposto, é correto afirmar que o sistema opera com plena capacidade LVRT na condição de afundamento de tensão testada, enquanto o fornecimento de potência ativa for menor que 0,63pu. Contudo, a capacidade LVRT nessas condições só permite explorar pouco

mais da metade da capacidade de geração da MTG, o que não seria economicamente viável na prática.

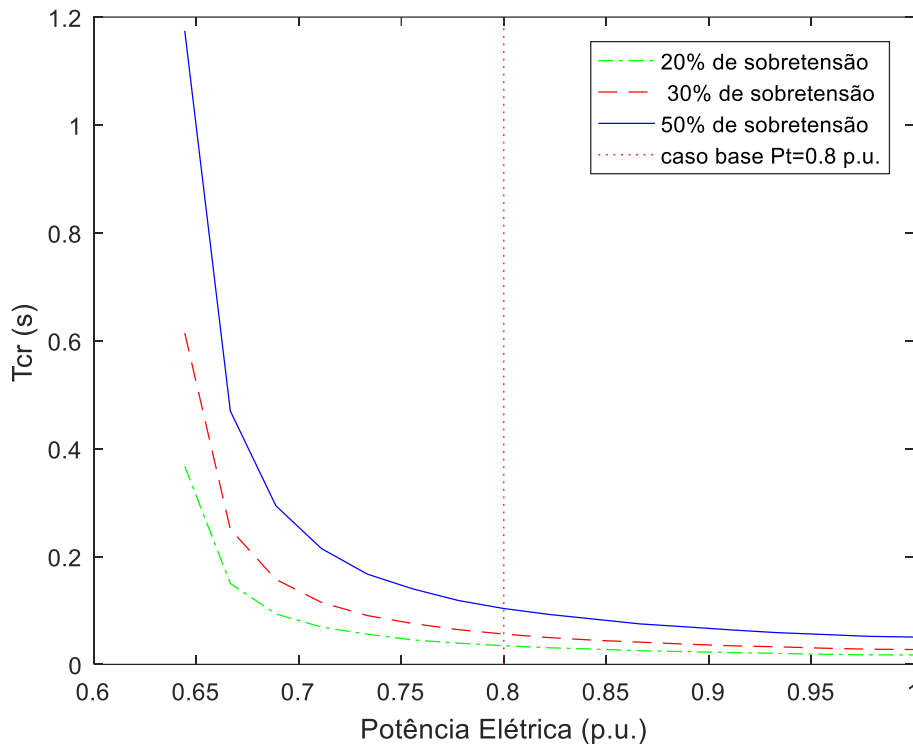


Figura 4.3: Tempo de falta crítica para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x potência gerada (P_t).

4.3.4 Influência da intensidade da falta aplicada (R_f)

Por fim efetuou-se o teste do T_{cr} em função da intensidade da falta aplicada no ponto de conexão do sistema de geração com a rede de distribuição. A variação da intensidade da falta é feita através da alteração no valor da resistência de falta (R_f). Variou-se o valor de R_f para simular desde um curto curto-circuito franco ($R_f=0$) até uma falta mais branda com uma resistência $R_f=0,7\Omega$ a qual é capaz de causar um afundamento de tensão até o valor de $0,56pu$ na tensão terminal do sistema de geração. O sistema opera com os parâmetros estabelecidos no caso base.

O T_{cr} foi avaliado para os limites de 20, 30 e 50% de sobretensão no elo CC. A linha pontilhada representa o caso base, onde é aplicada uma falta de resistência R_f igual a $0,57\Omega$, que ocasiona um afundamento de tensão de $0,5pu$ nos terminais do conversor. Os resultados do T_{cr} frente a variação da intensidade da falta aplicada são mostrados na Figura 4.4

Como seria esperado, este fator influencia consideravelmente no T_{cr} e, conseqüentemente, na possibilidade de manutenção da conexão do sistema à rede. Verifica-se que para faltas mais brandas, o tempo que a tensão no elo CC leva para atingir os valores de sobretensão

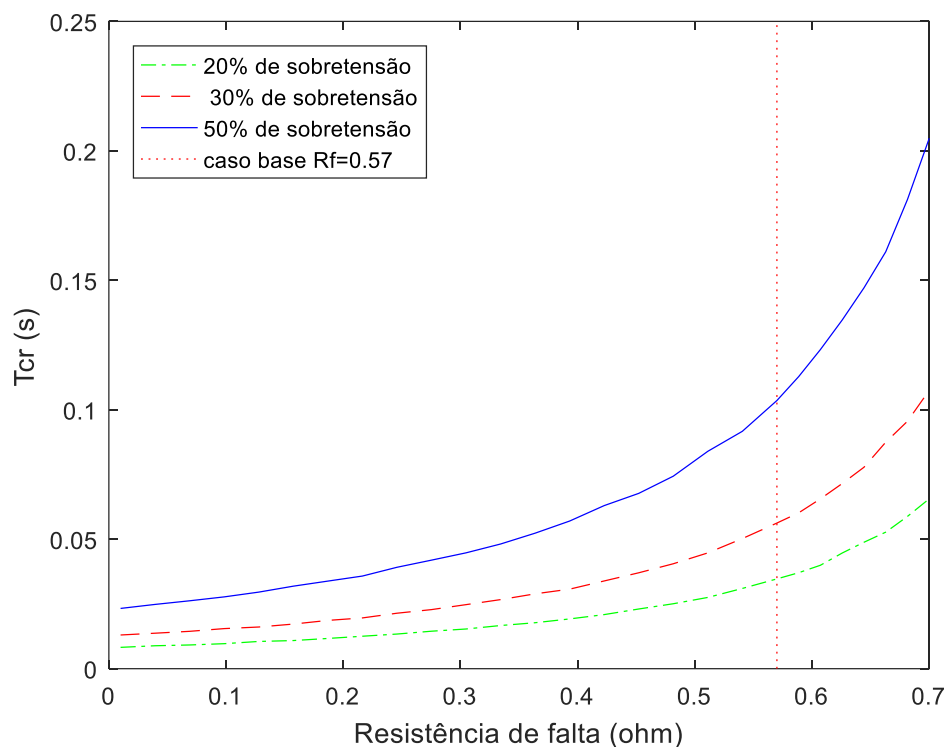


Figura 4.4 : Tempo de falta crítica para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) x resistência de falta (R_f).

considerados limites é maior do que em casos de faltas mais severas. O valor de T_{cr} para atingir 50% de sobretensão, na ocorrência de uma falta trifásica de resistência $0,7\Omega$, é de 205ms. Por outro lado, para uma falta mais severa, onde a resistência é de $0,01\Omega$, o T_{cr} mostra que a tensão no elo CC atinge 50% de sobretensão em 23ms, o que torna a operação do sistema inviável durante esta condição de falta.

Constata-se através do gráfico, que a capacidade LVRT do sistema de geração torna-se muito limitada para faltas de resistência menor que $0,5\Omega$, nas condições de teste preestabelecidas, apresentando valores de T_{cr} menores que 80ms.

A baixa capacidade LVRT do sistema na ocorrência de faltas mais severas é efeito do maior afundamento de tensão no ponto de conexão do sistema à rede. Deste modo, o conversor não consegue suprir potência ativa à rede devido ao seu limite de sobrecorrente, ocasionando um aumento mais rápido na tensão do elo CC.

4.4 Conclusão

Nota-se, de maneira geral, que o tempo de falta crítica para sobretensão no elo CC é pequeno, atestando uma baixa capacidade LVRT do sistema de geração com microturbina a gás. Os possíveis ganhos conforme as características do ponto de conexão ou de operação

implicam em opções pouco eficientes, como baixa potência instalada e baixa potência de operação.

Evidencia-se que a falta aplicada é a mesma em todos os testes, com exceção do teste em que a resistência de falta é variada. O intuito de manter a mesma impedância de falta, é poder observar a influência dos demais fatores sobre o T_{cr} .

Deste modo constata-se que o sistema de geração é sensível a características do alimentador vistas do ponto de conexão, ou seja, o sistema de geração tem características de suportabilidade à afundamentos momentâneos de tensão que dependem do local de conexão, o que não é desejável em geração distribuída.

Através da Tabela 4.2 pode-se verificar a síntese da influência dos parâmetros testados sobre o T_{cr} . Deste modo é possível concluir que a operação do sistema com máxima capacidade LVRT é obtida nas condições apresentadas pela coluna que indica o T_{cr} maior.

Tabela 4.2: Influência dos fatores sobre o tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}).

Parâmetro	T_{cr} menor	T_{cr} maior
Relação X/R	Menor	Maior
Potência de Curto-Circuito (S_{sc})	Menor	Maior
Potência Gerada	Maior	Menor
Intensidade da falta	Maior	Menor

Portanto para operação nestas condições é imprescindível o uso de uma estratégia que faça com que haja um equilíbrio entre as potências ativa gerada e entregue à rede, evitando sobretensão no elo CC. A implementação desta estratégia é o objetivo do próximo capítulo.

Capítulo 5

Estratégia de Controle para Ampliação da Capacidade LVRT do Sistema de Geração

5.1 Introdução

Os resultados acerca da dinâmica do sistema de geração apresentados no Capítulo 3 mostraram que diante de um afundamento de tensão na rede de distribuição durante um período de falta, a potência ativa entregue à rede será reduzida. Para compensar este efeito, o conversor irá elevar a corrente fornecida até o seu limite operativo visando a continuidade na entrega de potência ativa à rede. Quando o limite de corrente máxima do conversor é atingido, e ainda assim toda a potência ativa gerada pela MTG não puder ser entregue à rede, haverá um desequilíbrio entre potência gerada pela MTG e potência entregue à rede pelo conversor, a qual será acumulada em forma de tensão no elo CC.

De acordo com os testes realizados no Capítulo 4, onde não há uma estratégia de controle que atue evitando este fenômeno, a tensão no elo aumenta constantemente tornando-se inevitável a atuação de uma proteção desligando o sistema, o que limita a sua capacidade LVRT.

Na literatura são encontradas estratégias de controle que se propõem a limitar o crescimento da tensão do elo CC durante afundamentos de tensão na rede. No trabalho de Wanik & Erlich (2009), a limitação na tensão do elo CC é feita através da adição de um *chopper* no elo CC, cuja atuação consiste na dissipação da energia gerada pela MTG através de um resistor. Esta estratégia obteve sucesso na limitação da tensão no elo CC, contudo implica na adição de um componente extra ao inversor, além de acarretar em um desperdício de energia.

