

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO  
CENTRO DE TECNOLOGIA E GEOCIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**JOSÉ BRUNO DA SILVA**

**CONTROLE DO CONVERSOR DE INTERFACE DE SISTEMA DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA PARA MELHORIA DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA**

Recife

2018

**JOSÉ BRUNO DA SILVA**

**CONTROLE DO CONVERSOR DE INTERFACE DE SISTEMA DE GERAÇÃO  
DISTRIBUÍDA PARA MELHORIA DA ESTABILIDADE TRANSITÓRIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Pernambuco, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento de Energia.

Orientador: Prof.<sup>o</sup> Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves

Recife

2018

Catálogo na fonte  
Bibliotecária Maria Luiza de Moura Ferreira, CRB-4 / 1469

S586c Silva, José Bruno da.  
Controle do conversor de interface de sistema de geração distribuída para melhoria da estabilidade transitória / José Bruno da Silva. - 2018.  
108 folhas, il., tab., abr. sigl. e símb.

Orientador: Prof. Dr. Francisco de Assis dos Santos Neves.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.  
Inclui Referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Estabilidade de sistemas de potência. 3. Micro rede. 4. Falhas em sistemas de potência. 5. Curto-circuito. 6. Inversor. I. Neves, Francisco de Assis dos Santos (Orientador). II. Título.

UFPE

621.3 CDD (22. ed.)

BCTG/2019-293



# Universidade Federal de Pernambuco

## *Pós-Graduação em Engenharia Elétrica*

PARECER DA COMISSÃO EXAMINADORA DE DEFESA DE  
DISSERTAÇÃO DO MESTRADO ACADÊMICO DE

# JOSÉ BRUNO DA SILVA

TÍTULO

**“CONTROLE DO CONVERTOR DE INTERFACE DE SISTEMA DE  
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA MELHORIA DA ESTABILIDADE  
TRANSITÓRIA”**

A comissão examinadora composta pelos professores: FRANCISCO DE ASSIS DOS SANTOS NEVES, DEE/UFPE; GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA AZEVEDO, DEE/UFPE e FERNANDO MANCILLA DAVID, UCD/USA, sob a presidência do primeiro, consideram o candidato **JOSÉ BRUNO DA SILVA APROVADO.**

Recife, 20 de dezembro de 2018.

---

**MARCELO CABRAL CAVALCANTI**  
Coordenador do PPGEE

---

**FRANCISCO DE ASSIS DOS SANTOS NEVES**  
Orientador e Membro Titular Interno

---

**GUSTAVO MEDEIROS DE SOUZA  
AZEVEDO**  
Membro Titular Interno

---

**FERNANDO MANCILLA DAVID**  
Membro Titular Externo

Dedico este trabalho a minha mãe,  
Maria de Lourdes Dias Cezar da Silva.  
Grande incentivadora e amiga, que sempre me deu forças para a concretização desta dissertação.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, acima de todas as coisas, pela saúde, sabedoria e força, as quais foram fundamentais para o cumprimento do trabalho.

Aos meus pais, Maria de Lourdes e José Cícero, por sempre acreditarem no meu sucesso, por todo apoio e ensinamentos. Agradeço também aos meus irmãos, Luan e Arley, que sempre estiveram presentes em minha vida.

Agradeço ao professor e orientador Francisco Neves por ter me ajudado e colaborado com essa pesquisa, pelo apoio e orientação, pela amizade, pelo incentivo e pelas oportunidades oferecidas para o desenvolvimento deste trabalho. Aos professores Gustavo Azevedo e Fernando Mancilla, por aceitarem participar da banca examinadora e pelas contribuições feitas no processo.

A Energy Service, em especial ao seu gestor Mauro Cervesato pela confecção do conjunto motor-gerador, equipamento fundamental para a realização dos experimentos realizados nesta pesquisa.

Agradeço aos amigos Rafael Neto, Oscar Cuaresma, Eduardo Barbosa, Eduardo Stangler, Marcio Rodrigo, Felipe Soares e demais amigos da UFPE por todo apoio e suporte no desenvolvimento deste trabalho e obtenção dos resultados experimentais.

Aos professores membros do Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos (GEPAE) da UFPE, pelo convívio cotidiano, entre eles Fabrício Bradaschia, Leonardo Limongi e Marcelo Cavalcanti.

Um especial agradecimento ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela concessão da bolsa recebida durante 24 meses do curso.

Por fim, aos demais familiares e amigos pelos momentos marcantes que ficarão na lembrança.

## RESUMO

O sistema de potência está sujeito a vários tipos de distúrbios, e muitos deles podem levar a "*blackouts*" (interrupção no fornecimento de grandes blocos de energia elétrica por longo período de tempo). Grande parte desses distúrbios são causados por curto-circuito, ou por grandes variações na carga ou geração. A potência eletromagnética de saída de um gerador síncrono é geralmente alterada durante um distúrbio remoto na rede, tornando-se menor que a potência fornecida pela máquina primária, tendo como consequência a aceleração do rotor do gerador. A variação angular entre a tensão induzida e a da rede pode levar à instabilidade, dependendo da duração e severidade do distúrbio. Com o rápido crescimento da geração distribuída, que em sua maioria é constituída por fontes renováveis, é muito comum o uso de inversores de interface para conexão com a rede. Esses inversores possuem flexibilidade em sua operação, podendo operar em diversos modos (fornecimento de potência ativa da fonte primária, ajuste de reativos, filtros ativos, etc.). O presente trabalho aborda o desenvolvimento e implementação de controle dos inversores de interface de sistemas de geração distribuída conectados a uma rede que tenha geração síncrona próxima. Com a estratégia de controle proposta, o inversor realiza suas funções usuais quando a rede está sob condições normais de operação. No entanto, em caso de falta na rede, os inversores passam a operar de modo a controlar a potência fornecida pelo gerador a fim de reduzir a aceleração da máquina e oscilações na frequência do sistema. Por fim, é avaliada a aplicação do controle, a eficácia e a viabilidade, apresentando resultados experimentais em laboratório e de simulações.

**Palavras-chave:** Estabilidade de sistemas de potência. Micro rede. Faltas em sistemas de potência. Curto-circuito. Inversor.

## ABSTRACT

The electric power system is subjected to various kinds of disturbances; many of them may lead to “blackouts” (interruption in the supply of a considerable part of the power grid for a long period of time). The most common disturbances are caused by short-circuits or by significant variations in load and generation. The output electromagnetic power from a synchronous generator generally changes after a remote disturbance in the electric grid, becoming different from the power provided by the primary mechanical source. As a consequence the generator rotor accelerates, as well as the flux and induced voltage vectors. The angular variation between the generator induced voltage and the grid voltage may lead to the loss of synchronism, depending on the duration and severity of the disturbance. In recent years, a rapid increase in the amount of distribution generation units connected to the grid is being observed. These new generation sources are connected to the grid through inverters, which have high control and operation flexibility. The approach of this work is the development and implementation of a distributed generation control of inverter connected to the power grid and operating in parallel to a synchronous generator. During steady state conditions the proposed control strategy performs as usual. However, in case of a fault in the power grid, the inverters operate to control the power output of generator, reducing the acceleration of the machine and the frequency oscillations of system. The effectiveness and viability of control application is validated through simulations and experimental tests.

**Keywords:** Power system stability. Distributed generation. Power system faults. Short circuit. Inverter.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Exemplo da estrutura de uma microrrede. . . . .	18
Figura 2 – Exemplo da estrutura do sistema de geração distribuída analisado. . . . .	20
Figura 3 – Relação entre $\theta_m$ e $\delta_m$ . . . . .	23
Figura 4 – Máquina síncrona conectada a um barramento infinito. . . . .	25
Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema estudado com gerador síncrono representado pelo modelo clássico. . . . .	26
Figura 6 – Relação entre potência $P_e$ vs ângulo $\delta$ . . . . .	27
Figura 7 – Classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência. . . . .	28
Figura 8 – Curva $P_e$ vs $\delta$ para ilustrar o critério das áreas iguais na ocorrência de uma variação de potência mecânica de entrada $\Delta P_m$ . . . . .	30
Figura 9 – Sistema gerador-barramento infinito com falta trifásica na linha 2, ponto F. . . . .	32
Figura 10 – Diagrama de circuito equivalente durante a falta. . . . .	33
Figura 11 – Curva $P_e$ vs $\delta$ para ilustrar o fenômeno da estabilidade transitória para uma falta trifásica na linha 2, no ponto F. . . . .	34
Figura 12 – Critério das áreas iguais para determinação do tempo crítico de abertura $t_c$ . . . . .	36
Figura 13 – Representação de um vetor espacial em referencial arbitrário $dq$ . . . . .	42
Figura 14 – Diagrama em blocos do GDSC-PLL. . . . .	45
Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema em análise. . . . .	47
Figura 16 – Diagrama trifilar do sistema analisado. . . . .	52
Figura 17 – Diagrama de blocos da estrutura de controle utilizada, com malha interna de corrente e malha externa de tensão. . . . .	53
Figura 18 – Diagrama de blocos para obtenção de $v_{\mu,\alpha\beta}$ . . . . .	54
Figura 19 – Estratégia da geração de referência de corrente $i_{inv}^*$ nos casos de falta. . . . .	55
Figura 20 – Sistema utilizado para modelagem da malha de corrente. . . . .	56
Figura 21 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle da malha de corrente. . . . .	58
Figura 22 – Sistema utilizado para modelagem da malha de tensão. . . . .	60
Figura 23 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle da malha de tensão. . . . .	62
Figura 24 – Diagrama de blocos de controladores P-SSIs. . . . .	63
Figura 25 – Estrutura do controlador da malha externa. Controlador PI com ação <i>anti-windup</i> . . . . .	66
Figura 26 – Bancada experimental utilizada. . . . .	68
Figura 27 – Conjunto motor-gerador utilizado no experimento. . . . .	69
Figura 28 – Resumo da bancada do inversor. . . . .	70
Figura 29 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta trifásica - <i>trip = off</i> . . . . .	72
Figura 30 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta trifásica - <i>trip = on</i> . . . . .	72
Figura 31 – Comportamento da tensão nos terminais do estator - Caso 1. . . . .	74
Figura 32 – Comportamento das correntes de estator - Caso 1. . . . .	75

Figura 33 – Potência ativa e reativa de saída do gerador - Caso 1. . . . .	75
Figura 34 – Velocidade angular do rotor - Caso 1. . . . .	75
Figura 35 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 2. . . . .	76
Figura 36 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 2. . . . .	77
Figura 37 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 2. . . . .	78
Figura 38 – Velocidade angular do rotor - Caso 2. . . . .	78
Figura 39 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 3. . . . .	80
Figura 40 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 3. . . . .	81
Figura 41 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 3. . . . .	81
Figura 42 – Velocidade angular do rotor - Caso 3. . . . .	82
Figura 43 – Comportamento da potência ativa de saída do gerador durante e após a falta trifásica para os casos analisados. . . . .	83
Figura 44 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta bifásica - <i>trip = off</i> . . . . .	84
Figura 45 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta bifásica - <i>trip = on</i> . . . . .	84
Figura 46 – Comportamento da tensão nos terminais do estator - Caso 4. . . . .	86
Figura 47 – Comportamento das correntes de estator - Caso 4. . . . .	87
Figura 48 – Potência ativa e reativa de saída do gerador - Caso 4. . . . .	87
Figura 49 – Velocidade angular do rotor - Caso 4. . . . .	87
Figura 50 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 5. . . . .	88
Figura 51 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 5. . . . .	89
Figura 52 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 5. . . . .	90
Figura 53 – Velocidade angular do rotor - Caso 5. . . . .	90
Figura 54 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 6. . . . .	91
Figura 55 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 6. . . . .	92
Figura 56 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 6. . . . .	93
Figura 57 – Velocidade angular do rotor - Caso 6. . . . .	93
Figura 58 – Comportamento da potência ativa de saída do gerador durante e após a falta bifásica para os casos analisados. . . . .	94
Figura 59 – Diagrama trifilar do sistema elétrico da simulação. . . . .	95
Figura 60 – Comportamento da tensão nos terminais do estator - Caso 7. . . . .	97
Figura 61 – Comportamento das correntes de estator - Caso 7. . . . .	97
Figura 62 – Potência ativa e reativa de saída do gerador - Caso 7. . . . .	98
Figura 63 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 8. . . . .	99
Figura 64 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 8. . . . .	99
Figura 65 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 8. . . . .	100
Figura 66 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 9. . . . .	101
Figura 67 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 9. . . . .	101
Figura 68 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 9. . . . .	102

Figura 69 – Comportamento da potência ativa de saída do gerador durante e após a falta bifásica para os casos analisados nas simulações. . . . .	103
Figura 70 – Velocidade angular do rotor para os casos analisados nas simulações. . . . .	103
Figura 71 – Ângulo de carga para os casos analisados nas simulações. . . . .	104

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Parâmetros de projeto do controlador de corrente. . . . .	63
Tabela 2 – Parâmetros do projeto do controlador de tensão. . . . .	64
Tabela 3 – Parâmetros de resposta do controlador de tensão. . . . .	65
Tabela 4 – Dados de Placa do Gerador Síncrono . . . . .	69
Tabela 5 – Parâmetros do inversor de frequência. . . . .	70
Tabela 6 – Condições de operação pré-falta - Caso 1. . . . .	73
Tabela 7 – Condições de operação pré-falta - Caso 2. . . . .	76
Tabela 8 – Condições de operação pré-falta - Caso 3. . . . .	79
Tabela 9 – Condições de operação pré-falta - Caso 4. . . . .	85
Tabela 10 – Condições de operação pré-falta - Caso 5. . . . .	88
Tabela 11 – Condições de operação pré-falta - Caso 6. . . . .	91
Tabela 12 – Parâmetros de indutância e resistência dos elementos do sistema elétrico utilizado na simulação. . . . .	95
Tabela 13 – Parâmetros do inversor de frequência utilizado na simulação. . . . .	95
Tabela 14 – Condições de operação pré-falta - Casos 7, 8 e 9. . . . .	96

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
FFNS	Componente fundamental de sequência negativa ( <i>Fundamental Frequency Negative Sequence</i> )
FFPS	Componente fundamental de sequência positiva ( <i>Fundamental Frequency Positive Sequence</i> )
FMM	Filtro de média móvel
GD	Geração Distribuída
GDSC	Método generalizado de cancelamento por sinal atrasado ( <i>Generalized Delayed Signal Cancellation</i> )
LPF	Filtro passa baixa ( <i>Low Pass Filter</i> )
MF	Margem de Fase
MG	Margem de Ganho
P-SSI	Controlador Proporcional em paralelo com SSI
PCC	Ponto de Acoplamento Comum ( <i>Point of Common Coupling</i> )
PI	Controlador Proporcional-Integral
PLL	Malha de captura de fase ( <i>Phase Locked Loop</i> )
PWM	Modulação por largura de pulso ( <i>Pulse Width Modulation</i> )
SOGI	Integrador Generalizado de segunda ordem ( <i>Second Order Generalized Integrators</i> )
SSI	Integrador de sinais senoidais ( <i>Sinusoidal Signal Integrators</i> )
SRF-PLL	PLL em referencial síncrono ( <i>Synchronous Reference Frame - PLL</i> )
THD	Distorção harmônica total ( <i>Total Harmonic Distortion</i> )
VTHD	Distorção harmônica total vetorial ( <i>Vector Total Harmonic Distortion</i> )
ZOH	Retentor de ordem zero ( <i>Zero-Order Hold</i> )

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\alpha_m$	Aceleração angular
$\vec{a}$	Ganho complexo constante da transformada GDSC
$D$	Coefficiente de amortecimento
$E'$	Módulo da tensão atrás da reatância no gerador
$E_s$	Módulo da tensão de estator
$E_\infty$	Módulo da tensão do barramento infinito
$\vec{G}_{gdsc}$	Função de transferência da transformada GDSC
$G_{id}$	Função de transferência da planta da malha interna
$G_{vp}$	Função de transferência da planta da malha externa
$H$	Constante de inércia Normalizada
$h_s$	Componente harmônica de um vetor espacial, com sinal indicando a sequência: positiva (+) ou negativa (-)
$\vec{i}_{\alpha\beta}$	Vetor espacial de corrente obtidos a partir de um conjunto de sinais trifásicos $i_a$ , $i_b$ e $i_c$
$i_a, i_b, i_c$	Conjunto de sinais trifásicos de corrente
$\mathbf{I}_a, \mathbf{I}_b, \mathbf{I}_c$	Fasor corrente nas fases $a$ , $b$ e $c$
$J$	Momento de inércia
$K_p, K_i$	Ganhos das ações proporcional e integral
$L$	Comprimento da Linha
$P_a$	Potência de aceleração
$P_e$	Potência elétrica
$P_m$	Potência mecânica
$p_{3\phi}^c$	Potência ativa entregue pelo capacitor do barramento CC através do controlador da malha externa de tensão
$S_{nom}$	Potência de base do gerador
$t_c$	Tempo crítico