Hamouda, Marei, & Badr (2014) apresentaram uma estratégia de controle que atua no momento do afundamento de tensão, configurando a corrente de referência de eixo direto i_{dref} no controle do conversor do lado da rede em zero. Concomitantemente, a corrente de eixo quadratura é configurada para o valor máximo buscando a máxima transferência de potência

reativa para a rede, com o intuito de dar suporte de tensão. Uma vez que a falta é extinta, o fluxo de potência ativa é novamente estabelecido através de um chaveamento que retorna o controle das correntes aos respectivos controladores.

A estratégia para aumento da capacidade LVRT adotada por (Hamouda et al., 2014) onde é usado o chaveamento nos modos de controle durante um AMT, se difere em relação à apresentada por (Wanik & Erlich, 2009) em relação ao fornecimento de potência ativa e ao suporte de tensão à rede. Na primeira estratégia onde é utilizado o chaveamento, o sistema busca a operação com o máximo fornecimento de potência reativa à rede, oferecendo suporte de tensão, porém deixa de entregar potência ativa. Por outro lado, a segunda estratégia não oferece suporte de tensão à rede, porém mantém a capacidade de entregar potência ativa. Neste caso o *chopper* adicionado no elo CC dissipa a potência excedente mantendo o equilíbrio entre os conversores.

Diante do contexto apresentado, neste capítulo é proposta uma estratégia de controle para a ampliação da capacidade LVRT atuando sobre a malha de controle de velocidade do gerador. Diferente de outros casos da literatura, o controle proposto não envolve chaveamentos de modo de controle, nem dissipação de potência no elo CC.

5.2 Estratégia de controle para aumento da capacidade LVRT

Buscando ampliar a capacidade LVRT do sistema de geração estudado, neste capítulo é proposta uma estratégia de controle que se concentra em modificar temporariamente a referência do controle de velocidade da MTG durante ocasiões de sobretensão no elo CC, buscando alcançar a operação com a máxima suportabilidade a AMTs. A estrutura deste controle é mostrada na Figura 5.1.

A atuação do controle proposto se dá sobre a malha de controle de velocidade do gerador, especificamente sobre o sinal de referência. O valor da tensão no elo CC durante a falta é comparado com um valor de referência, o qual condiciona a atuação do controle a um determinado valor de sobretensão. Esta constante é representada por V_{dclim} .

Um limite inferior foi adicionado para que o controle atue somente em caso de elevação da tensão no elo CC para além do valor de V_{dclim} . Nesta condição, o controle atua somando o sinal $\Delta\omega_{ref}$ à referência de velocidade, aumentando a velocidade de operação do gerador. Isso provoca um decréscimo no erro visto pelo regulador de velocidade da MTG, que por sua vez

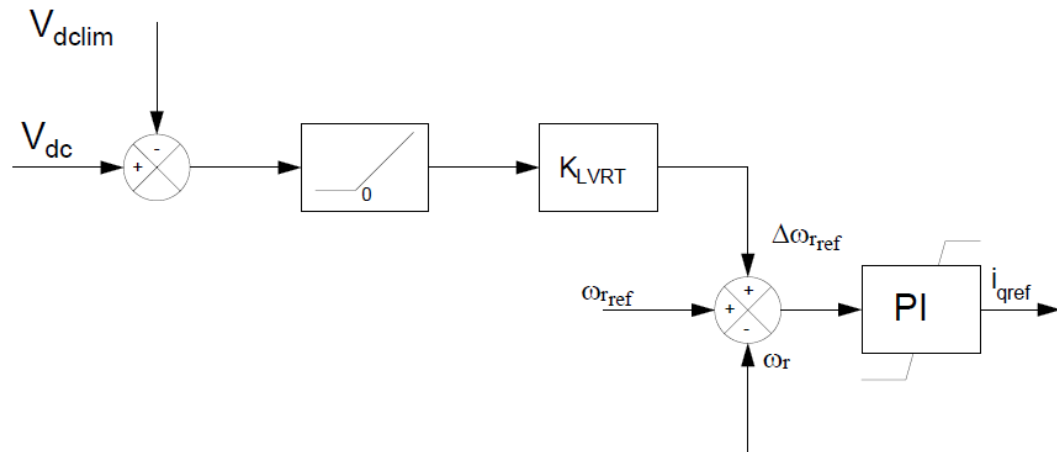


Figura 5.1: Controle para aumento da capacidade LVRT da MTG.

causa a redução na potência mecânica e, em consequência, a potência elétrica produzida pelo gerador é reduzida.

Devido à baixa inércia do conjunto turbina-gerador, a resposta de velocidade da MTG é extremamente rápida, o que permite que esta malha seja utilizada para reduzir a potência gerada temporariamente durante a falta. Com a redução da potência ativa gerada a um valor que pode ser entregue integralmente à rede, as potências entregue e gerada são balanceadas, e a tensão no elo CC atinge um valor de equilíbrio durante a falta, o que amplia a capacidade LVRT do sistema de geração.

O valor do ganho K_{LVRT} deste controlador é escolhido de modo que as dinâmicas de velocidade e recuperação pós-falta sejam adequadas, tendo em vista que a atuação deste controlador só ocorre quando a tensão do elo CC ultrapassa determinados limites. A dinâmica da malha de controle é intrinsecamente não linear e não é possível utilizar métodos de linearização para efetuar o ajuste do controlador. Em função disso, o ganho K_{LVRT} foi obtido por tentativa e erro, através de sucessivas simulações, e seu valor está mostrado na Tabela 5.1.

Tabela 5.1: Ganho do controle para aumento da capacidade LVRT

Constante	Tipo	Valor
K_{LVRT}	Proporcional	0,2

5.3 Metodologia utilizada nos testes

Para os testes realizados neste capítulo estabeleceu-se dois casos de simulação, os quais estão apresentados na Tabela 5.2. Os casos III e IV se diferem em relação ao fator de potência de operação do sistema. Onde no caso III a operação se dá com fator de potência unitário, ou seja, não há geração nem absorção de potência reativa. E no caso IV, onde o fator de potência é diferente do unitário, há absorção de 0,3pu de potência reativa pelo gerador.

Tabela 5.2: Pontos de operação para avaliação da dinâmica da MTG com controle para LVRT

Fator	Caso III	Caso IV
Velocidade de Referência da Turbina (ω_{tref})	1,01pu	1,01pu
Ponto de Operação	0,8pu (24kW)	0,8pu(24kW)
Potência Reativa do Gerador	0	-0,3pu(-9kVAr)
Resistência de falta (R_f)	0,57 Ω	0,57 Ω
Nível de Inserção (ρ)	0,12	0,12
Potência de Curto-Circuito vista do ponto de conexão	8,33pu(250kVA)	8,33pu(250kVA)
Relação X/R	1,8	1,8
Controle para LVRT	Sim	Sim

5.3.1 Metodologia da análise de T_{cr} utilizando controle para LVRT

De acordo com os testes realizados no Capítulo 4, constatou-se que o sistema de geração possui uma baixa capacidade LVRT quando não é usada uma estratégia de controle para o aumento desta capacidade.

Para as simulações que visam atestar a capacidade LVRT do sistema de geração através das análises do T_{cr} , serão realizados 4 testes para cada caso apresentado, cada qual variando apenas um dos fatores e mantendo os demais fixos, assim pode-se verificar a influência individual de cada um deles sobre a capacidade LVRT do sistema de geração.

Os testes serão realizados de acordo com a variação dos seguintes fatores:

- i. Relação X/R da impedância equivalente vista do ponto de conexão;
- ii. Potência de curto-circuito vista do ponto de conexão (S_{sc});
- iii. Potência de Operação da MTG;
- iv. Intensidade da Falta;

Será aplicada uma falta trifásica nos terminais do sistema de geração no instante de tempo 1s, a qual é mantida até o fim da simulação. A aplicação desta falta é realizada a partir de uma resistência de falta constante de valor $R_f=0,57\Omega$.

5.3.2 Metodologia para a avaliação da dinâmica do sistema de geração utilizando controle para LVRT

Os pontos de operação destinados aos testes para a avaliação do comportamento dinâmico da MTG nas condições em que o controle para aumento da capacidade LVRT é utilizado foram chamados de Caso III e Caso IV.

Os casos III e IV apresentados neste capítulo se diferem em relação aos casos utilizados nos testes dos capítulos anteriores, principalmente quanto à utilização do controle para aumento da capacidade LVRT do sistema de geração e ao ponto de operação da microturbina. Entre si, os casos III e IV diferem quanto ao consumo de potência reativa, visto que no Caso III o sistema opera com fator de potência unitário e, no Caso 4 o sistema de geração absorve 0,3pu de potência reativa da rede.

O intuito da utilização destes casos é averiguar a influência do controle para LVRT sobre a dinâmica da MTG durante faltas, em condições distintas de fator de potência.

Para a avaliação da dinâmica frente aos dois casos apresentados, aplicou-se uma falta trifásica nos terminais do sistema de geração no instante $t=1s$, com duração de 1s.

Das simulações realizadas para todos os casos de teste, serão gerados gráficos que representam as principais variáveis elétricas e mecânicas do sistema em estudo. Assim, a caracterização da dinâmica do sistema de geração se dará a partir das seguintes variáveis:

1. Tensão no elo CC
2. Tensão terminal do gerador
3. Potência ativa gerada e entregue à rede
4. Velocidade da microturbina
5. Corrente do CLR
6. Torque Mecânico da MTG

5.4 Análise do T_{cr} utilizando controle para LVRT

Nesta seção serão apresentados os resultados para o T_{cr} com a utilização do controle para aumento da capacidade LVRT do sistema de geração. Definiu-se a constante V_{delim} em 5% , de modo que o controle proposto irá atuar a partir da ocorrência de 5% de sobretensão no elo CC. A metodologia de testes utilizada para obtenção do T_{cr} foi mostrada na subseção 5.3.1.

O limite de 5% de sobretensão no elo CC para a atuação do controle foi escolhido para que não haja atuação indevida do controle, como por exemplo em casos de aumento ou decréscimo súbito na carga, o que ocasionaria pequenas oscilações na tensão do elo CC.

Frente a variação de todos os parâmetros avaliados no capítulo 4, o valor do T_{cr} obtido foi infinito, significando que mesmo o limite de sobretensão de 20% nunca foi atingido. Desta forma não haveria necessidade de atuação de proteção em nenhum dos casos testados, podendo a MTG ser mantida em operação durante todas as condições de teste e falta apresentadas.

Portanto o controle apresentado proporcionou um aumento expressivo da capacidade LVRT do sistema de geração.

5.5 Análise do comportamento dinâmico do sistema de geração utilizando o controle para aumento da capacidade LVRT

Nesta seção serão apresentados resultados de simulação ilustrativos das principais variáveis elétricas e mecânicas que caracterizam a dinâmica do sistema de geração quando este utiliza a estratégia de controle proposta para ampliação da capacidade LVRT. Serão realizados dois testes, avaliando o Caso III e Caso IV. Deste modo pode-se atestar a influência do controle para aumento da capacidade LVRT do sistema nas principais variáveis do sistema durante um afundamento momentâneo e tensão na rede, e ainda averiguar a validade deste controle quando o sistema opera com fator de potência diferente do unitário.

5.5.1 Dinâmica do sistema de geração em condições de falta na rede utilizando controle para LVRT: Avaliação do Caso III

Este teste foi realizado com base nos parâmetros apresentados no Caso III Apesar de o T_{cr} ser infinito para todos os casos testados com a utilização do controle para LVRT, foi utilizada uma falta de 1s de duração a fim de mostrar a influência do sistema de controle proposto na recuperação das variáveis pós-falta.

A dinâmica do afundamento de tensão terminal é mostrada na Figura 5.2. O comportamento da tensão é praticamente idêntico aos apresentados nas seções 3.4.3 e 3.4.4 onde a tensão sofre um afundamento de 0,5 pu nas condições de falta aplicada.

Percebe-se que no momento em que a falta é extinta, o reestabelecimento da potência entregue à rede afeta a dinâmica de recuperação da tensão terminal, introduzindo uma pequena flutuação imediatamente após a remoção da falta. Esta flutuação, entretanto, é pequena e se dá dentro de limites de variação usuais de tensão em torno de 1pu.

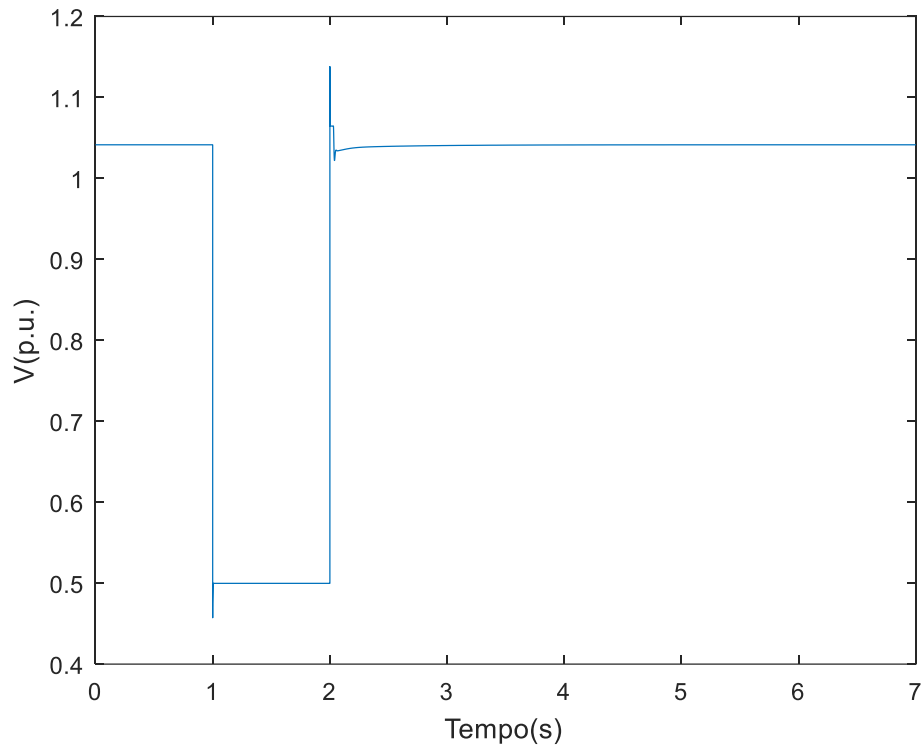


Figura 5.2: Tensão nos terminais do CLR – Caso III

A Figura 5.3 mostra simultaneamente a potência entregue à rede e a produzida pelo gerador. No momento em que a falta é aplicada, a potência entregue à rede cai instantaneamente em virtude do afundamento de tensão. Com o crescimento da tensão no elo CC, o controle proposto passa a atuar ajustando a referência do controle de velocidade da máquina diminuindo a potência gerada, fazendo com que seja recuperado o equilíbrio entre as potências gerada e entregue à rede, limitando o crescimento da tensão no elo CC.

Após a extinção da falta em $t=2s$, nota-se que a recuperação do condição pré-falta da potência ativa possui uma dinâmica lenta quando é utilizado o controle LVRT, reestabelecendo a condição pré-falta em aproximadamente 7s.

A dinâmica lenta de recuperação das variáveis pós-falta no uso do controle para aumento da capacidade LVRT do sistema é causada pelo reflexo da dinâmica do atuador do sistema de combustível sobre o torque mecânico da microturbina. A dinâmica do atuador possui uma constante de tempo grande em comparação às constantes de tempo dos demais componentes do sistema. Desta forma a dinâmica lenta de recuperação pós-falta do torque mecânico influencia diretamente no torque elétrico do gerador, que por sua vez fará com que o comportamento das correntes i_d e i_q do PMSG e das demais variáveis do sistema de geração, que são dependentes destas correntes apresentem este mesmo atraso.

A Figura 5.4 mostra a corrente entregue pelo CLR à rede. No instante em que ocorre a falta, o conversor eleva a corrente até sua máxima capacidade em aproximadamente 6ms a fim de suprir a demanda de potência ativa configurada no *setpoint*.

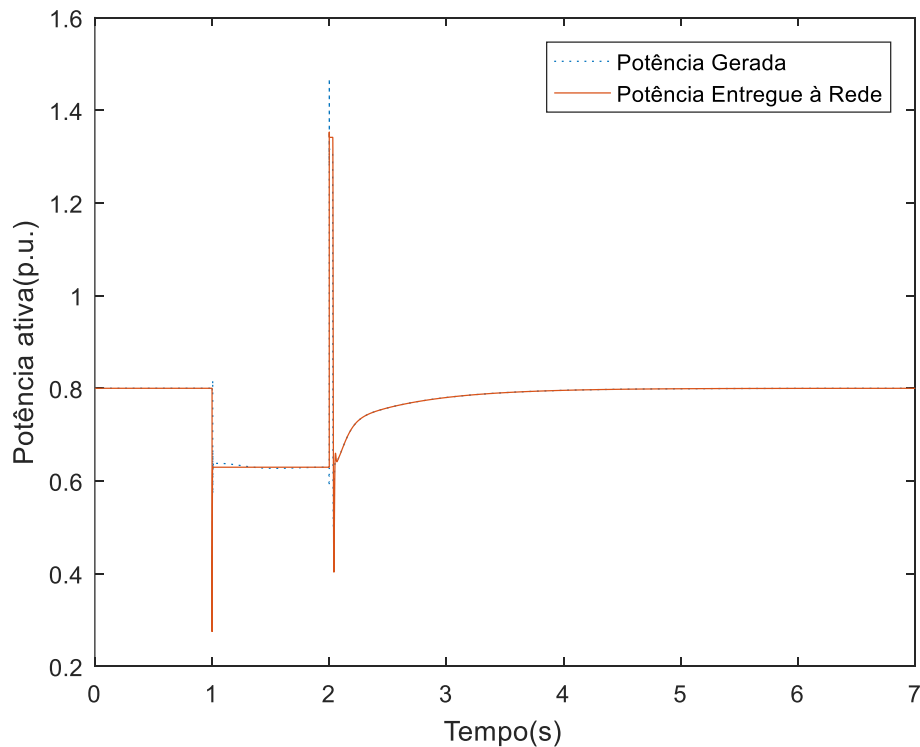


Figura 5.3: Potência ativa gerada e entregue à rede – Caso III

A dinâmica de recuperação da tensão terminal é mais rápida que a da corrente do CLR, portanto no momento da extinção da falta há um aumento da potência entregue à rede pois a corrente do CLR permanece por mais 30ms no limite do conversor, enquanto que a tensão terminal já havia atingido o valor pré-falta. Conseqüentemente, através da atuação do controle para obtenção da capacidade LVRT, a potência gerada acompanha o comportamento da potência entregue à rede, pois o controle para LVRT ajusta a referência de velocidade do gerador, fazendo com que este busque o equilíbrio entre as potências ativa gerada e entregue à rede.

A dinâmica de recuperação da corrente do conversor é lenta e leva em torno de 6,7s para se reestabelecer no valor pré-falta. Isto ocorre devido à atuação do controle para aumento da capacidade LVRT. Através da atuação do controle, a velocidade da turbina é ajustada para reduzir a potência gerada durante o AMT. Para que isto ocorra, o torque mecânico é reduzido, visto que a potência gerada é o produto do torque mecânico pela velocidade de operação.

Observa-se no gráfico da Figura 5.5 que durante a aplicação da falta a tensão no elo CC atinge níveis de sobretensão menores que 15%. Além disso, após a remoção da falta, em cerca de 45ms a tensão no elo CC retorna ao valor nominal.

Deste modo é possível constatar que o sistema obtém plena capacidade LVRT utilizando a estratégia de controle proposta, para o caso do afundamento de tensão estudado

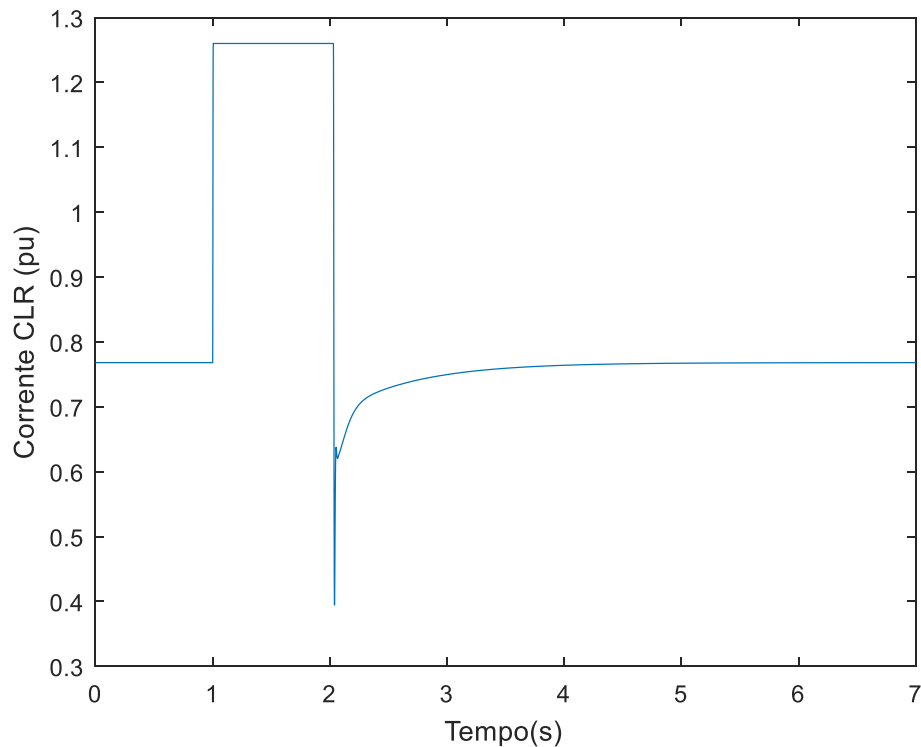


Figura 5.4: Corrente entregue pelo conversor do lado da rede – Caso III

A partir do exposto na Figura 5.6 percebe-se que a velocidade de operação é constante após a eliminação da falta, portanto a dinâmica de recuperação pós-falta da potência ativa depende diretamente da dinâmica do torque mecânico da microturbina.