$T_a$	Torque de aceleração
$T_e$	Torque elétrico
$T_m$	Torque mecânico
$v_{cc}$	Tensão no barramento de corrente contínua do inversor
$v_a, v_b, v_c$	Conjunto de sinais trifásicos de tensão
$\vec{v}_{\alpha\beta}$	Vetor espacial de tensão obtidos a partir de um conjunto de sinais trifásicos $v_a, v_b$ e $v_c$
$\mathbf{V}_a, \mathbf{V}_b, \mathbf{V}_c$	Fasor tensão nas fases $a, b$ e $c$
$\mathbf{V}^0, \mathbf{V}^+, \mathbf{V}^-$	Componentes simétricas do Fasor $V_a$ de sequência zero, positiva e negativa
$\omega$	Velocidade angular do rotor
$\omega_m$	Velocidade mecânica do rotor
$\omega_{ms}$	Velocidade mecânica síncrona do rotor
$\omega_s$	Velocidade síncrona do rotor
$X'_d$	Reatância transitória de eixo direto
$X_{eq}$	Reatância equivalente
$X_{L1}$	Reatância da linha 1
$X_{L2}$	Reatância da linha 2
$X_T$	Reatância do transformador
$\theta_m$	Posição angular do rotor
$\theta_d$	Ângulo de atraso da transformada GDSC
$\delta_m$	Posição angular do rotor em relação ao eixo de referência
$\delta$	Ângulo de carga
$\delta_c$	Ângulo de carga crítico
$\delta_L$	Limite do ângulo de carga

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>17</b>
1.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	19
1.2	MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS	19
1.3	ESBOÇO DA DISSERTAÇÃO	21
<b>2</b>	<b>CONCEITOS BÁSICOS</b>	<b>22</b>
2.1	EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO	22
2.2	MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA E SISTEMA EQUIVALENTE	25
2.3	DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA	27
2.4	ESTABILIDADE TRANSITÓRIA	29
<b>2.4.1</b>	<b>Critério das Áreas Iguais</b>	<b>29</b>
2.5	RESPOSTA A UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO	32
2.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	37
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA PROPOSTA</b>	<b>38</b>
3.1	ANÁLISE VETORIAL DE SINAIS TRIFÁSICOS	38
<b>3.1.1</b>	<b>Transformação de Coordenadas</b>	<b>39</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Representação de Sinais Trifásicos com Componentes Harmônicas Utilizando Notação Vetorial</b>	<b>41</b>
3.2	GDSC-PLL	43
3.3	CONTROLE DO INVERSOR DE INTERFACE PARA MELHORAR A ESTABILIDADE	45
<b>3.3.1</b>	<b>Cálculo das Correntes de Referência do Inversor no Modo de Operação em Falta</b>	<b>46</b>
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	50
<b>4</b>	<b>MODELAGEM E CONTROLE DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA</b>	<b>52</b>
4.1	MODELAGEM DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA	52
4.2	GERAÇÃO DE REFERÊNCIA	53
4.3	MODELO DA MALHA INTERNA DE CORRENTE	55
4.4	MODELO DA MALHA EXTERNA DE TENSÃO	59
4.5	CONTROLE DA CORRENTE DE SAÍDA	62
4.6	CONTROLE DA TENSÃO DO BARRAMENTO CC	63
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	66
<b>5</b>	<b>RESULTADOS</b>	<b>67</b>
5.1	DESCRIÇÃO DA MONTAGEM DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS	67
5.2	CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA DO BARRAMENTO CC	70
5.3	RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA FALTAS TRIFÁSICAS	71

5.3.1	<b>Resultados Experimentais - Caso 1</b>	73
5.3.2	<b>Resultados Experimentais - Caso 2</b>	76
5.3.3	<b>Resultados Experimentais - Caso 3</b>	79
5.3.4	<b>Comparação Entre as Respostas da Oscilação de Potência Ativa - Casos 1, 2 e 3</b>	82
5.4	<b>RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA FALTAS BIFÁSICAS</b>	83
5.4.1	<b>Resultados Experimentais - Caso 4</b>	85
5.4.2	<b>Resultados Experimentais - Caso 5</b>	88
5.4.3	<b>Resultados Experimentais - Caso 6</b>	91
5.4.4	<b>Comparação Entre as Respostas da Oscilação de Potência Ativa - Casos 4, 5 e 6</b>	94
5.5	<b>RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA FALTAS BIFÁSICAS</b>	94
5.5.1	<b>Resultados de Simulação - Caso 7</b>	96
5.5.2	<b>Resultados de Simulação - Caso 8</b>	98
5.5.3	<b>Resultados de Simulação - Caso 9</b>	100
5.5.4	<b>Comparação Entre as Respostas da Oscilação de Potência Ativa - Casos 7, 8 e 9</b>	102
5.6	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO</b>	104
6	<b>CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS</b>	105
6.1	<b>TRABALHOS FUTUROS</b>	106
	<b>REFERÊNCIAS</b>	107

## 1 INTRODUÇÃO

O suprimento de energia elétrica é fundamental para o desenvolvimento e manutenção da sociedade, tornando-a cada vez mais dependente deste recurso. Portanto, o fornecimento de energia elétrica de forma contínua e estável é essencial nos dias atuais. Garantir o suprimento da demanda de energia elétrica de forma segura, confiável e com qualidade exige grandes esforços dos agentes de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Em diversos países os sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica são interligados, a exemplo do Brasil, formando um sistema elétrico de potência robusto. Tal característica de interligação do sistema proporciona uma maior confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e atendimento da crescente demanda de energia (FURINI; ARAUJO, 2008), (MATA, 2005).

Com o crescimento da demanda energética nos últimos anos e as dificuldades de expansão das fontes tradicionais de energia, a geração descentralizada (ou geração próxima do consumo) vem ganhando espaço no cenário atual com muitas unidades de geração distribuída (GD), cuja característica é a diversidade de tecnologias disponíveis para a geração de energia usando fontes renováveis ou não (CARDOSO, 2017).

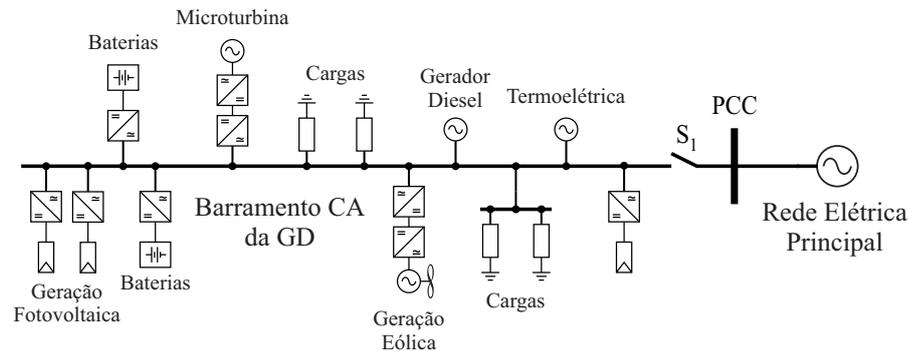
As principais tecnologias utilizadas para geração de energia em sistemas GD são: máquinas de combustão interna, turbinas a vapor ou a gás de pequeno e médio porte, células combustíveis, células fotovoltaicas, geração eólica e pequenas centrais hidrelétricas (GALLARDO, 2005).

A Figura 1 ilustra um agrupamento de unidades de geração e cargas associadas como um subsistema, denominado microrrede, conectadas à rede elétrica principal em um ponto único (ponto de acoplamento comum - PCC - *point of Common Coupling*), a partir de uma chave. Tal configuração permite que o sistema opere de forma autônoma e possibilita um melhor controle das unidades geradoras da microrrede (AZEVEDO, 2011).

Assim, o sistema de potência possui uma dinâmica complexa devido à interação dos diversos tipos de equipamentos a ele interligados, os quais possuem características dinâmicas de resposta diferentes (FURINI; ARAUJO, 2008). Dentre os aspectos a serem considerados no fornecimento contínuo e estável de energia, estão as condições de estabilidade do sistema (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

Desde 1920, a estabilidade dos sistemas de potência tem se tornado um tema de grande preocupação para a segurança e confiabilidade na operação do sistema elétrico (STEINMETZ, 1920), em que estabilidade é a capacidade do sistema de recuperar o estado de equilíbrio após uma dada perturbação, mantendo a tensão e frequência dentro dos limites de operação normal (AMOR; AMAR; GHARIANI, 2015).

Figura 1 – Exemplo da estrutura de uma microrrede.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Embora perturbações no sistema sejam indesejáveis, elas são inevitáveis, pois o mesmo está constantemente submetido a mudanças de carga, inserção ou perda de unidade geradora, desligamento de linha, entre outros. Há, ainda, perturbações causadas por falhas na operação do sistema e fenômenos da natureza, como curto-circuito, atuação incorreta da proteção, descargas atmosféricas, etc. (KUNDUR et al., 2004). Portanto, é de grande interesse que o sistema elétrico, bem como os equipamentos pertencentes a ele, possua um alto grau de confiabilidade frente aos diversos tipos de perturbação.

Um componente muito importante nos diversos sistemas de geração de energia é a máquina síncrona, amplamente utilizada na geração de energia de grandes centrais hidrelétricas bem como nos sistemas de geração distribuídas. Nas unidades de GD, são encontrados principalmente em usinas térmicas com turbina a vapor (biomassa) ou com turbina a gás e em pequenas centrais hidrelétricas com turbinas hidráulicas (GALLARDO, 2005), (PERES, 2013).

Os geradores síncronos devem operar satisfatoriamente em condições normais do sistema durante o regime permanente e apresentar um certo grau de liberdade diante de alguma perturbação no sistema com o objetivo de evitar prejuízos no fornecimento de energia elétrica. Deste modo, um dos principais problemas que podem ocorrer durante uma falha no sistema é a perda de sincronismo dos geradores, que tem como consequência oscilações da potência fornecida, na tensão dos terminais da máquina, na corrente elétrica, na velocidade de rotação, etc. Portanto, quando ocorre a perda de sincronismo, a proteção do sistema deve atuar de forma a retirá-lo do sistema com o objetivo de diminuir maiores impactos na máquina e no sistema (NOGUEIRA, 2011).

Dependendo do tipo de tecnologia, restabelecer a operação de uma unidade geradora pode levar horas, pois em geral as máquinas são de grande porte, ou seja, possuem inércia elevada e grande complexidade no controle desde a partida até atingir as condições ideais de sincronismo e conexão com o sistema.

Por isso, torna-se importante a implementação de tecnologias que permitam aumentar a flexibilidade de operação de geradores a fim de diminuir as chances de perda de sincronismo

frente a uma falha no sistema, visto que as consequência de uma falha no sistema elétrico com perda de unidade geradora são bastante negativas para a operação do sistema, podendo desencadear um efeito cascata com interrupções no fornecimento de energia de grandes dimensões, conhecidos como "*blackouts*", causados pelo problema da instabilidade na operação (KUNDUR et al., 2004).

## 1.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída pode proporcionar muitos benefícios ao sistema elétrico. Entre eles está a minimização das perdas de transmissão, a redução do carregamento das redes, o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental e a diversificação da matriz energética. Sendo caracterizados, como mencionado anteriormente, pela flexibilidade em relação ao uso de diversas fontes de energia primária para a geração de energia elétrica, como combustíveis (diesel, biomassa, gás, carvão, etc.), células combustíveis, eólica, solar, etc. A fonte de geração pode estar conectada diretamente a rede ou situada no próprio consumidor (LORA; HADDAD, 2006).

Considerando apenas características elétricas, existem basicamente três tipos de tecnologias utilizadas para conexão com a rede em sistemas de geração distribuída: os geradores síncronos (como os turbogeradores movidos a gás), geradores assíncronos (como os eólicos, movidos pela turbina eólica) e os inversores de frequência, que podem ser utilizados como inversor de interface entre a rede e a fonte geradora de energia elétrica na forma de corrente contínua ou em corrente alternada, mas com frequência diferente à da rede (PERES, 2013).

O inversor de frequência, utilizado como interface entre a fonte primária e a rede, deve desempenhar duas funções principais: o controle da potência de saída e o controle na operação em ilha. Em geral, estratégia de controle aplicada ao inversor consiste de duas malhas em cascata: uma malha interna, que regula a corrente injetada na rede, e uma malha externa, responsável pelo controle da tensão do barramento CC, em que o controlador de tensão é utilizado para balancear o fluxo de potência entre a fonte primária e a rede. Usualmente, a dinâmica desse controlador é bem mais lenta que a dinâmica do controle de corrente da malha interna (AZEVEDO, 2011).

## 1.2 MOTIVAÇÕES E OBJETIVOS

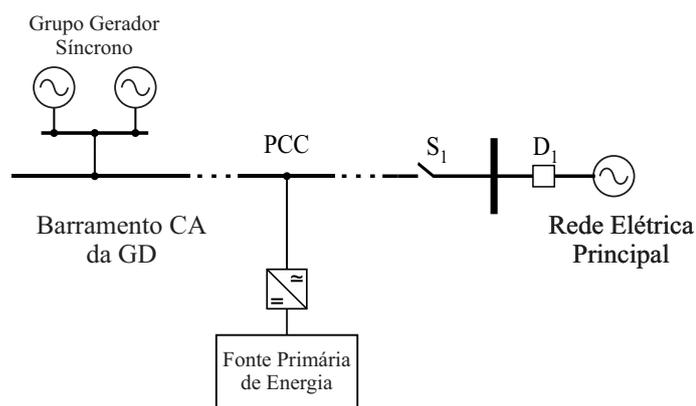
Nos estudos de dinâmica e estabilidade dos sistemas elétricos de potência, verifica-se o desempenho do mesmo na ocorrência de um distúrbio e a capacidade de atingir um novo ponto de operação estável após o impacto, bem como os procedimentos utilizados para que isso aconteça. O aumento da inserção de fontes da geração distribuída pode afetar, de forma significativa, os tipos de estabilidade (de tensão, frequência e ângulo de carga do rotor) do sistema elétrico de distribuição e da geração distribuída (como exemplo o gerador síncrono) conectado a rede (GOMES et al., 2015).

O problema da estabilidade do ângulo do rotor da máquina síncrona, devido ao amortecimento insuficiente das oscilações da máquina, é o mais frequente. Assim, na análise do desempenho do gerador síncrono em sistemas elétricos, é útil expressar o ângulo do rotor em termos de um ângulo elétrico, denominado ângulo de carga ou torque ( $\delta$ ), que pode ser relacionado com a posição angular do rotor (PERES, 2013).

Espera-se que, na ocorrência de uma perturbação de grande magnitude, a máquina não perca o sincronismo e que, após a eliminação da perturbação, as oscilações das variáveis de rede (tensão, frequência, potência e ângulo de carga) sejam amortecidas brevemente, prevenindo assim a perda de geração. Essas oscilações podem ser amortecidas por Estabilizadores do Sistema de Potência (*PSS - Power System Stabilizer*), que possui a função de fornecer amortecimento suplementar ao sistema por meio de um sinal estabilizante adicionado ao regulador de tensão (KUNDUR, 1994). É importante salientar que um bom projeto do reguladores de tensão, do regulador de velocidade e do estabilizador do sistema de potência são imprescindíveis para estabilidade da máquina e do sistema (PERES, 2013).

Dessa forma, nos estudos realizados nesta dissertação será analisado o desempenho de um gerador síncrono ou grupo de geradores síncronos (no caso em que se pode fazer uma associação e tratar o conjunto como apenas um gerador), acionados por uma fonte primária de potência mecânica, frente a um distúrbio na rede elétrica conforme o esquema ilustrado na Figura 2. A configuração do sistema estudado é válida para o caso em que se tenha um sistema de geração ou de armazenamento de energia conectado à rede CA, através de inversor de frequência, entre o gerador síncrono e a rede elétrica. A fonte primária de energia do inversor pode ser eólica, solar, células combustíveis, baterias, etc.