O gráfico da velocidade do gerador ω_r exposto na Figura 5.6 ilustra a atuação do controle proposto. No instante $t=1s$, quando a falta é aplicada, a velocidade de operação do gerador é aumentada devido a atuação do controle para LVRT. Este controle compara o valor de V_{dc} à constante V_{dclim} , definida como 105% do valor de V_{dc} de referência neste caso. Portanto quando houver uma sobretensão maior que 5% no elo CC o controle realimenta o erro entre V_{dc} e V_{dclim} através do ganho K_{LVRT} , gerando o sinal $\Delta\omega_{ref}$. Este sinal é somado à referência de velocidade do gerador ω_{ref} , ocasionando a redução do erro visto pelo controle de velocidade do gerador, que faz com que haja uma queda na potência gerada a fim de equilibrar as potências ativa gerada e entregue à rede e, assim, conter o aumento na tensão do elo CC.

No instante $t=2s$ quando a falta é eliminada, observa-se que a velocidade rapidamente retorna à condição pré-falta, pois o controle para aumento da capacidade LVRT deixar de atuar.

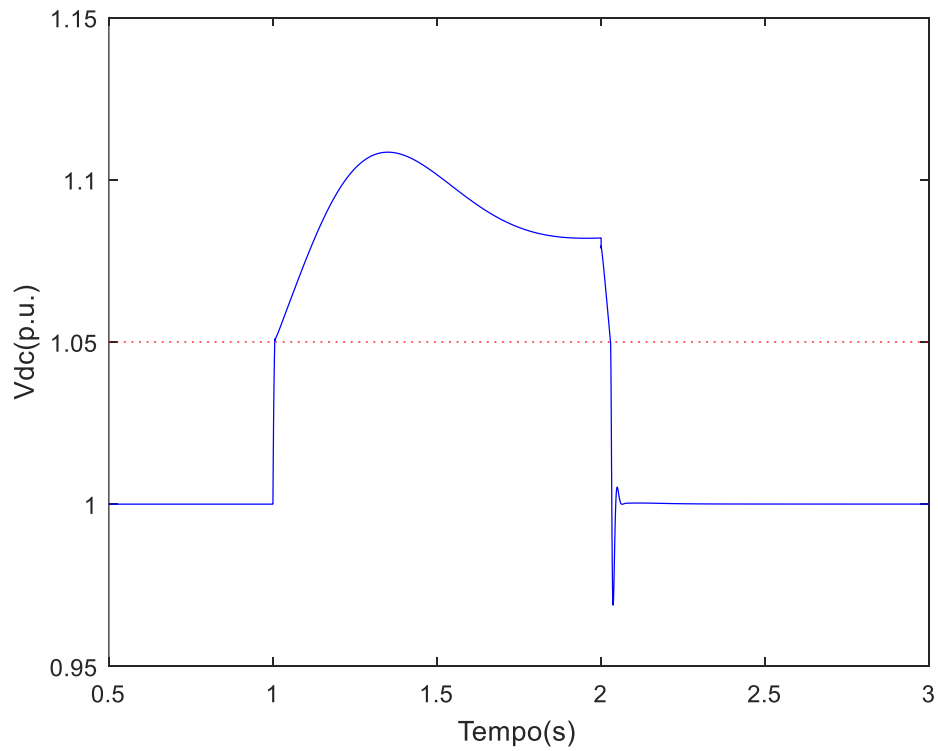


Figura 5.5: Tensão no elo CC utilizando controle para LVRT– Caso III.

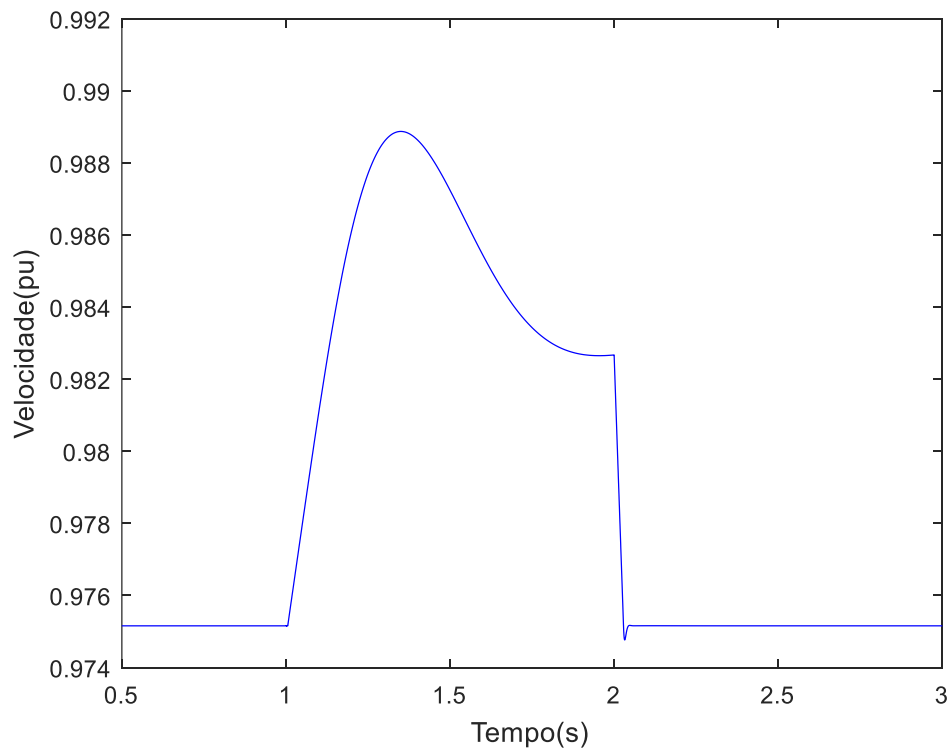


Figura 5.6: Velocidade da microturbina (ω_r) – Caso III.

A Figura 5.7 mostra o comportamento do torque mecânico da MTG. Observa-se que no instante de ocorrência da falta em $t=1s$, ocorre a queda no valor do torque, reduzindo assim a potência gerada. Em $t=2s$, quando a falta é eliminada, o torque mecânico apresenta uma dinâmica bem mais lenta. Essa dinâmica afeta diretamente o torque elétrico, e as correntes do rotor, refletindo na recuperação pós-falta da potência gerada e ocasionando o aumento no tempo de acomodação da corrente do CLR. Conforme já mencionado anteriormente esse comportamento é ocasionado pela dinâmica do atuador do sistema de combustível que possui uma constante de tempo lenta em comparação às constantes de tempo dos demais componentes.

Este fato explica a dinâmica lenta de recuperação do valor pré-falta da potência ativa, mesmo após o controle LVRT deixar de atuar sobre a referência de velocidade.

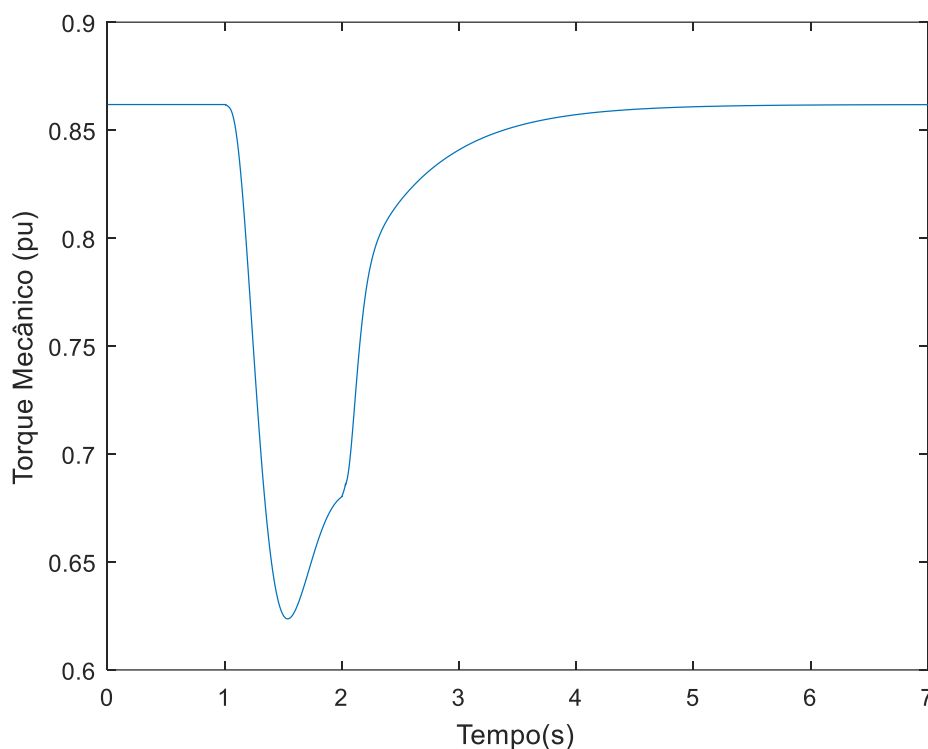


Figura 5.7: Torque mecânico da MTG - Caso III

A implementação desta estratégia de controle que visa conter o aumento da tensão no elo CC proporcionando capacidade de operar em LVRT só é possível devido à baixa inércia da microturbina. Na Figura 5.6 observou-se que a velocidade se altera apenas 5ms após a ocorrência da falta, fazendo com que a potência gerada seja reduzida, buscando retomar o equilíbrio e conter o aumento da tensão do elo CC.

A partir dos testes realizados nesta subseção, verificou-se a efetividade do controle proposto para o controle da tensão no elo CC alterando apenas a referência de velocidade do gerador auferindo plena capacidade LVRT ao sistema de geração nas condições testadas, tornando desnecessária a atuação de proteções. Por outro lado, o controle afeta diretamente a capacidade de recuperação de tensão e corrente pós-falta devido a dinâmica do sistema de

combustível da microturbina, fazendo com que o sistema leve alguns segundos para retornar às condições de operação anteriores à ocorrência do curto-circuito na rede.