Figura 2 – Exemplo da estrutura do sistema de geração distribuída analisado.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Durante a operação normal do sistema apresentado na Figura 2, as fontes de geração devem fornecer energia elétrica à rede. Na ocorrência de um distúrbio no lado da rede, como uma falta, pode-se usar o inversor de interface entre o barramento CA e a fonte primária de energia para melhorar o amortecimento das oscilações da máquina síncrona. Além disso, supõe-se que o

distúrbio seja uma falta temporária e que haja um sistema de religamento automático do disjuntor ( $D_1$ ) da rede elétrica. Após a sua ocorrência e dado um devido tempo para o amortecimento das oscilações após o religamento do disjuntor, o inversor deve retornar a sua operação normal e entregar ao sistema potência elétrica oriunda da fonte primária.

Com base no apresentado, este trabalho objetiva trazer contribuições na avaliação de um sistema de GD com geradores síncronos e inversores de interface conectados à rede elétrica de uma concessionária de energia, a fim de implementar um controle aos inversores de interface para que, durante um distúrbio de grande magnitude e após o mesmo, quando não for o caso de abertura dos disjuntores do gerador, mantenha a potência ativa de saída do gerador síncrono próxima ao valor de pré-falta. Assim, a redução da aceleração da máquina é possibilitada e, conseqüentemente, uma menor abertura angular do ângulo de carga.

### 1.3 ESBOÇO DA DISSERTAÇÃO

A fim de alcançar os objetivos aqui propostos, além do presente capítulo, esta dissertação está estruturada nos seguintes capítulos:

- Capítulo 2 - Nesse capítulo são apresentadas as definições e classificação de estabilidade de sistemas elétricos. Além disso, são apresentadas equações de oscilação de um gerador síncrono conectado à rede elétrica, que descrevem o comportamento dinâmico de uma máquina síncrona e que podem ser perfeitamente aplicadas a grupos geradores na presença de um curto-circuito na linha de conexão entre os geradores e a rede elétrica.
- Capítulo 3 - Nesse capítulo é apresentada a metodologia adotada. Inicialmente são introduzidos alguns conceitos relacionados à análise do problema. Em seguida, é realizado o desenvolvimento teórico utilizado como base na resolução da proposta deste trabalho.
- Capítulo 4 - Nesse capítulo o inversor de interface trifásico é modelado em referencial estacionário utilizando notação de vetores espaciais (referencial vetorial), propiciando assim a utilização de controladores complexos. Visto que é necessário controlar a tensão no barramento CC, é também projetado um controlador de tensão para esse fim.
- Capítulo 5 - Nesse capítulo são apresentados resultados experimentais do protótipo, no qual o gerador síncrono é submetido a um distúrbio que produza efeitos semelhantes ao de um curto-circuito. Também são apresentados resultados de simulação. Em ambos os casos, são avaliados aspectos da estabilidade do ângulo de potência e das oscilações de potência da máquina durante e após uma falta na rede elétrica.
- Capítulo 6 - Por fim, nesse capítulo são apresentadas as principais contribuições do trabalho e suas conclusões finais, bem como aponta sugestões para trabalhos futuros.

## 2 CONCEITOS BÁSICOS

Este capítulo tem como objetivo realizar uma breve descrição do movimento do rotor de uma máquina síncrona baseado no princípio elementar da dinâmica que estabelece que o torque de aceleração ( $T_a$ ) é o produto do momento de inércia ( $J$ ) do conjunto gerador e turbina e sua aceleração angular ( $\alpha_m$ ). É mostrado a importância dessa equação na análise de estabilidade de um gerador síncrono conectado a uma rede elétrica.

### 2.1 EQUAÇÃO DE OSCILAÇÃO

Em sistemas de potência, a principal fonte de eletricidade são os geradores síncronos (AMOR; AMAR; GHARIANI, 2015). A máquina síncrona é acionada por um elemento primário que lhe fornece potência mecânica, a qual é convertida em potência elétrica e entregue ao sistema. Uma diferença entre as duas potências, desconsiderando as perdas, transforma-se em potência de aceleração (ou desaceleração) do rotor da máquina (MATA, 2005).

As equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico do movimento do rotor de uma máquina síncrona são conhecidas como equações de oscilação ("swing") do gerador. A análise das equações apresentadas a seguir é baseada na referência (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008) e serve como base para o desenvolvimento deste trabalho. O princípio básico dessas equações é baseado na segunda lei de Newton para rotação e estabelece que o torque de aceleração é dado pelo produto do momento de inércia e da aceleração angular, obtendo-se

$$J \frac{d\omega_m(t)}{dt} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t), \quad (2.1)$$

onde

$J$  = momento de inércia total no eixo da máquina ( $kg.m^2$ )

$\omega_m$  = velocidade angular do rotor ( $rad/s$ )

$T_m$  = torque mecânico ( $N.m$ )

$T_e$  = torque elétrico ( $N.m$ )

$T_a$  = torque de aceleração ( $N.m$ )

A aceleração angular e a velocidade do rotor podem ser dadas por

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2}, \quad (2.2)$$

$$\omega_m(t) = \frac{d\theta_m(t)}{dt}. \quad (2.3)$$

Por conveniência, mensura-se a posição angular do rotor com respeito a um eixo de referência que rotaciona à velocidade síncrona ao invés de um eixo estacionário (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008), conforme ilustrado na Figura 3. Tem-se então

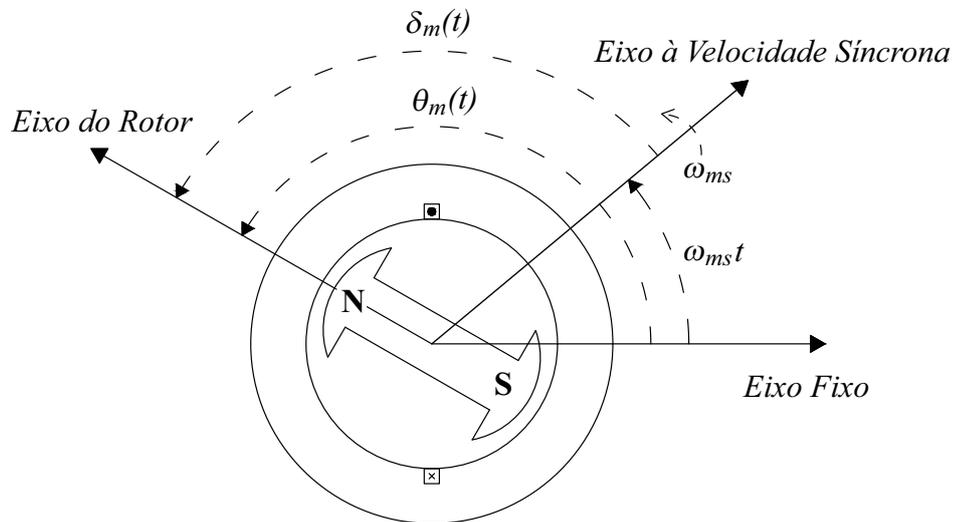
$$\theta_m(t) = \omega_{ms}t + \delta_m(t), \quad (2.4)$$

onde

$\omega_{ms}$  = velocidade síncrona angular do rotor ( $rad/s$ )

$\delta_m$  = posição angular do rotor com respeito ao eixo de referência que gira a velocidade síncrona ( $rad$ )

Figura 3 – Relação entre  $\theta_m$  e  $\delta_m$ .



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Derivando a Equação (2.4) em relação ao tempo, obtém-se

$$\frac{d\theta_m(t)}{dt} = \omega_{ms} + \frac{d\delta_m(t)}{dt}, \quad (2.5)$$

$$\frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2}. \quad (2.6)$$

Utilizando a Equação (2.6) em (2.1), obtém-se

$$J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t). \quad (2.7)$$

É conveniente trabalhar com potência em vez de torque. Sendo assim, multiplicando ambos os lados da Equação (2.7) por  $\omega_m$  e sabendo que

$$P_m = \omega_m T_m,$$

$$P_e = \omega_m T_e,$$

obtém-se

$$J\omega_m(t)\frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) = P_a(t). \quad (2.8)$$

A Equação (2.8) pode ser normalizada em por unidade (p.u.). Definindo a constante de inércia normalizada  $H$  como sendo:

$$\begin{aligned} H &= \frac{\text{Energia Armazenada a Velocidade Sincrona}}{\text{Potência de Base do Gerador}} \\ &= \frac{\frac{1}{2}J\omega_{ms}^2}{S_{nom}} \text{ em (joules/VA) ou (s)}. \end{aligned} \quad (2.9)$$

O momento de inércia pode ser expresso, então, por

$$J = \frac{2HS_{nom}}{\omega_{ms}^2}. \quad (2.10)$$

Substituindo a Equação (2.10) em (2.8) e dividindo ambos os lados da igualdade por  $S_{nom}$ , obtêm-se a seguinte equação normalizada

$$2H\frac{\omega_m(t)}{\omega_{ms}^2}\frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) = P_{a,p.u.}(t). \quad (2.11)$$

É conveniente escrever as grandezas angulares em termos de radianos elétricos, tal como

$$\omega(t) = \frac{P}{2}\omega_m(t), \quad (2.12)$$

$$\omega_s(t) = \frac{P}{2}\omega_{ms}(t), \quad (2.13)$$

$$\delta(t) = \frac{P}{2}\delta_m(t). \quad (2.14)$$

A frequência elétrica, em por-unidade, é dada por

$$\omega_{p.u.}(t) = \frac{\omega(t)}{\omega_s} = \frac{\frac{2}{P}\omega(t)}{\frac{2}{P}\omega_s} = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{ms}}. \quad (2.15)$$

Usando as Equações (2.12 - 2.15), a Equação (2.11) torna-se então

$$2H\frac{\omega_{p.u.}(t)}{\omega_s}\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) = P_{a,p.u.}(t). \quad (2.16)$$

Frequentemente, adiciona-se à Equação (2.16) um termo referente ao torque de amortecimento, obtido por adição de um termo proporcional ao desvio de velocidade ( $d\delta(t)/dt$ )

$$\frac{2H}{\omega_s}\omega_{p.u.}(t)\frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) - \frac{D}{\omega_s}\frac{d\delta(t)}{dt} = P_{a,p.u.}(t), \quad (2.17)$$

onde  $D$ , coeficiente de amortecimento, é dado em por-unidade de potência, com valores típicos entre 0 e 2 (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008).

Escrevendo  $P_{d,p.u.}(t) = D(d\delta(t)/dt)/\omega_s$  como sendo a potência de amortecimento em por-idade e substituindo na Equação (2.17), obtém-se

$$\frac{2H}{\omega_s} \omega_{p.u.}(t) \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.}(t) - P_{e,p.u.}(t) - P_{d,p.u.}(t) = P_{a,p.u.}(t). \quad (2.18)$$

A Equação diferencial (2.18) é conhecida como equação de *swing* da máquina. Ela mostra a dinâmica rotacional da máquina síncrona nos estudos de estabilidade. A equação de segunda ordem pode ser reescrita em termos de duas equações diferenciais de primeira ordem. Usando as relações (2.3), (2.5) e (2.12 - 2.14) chega-se a

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_s, \quad (2.19)$$

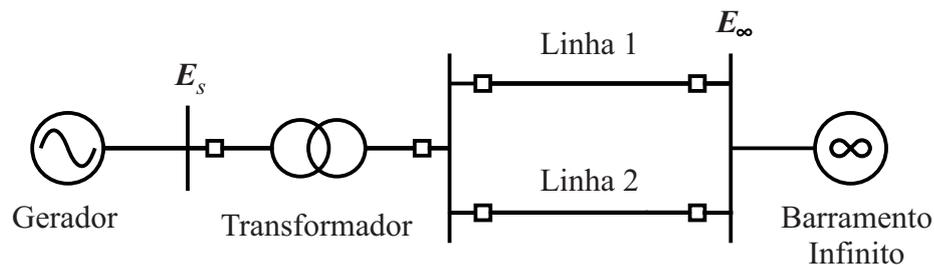
$$\frac{2H}{\omega_s} \omega_{p.u.}(t) \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{a,p.u.}(t). \quad (2.20)$$

As Equações (2.19) e (2.20) formam um sistema de equações primeira ordem e são amplamente utilizadas na resolução do problema de estabilidade.

## 2.2 MODELO DA MÁQUINA SÍNCRONA E SISTEMA EQUIVALENTE

Considera-se, neste trabalho, um gerador síncrono conectado a um barramento infinito por meio de um transformador e duas linhas de transmissão em paralelo, como ilustrado no diagrama unifilar da Figura 4. O barramento infinito é representado por uma fonte de tensão trifásica constante em magnitude e frequência (KUNDUR, 1994).

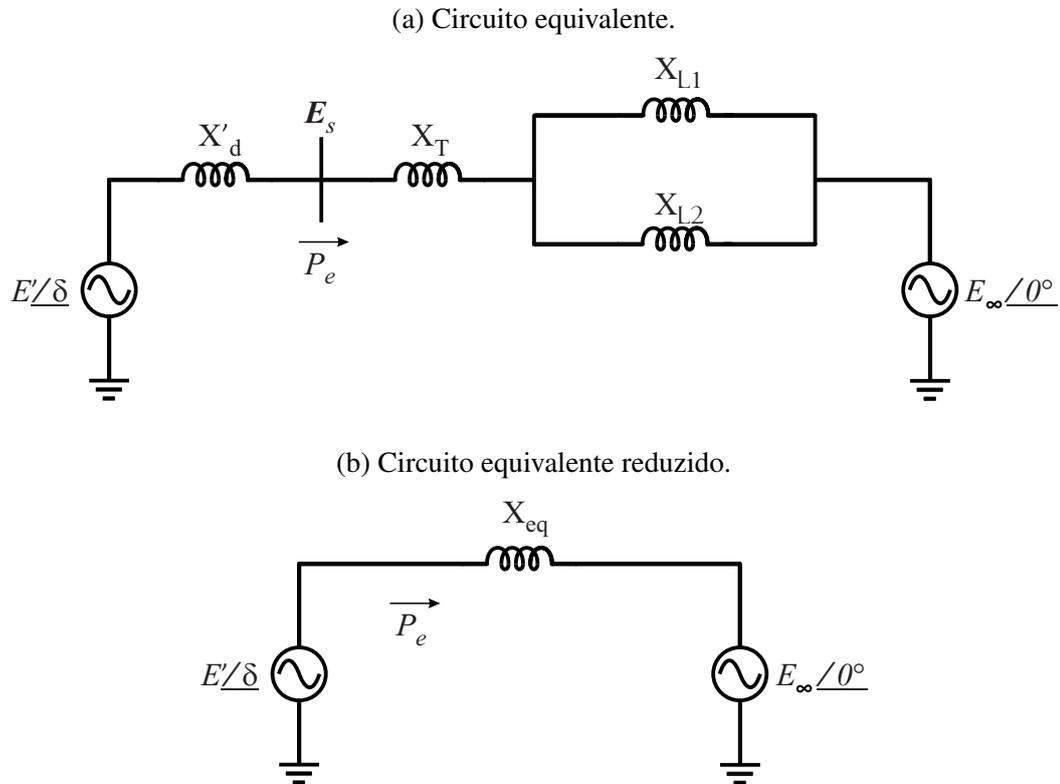
Figura 4 – Máquina síncrona conectada a um barramento infinito.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 5(a) ilustra o diagrama unifilar do sistema analisado. Assume-se o modelo clássico e desprezam-se os efeitos dos reguladores de velocidade dos geradores síncronos. O ângulo  $\delta$  corresponde ao ângulo de carga entre a tensão no barramento infinito ( $E_\infty$ ) e a tensão interna da máquina ( $E'$ ).

Figura 5 – Diagrama unifilar do sistema estudado com gerador síncrono representado pelo modelo clássico.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

As reatâncias dos componentes do sistema (gerador, transformador, linhas) de sequência positiva, pois supõe-se estado de operação normal, são representadas por:

$X'_d$  = Reatância transitória de eixo direto da máquina;

$X_T$  = Reatância do transformador;

$X_{L1}$  = Reatância da linha 1;

$X_{L2}$  = Reatância da linha 2;

$X_{eq}$  = reatância equivalente entre o gerador e o barramento infinito.

De acordo com a teoria do Fluxo de Potência (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008), desprezando a resistência de estator, as perdas na linha e no transformador, a potência elétrica entregue pelo gerador ao barramento infinito é dada por

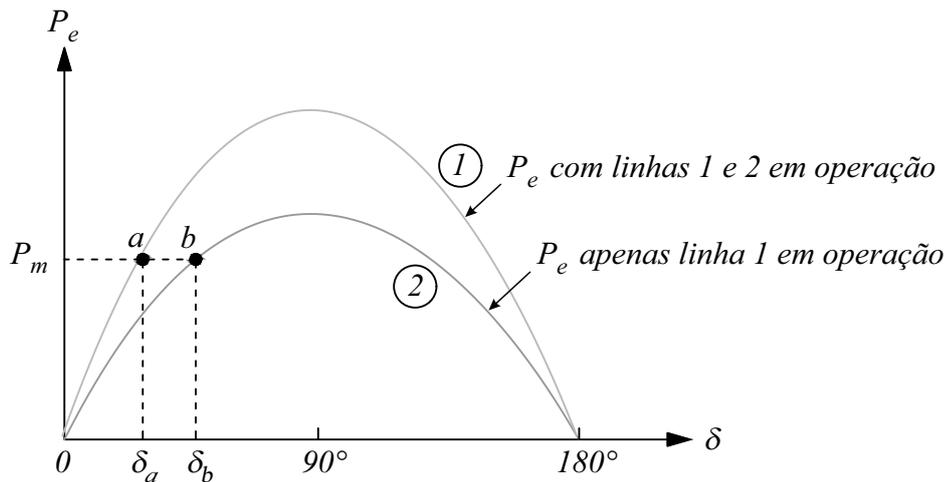
$$P_e = \frac{E' E_\infty}{X_{eq}} \sin \delta, \quad (2.21)$$

e a potência máxima que o gerador pode fornecer é dada por

$$P_{e,max} = \frac{E' E_\infty}{X_{eq}}. \quad (2.22)$$

A potência elétrica transmitida é função da reatância de transferência  $X_{eq}$  e das tensões  $E'$  e  $E_\infty$ , conforme Equação (2.21). A relação entre a potência transferida  $P_e$  e o ângulo de carga  $\delta$  está ilustrada na Figura 6, onde, para uma determinada potência mecânica de entrada  $P_m$  e para o estado de operação das linhas (condição de operação das linhas 1 e 2), são obtidas duas curvas  $P_e - \delta$ .

Figura 6 – Relação entre potência  $P_e$  vs ângulo  $\delta$ .



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

A potência mecânica pode ser representada por uma linha horizontal, já que a mesma não depende do ângulo  $\delta$ , mas sim do fluxo do torque primário na turbina que, em muitos casos práticos, varia muito lentamente e pode ser considerado constante na avaliação de transitórios de curta duração.

A curva 1 é obtida quando se consideram ambas as linhas 1 e 2 em operação, onde  $X_{L,eq} = X_{L1} // X_{L2}$ . No estado de equilíbrio, o ponto de operação é dado pela intersecção da linha horizontal de  $P_m$  com a curva 1, para um ângulo  $\delta \leq 90^\circ$  (ponto  $a$ ).

Já a curva 2 é obtida para apenas uma das linhas em operação, o que leva a um  $X_{L,eq}$  maior que o valor encontrado para ambas as linhas em operação. No estado de equilíbrio, o ponto de operação é dado pela intersecção da linha horizontal de  $P_m$  com a curva 2, para um ângulo  $\delta \leq 90^\circ$ . Para transmitir a mesma potência, com uma reatância maior, o ângulo  $\delta$  deve aumentar para que o estado de equilíbrio seja alcançado (ponto  $b$ ).

### 2.3 DEFINIÇÃO E CLASSIFICAÇÃO DE ESTABILIDADE EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Um sistema de potência típico possui múltiplas variáveis de estado, com diferentes dinâmicas e respostas a variações nas condições operacionais do sistema. Devido à grande dimensão e complexidade dos problemas de estabilidade, faz-se necessário definir e classificar diferentes tipos de problemas de estabilidade de tal modo que se possa fazer uma análise do

problema com determinado grau de detalhamento na representação do sistema e utilizar técnicas apropriadas de análise (KUNDUR et al., 2004).

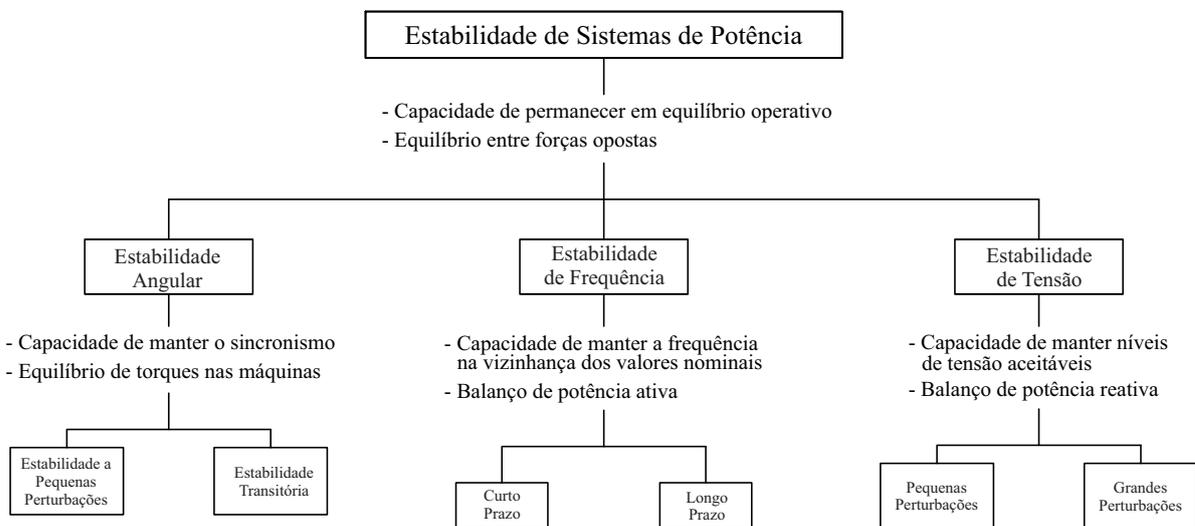
A classificação do problema da estabilidade tem como base as seguintes considerações (KUNDUR et al., 2004):

- Natureza física da instabilidade resultante;
- O tamanho do distúrbio considerado, que influencia no método de cálculo e previsão da estabilidade;
- Os dispositivos, processos e o intervalo de tempo que devem ser levados em consideração na avaliação da estabilidade.

De acordo com a duração e impacto causado pelos diferentes distúrbios nos sistemas de potência, os estudos do problema de estabilidade são geralmente divididos em: estabilidade dinâmica e estabilidade transitória. A estabilidade dinâmica corresponde a casos em que o distúrbio é de baixa intensidade, referindo-se a habilidade do sistema de permanecer em equilíbrio após um pequeno distúrbio, enquanto a estabilidade transitória corresponde a grandes distúrbios. Esses distúrbios farão com que o sistema sofra grandes oscilações de potência e tensão durante a perturbação e nos instantes seguintes a ela (NOGUEIRA, 2011).

Os efeitos do distúrbio classificam a estabilidade em três subcategorias: estabilidade angular, estabilidade de tensão e estabilidade de frequência (AMOR; AMAR; GHARIANI, 2015), (KUNDUR, 1994). Um quadro geral do problema de estabilidade nos sistemas elétricos de potência é apresentado na Figura 7, identificando também as classes e subclasses em termos das categorias descritas anteriormente.

Figura 7 – Classificação da estabilidade em sistemas elétricos de potência.



Fonte: Adaptado de (KUNDUR et al., 2004).

## 2.4 ESTABILIDADE TRANSITÓRIA

O estudo da estabilidade transitória é indispensável em sistemas elétricos de potência, estando relacionada a grandes perturbações, tais como curto-circuitos, perda de geração, desligamento de linhas, perda de carga, etc. O objetivo principal desse estudo é verificar se um gerador síncrono perderá o sincronismo após a ocorrência de um distúrbio no sistema. Sua análise exige o uso de modelos não lineares para as máquinas e equipamentos conectados ao sistema (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

No caso de um sistema formado por um gerador conectado a um barramento infinito, pode-se lançar mão de um método de análise de estabilidade chamado de critério das áreas iguais. Trata-se de um método de análise gráfica para estabilidade transitória que proporciona uma excelente interpretação dos fenômenos dinâmicos envolvidos (SADAKAWA et al., 2017). Em um sistema multi-máquinas, a fim de aplicar o critério das áreas iguais na análise de grandes perturbações, deve-se realizar a representação agregada de todas as máquinas, ou seja, todos os geradores representados por duas máquinas equivalentes (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

Nas situações mais gerais no estudo de estabilidade em sistemas contendo várias máquinas, a aplicação desta técnica se mostra inviável. Sendo, portanto, necessário que sejam utilizados métodos quantitativos de análise, baseados em integração numérica das equações diferenciais não-lineares do modelo do sistema.

Para o sistema analisado neste trabalho, ilustrado na Figura 2, o critério das áreas iguais se mostra simples e objetivo no entendimento dos efeitos causados por uma falta na rede elétrica no qual o gerador síncrono está submetido. Sendo assim, é adotado apenas o critério das áreas iguais no estudo de estabilidade e melhora da estabilidade abordada neste trabalho.

### 2.4.1 Critério das Áreas Iguais

O critério das áreas iguais é baseado em um método gráfico qualitativo aplicado na análise da estabilidade transitória, onde examina-se a estabilidade do sistema sem solucionar a equação de oscilação.

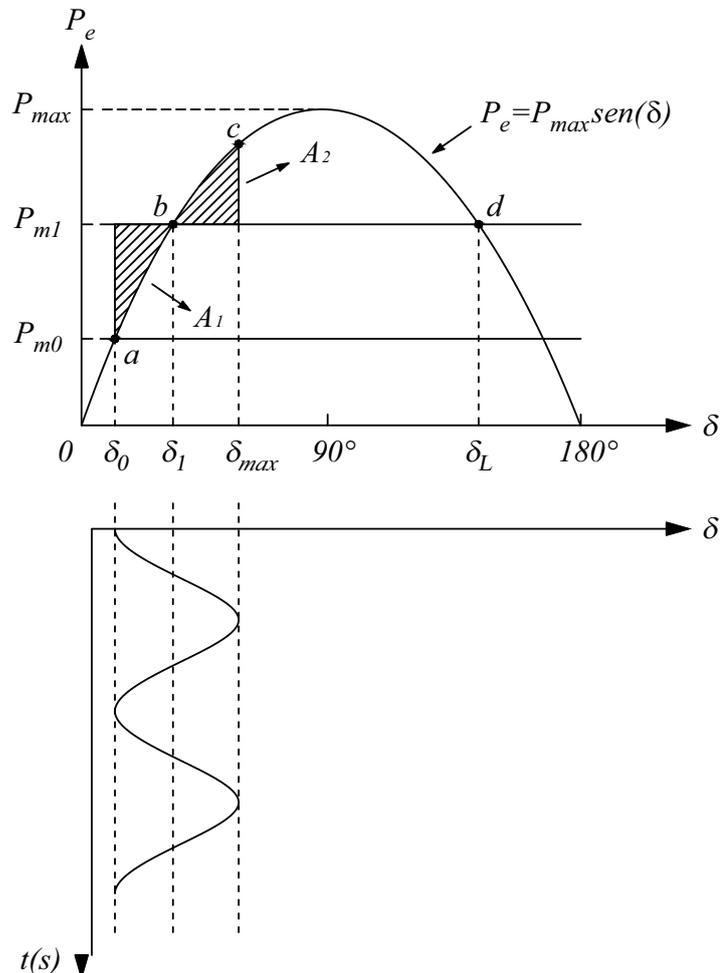
Para o estudo em questão, algumas hipóteses são consideradas na análise de estabilidade transitória pelo critério das áreas iguais. São elas:

- A potência mecânica de entrada do gerador síncrono é considerada constante. Pode-se assumir isso pelo fato de que os reguladores de velocidade das turbinas possuem constantes de tempo superiores a 1 s (MATA, 2005), o que permite supor, no período de estudo da perturbação, que a potência mecânica não varia.
- A máquina síncrona é modelada de acordo com o modelo clássico (tensão constante atrás da reatância transitória) (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013) (WALANTUS, 2014). Outras simplificações são assumidas, como  $x'_d = x'_q$  e que a saturação é desprezível.

- Considera-se desprezível o efeito dos enrolamentos amortecedores e de outros efeitos que contribuam para o amortecimento (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013), assim  $D = 0$ . Esta hipótese é conservadora, uma vez que o efeito do amortecimento contribui para a redução das oscilações eletromecânicas. Conseqüentemente, na análise da estabilidade pelo critério das áreas iguais, caso o sistema permaneça estável no período transitório, o efeito do amortecimento proporcionará condições ainda melhores.

Na literatura (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008) (KUNDUR, 1994), um ótimo exemplo para explicar o princípio do critério das áreas iguais pode ser feito da seguinte forma: considera-se uma elevação de potência mecânica de entrada de  $P_{m0}$  para  $P_{m1}$  de forma instantânea, como ilustrado na Figura 8.

Figura 8 – Curva  $P_e$  vs  $\delta$  para ilustrar o critério das áreas iguais na ocorrência de uma variação de potência mecânica de entrada  $\Delta P_m$ .



Fonte: Adaptado de (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008).

Nesta análise, supõe-se inicialmente que a máquina esteja operando em um ponto de equilíbrio  $\delta = \delta_0$  e  $P_e = P_m = P_{m0}$  (ponto  $a$ ), quando ocorre, em  $t = 0$ , uma mudança brusca em  $P_m$  de  $P_{m0}$  para  $P_{m1}$ .

Devido à inércia da máquina, o ângulo de carga  $\delta$  não varia instantaneamente, ou seja,  $\delta(0^+) = \delta(0^-) = \delta_0$  e  $P_e(0^+) = P_e(0^-)$ , fazendo com que  $P_a = P_m - P_e > 0$ , ocorrendo então a aceleração da máquina. Com a aceleração, a potência elétrica da máquina começa a se aproximar da potência mecânica da turbina e o ângulo  $\delta$  do rotor começa a se aproximar de  $\delta_1$ .

Quando o ângulo de carga  $\delta$  alcança  $\delta_1$ ,  $P_e = P_m = P_{m1}$  (ponto b) e  $(d^2\delta)/(dt^2)$  é igual a zero. Contudo,  $d\delta/dt$  ainda é positivo e o ângulo de carga continua crescendo e ultrapassa  $\delta_1$ . Mas agora  $P_m < P_e$ , ocorrendo então a desaceleração do rotor. O ângulo de carga atinge seu valor máximo  $\delta_{max}$  quando a energia de desaceleração (área sombreada  $A_2$ ) se iguala à energia de aceleração (área sombreada  $A_1$ ).

Se não houvesse amortecimento, o ângulo do rotor oscilaria entre  $\delta_0$  e  $\delta_{max}$  na sua frequência natural. Porém, devido às perdas mecânicas e elétricas, a oscilação é amortecida e o ângulo de carga se estabiliza em  $\delta_1$ . É importante que  $\delta_{max}$  não exceda o ângulo limite  $\delta_L$ , pois  $P_m$  excederia  $P_e$  novamente e o rotor aceleraria novamente, elevando mais ainda o  $\delta$  e causando a perda da estabilidade.