5.5.2 Dinâmica do sistema de geração em condições de falta na rede utilizando controle para LVRT: Avaliação do Caso IV – com $FP \neq 1$

O intuito deste teste é avaliar o comportamento dinâmico do sistema frente a uma perturbação por falta elétrica, na presença do controle para aumento da capacidade LVRT quando o fator de potência de operação do CLR é diferente do unitário. Neste caso o *setpoint* de potência reativa foi configurado para que o sistema absorva 0,3pu de potência reativa.

O teste consiste na aplicação de uma falta trifásica nos terminais do sistema de geração no instante $t=1s$ e com duração de 1s. Os parâmetros avaliados são os apresentados pelo caso IV, contido na Tabela 5.2.

Com o objetivo de mostrar o comportamento do sistema nestas condições, a abordagem do Caso IV será feita de forma comparativa em relação ao Caso III onde o fator de potência da geração é unitário.

O código de rede brasileiro não exige suporte de tensão durante faltas para geradores conectados ao sistema de distribuição, embora isto seja o caso de diversos outros países. Não obstante a apresentação destes resultados visa mostrar que a estratégia de controle funciona adequadamente quando o inversor opera com fator de potência não unitário.

A Figura 5.8 mostra o comportamento da tensão terminal do gerador nos dois casos apresentados.

Devido à conexão ser realizada em um ponto onde é vista uma baixa relação X/R, no qual a resistência se sobressai em relação à reatância equivalente, a tensão terminal tende a ser maior quanto maior for a potência ativa entregue pelo sistema de geração. No gráfico nota-se que a tensão terminal é menor para o Caso IV. Isto se dá devido à absorção de potência reativa pelo gerador que causa a diminuição da tensão terminal da máquina, tendo em vista que a geração de potência ativa para ambos os casos é igual, e as condições do alimentador são as mesmas.

Na Figura 5.9 é possível observar a diminuição da potência ativa gerada e entregue à rede no Caso IV em relação ao Caso III. Essa queda na potência ativa ocorre em virtude da limitação de corrente do conversor, o qual no Caso IV destina parte de sua capacidade de corrente para o fornecimento de potência reativa. No gráfico das potências apresentado na Figura 5.9 nota-se que a potência ativa gerada pela microturbina acompanha a potência entregue à rede pelo CLR, comprovando que o controle para LVRT funciona para ambos os casos, com fator de potência igual, ou diferente do unitário.

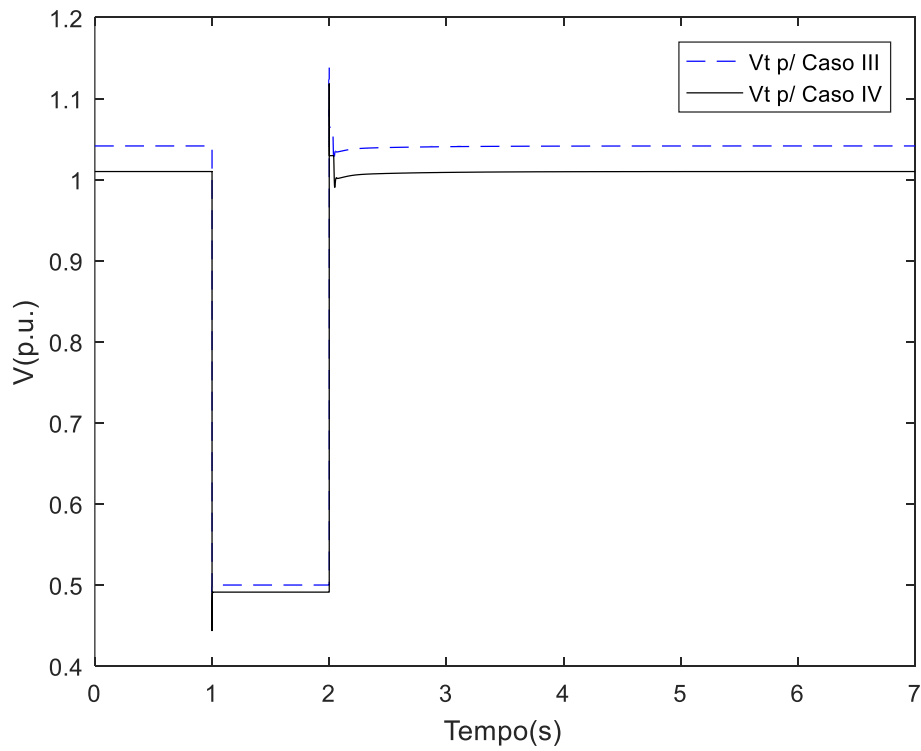


Figura 5.8: Tensão nos terminais do CLR – Comparativo Casos III e IV

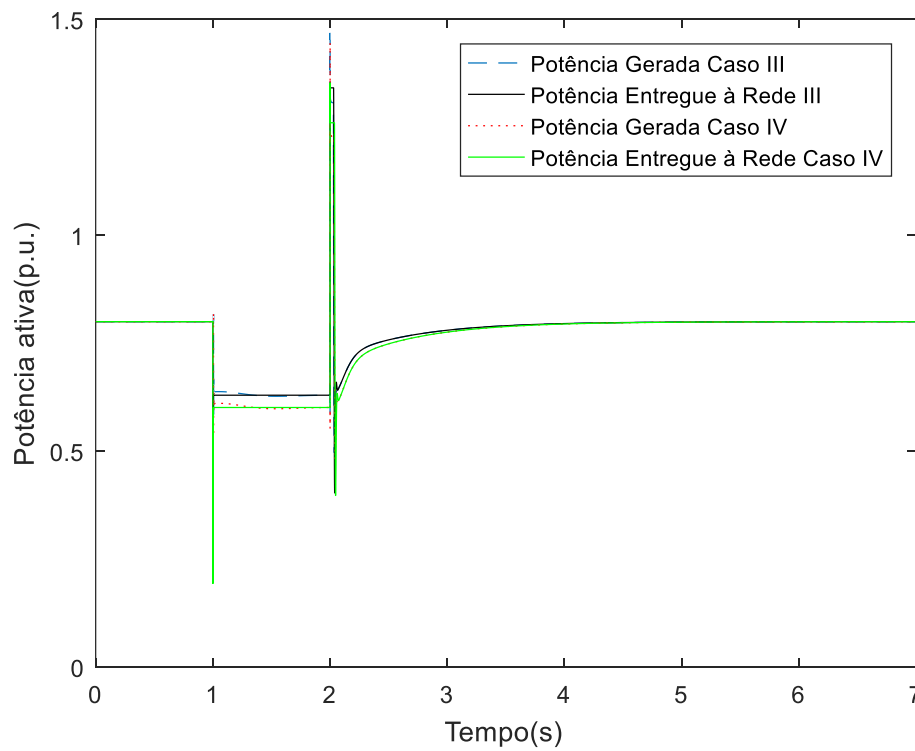


Figura 5.9: Potência ativa gerada e entregue à rede – Comparativo Casos III e IV

Em consequência da limitação de entrega de potência ativa, a microturbina tende a aumentar ainda mais a velocidade durante uma falta, buscando a redução da potência ativa gerada necessária para o equilíbrio entre a potência ativa gerada pela MTG e a entregue à rede. O gráfico comparativo da velocidade em ambos os casos pode ser visto na Figura 5.10.

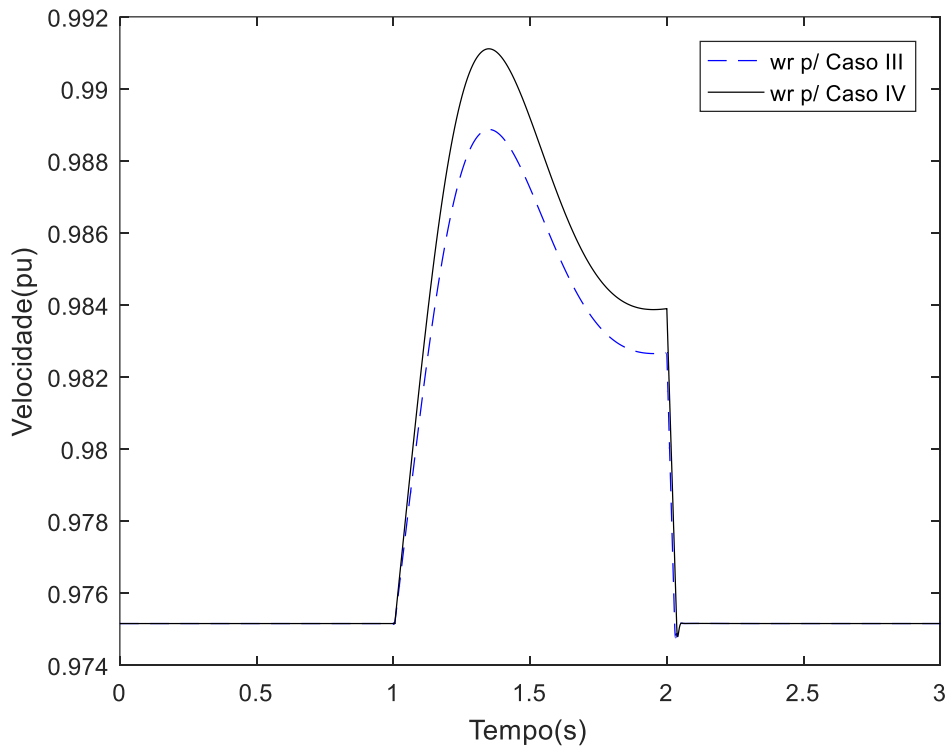


Figura 5.10: Velocidade da microturbina (ω_r) – Comparativo Casos III e IV

O módulo da corrente entregue pelo CLR para os Casos III e IV é mostrado na Figura 5.11. É possível notar o aumento da corrente entregue pelo conversor no Caso IV, quando o fator de potência do inversor é diferente do unitário. Isto ocorre, pois, uma parcela da capacidade do inversor está comprometida com o fornecimento de potência reativa, portanto o módulo da corrente necessário para que o sistema entregue os mesmos 0,8pu de potência ativa à rede aumenta, nota-se também que o comportamento do módulo da corrente entregue pelo CLR durante a falta é exatamente o mesmo em ambos os casos, confirmando que o conversor vai atuar elevando a corrente até seu limite em um caso de afundamento de tensão na rede, independente do fator de potência ou da utilização de uma estratégia de controle para LVRT.