Para obter o critérios das áreas iguais para uma máquina conectada a um barramento infinito, assume-se  $\omega_{p.u.}(t) = 1$  e  $P_d(t) = 0$  em (2.18) (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008), resultando na seguinte equação

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{m,p.u.} - P_{e,p.u.} \quad (2.23)$$

Multiplicando ambos os lados da Equação (2.23) por  $d\delta/dt$  e usando

$$\frac{d}{dt} \left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = 2 \left( \frac{d\delta}{dt} \right) \left( \frac{d^2\delta}{dt^2} \right), \quad (2.24)$$

resulta em

$$\frac{2H}{\omega_s} \left( \frac{d^2\delta}{dt^2} \right) \left( \frac{d\delta}{dt} \right) = \frac{H}{\omega_s} \frac{d}{dt} \left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = (P_{m,p.u.} - P_{e,p.u.}) \frac{d\delta}{dt}. \quad (2.25)$$

Multiplicando (2.25) por  $dt$  e integrando de  $\delta_0$  a  $\delta$ ,

$$\frac{H}{\omega_s} \int_{\delta_0}^{\delta} d \left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_{m,p.u.} - P_{e,p.u.}) d\delta, \quad (2.26)$$

ou

$$\frac{H}{\omega_s} \left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 \Big|_{\delta_0}^{\delta} = \int_{\delta_0}^{\delta} (P_{m,p.u.} - P_{e,p.u.}) d\delta. \quad (2.27)$$

A Equação (2.27), começa em um ponto de equilíbrio  $\delta_0$  onde  $d\delta/dt = 0$ , e vai até um ponto arbitrário  $\delta$ . Quando  $\delta$  alcança o valor máximo  $\delta_{max}$ ,  $d\delta/dt = 0$  novamente. Portanto, a expressão a esquerda da igualdade de (2.27) torna-se igual a zero para  $\delta = \delta_{max}$ , resultando em

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{max}} (P_{m,p.u.} - P_{e,p.u.}) d\delta = 0. \quad (2.28)$$

De acordo com a Figura 8, durante o intervalo  $\delta_0 < \delta < \delta_1$ , o rotor está acelerando, sendo a energia de aceleração durante este intervalo dada por

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_{m1} - P_e) d\delta = \text{área } A_1. \quad (2.29)$$

Durante o intervalo  $\delta_1 < \delta < \delta_{max}$ , o rotor está desacelerando, sendo a energia de desaceleração dada por

$$\int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_e - P_{m1}) d\delta = \text{área } A_2. \quad (2.30)$$

Separando a integral da Equação (2.28) na parcela que corresponde à energia de aceleração (área  $A_1$ ) e desaceleração (área  $A_2$ ), chega-se ao critério das áreas iguais como

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_{m1} - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_{m1} - P_e) d\delta = 0, \quad (2.31)$$

ou

$$\underbrace{\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_{m1} - P_e) d\delta}_{(\text{Área } 1)} = \underbrace{\int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_e - P_{m1}) d\delta}_{(\text{Área } 2)}. \quad (2.32)$$

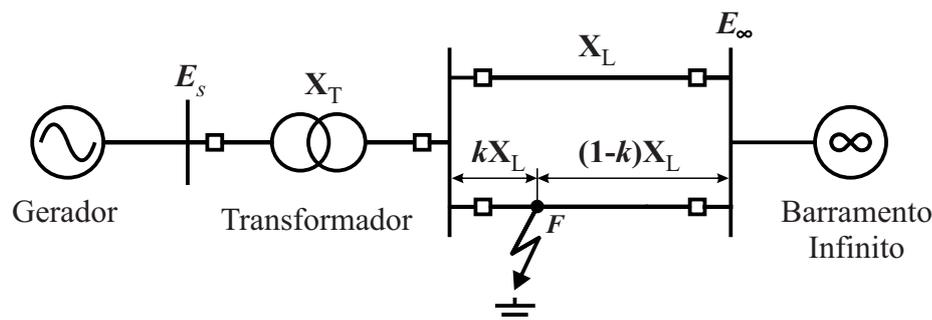
O critério das áreas iguais informa que a energia adicionada ao rotor durante um aumento da potência mecânica de entrada, durante uma falta, ou qualquer distúrbio que torne  $P_a > 0$ , deve ser removida após a perturbação para restaurar o rotor à velocidade síncrona.

## 2.5 RESPOSTA A UM CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO

Como já mencionado anteriormente, a ocorrência de curtos-circuitos no sistema elétrico acarreta grandes perturbações no sistema. Torna-se muito importante a análise de tais perturbações bem como propor estratégias para que os efeitos danosos sejam minimizados.

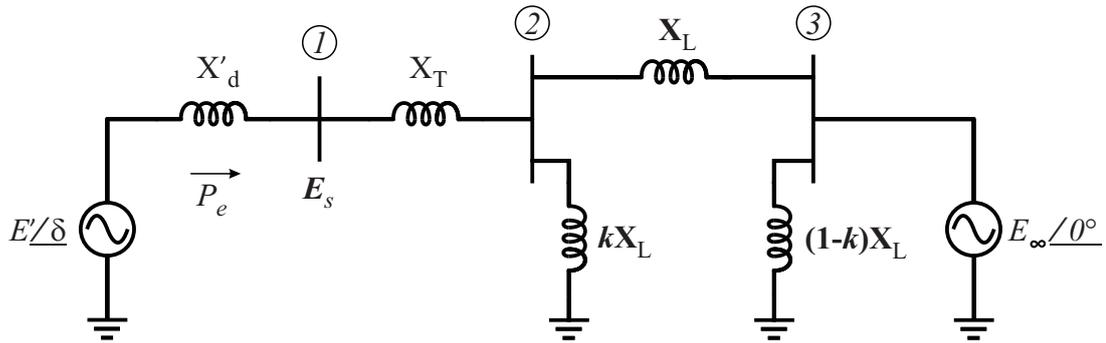
Para a análise de resposta a um curto-circuito, considera-se a ocorrência de uma falta trifásica à terra em um ponto F pertencente à Linha 2 da Figura 4, conforme ilustrado na Figura 9. O diagrama unifilar do circuito equivalente é apresentado na Figura 10.

Figura 9 – Sistema gerador-barramento infinito com falta trifásica na linha 2, ponto F.



Fonte: Adaptado de (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

Figura 10 – Diagrama de circuito equivalente durante a falta.



Fonte: Adaptado de (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013).

Conforme (EREMIA; SHAHIDEHPOUR, 2013), a potência elétrica fornecida pelo gerador em três estágios de operação (pré falta, durante a falta e após a falta) é expressa, de acordo com a Equação (2.21), como segue:

- (i) Estado de operação pré-falta (ambas as linhas estão em operação)

$$P_e^{préf} = P_m = \frac{E' E_\infty}{X_{eq}^{préf}} \sin(\delta^{préf}),$$

onde

$$X_{eq}^{préf} = X'_d + X_T + \frac{X_L}{2}.$$

- (ii) Estado de operação em falta, quando ocorre um curto circuito trifásico em uma das linhas a uma distância  $kL$  do barramento 2 (Figura 10)

$$P_e^f = P_{e,max}^f \sin(\delta^f),$$

onde

$$P_{e,max}^f = \frac{E' E_\infty}{X_{eq}^f},$$

e

$$X_{eq}^f = X'_d + X_T + X_L + \frac{(X'_d + X_T)}{k}.$$

- (iii) Estado de operação pós-falta (a falta é eliminada e a linha 2 é retirada de operação)

$$P_e^{pós f} = P_{e,max}^{pós f} \sin(\delta^{pós}),$$

onde

$$P_{e,max}^{pós f} = \frac{E' E_\infty}{X_{eq}^{pós f}},$$

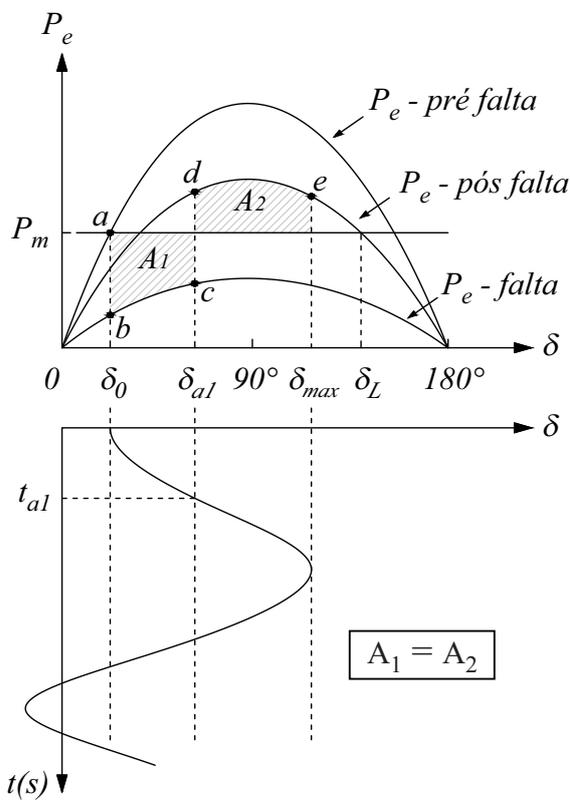
e

$$X_{eq}^{pós f} = X'_d + X_T + X_L.$$

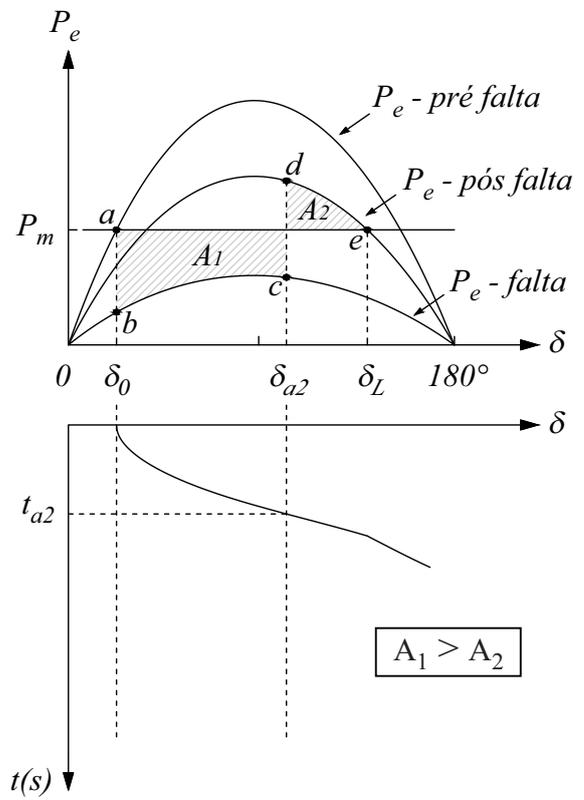
As curvas de potência-ângulo correspondentes aos três estágios do distúrbio estão ilustradas na Figura 11. A Figura 11(a) consiste na resposta do sistema a uma falta com um tempo de eliminação da falta igual a  $t_{a1}$  (ou tempo de abertura dos disjuntores da linha em falta). Na Figura 11(b) considera-se um tempo de eliminação da falta muito longo ( $t_{a2}$ ), para o qual o sistema se torna instável. Em ambos os casos  $P_m$  é assumido constante (KUNDUR, 1994).

Figura 11 – Curva  $P_e$  vs  $\delta$  para ilustrar o fenômeno da estabilidade transitória para uma falta trifásica na linha 2, no ponto F.

(a) Resposta a um tempo de eliminação da falta em  $t_{a1}$  segundos - caso estável



(b) Resposta a um tempo de eliminação da falta em  $t_{a2}$  segundos - caso instável



Fonte: Adaptado de (KUNDUR, 1994).

Uma análise para os casos ilustrados na Figura 11 é demonstrada a seguir:

- **Caso estável** (área  $A_1 = A_2$ )

Inicialmente o sistema opera em condições de equilíbrio, onde  $P_e = P_m$  e  $\delta = \delta_0$  (ponto  $a$ ). Na ocorrência de uma falta trifásica em  $t = 0$ , a capacidade de transmissão de potência do sistema diminui subitamente e o ponto de operação muda de  $a$  para  $b$ . Devido à inércia do conjunto turbina-gerador, o ângulo  $\delta$  não varia instantaneamente. Nesse instante o rotor começa a acelerar, pois  $P_m$  é maior que  $P_e$ .

Após um tempo  $t_{a1}$  (tempo de duração da falta e abertura da linha 2), o ângulo de carga entre a tensão interna e a tensão do barramento infinito corresponde ao ponto de operação  $c$ . Logo após a eliminação da falta, o ponto de operação muda repentinamente de  $c$  para  $d$  e agora  $P_e$  é maior que  $P_m$ , acarretando na desaceleração do rotor.

No ponto  $d$  a velocidade do rotor é maior que a velocidade síncrona  $\omega_{ms}$  e  $\delta$  continua aumentando até o ponto  $e$ , onde a energia cinética armazenada durante a aceleração da máquina (representada pela área  $A_1$ ) seja igual à liberada pela sua desaceleração (representada pela área  $A_2$ ). No ponto  $e$ , a velocidade relativa do rotor é igual a zero  $\omega_m(t) = \omega_{ms}$  e  $\delta$  alcança o valor máximo  $\delta_m$ . Como  $P_e$  ainda é maior que  $P_m$  o rotor continua desacelerando, mas agora com uma velocidade menor que a velocidade síncrona.

A partir de então o rotor oscila, na sua frequência natural, em torno de um ponto de equilíbrio  $\delta_1$  (interseção das curvas  $P_m$  e  $P_e$  - pós falta) estabelecido na curva  $P_e$  - pós falta, e o valor mínimo de  $\delta$  satisfaz o critério das áreas iguais para a configuração pós falta. Na ausência de qualquer fonte de amortecimento, o rotor oscilaria com amplitude constante em torno do novo ponto de operação (KUNDUR, 1994).

- **Caso instável** (área  $A_1 > A_2$ )

Com um tempo maior para a eliminação da falta, a energia de aceleração pode não ser totalmente liberada durante a desaceleração da máquina. É o caso em que o sistema se torna instável, pois o ponto  $e$  na Figura 11 corresponde ao ponto de operação no qual  $\delta = \delta_L$ . Como  $A_1 > A_2$ , no ponto  $e$  a velocidade do rotor ainda é maior que a velocidade síncrona e, a partir de então,  $P_e$  é menor que  $P_m$ . Assim, o rotor começa a acelerar novamente e o ângulo  $\delta$  continua a aumentar, levando à perda de sincronismo.

Para a ocorrência de uma falta na Linha 2 em um ponto qualquer entre as barras 2 e 3 da Figura 10, pode-se fazer uma análise para determinar o ângulo crítico  $\delta_c$  para o qual o sistema está no limiar da estabilidade, como ilustrado na Figura 12.

Aplicando o critério das áreas iguais na Figura 12, obtém-se

$$\int_{\delta_0}^{\delta_c} P_m d\delta - \int_{\delta_0}^{\delta_c} P_{e,m\acute{a}x}^f \text{sen}(\delta) d\delta = \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} P_{e,m\acute{a}x}^{p\acute{o}s f} \text{sen}(\delta) d\delta - \int_{\delta_c}^{\delta_{max}} P_m d\delta$$

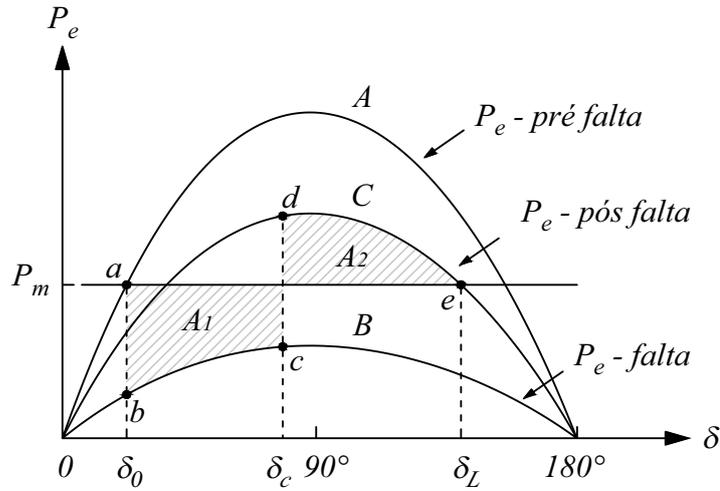
$$\Downarrow \qquad \qquad \qquad \Downarrow$$

$$P_m(\delta_c - \delta_0) + P_{e,m\acute{a}x}^f (\cos(\delta_c) - \cos(\delta_0)) = P_{e,m\acute{a}x}^{p\acute{o}s f} (\cos(\delta_c) - \cos(\delta_{max})) - P_m(\delta_{max} - \delta_c).$$

Desenvolvendo a expressão acima e isolando o  $\delta_c$ , chega-se a

$$\delta_c = \cos^{-1} \left[ \frac{P_m(\delta_0 - \delta_{max}) + P_{e,m\acute{a}x}^f \cos(\delta_0) - P_{e,m\acute{a}x}^{p\acute{o}s f} \cos(\delta_{max})}{P_{e,m\acute{a}x}^f - P_{e,m\acute{a}x}^{p\acute{o}s f}} \right]. \quad (2.33)$$

Figura 12 – Critério das áreas iguais para determinação do tempo crítico de abertura  $t_c$ .