Percebe-se na Figura 5.12 que a tensão no elo CC atinge um pico no Caso IV um pouco maior comparado ao Caso III, contudo se manteve abaixo de 15% de sobretensão. Assim pode-se afirmar que o desempenho da estratégia de controle proposta também é adequado em condições de operação com potência reativa diferente de zero pela MTG, garantindo a ampliação da capacidade LVRT do sistema. Na Figura 5.13 são mostradas as curvas que descrevem o comportamento dinâmico do torque mecânico na condição de falta aplicada.

A recuperação pós-falta das variáveis no Caso IV segue o mesmo comportamento do Caso III onde corrente e potência sofrem influência da dinâmica lenta de recuperação do torque mecânico da microturbina.

No Caso IV constata-se que o torque mecânico sofre um decréscimo ainda maior do que no Caso III. Esta queda visa reduzir a potência ativa gerada, pois devido à ocupação de parte da capacidade do conversor pela potência reativa, a capacidade de entregar potência ativa à rede fica mais limitada, e a redução na potência gerada é necessária para manter o equilíbrio entre as potências ativa gerada e entregue à rede evitando assim sobretensão no elo CC.

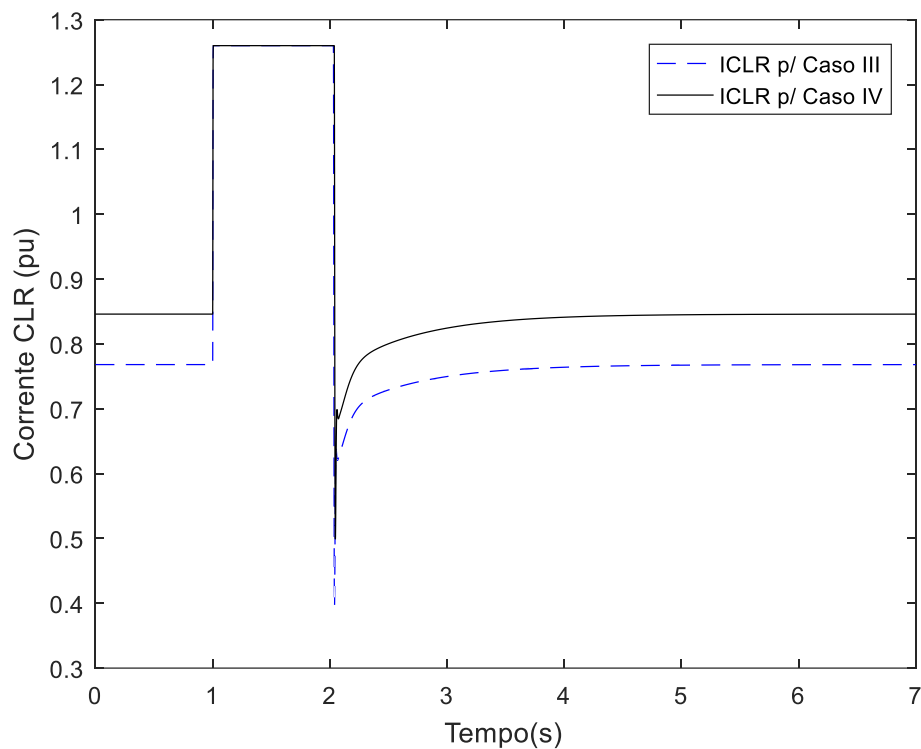


Figura 5.11: Módulo da corrente entregue pelo conversor do lado da rede – Comparativo Casos III e IV

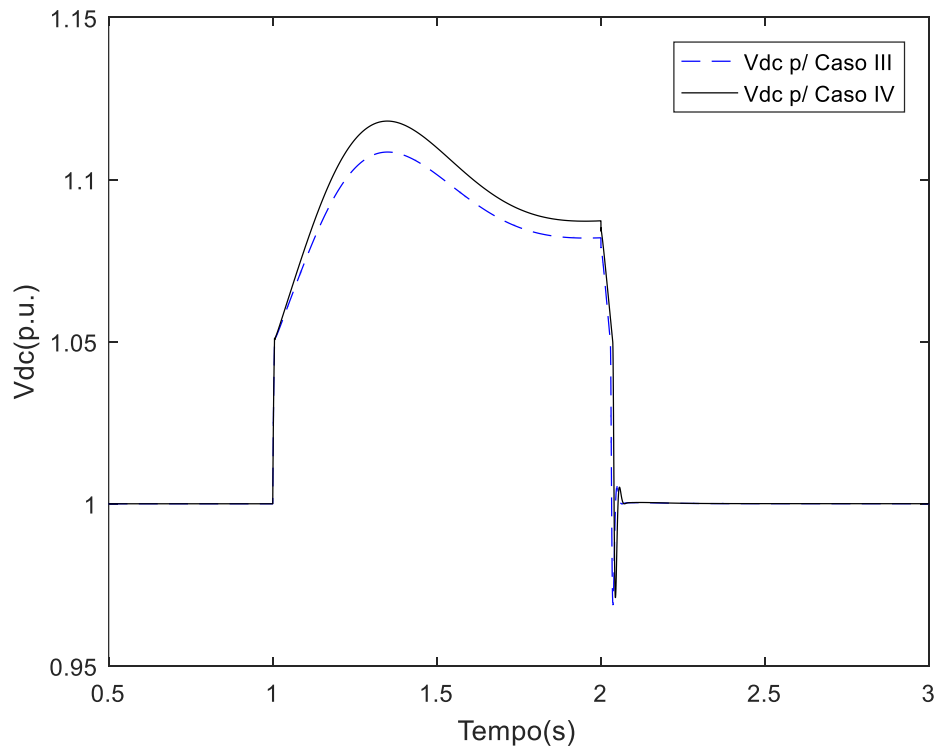


Figura 5.12: Tensão no elo CC utilizando controle para LVRT– Comparativo Casos III e IV

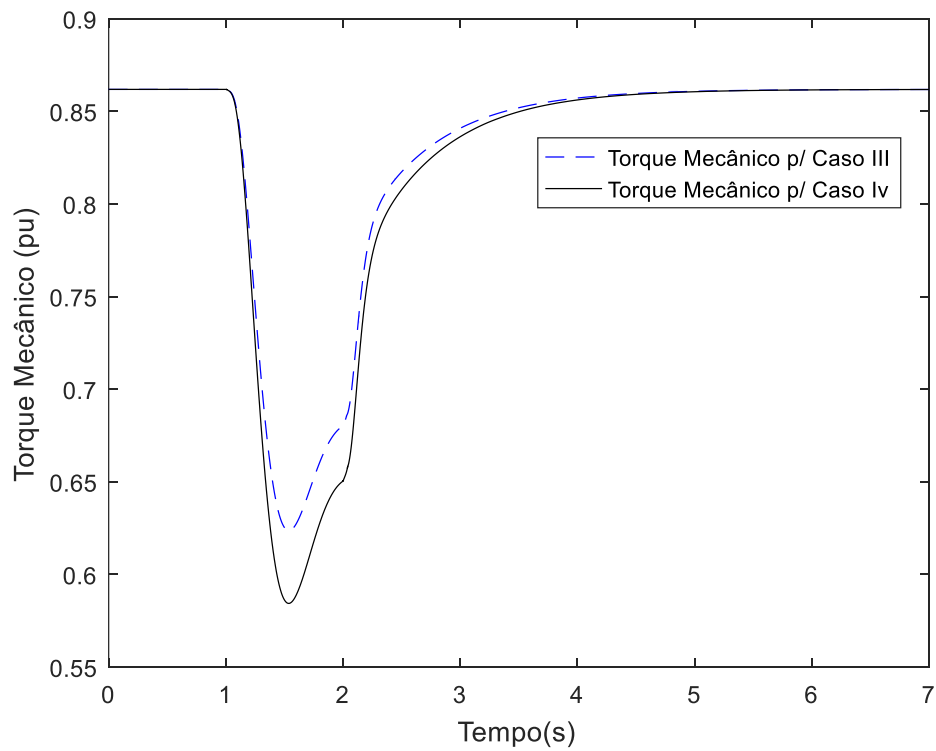


Figura 5.13: Torque mecânico da MTG - Comparativo Casos III e IV

5.6 Conclusão

A estratégia de controle para LVRT proposta monitora a tensão no elo CC e atua na referência do controle de velocidade do gerador, afetando a potência gerada de modo a manter o equilíbrio entre as potências ativa do conversor do lado da máquina e da rede, e com isso ampliar a capacidade LVRT do sistema.

Utilizando a estratégia de controle proposta, a tensão no elo CC é mantida dentro de níveis razoáveis em termos de sobretensão, o que evita a atuação de proteções e possibilita a operação permanente da MTG durante afundamentos momentâneos de tensão na rede de distribuição. Este desempenho é mantido independentemente do fator de potência de operação do sistema de geração.

Além disso, a implementação da estratégia de controle exige a atuação apenas sobre o regulador de velocidade do gerador, não exigindo a instalação de componentes adicionais no elo CC.

Esta estratégia se mostrou bastante eficaz em conter a sobretensão no elo CC, fazendo com que a microturbina passe a gerar somente a energia que pode ser entregue à rede no momento do afundamento de tensão. Ainda, não exige dissipação de energia gerada pela microturbina durante o período de falta. Outros aspectos práticos relacionados à estratégia de controle proposta dependem de resultados experimentais os quais não estão no escopo deste trabalho.

Em síntese, com a implantação da estratégia de controle para LVRT proposta, foi possível a operação da microturbina a gás com plena capacidade LVRT em todos os casos testados.

Capítulo 6

Conclusão

6.1 Conclusões gerais

Este trabalho teve seu foco na caracterização da dinâmica durante falta de um sistema de geração com uma microturbina a gás conectado à rede de distribuição de energia elétrica, incluindo a avaliação da sua capacidade LVRT e proposta de controle para melhoria desta capacidade.

O sistema estudado é composto por uma microturbina a gás do tipo *single-shaft* conectada à rede elétrica de distribuição através de um conversor VSC *back-to-back*. Para a representação da microturbina utilizou-se o modelo de Rowen, pois este descreve o maior número de componentes dentre os modelos encontrados na literatura.

A caracterização do modelo de Rowen em regime permanente permitiu a obtenção das curvas de operação que relacionam torque mecânico, potência mecânica e sinal VCE com a velocidade de operação da microturbina, possibilitando a obtenção da região de operação válida do modelo utilizado. As curvas permitem observar que toda a geração de potência mecânica da microturbina se dá dentro de uma faixa de 6 a 7% em torno da velocidade de referência da microturbina.

Na modelagem dinâmica do sistema de geração foram adotadas as seguintes premissas:

- Não necessidade da representação do controle de aceleração do modelo de Rowen por não ser relevante para aplicações em análises dinâmica de SEP;
- Modulação PWM do conversor foi considerada ideal, permitindo que o chaveamento fosse substituído por fontes controladas;
- Harmônicos desprezados;
- Utilizada a representação fasorial das variáveis elétricas;

A obtenção das funções de transferência aproximadas das malhas de controle do conversor propiciou o ajuste dos controladores PI. As sintonias foram realizadas a fim de que apresentassem bom desempenho na rejeição de perturbações no sistema, como no caso de ocorrência de falta.

Foram utilizados parâmetros representativos de uma microturbina Capstone C30. A estratégia de controle dos conversores foi implementada com base em dados obtidos na literatura e a sintonia dos controladores realizada através do método simétrico ótimo. Portanto não se pode afirmar que a estratégia utilizada neste trabalho reproduz o comportamento de uma microturbina Capstone C30, pois os dados a respeito do controle do conversor desta microturbina não são fornecidos em manual.

Através da obtenção das funções de transferência e das simulações transitórias, constatou-se que a dinâmica do PMSG é muito rápida. A malha de controle de velocidade apresentou constante de tempo na ordem de milissegundos. Portanto o PMSG, por ser um gerador de alta velocidade, apresenta uma dinâmica muito mais rápida que a de geradores síncronos convencionais.

O comportamento dinâmico do sistema de geração foi caracterizado sob diferentes condições de operação. Observou-se um desacoplamento entre a parte mecânica do sistema e o lado da rede, de modo que na ocorrência de um curto-circuito, a velocidade da microturbina não se altera, mantendo assim a geração de potência constante mesmo durante um afundamento de tensão na rede. Este fenômeno causa a elevação na tensão no elo CC durante o período de ocorrência de uma falta devido ao desequilíbrio entre potência ativa gerada e entregue à rede, forçando o desligamento do sistema devido a possível atuação de uma proteção.

Através do conceito do tempo de falta crítico para sobretensão máxima no elo CC (T_{cr}) foi caracterizada a capacidade LVRT do sistema de geração estudado. Os testes mostraram que de maneira geral o sistema possui pouca capacidade de operação sob condições de AMTs na rede, apresentando baixos valores de T_{cr} . A síntese dos valores T_{cr} em relação aos fatores do alimentador (X/R e S_{sc}), ponto de operação do sistema de geração (P_t) e intensidade da falta aplicada são mostrados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Valores de T_{cr} em relação aos parâmetros testados, para níveis de 20, 30 e 50% de sobretensão no elo CC

Nível de sobretensão	X/R (0,5 a 3)	S_{sc} (4 a 12,5pu)	P_t (0,63 a 1pu)	R_f (0 a 0,7Ω)
20%	25 a 42ms	15 a 158ms	253 a 16ms	8 a 65ms
30%	41 a 69ms	25 a 261ms	426 a 25ms	13 a 107ms
50%	76 a 128 ms	46 a 487ms	809 a 47ms	23 a 204ms

A influência dos parâmetros do alimentador e do ponto de operação da MTG sobre esta capacidade, mostra que seria possível a operação durante afundamentos de tensão sem uma estratégia de controle específica, em determinadas condições de conexão e operação, tais como: Relação X/R do equivalente de Thévenin vista do ponto de conexão grande; elevada potência de curto circuito vista do ponto de conexão; baixa potência produzida; e condições de falta de alta impedância.

Estas condições em que o sistema de geração apresentou os maiores valores de T_{cr} , ou seja, as condições de conexão e operação as quais proporcionam uma capacidade LVRT maior para o sistema, sem que seja utilizada a estratégia de controle proposta para melhoria desta capacidade, acarretam em soluções pouco eficientes e economicamente inviáveis, como o caso de baixa potência instalada e baixa potência de operação. Além disso a capacidade LVRT fica condicionada ao local em que é feita a conexão da GD, o que não é desejável.

Com a utilização da estratégia de controle proposta para aumento da capacidade LVRT, obteve-se resultados expressivos, auferindo ao sistema de geração plenas condições de operação durante afundamentos momentâneos de tensão na rede, com os níveis de sobretensão no elo CC não ultrapassando 15%, em todos os casos testados, dispensando assim a atuação de alguma proteção.

Constatou-se que a estratégia de controle proposta é adequada tanto para o sistema operando com fator de potência unitário ou para fator de potência diferente de 1, dando suporte de tensão à rede em casos de subtensão, ou absorvendo reativos em casos de sobretensão na rede.

Apesar de proporcionar plena capacidade LVRT para o sistema em todas as condições testadas, o controle para LVRT influencia na dinâmica de recuperação das variáveis elétricas do gerador. Isto ocorre pois com a ação do controle para LVRT, a referência de velocidade da microturbina é alterada, a fim de que a potência gerada fique menor, buscando o equilíbrio entre potência ativa gerada e entregue à rede, e mantendo a tensão do elo CC constante. Assim toda a dinâmica do sistema de combustível da microturbina é envolvida. O atuador do sistema de combustível, possui constante de tempo da ordem de segundos, que é bem mais lenta que as constantes de tempo do gerador. Assim a recuperação do valor pós falta do torque mecânico é influenciada, e por sua vez reflete na recuperação pós falta do torque elétrico, e das demais variáveis elétricas do sistema de geração.

É importante destacar que estas conclusões acerca do comportamento dinâmico do sistema de geração são fundamentadas em hipóteses de modelagem que consideram especialmente o modelo simplificado usual do conversor. Os modos de operação do conversor durante a falta não são representados. Ainda, os resultados se baseiam na modelagem fasorial, a qual é amplamente utilizada para estudos em sistema de potência. Com a vantagem de simplificar a representação do sistema, tornando as simulações mais leves computacionalmente. Todavia este tipo de modelagem traz a desvantagem de não representar fenômenos transitórios rápidos, por exemplo, eventos de subciclo podem não ser representados com precisão. Portanto cabe avaliar a extensão da validade dos modelos fasoriais para este tipo de geração, o que não esteve no escopo deste trabalho.

Outra restrição diz respeito ao modelo de Rowen, o qual foi utilizado para a representação da microturbina a gás. Este modelo possui uma limitação de validade na faixa de excursão da velocidade da microturbina a qual deve ser mantida entre 95 e 107% da rotação nominal. Se utilizado fora desta faixa, o modelo não representará adequadamente as condições reais. Todos

os estudos realizados neste trabalho atendem esta restrição, portanto, podem ser considerados válidos na aplicação do modelo do Rowen.

Por fim, do ponto de vista da análise dinâmica do sistema de geração, conclui-se que utilização das MTG utilizando uma estratégia de controle adequada para aumento da sua capacidade LVRT se torna um tipo de geração robusto, o qual é capaz de suportar distúrbios na rede causados por faltas elétricas, sem que ocorra a desconexão deste sistema.

6.2 Sugestões para trabalhos futuros

Visando contribuir para futuros trabalhos ligados ao tema abordado nesta dissertação, sugere-se:

- Validação dos resultados apresentados nesta dissertação através de resultados experimentais, podendo avaliar o quanto a modelagem realizada representa a realidade de um sistema de geração baseado em microturbina a gás;
- Avaliação da dinâmica de uma microturbina a gás do tipo *split-shaft* na ocorrência de transitórios causados por afundamentos momentâneos de tensão na rede;
- Aprimoramento do modelo do Conversor Estático de Potência, incluindo o detalhamento da operação durante falta;
- Aprofundar análise da validade das simulações fasoriais tendo em vista a rapidez das dinâmicas envolvidas;
- Estudo de outras estratégias para sintonia dos controladores;

Referências Bibliográficas

- Aguilar, M. E. B. (2016). *Sintonia dos controladores para aerogeradores de velocidade variável com geradores de indução de dupla alimentação utilizando um algoritmo meta-heurístico de inteligência coletiva*. Universidade Estadual do Oeste do Paraná.
- Ahn, J. B., Jeong, Y. H., Kang, D. H., & Park, J. H. (2004). Development of high speed PMSM for distributed generation using microturbine. In *30th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004* (Vol. 3, pp. 2879–2882). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IECON.2004.1432266>
- Al-Hinai, A., & Feliachi, A. (2002). Dynamic model of a microturbine used as a distributed generator. In *Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory (Cat. No.02EX540)* (Vol. 2002–Janua, pp. 209–213). IEEE. <https://doi.org/10.1109/SSST.2002.1027036>
- Anaya-Lara, O., Jenkins, N., Ekanayake, J., Cartwright, P., & Hughes, M. (2009). *Wind energy generation : modelling and control*. (WILEY, Ed.), *Consultant* (Vol. 54). Chichester: John Wiley & Sons.
- ANEEL. (2018). Unidades Consumidoras com Geração Distribuída. Retrieved September 3, 2018, from http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp
- Asgharian, P., & Noroozian, R. (2016). Modeling and simulation of microturbine generation system for simultaneous grid-connected/islanding operation. In *2016 24th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)* (pp. 1528–1533). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IranianCEE.2016.7585764>
- Bertani, A., Bossi, C., Fornari, F., Massucco, S., Spelta, S., & Tivegna, F. (2004). A microturbine generation system for grid connected and islanding operation. In *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.* (pp. 822–827). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397563>
- Bhangale, S. S., & Patel, N. (2017). Design of LVRT capability for grid connected PV system. In *2017 International Conference on Intelligent Computing, Instrumentation and Control Technologies (ICICT)* (pp. 1625–1630). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICICT1.2017.8342814>
- Borges, C. M. (2010). *Análise da Operação do Conversor Fonte de Tensão(VSC) em “Back-to-back” para Microrede*. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Capstone. (2005). *Capstone C30 Microturbine User’s Manual*. Gosport, Hampshire - United Kingdom.
- Chan, Y.-K., & Gu, J.-C. (2011). Modeling and Simulation of Microturbine and Renewable Energy Resources for Distributed Generation System. In *Control Conference (ASCC), 2011 8th Asian* (pp. 590–595). <https://doi.org/05899138>
- Costa, D. M. (2010). *Aspectos Técnicos e Operacionais do Uso de Microturbinas Conectadas*

aos Sistemas Elétricos para a Geração Distribuída de Energia Elétrica. Universidade Federal de Santa Maria.