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Um caso particular é dado para um curto-circuito na barra 2, em que  $P_e = 0$ , portanto  $P_{e,máx}^f = 0$  e a Equação (2.33) torna-se

$$\delta_c = \cos^{-1} \left[ \frac{P_m}{P_{e,máx}^{pós f}} (\delta_{max} - \delta_0) + P_{e,máx}^{pós f} \cos(\delta_{max}) \right]. \quad (2.34)$$

Dado um valor para o ângulo crítico em um curto-circuito trifásico na barra, pode-se determinar o tempo de eliminação da falta para este ângulo, chamado tempo crítico de eliminação da falta, pela solução da equação  $\delta(t) = \delta_c$ . O valor de  $\delta(t)$  pode ser determinado pela integração da equação de balanço de potência (2.18), considerando-se  $P_d = 0$  e  $\omega_{p.u.}(t) = 1, 0$ . Tem-se então

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.}(t) = P_{m,p.u.} \quad (2.35)$$

Integrando a Equação (2.35) duas vezes e considerando as condições iniciais  $\delta(0) = \delta_0$  e  $\frac{d\delta(0)}{dt} = 0$ , chega-se a

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \frac{\omega_s P_{m,p.u.}}{2H} t, \quad (2.36)$$

$$\delta(t) = \frac{\omega_s P_{m,p.u.}}{4H} t^2 + \delta_0. \quad (2.37)$$

Se  $\delta(t) = \delta_c$ , o tempo crítico é dado por

$$t_c = \sqrt{\frac{4H(\delta_c - \delta_0)}{\omega_s P_{m,p.u.}}}. \quad (2.38)$$

Devido à não linearidade da equação de oscilação, não é possível obter uma solução analítica para o tempo crítico no caso em que uma falta ocorre em algum ponto F na linha de transmissão que não seja no barramento.

## 2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentado o estudo da estabilidade transitória de uma máquina síncrona. Tal análise é de grande importância para o sistema elétrico, principalmente quando se está interessado na operação harmoniosa entre os diversos geradores conectados a rede e o sistema.

No estudo de estabilidade deve-se observar vários casos para se determinar a estabilidade dos geradores do sistema sofrendo uma perturbação. Dentre os resultados desses estudos, pode-se observar:

- Aumento de carga: análise de um grande aumento súbito de carga, por exemplo, partida de um motor de indução de grande porte conectado a um sistema com geradores síncronos locais.
- Perda de carga: problemas de instabilidade ou oscilação de tensão e frequência diante de uma perda súbita de carga.
- Perda de gerador: efeito da perda de geração local quando operava em paralelo com a rede da concessionária.
- Tempo crítico de abertura: é o máximo tempo que um gerador síncrono pode estar submetido a uma falta sem que ocorra a perda de sincronismo. Os valores de tempo crítico depende do tipo de falta e de alguns parâmetros de operação, podendo ser calculado conforme Equação (2.38).

São abordadas também equações de oscilações da máquina síncrona, bem como a análise de estabilidade transitória pelo critério das áreas iguais, no qual se pode concluir que quanto maior a duração de uma falta, maiores serão os danos causados pela mesma, podendo levar geradores conectados ao sistema elétrico a perder o sincronismo e acarretando no desligamento do mesmo. Isso provoca uma perda súbita de geração, forçando outras máquinas a aumentar a potência elétrica fornecida ao sistema, ou o desligamento de cargas para que o sistema por completo não perca estabilidade.

### 3 METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada uma estratégia de controle para o inversor de interface durante uma falta com a finalidade de reduzir as oscilações de um gerador síncrono conectado ao barramento CA em que se encontra o inversor. Tendo em vista a capacidade de potência do inversor e sua viabilidade econômica, objetiva-se manter a potência ativa média de saída do gerador o mais possível próximo ao valor de pré-falta durante o transitório.

Apresenta-se também, inicialmente, um breve resumo sobre a análise vetorial de sistemas trifásicos necessário aos diversos cálculos utilizados no controle de corrente do inversor, já que boa parte do controle é realizado no referencial  $\alpha\beta$  e  $dq$  com base nas transformadas de Clarke e Park, respectivamente.

É também apresentado uma breve descrição do método *Generalized Delayed Signal Cancellation* (GDSC), o qual apresenta como principal característica a capacidade de cancelar componentes harmônicas de uma família ( $h_s = m \pm kn, \forall k \in N$ ) (NEVES et al., 2010). A ferramenta GDSC é utilizada, neste trabalho, para a seleção das componentes de sequência positiva e negativa de frequência fundamental do sinal de tensão medida no PCC.

#### 3.1 ANÁLISE VETORIAL DE SINAIS TRIFÁSICOS

De acordo com o Teorema de Fortescue, um sistema trifásico desequilibrado pode ser decomposto em três sistemas equilibrados de sequência positiva, negativa e zero (podendo também ser chamados de direta, inversa e homopolar) (FORTEESCUE, 1918). Tal decomposição é biunívoca. Os fasores de cada conjunto de componentes de sequência são iguais em módulo bem como os ângulos entre fasores adjacentes do conjunto.

Para um sistema de tensões trifásicas senoidais desequilibradas designadas por seus fasores  $\mathbf{V}_a$ ,  $\mathbf{V}_b$  e  $\mathbf{V}_c$ , as componentes simétricas de sequência zero, positiva e negativa da fase  $a$ , denotadas por  $\mathbf{V}^0$ ,  $\mathbf{V}^+$  e  $\mathbf{V}^-$ , respectivamente, são definidas pela seguinte transformação

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \mathbf{V}^0 \\ \mathbf{V}^+ \\ \mathbf{V}^- \end{bmatrix} &= \frac{1}{3} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}}_{[T_{0+-}]} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} \\ &= [T_{0+-}] \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix}; \quad a = e^{j\frac{2\pi}{3}}. \end{aligned} \quad (3.1)$$

Os fasores de tensão ( $\mathbf{V}_a$ ,  $\mathbf{V}_b$  e  $\mathbf{V}_c$ ) podem ser obtidos através da inversa da matriz  $T_{0+-}$  multiplicada pela coluna de fasores de sequência zero, positiva e negativa, obtendo-se

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix} &= \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}}_{[T_{0+-}]^{-1}} \begin{bmatrix} \mathbf{V}^0 \\ \mathbf{V}^+ \\ \mathbf{V}^- \end{bmatrix} \\ &= [T_{0+-}]^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{V}^0 \\ \mathbf{V}^+ \\ \mathbf{V}^- \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (3.2)$$

As componentes de sequência positiva e negativa das demais fases, incluindo a fase a, são dadas por:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_a^+ \\ \mathbf{V}_b^+ \\ \mathbf{V}_c^+ \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ a^2 & 1 & a \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix}, \quad (3.3)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_a^- \\ \mathbf{V}_b^- \\ \mathbf{V}_c^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a^2 & a \\ a & 1 & a^2 \\ a^2 & a & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{V}_a \\ \mathbf{V}_b \\ \mathbf{V}_c \end{bmatrix}. \quad (3.4)$$

Da Equação (3.2), a componente de sequência zero, igual para todas as fases, é dada por

$$\mathbf{V}_i^0 = \frac{1}{3}(\mathbf{V}_a + \mathbf{V}_b + \mathbf{V}_c); \quad \text{para } i = a, b, c. \quad (3.5)$$

Pode-se notar que a tensão de sequência zero é nula em circuitos trifásicos equilibrados, pois a soma dos três fasores é nula (GLOVER; SARMA; OVERBYE, 2008).

### 3.1.1 Transformação de Coordenadas

Uma ferramenta matemática muito útil para análise, modelagem e controle de sistemas trifásicos é a teoria de vetores espaciais. Baseada nas transformações  $[abc - \alpha\beta 0]$  e  $[abc - dq0]$ , apresentadas por (DUESTERHOEFT; SCHULZ; CLARKE, 1951) e (PARK, 1929), respectivamente, foram inicialmente aplicadas ao estudo de máquinas elétricas, possibilitando a análise dinâmica dessas máquinas através de um conjunto simplificado de equações que, em variáveis naturais de fase, são bastante complexas.

A aplicação da transformada de Clarke para um sistema trifásico que não contenha componente homopolar e variante no tempo  $[v_a, v_b, v_c]^T$  permite representar esse mesmo sistema por um vetor bidimensional em um sistema de coordenadas de eixos  $\alpha$  e  $\beta$  ortogonais e estacionários. Para esse sistema trifásico, sem a presença da componente de sequência zero, a transformação de Clarke, em sua implementação invariante em amplitude, é dada por

$$\vec{v}_{\alpha\beta} = \frac{2}{3} \left( v_a + v_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_c e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right). \quad (3.6)$$

ou, em sua forma matricial,

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \quad (3.7)$$

Caso o sistema trifásico possua componentes de sequência zero, ao aplicar as transformações das Equações (3.6) ou (3.7), a informação da componente de sequência zero é perdida. Para obter também a componente de sequência zero, deve-se acrescentar mais um termo à equação matricial (3.7). A transformação de Clarke para tal sistema é dada por

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix}}_{[T_{\alpha\beta 0}]} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \quad (3.8)$$

A obtenção dos conjunto de sinais trifásicos em função de seus componentes em  $\alpha\beta 0$ , com transformação invariante em amplitude, é dada por

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} &= [T_{\alpha\beta 0}]^{-1} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (3.9)$$

Sendo assim, em sistemas onde a componente de sequência zero é nula, o vetor espacial  $\vec{v}_{\alpha\beta}$  é dado por

$$\vec{v}_{\alpha\beta} = v_\alpha + jv_\beta. \quad (3.10)$$

Uma outra forma mais geral de representar sinais trifásicos foi desenvolvida por Park, conhecida como transformada de Park, e permite representar um vetor espacial em um sistema de coordenadas ortogonais  $[dq]$  que gira a uma velocidade  $\omega$ , sendo  $\theta = \omega t + \theta_0$  a posição angular do eixo  $d$ . Essa transformação a partir de um sistema de eixos fixos em  $[\alpha\beta]$ , para sistemas trifásicos com componente de sequência zero, é dada por

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} \\ &= [T_{dq0}] \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix}, \end{aligned} \quad (3.11)$$

ou então

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = [T_{dq0}][T_{\alpha\beta 0}] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}, \quad (3.12)$$

que resulta em

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}(\theta) & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \\ &= [T_\theta] \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix}. \end{aligned} \quad (3.13)$$

A Figura 13 ilustra a representação dos eixos desse sistema de coordenadas. A transformação de Park necessita da posição angular instantânea  $\theta$  para ser calculada, onde é comum a utilização de uma malha de realimentação para essa finalidade.

### 3.1.2 Representação de Sinais Trifásicos com Componentes Harmônicas Utilizando Notação Vetorial

Um conjunto de sinais trifásicos periódicos, desequilibrados e distorcidos pode ser representado pelas seguintes equações (SOUZA, 2012), (NETO, 2018).

$$\begin{cases} v_a = \sum_{h=1}^{\infty} [V_a^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_a}^h) + V_0^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_0}^h)] \\ v_b = \sum_{h=1}^{\infty} [V_b^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_b}^h) + V_0^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_0}^h)], \\ v_c = \sum_{h=1}^{\infty} [V_c^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_c}^h) + V_0^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_0}^h)] \end{cases} \quad (3.14)$$

onde  $\varphi_v$  é o ângulo de fase da tensão.

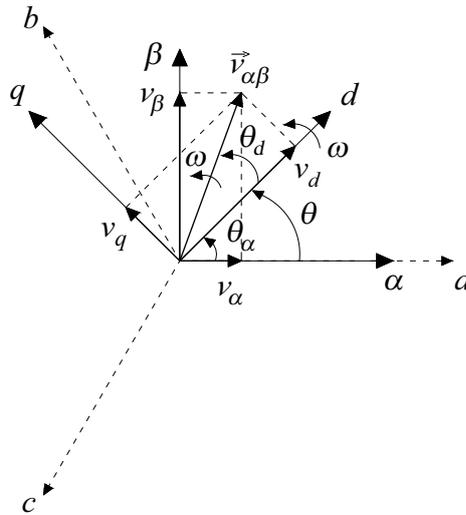
A  $h$ -ésima componente harmônica das tensões nas fases a, b e c é dada por

$$v_i^h = V_i^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_i}^h) + V_0^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_0}^h), \quad \text{para } i = a, b, c. \quad (3.15)$$

Aplicando a fórmula de Euler nos termos não homopolares do sistema de Equações (3.14), obtém-se

$$v_i^h = V_i^h \frac{[e^{j(h\omega t + \varphi_{v_i}^h)} + e^{-j(h\omega t + \varphi_{v_i}^h)}]}{2} + V_0^h \cos(h\omega t + \varphi_{v_0}^h), \quad \text{para } i = a, b, c. \quad (3.16)$$

Figura 13 – Representação de um vetor espacial em referencial arbitrário  $dq$ .



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Eliminando o efeito da componente homopolar, as componentes fundamental e harmônicas podem ser representadas em notação de vetor espacial no referencial estacionário  $\alpha\beta$  conforme apresentado em (3.10). A aplicação desse procedimento resulta em

$$\vec{v}_{\alpha\beta}^h = \frac{2}{3} \left( v_a^h + v_b^h e^{j\frac{2\pi}{3}} + v_c^h e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right). \quad (3.17)$$

Substituindo os termos referentes às fases abc da Equação (3.16) em (3.17), obtém-se

$$\begin{aligned} \vec{v}_{\alpha\beta}^h = & \frac{1}{3} \left[ e^{jh\omega t} \left( V_a^h e^{j\varphi_{v_a}^h} + V_b^h e^{j\varphi_{v_b}^h} e^{j\frac{2\pi}{3}} + V_c^h e^{j\varphi_{v_c}^h} e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right) \right. \\ & \left. + e^{-jh\omega t} \left( V_a^h e^{-j\varphi_{v_a}^h} + V_b^h e^{-j\varphi_{v_b}^h} e^{j\frac{2\pi}{3}} + V_c^h e^{-j\varphi_{v_c}^h} e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right) \right], \end{aligned} \quad (3.18)$$

ou ainda

$$\begin{aligned} \vec{v}_{\alpha\beta}^h = & e^{jh\omega t} \left[ \frac{1}{3} \left( V_a^h e^{j\varphi_{v_a}^h} + V_b^h e^{j\varphi_{v_b}^h} e^{j\frac{2\pi}{3}} + V_c^h e^{j\varphi_{v_c}^h} e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right) \right] \\ & + e^{-jh\omega t} \left[ \frac{1}{3} \left( V_a^h e^{j\varphi_{v_a}^h} + V_b^h e^{j\varphi_{v_b}^h} e^{-j\frac{2\pi}{3}} + V_c^h e^{j\varphi_{v_c}^h} e^{+j\frac{2\pi}{3}} \right) \right]^\dagger. \end{aligned} \quad (3.19)$$

onde  $(\dagger)$  representa o complexo conjugado.

Um único termo que contenha as informações de amplitude e ângulo de uma componente senoidal pode ser dado pela seguinte notação fasorial

$$\mathbf{V}_i^h = V_i^h e^{j\varphi_{v_i}^h} \quad \text{para } i = a, b, c. \quad (3.20)$$

Logo, substituindo a Equação (3.20) em (3.19), obtém-se

$$\begin{aligned} \vec{v}_{\alpha\beta}^h = & e^{jh\omega t} \left[ \underbrace{\frac{1}{3} \left( \mathbf{V}_a^h + \mathbf{V}_b^h e^{j\frac{2\pi}{3}} + \mathbf{V}_c^h e^{-j\frac{2\pi}{3}} \right)}_{\mathbf{V}_{\alpha\beta+}^h} \right] \\ & + e^{-jh\omega t} \left[ \underbrace{\frac{1}{3} \left( \mathbf{V}_a^h + \mathbf{V}_b^h e^{-j\frac{2\pi}{3}} + \mathbf{V}_c^h e^{+j\frac{2\pi}{3}} \right)}_{\mathbf{V}_{\alpha\beta-}^h} \right]^\dagger. \end{aligned} \quad (3.21)$$

Os termos entre colchetes são fasores de sequência positiva e negativa, conforme descrito pelo teorema de Fortescue. Sendo assim, a Equação (3.21) pode ser reescrita como

$$\vec{v}_{\alpha\beta}^h = \vec{v}_{\alpha\beta+}^h + \vec{v}_{\alpha\beta-}^h = \mathbf{V}_{\alpha\beta+}^h e^{jh\omega t} + \mathbf{V}_{\alpha\beta-}^{h\dagger} e^{-jh\omega t}. \quad (3.22)$$

Conseqüentemente, o sistema de equações trifásicas em (3.14), pode ser representado, em notação de vetor espacial no referencial  $\alpha\beta$ , pela seguinte expressão

$$\vec{v}_{\alpha\beta} = \sum_{h=1}^{\infty} \vec{v}_{\alpha\beta}^h = \sum_{h=1}^{\infty} [\mathbf{V}_{\alpha\beta+}^h e^{jh\omega t}] + \sum_{h=1}^{\infty} [\mathbf{V}_{\alpha\beta-}^{h\dagger} e^{-jh\omega t}]. \quad (3.23)$$

De forma geral, qualquer vetor espacial de sequência positiva ou negativa pode ser representado por

$$\vec{v}_{\alpha\beta}^{h_s} = \mathbf{V}_{\alpha\beta}^{h_s} e^{sgn(h_s)j\varphi^{h_s}} e^{jh_s\omega t}, \quad (3.24)$$

onde

$$h_s = \begin{cases} h, & \text{para componentes harmônicas de sequência positiva} \\ -h, & \text{para componentes harmônicas de sequência negativa} \end{cases}$$

e a função  $sgn(h_s)$  indica o sinal de  $h_s$ .

### 3.2 GDSC-PLL

Uma ferramenta matemática proposta por (NEVES et al., 2010), permite cancelar uma família de componentes harmônicas, ou até mesmo a fundamental, de um sinal original qualquer. Esta ferramenta é uma transformada baseada em cancelamento por sinal atrasado (GDSC) que em conjunto com um SRF-PLL (*synchronous reference frame + phase-locked loop*) permite a obtenção de uma determinada componente, fundamental ou harmônicas, de qualquer sinal periódico.

Considerando que seja aplicado um atraso no tempo de  $T_d$  a um vetor espacial de sequência positiva ou negativa, como definido na Equação(3.24), uma defasagem de  $\theta_d$  radianos da fundamental (ou  $h\theta_d$  radianos com respeito à componente harmônica  $h_s$  para o mesmo atraso de  $T_d$ ) pode ser observada. Pode-se representar esse sinal atrasado pela seguinte expressão

$$\vec{v}_{\alpha\beta-\theta_d}^{h_s} = \mathbf{V}_{\alpha\beta}^{h_s} e^{sgn(h_s)j\varphi^{h_s}} e^{jh_s(\omega t - \theta_d)} = \vec{v}_{\alpha\beta}^{h_s} e^{-jh_s\theta_d}. \quad (3.25)$$

em que  $\theta_d$  corresponde ao atraso em radianos da frequência fundamental.

A transformada GDSC é definida por uma combinação do vetor original e o atrasado conforme expressão a seguir

$$\vec{v}_{\alpha\beta T}^{h_s} = \vec{a} \left( \vec{v}_{\alpha\beta}^{h_s} + e^{j\theta_1} \vec{v}_{\alpha\beta-\theta_d}^{h_s} \right), \quad (3.26)$$

onde os parâmetros  $\vec{a}$  (ganho complexo) e  $\theta_1$  (ângulo de deslocamento) possuem valores constantes.

Substituindo a Equação (3.25) em (3.26), obtém-se

$$\vec{v}_{\alpha\beta T}^{h_s} = \underbrace{\vec{a} \left( 1 + e^{j\theta_1} e^{-j h_s \theta_d} \right)}_{\vec{G}_{gdsc}^{h_s}} \vec{v}_{\alpha\beta}^{h_s}, \quad (3.27)$$

onde  $\vec{G}_{gdsc}^{h_s}$  representa o ganho da transformação GDSC na componente harmônica  $h_s$ .

A aplicação dessa transformação em sinais trifásicos e periódicos permite cancelar componentes harmônicas de uma família ( $h_s = m \pm kn, \forall k \in N$ ) do sinal original a partir da escolha dos parâmetros  $\theta_1$  e  $\theta_d$ . Sendo assim, definindo  $m$  uma harmônica qualquer e  $n$  a periodicidade que determina o cancelamento de outras harmônicas, faz-se

$$\vec{G}_{gdsc}^{(h_s=m \pm kn)} = \vec{a} \left( 1 + e^{j\theta_1} e^{-j h_s \theta_d} \right) = 0, \quad (3.28)$$

consequentemente, observa-se que, para as componentes harmônicas canceladas, deve-se ter

$$e^{j[\theta_1 - (m \pm kn)\theta_d]} = -1. \quad (3.29)$$

Isso é alcançado, conforme (NEVES et al., 2010), fazendo

$$1 + e^{j\theta_1} e^{-j(h_s \pm kn)\theta_d} = 0 \Rightarrow \begin{cases} \theta_d = \frac{2\pi}{k}, \\ \theta_1 = m\theta_d + \pi. \end{cases} \quad (3.30)$$

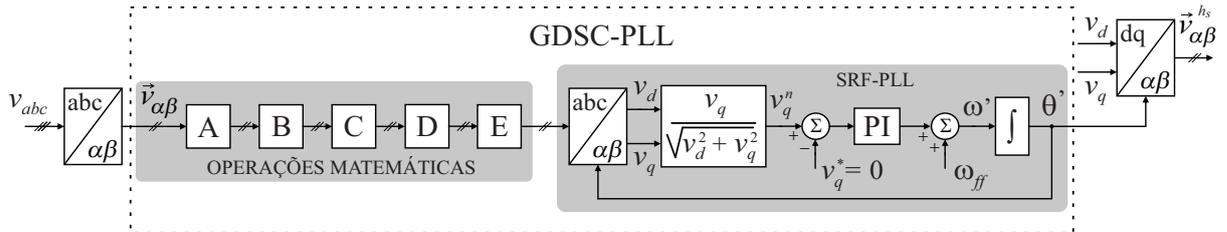
Para a obtenção de ganho unitário para o sinal na frequência desejada, o parâmetro  $\vec{a}$  é determinado. Por exemplo, para um ganho unitário na frequência fundamental de sequência positiva (fundamental frequency positive-sequence - FFPS), ( $h_s = +1$ ), obtém-se

$$\vec{G}^{(h_s=1)} = \vec{a} \left( 1 + e^{j(\theta_1 - \theta_d)} \right) = 1 \Rightarrow \vec{a} = \frac{1}{1 + e^{j(\theta_1 - \theta_d)}}. \quad (3.31)$$

Contudo, um detector ideal de componentes FFPS deve ser capaz de eliminar o sinal de sequência negativa de frequência fundamental e todas as harmônicas de sequência positiva e negativa ao redor dele e ainda possuir ganho unitário para o vetor FFPS. Isso não é possível usando apenas uma transformação do tipo descrita em (3.27). Contudo, algumas transformações podem ser escolhidas e colocadas em cascata para eliminar vetores de componentes harmônicas ao redor do vetor de FFPS (NEVES et al., 2010).

A saída da última transformação em cascata é enviada para um SRF-PLL, onde as componentes de alta frequência que não são eliminadas pelas transformações em cascata podem ser atenuadas pela escolha adequada da largura de banda do SRF-PLL (SOUZA, 2012). O esquema para obtenção de vetor espacial de tensão (ou corrente) de frequência fundamental e sequência positiva ou negativa, utilizado neste trabalho, é ilustrado na Figura 14.

Figura 14 – Diagrama em blocos do GDSC-PLL.



Fonte: Adaptado de (SOUZA, 2012).

### 3.3 CONTROLE DO INVERSOR DE INTERFACE PARA MELHORAR A ESTABILIDADE

A abordagem deste trabalho se baseia em determinar as correntes a serem injetadas por um inversor no sistema elétrico, de tal forma a reduzir a amplitude das oscilações do ângulo  $\delta$  e/ou minimizar os distúrbios no torque elétrico da máquina durante uma falta.

Em uma primeira análise, da Equação (2.18), considerando, no momento do distúrbio,  $\omega_{p.u.}(t) = 1$ ,  $P_{m,p.u.}(t) = P_{m,p.u.}(c.t.e.)$  e  $P_{d,p.u.}(t) = 0$ , obtém-se

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2\delta(t)}{dt^2} = P_{m,p.u.} - P_{e,p.u.}(t). \quad (3.32)$$

Durante o transitório, tem-se um aumento no ângulo de carga da máquina e uma incerteza com relação à nova posição de equilíbrio na qual o ângulo  $\delta$  se encontrará ou se ocorrerá a perda de sincronismo após o distúrbio. Sendo assim, é desejável que, durante a perturbação no sistema, o ângulo  $\delta$  esteja próximo de  $\delta_0$ , ou seja,  $\delta(t) - \delta_0 < \varepsilon$  (valor próximo de zero).

Fazendo  $d^2\delta/dt^2 = d\omega/dt$  e substituindo na Equação (3.32), mantendo as considerações citadas, obtém-se

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{m,p.u.} - P_{e,p.u.}(t). \quad (3.33)$$

Integrando ambos os lados da Equação (3.33) em  $dt$  no intervalo de tempo  $[t_0$  a  $t_1]$ , obtém-se

$$\frac{2H}{\omega_s} \cdot [\omega]_{\omega_0}^{\omega_1} = P_{m,p.u.} [t]_{t_0}^{t_1} - \int_{t_0}^{t_1} P_{e,p.u.}(t) dt, \quad (3.34)$$

ou

$$\frac{2H}{\omega_s} (\omega_1 - \omega_0) = P_{m,p.u.} (t_1 - t_0) - \bar{P}_{e,p.u.} (t_1 - t_0), \quad (3.35)$$

onde  $\bar{P}_{e,p.u.}$  é a potência elétrica média em  $p.u.$  no intervalo de integração.

Se

$$\bar{P}_{e,p.u.} \cong P_{e,p.u.}^{préf} = P_{m,p.u.},$$

durante todo intervalo de análise  $[t_0; t_1]$ , então

$$(\omega_1 - \omega_0) \cong 0.$$

Isso equivale a dizer que, se a potência ativa de saída do gerador possuir valor médio próximo à potência ativa de pré-falta (considerando potência mecânica constante durante a falta, pois o controle de potência mecânica é muito lento se comparado aos tempos típicos de duração de uma falta), a velocidade do rotor do gerador pouco irá variar, tendo como consequência uma menor abertura angular do ângulo de carga do gerador, reduzindo assim a área de aceleração da máquina durante a falta, de acordo com a análise pelo critério das áreas iguais.

Pode-se então concluir que, atendendo as condições aqui citadas durante a falta ( $\bar{P}_e \cong P_e^{préf}$  e  $P_m$  constante), analisando a Equação (2.19), obtém-se

$$\frac{\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_s \approx 0,$$

e

$$\delta(t) \approx \delta_0, \quad t_0 < t < t_1.$$

A aplicação de um controle que possibilite a manutenção da potência elétrica de saída para qualquer distúrbio, incluindo faltas, permite manter a velocidade do rotor próximo à velocidade pré-falta e também mantém o ângulo  $\delta$  próximo do valor de equilíbrio  $\delta_0$  nas condições normais de operação.

### 3.3.1 Cálculo das Correntes de Referência do Inversor no Modo de Operação em Falta

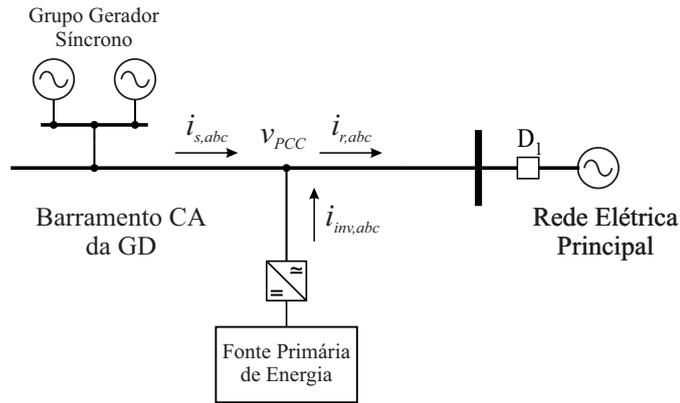
No cálculo das correntes de referência do inversor, considera-se que, na conexão do inversor com o barramento CA, é obtida a medição de tensão naquele ponto, no qual despreza-se os efeitos da queda de tensão na linha, e considera que seu valor seja igual a tensão no PCC, como ilustrado na Figura 15. Considera-se também ao menos duas medições de corrente: uma medição para as correntes do próprio inversor ( $i_{inv,abc}$ ) e a outra proveniente do grupo gerador ( $i_{s,abc}$ ). A corrente de rede ( $i_{r,abc}$ ) pode ser obtida pela soma das correntes de inversor e do grupo gerador ( $i_{r,abc} = i_{s,abc} + i_{inv,abc}$ ).

De acordo com a teoria apresentada em (NEVES et al., 2016), tem-se que, para faltas desequilibradas (bifásica ou monofásica), surgem termos oscilantes de potência ativa e reativa, tal afirmação é justificada pela análise a seguir.

Considerando uma tensão desbalanceada no sistema e representando os termos das componentes de vetor espacial de sequência positiva e negativa, obtém-se

$$\begin{aligned} \vec{v} &= \vec{v}_{+1} + \vec{v}_{-1} \\ &= (V_{+1}e^{+j\omega t})e^{j\varphi_{v+1}} + (V_{-1}e^{-j\omega t})e^{j\varphi_{v-1}}. \end{aligned} \quad (3.36)$$

Figura 15 – Diagrama unifilar do sistema em análise.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A componente de sequência zero é anulada quando se representa a tensão em forma de vetor espacial.

Considerando para o cálculo da potência apenas a corrente de sequência positiva, dada por  $\vec{i}_{+1} = (I_{+1}e^{j\varphi_{i+1}})e^{+j\omega t}$ , tem-se

$$\vec{s}_{i+1} = (\vec{v}_{+1} + \vec{v}_{-1})(\vec{i}_{+1})^\dagger + \vec{V}_0(\vec{I}_{+1,a} + \vec{I}_{+1,b} + \vec{I}_{+1,c})^\dagger. \quad (3.37)$$

Da equação (3.37), o termo  $\vec{V}_0(\vec{I}_{+1,a} + \vec{I}_{+1,b} + \vec{I}_{+1,c})^\dagger$  é nulo, pois as correntes são equilibradas, logo chega-se a

$$\vec{s}_{i+1} = V_{+1}I_{+1}e^{j(\varphi_{v+1}-\varphi_{i+1})} + V_{-1}I_{+1}e^{j(\varphi_{v-1}-\varphi_{i+1})}e^{-2j\omega t}. \quad (3.38)$$

O segundo termo da Equação (3.38), proveniente do desequilíbrio do sistema, representa um termo de potência ativa e reativa com dupla frequência. Uma componente de potência ativa de dupla frequência causa muito stress mecânico na máquina e oscilações na frequência do sistema. Já a componente de potência reativa de dupla frequência causa oscilações no nível de tensão do sistema.