- de Araújo Lima, F. K. (2009). *Aerogerador Baseado em Máquina de Indução Duplamente Alimentada-Suportabilidade para Afundamento de Tensão*. Rio de Janeiro, UFRJ/COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- Dey, P., Datta, M., Fernando, N., & Senjyu, T. (2016). A method to reduce DC-link overvoltage of PMSG based WECS during LVRT. In *2016 IEEE Region 10 Conference (TENCON)* (pp. 1894–1899). IEEE. <https://doi.org/10.1109/TENCON.2016.7848351>
- Fethi, O., Dessaint, L.-A., & Al-Haddad, K. (2004). Modeling and simulation of the electric part of a grid connected micro turbine. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004*. (Vol. 2, pp. 2213–2220). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PES.2004.1373274>
- Gaonkar, D. N. (2010). Performance Of Microturbine Generation System in Grid Connected and Islanding Modes of Operation. In *Distributed Generation* (Vol. 2, p. 26). InTech. <https://doi.org/10.5772/8878>
- Gaonkar, D. N., & Nayak, S. (2011). Modeling and Performance Analysis of Microturbine Based Distributed Generation system, “A Review.” In *IEEE 2011 EnergyTech* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/EnergyTech.2011.5948521>
- Gaonkar, D. N., Patel, R. . N., & Pillai, G. N. (2006). Dynamic Model of Microturbine Generation System for Grid Connected/Islanding Operation. In *2006 IEEE International Conference on Industrial Technology* (pp. 305–310). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICIT.2006.372229>
- Gaonkar, D. N., & Patel, R. N. (2006). Modeling and simulation of microturbine based distributed generation system. In *2006 IEEE Power India Conference* (p. 5 pp.). IEEE. <https://doi.org/10.1109/POWERI.2006.1632521>
- Guda, S. R., Wang, C., & Nehrir, M. H. (2005). A simulink-based microturbine model for distributed generation studies. In *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium, 2005*. (Vol. 2005, pp. 269–274). IEEE. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2005.1560537>
- Hamilton, S. L. (2003). *The Handbook of Microturbine Generators*. PennWell Books. Tulsa.
- Hamouda, M. R., Marei, M. I., & Badr, M. A. (2014). A microturbine interface system with LVRT capability. In *2014 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/AUPEC.2014.6966646>
- Huang Wei, Wu Ziping, Niu Ming, Zhang Jianhua, Guo Yuanbo, & Wu Chong. (2009). Dynamic modelling and simulation of microturbine generation system for the parallel operation of microgrid. In *2009 International Conference on Sustainable Power Generation and Supply* (pp. 1–8). IEEE. <https://doi.org/10.1109/SUPERGEN.2009.5348259>
- Hussin, A. K. M., & Wanik, M. Z. C. (2013). Impact of Advance Control on Microturbine Generation System Performance. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 16*, 012018. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/16/1/012018>
- IEEE. (1995). Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1995.79050>
- Kumar, A., Sandhu, K. S., Jain, S. P., & Sharath Kumar, P. (2009). Modeling and Control of

- Micro-Turbine Based Distributed Generation System. *International Journal of Circuits, Systems, and Signal Processing*, 3(2), 65–72. Retrieved from <http://www.naun.org/journals/circuitssystemsignal/cssp-100.pdf>
- Maldonado, M. A. R. (2005). *Modelagem e Simulação do Sistema de Controle de Uma Micro-Turbina a Gás*. Universidade Federal de Itajubá.
- Maldonado, M. A. R. (2010). *Desenvolvimento de Modelos Matemáticos Representativos do Comportamento Dinâmico de Micro-Turbinas para a Conexão na Rede Elétrica*. Universidade Federal de Itajubá.
- Melo, S. V. S. de. (2015). *Estudo da Integração de uma Célula Combustível a Óxido Sólido Com Uma Microturbina a Gás*. Universidade Federal do Espírito Santo.
- Montemazzo, J. F. (2016). *Influência Dos Parâmetros E Modelos De Linhas Na Solução Do Fluxo De Carga De Sistemas De Distribuição De Energia Elétrica*. Universidade Estadual do Oeste do Paraná.
- Morimoto, S., Sanada, M., & Takeda, Y. (1994). Wide-speed operation of interior permanent magnet synchronous motors with high-performance current regulator. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 30(4), 920–926. <https://doi.org/10.1109/28.297908>
- Nayak, S. K., & Gaonkar, D. N. (2012). Modeling and performance analysis of microturbine generation system in grid connected/islanding mode. In *2012 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)* (Vol. 2, pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PEDES.2012.6484265>
- Nayak, S. K., & Gaonkar, D. N. (2013). Performance of microturbine generation system in grid perturbation condition. In *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2013.6698791>
- Ogata, K. (2010). *Engenharia de Controle Moderno. Control Engineering* (5^a). PEARSON.
- Patel, G. J., & Bohra, S. S. (2011). Modeling and analysis of MTG based isolated and grid connected system. In *2011 Nirma University International Conference on Engineering* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/NUiConE.2011.6153296>
- Queval, L., & Ohsaki, H. (2012). Back-to-back converter design and control for synchronous generator-based wind turbines. In *2012 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)* (pp. 1–6). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICRERA.2012.6477300>
- Rauber, J. G. (2016). *Avaliação De Modelos De Microturbina A Gás Single Shaft Para Estudos De Microgeração Distribuída Com Cogeração Térmica*. Universidade Estadual do Oeste do Paraná.
- Rauber, J. G., & Reginatto, R. (2016). Influência da modelagem do sistema de combustível em microturbinas a gás em estudos de geração elétrica. *Anais Do INDUSCON2016*, 1–8.
- Rosas, P. A. C., & Estanqueiro, A. I. (2003). *Guia de Projeto Elétrico de Centrais Eólicas*. (E. A. Feitosa & A. de L. Pereira, Eds.) (Volume I). Recife.
- Rowen, W. I. (1983). Simplified Mathematical Representations of Heavy-Duty Gas Turbines. *Journal of Engineering for Power*, 105(4), 865. <https://doi.org/10.1115/1.3227494>
- Saha, A. K., Chowdhury, S. P., & Chowdhury, S. P. (2010). Modeling and simulation of microturbine. In *2010 International Conference on Power System Technology* (pp. 1–5). IEEE. <https://doi.org/10.1109/POWERCON.2010.5666085>

- Scott, W. G. (1998). Micro-turbine generators for distribution systems. *IEEE Industry Applications Magazine*, 4(3), 57–62. <https://doi.org/10.1109/2943.667911>
- Soares, C. (2007). *Microturbines: Applications for Distributed Energy Systems*. San Diego, California.: Elsevier Ltd.
- Soliman, M. M., & El-Saady, G. (2018). A fault ride through strategy for wind energy conversion system based on permanent magnet synchronous generator. In *2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)* (pp. 453–460). IEEE. <https://doi.org/10.1109/ITCE.2018.8316666>
- Staunton, R. H., & Ozpineci, B. (2003). *MICROTURBINE POWER CONVERSION TECHNOLOGY REVIEW*. Oak Ridge National Laboratory. Washington, DC. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2013/11/f4/microturbine_conversion.pdf
- Tarnowski, G. C. (2006). *Metodologia de Regulação da Potência Ativa para Operação de Sistemas de geração eólica com Aerogeradores de Velocidade Variável*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul.
- Tavakoli, M. R. B., Vahidi, B., & Gawlik, W. (2009). An Educational Guide to Extract the Parameters of Heavy Duty Gas Turbines Model in Dynamic Studies Based on Operational Data. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3), 1366–1374. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2021231>
- Teodorescu, R., Liserre, M., & Rodríguez, P. (2011). *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9780470667057>
- Wanik, M. Z. C., & Erlich, I. (2009). Simulation of microturbine generation system performance during grid faults under new grid code requirements. In *2009 IEEE Bucharest PowerTech* (pp. 1–8). IEEE. <https://doi.org/10.1109/PTC.2009.5281962>
- Xu, X., Li, K., Jia, H., Yu, X., Deng, J., & Mu, Y. (2018). Data-Driven Dynamic Modeling of Coupled Thermal and Electric Outputs of Microturbines. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(2), 1387–1396. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2590022>
- Xyngi, I., Popov, M., Ishchenko, A., & Van Sluis, L. Der. (2008). Protection, transient stability and fault ridedthrough issues in distribution networks with dispersed generation. *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2008.4651547>
- Yu, X., Jiang, Z., & Abbasi, A. (2009). Dynamic modeling and control design of microturbine distributed generation systems. In *2009 IEEE International Electric Machines and Drives Conference* (pp. 1239–1243). IEEE. <https://doi.org/10.1109/IEMDC.2009.5075361>
- Zanchettin, M. G. (2012). *Análise da Inserção de Geração Eólica com Aerogeradores de Indução*. Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

Apêndice A

Sintonia dos Parâmetros dos Controladores PI

A sintonia dos controladores PI do conversor é feita através do método simétrico ótimo apresentado em Queval & Ohsaki (2012). O método tem a vantagem de maximizar a margem de fase e, portanto, o sistema pode suportar mais atrasos. Além disso possui boa rejeição às perturbações.

Considerando a função de transferência de malha aberta na forma:

$$H_{OL}(s) = \frac{K}{(1 + T_a \cdot s)s} \quad (\text{A.1})$$

Os parâmetros dos controladores PI são dados por:

$$G_c(s) = K_p \frac{1 + T_i(s)}{T_i(s)} \quad (\text{A.2})$$

$$\{a, T_i, K_p\} = \left\{ \frac{1}{\omega_c T_a}, a^2 T_a, \frac{1}{a T_a K} \right\} \quad (\text{A.3})$$

onde “a” é um parâmetro de projeto, ω_c é a frequência de cruzamento. Um valor mais alto de “a” leva a um melhor amortecimento, mas uma resposta mais lenta.

A malha decorrente de eixo direto do lado do gerador é projetada para ser mais rápida que a do eixo quadratura para garantir que o torque elétrico seja uma função linear de i_q na equação (2.13).

Fórmulas analíticas para o ajuste sistemático dos controladores PI estão resumidas na Tabela A.1.

Tabela A.1: Sintonia do controle

	ω_c	a	K_p	T_i
G_{cw}	-	4	$\frac{-2 \cdot H}{\lambda_m} \frac{1}{a \cdot T_{eq,q}}$	$a^2 T_{eq,q}$
G_{cd}	$\frac{2\pi \cdot f_{PWM}}{20}$	$\frac{1}{\omega_c \cdot T_a}$	$\frac{\tau_d \cdot R_s}{a \cdot T_a}$	$a^2 T_a$
G_{cq}	-	4	$\frac{\tau_q \cdot R_s}{a \cdot T_a}$	$a^2 T_a$
G_{cdc}	-	3	$\frac{C \cdot V_{DCref}}{\omega_b \cdot \frac{18}{\pi^2} \cdot V_{rede}} \frac{1}{a \cdot T_{eq,r}}$	$a^2 T_{eq,r}$

onde $T_{eq,q}$ e $T_{eq,r}$ são as constantes de tempo das malhas de controle de corrente do gerador e do conversor do lado da rede, respectivamente.