Com o intuito de cancelar o segundo termo da Equação (3.38), pode-se injetar, no ponto de conexão entre o inversor e a rede, componentes harmônicas de corrente que anulam o segundo termo. Considerando conhecida a potência desejada (constante no valor de pré-falta)  $\hat{S}^* = P^* + jQ^*$ . Determina-se  $i^*$  igualando o primeiro termo da Equação (3.38) à potência desejada. Tem-se então

$$\begin{aligned} \hat{S}^* &= P^* + jQ^* \\ &= (\vec{v}_{+1} + \vec{v}_{-1})(\vec{i}^*)^\dagger. \end{aligned} \quad (3.39)$$

O segundo termo da expressão (3.38) é cancelado através da imposição de correntes, na saída do estator da máquina, com componentes harmônicas dada pelo vetor espacial de corrente

harmônica de sequência positiva ( $\vec{i}_{+h}$ ). Isso é obtido através do controle das correntes do inversor que se encontra conectado ao ponto de acoplamento comum. A potência complexa produzida pela componente harmônica da corrente ( $\vec{i}_{+h}$ ) é dada por

$$\vec{s}_{i_{+h}} = V_{+1}I_{+h}e^{j(\varphi_{v_{+1}}-\varphi_{i_{+h}})}e^{j(1-h)\omega t} + V_{-1}I_{+h}e^{j(\varphi_{v_{-1}}-\varphi_{i_{+h}})}e^{-j(1+h)\omega t}. \quad (3.40)$$

Com isso, seguindo ainda a teoria apresentada em (NEVES et al., 2016), a expressão da potência complexa de referência é dada por

$$\vec{s} = (\vec{v}_{+1} + \vec{v}_{-1})(\vec{i}_{+1} + \vec{i}_{+3} + \vec{i}_{+5} + \dots)^\dagger, \quad (3.41)$$

com  $h = 1, 3, 5, 7, 9, \dots$  (ímpar), no qual deduz-se da equação (3.39) e (3.41) que

$$\vec{i}^* = (\vec{i}_{+1} + \vec{i}_{+3} + \vec{i}_{+5} + \dots). \quad (3.42)$$

Considerando que  $V_{+1} > V_{-1}$ , a distorção harmônica total vetorial (VTHD - *Vector Total Harmonic Distortion*) do vetor espacial corrente de referência pode ser obtido por

$$VTHD = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{V_{+1}}{V_{-1}}\right)^2 - 1}}. \quad (3.43)$$

Deve-se atentar ao fato de que as componentes harmônicas de  $\vec{i}^*$ , equação (3.42), são equilibradas e de sequência positiva, ou seja, possuem a seguinte forma

$$\begin{cases} i_{+h,a} = I_{+h}e^{j(+h\omega t + \varphi_{+h,a})} \\ i_{+h,b} = I_{+h}e^{j(+h\omega t + \varphi_{+h,b} - 120^\circ)} \\ i_{+h,c} = I_{+h}e^{j(+h\omega t + \varphi_{+h,c} + 120^\circ)} \end{cases}. \quad (3.44)$$

Percebe-se então que, se houver componente de tensão de sequência zero no momento da falta, a influência da tensão de sequência zero sobre a potência ativa e reativa é nula, pois

$$\vec{V}_0(\vec{I}_{+h,a} + \vec{I}_{+h,b} + \vec{I}_{+h,c})^\dagger = 0. \quad (3.45)$$

Sendo assim, conclui-se então que a teoria abordada na pesquisa é aplicável a qualquer tipo de falta.

Expressando a equação (3.41) em termos das coordenadas de eixo estacionário  $\alpha - \beta$

$$\begin{aligned} \vec{s} &= (\vec{v}_{+1} + \vec{v}_{-1})(\vec{i}_{+1} + \vec{i}_{+3} + \vec{i}_{+5} + \dots)^\dagger \\ &= (v_\alpha + jv_\beta)(i_\alpha - ji_\beta). \end{aligned} \quad (3.46)$$

Uma característica importante de  $\vec{i}^*$  é que a mesma não possui componente homopolar, ou seja,  $i_0 = 0$ , já que tanto a componente fundamental das fases  $abc$  bem como as componentes harmônicas são defasadas de  $120^\circ$  entre si.

Sendo conhecida a potência de referência bem como a tensão nos terminais da máquina, o vetor corrente de referência, necessário para impor uma potência complexa constante na saída dos terminais da máquina, é obtido por

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha}^* \\ i_{\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{|\vec{v}|^2} \begin{bmatrix} v_{\alpha} & v_{\beta} \\ v_{\beta} & -v_{\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^* \\ Q^* \end{bmatrix}. \quad (3.47)$$

Se  $V_{-1}$  for muito grande, o VTHD da corrente injetada será elevado, podendo o conversor não ser capaz de suprir tal conteúdo harmônico. Uma estratégia para limitar esse efeito é usar uma tensão  $\vec{v}_{\mu}$  parcialmente influenciada pela tensão de sequência negativa, dada por

$$\vec{v}_{\mu} = \vec{v}_{+1} + (1 - \mu)\vec{v}_{-1} \quad ; \quad 0 \leq \mu \leq 1. \quad (3.48)$$

$$\begin{cases} \mu = 0 \Rightarrow \text{Correntes distorcidas, mas } P \text{ e } Q \text{ constantes} \\ \mu = 1 \Rightarrow \text{Correntes FFPS, mas } P \text{ e } Q \text{ oscilam} \end{cases}$$

como consequência as potências não serão mais constantes se  $\mu \neq 0$ .

Sendo assim, a equação (3.41) torna-se então

$$\vec{s} = (\vec{v}_{+1} + (1 - \mu)\vec{v}_{-1})(\vec{i}_{+1} + \vec{i}_{+3} + \vec{i}_{+5} + \dots)^{\dagger}, \quad (3.49)$$

e

$$\vec{i}_{\alpha\beta}^* = \begin{bmatrix} i_{\alpha}^* \\ i_{\beta}^* \end{bmatrix} = \frac{1}{|\vec{v}_{\mu}|^2} \begin{bmatrix} v_{\mu\alpha} & v_{\mu\beta} \\ v_{\mu\beta} & -v_{\mu\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^* \\ Q^* \end{bmatrix}. \quad (3.50)$$

O VTHD do vetor corrente de referência agora pode ser escrito da seguinte forma

$$VTHD = \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{V_{+1}}{(1-\mu)V_{-1}}\right)^2 - 1}}. \quad (3.51)$$

No decorrer dos estudos realizados neste trabalho, observou-se que seria bastante oneroso para o inversor impor ao gerador tanto as correntes de sequência positiva e frequência fundamental quanto as componentes harmônicas, conforme Equação (3.42).

Ainda que o teor de harmônicas seja reduzido a zero, selecionando um valor de  $\mu = 1$ , conforme calculado em (3.50), se torna inviável dimensionar o inversor para cumprir tal função, visto que o mesmo estaria alimentando o curto circuito e absorvendo do gerador os valores de potência ativa e reativa equivalente às condições de pré-falta. Sendo assim, é mais viável economicamente o inversor atuar para que a potência média de saída do gerador esteja próxima ao valor de pré-falta, pois, conforme análise no início desta seção,  $P_e \cong P_e^{préf}$  reduz o aumento do ângulo de carga  $\delta$  durante a falta.

Em contrapartida, optou-se por utilizar os cálculos para a corrente de referência do inversor conforme procedimento desenvolvido em (NEVES et al., 2016), descrito nesta subseção, para

que, em caso de faltas desequilibradas, se possa selecionar o teor de componentes harmônicas da corrente de saída do inversor conforme Equações (3.48) a (3.50).

Logo, o cálculo das correntes de referência do inversor no referencial  $\alpha\beta$  é dado pela seguinte equação

$$\vec{i}_{inv,\alpha\beta}^* = \begin{bmatrix} i_\alpha^* \\ i_\beta^* \end{bmatrix} = \frac{1}{|\vec{v}|^2} \begin{bmatrix} v_{\mu\alpha} & v_{\mu\beta} \\ v_{\mu\beta} & -v_{\mu\alpha} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{inv}^* \\ Q_{inv}^* \end{bmatrix}. \quad (3.52)$$

O cálculo da potência ativa e reativa de referência de saída do inversor, baseado no sentido das correntes ilustradas na Figura 15, é dado por

$$P_{inv}^* = \bar{P}_r - P_s^*, \quad (3.53)$$

$$Q_{inv}^* = \bar{Q}_r - Q_s^*, \quad (3.54)$$

onde

$P_s^*$  e  $Q_s^*$  se referem a potência ativa e reativa de pré-falta do gerador, respectivamente.

$\bar{P}_r$  e  $\bar{Q}_r$  se referem a potência ativa e reativa média da rede medida durante a falta, respectivamente.

Os valores médios da potência ativa e reativa da rede é obtido através de um filtro média móvel (FMM), onde calcula-se a média de um conjunto de valores de diferentes amostras, sempre adicionando um novo valor e descartando o mais velho.

As potências ativa e reativa do gerador passam por filtros passa baixas (*Low Pass Filter* - LPF) bem lentos (frequência de corte  $\omega_c = 0,1$  rad/s), com o objetivo de guardar a informação da potência de pré-falta por um determinado período de tempo (durante a falta e alguns segundos após a falta).

### 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Apresentou-se, neste capítulo, a estratégia de controle proposta com o objetivo de utilizar um inversor conectado à rede elétrica que, em condições normais de operação, fornece energia oriunda de uma fonte primária qualquer ao sistema elétrico. No caso de uma falta, o modo de controle normal é interrompido e o inversor atua de modo a reduzir a diferença entre a potência ativa média medida do gerador durante a falta e a potência ativa medida previamente ao distúrbio.

Alguns pontos devem ser considerados durante essa análise, são eles:

- A configuração do sistema deve estar conforme ilustrado na Figura 2, onde o inversor deve estar entre o grupo gerador e o ponto de conexão com a rede elétrica, pois o controle se baseia na análise da diferença entre a potência da rede medida durante o distúrbio e a potência de pré-falta fornecida pelo grupo gerador.

- Considera-se que, no ponto de conexão do inversor com a rede, são mensurados os valores da tensão do ponto de conexão, as correntes de saída do inversor e, ao menos, a medição das correntes provenientes do gerador ou as correntes da rede. Sendo assim, os valores das correntes não mensuradas podem ser obtidos pela soma das outras duas, de acordo com a 1ª lei de Kirchhoff, conhecida como lei dos nós.
- Considera-se também que as faltas são transitórias (a proteção irá atuar rapidamente isolando o defeito e permitindo a continuação da operação do sistema) e que se encontram no lado da rede, pois quando uma falta próxima eletricamente ao gerador ocorrer, em muitos casos, deve-se retirar o mesmo imediatamente do sistema para evitar danos ao equipamento.

A implementação do calculador de referência das correntes do inversor com base na teoria abordada é apresentada no Capítulo 4.

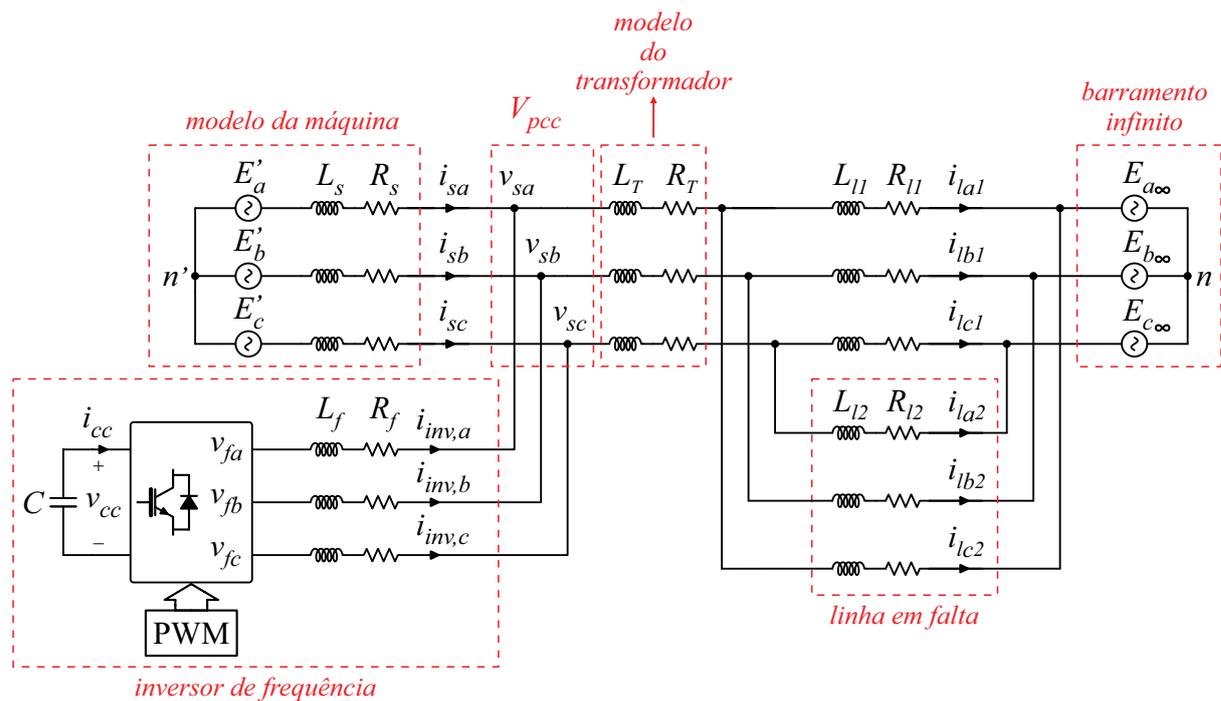
## 4 MODELAGEM E CONTROLE DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Este capítulo apresenta uma abordagem para a modelagem e controle do inversor de interface no fornecimento de energia ao sistema de GD, bem como o funcionamento do gerador de referência das correntes do inversor que possibilita o controle da potência de um gerador síncrono durante uma falta na rede elétrica.

### 4.1 MODELAGEM DO INVERSOR DE FREQUÊNCIA

Para o projeto do sistema de controle de correntes de saída do inversor em paralelo com o gerador síncrono, faz-se necessário obter o modelo dinâmico do inversor. O sistema considerado para modelagem é ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Diagrama trifilar do sistema analisado.



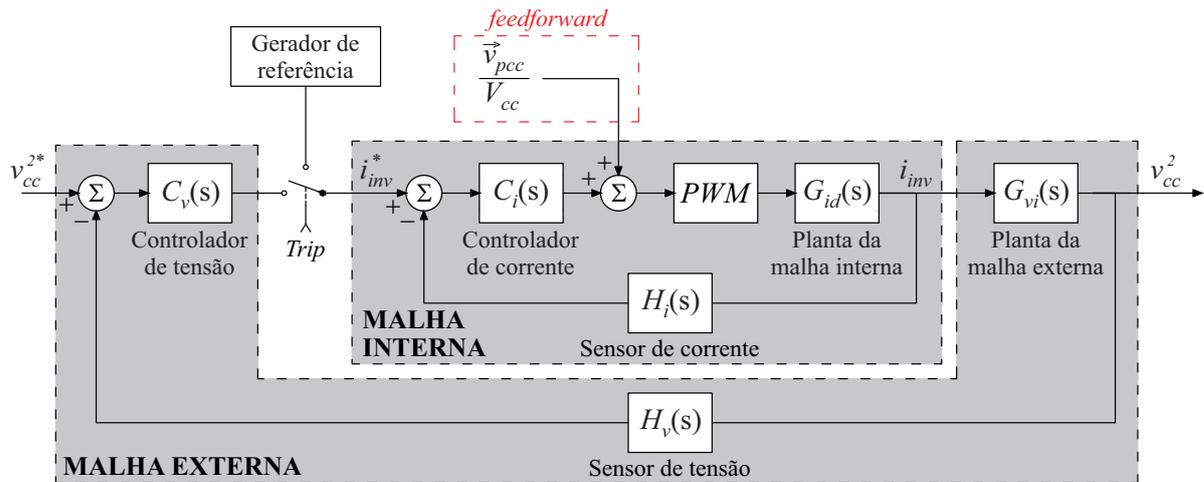
Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

As correntes injetadas na rede  $i_{inv,a}, i_{inv,b}$  e  $i_{inv,c}$ , durante uma perturbação no sistema, podem ser controladas a partir do chaveamento adequado do inversor. As ações de controle, ou seja, as variáveis de saída do controlador, são as tensões a serem sintetizadas pelo inversor através de sinais modulados por largura de pulso (*pulse width modulation* - PWM), em que as razões cíclicas são as variáveis manipuladas.

No sistema analisado, a dinâmica do controle de corrente deve ser rápida o suficiente para compensar a perturbação causada no torque elétrico da máquina devido a uma falta na linha. Sendo que, em condições normais de operação do sistema, o conversor é controlado de modo a fornecer a potência de sua fonte primária.

Dessa forma, utiliza-se uma estrutura de controle implementada em duas malhas: uma interna rápida, para o controle das componentes de corrente, e uma externa lenta de tensão. O diagrama de blocos da estrutura de controle utilizada é apresentado na Figura 17.

Figura 17 – Diagrama de blocos da estrutura de controle utilizada, com malha interna de corrente e malha externa de tensão.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A estratégia de controle muda quando da ocorrência de um distúrbio na rede. Nas subseções seguintes são apresentados o funcionamento do bloco de geração de referência, a modelagem da planta da malha interna e a modelagem da planta da malha externa para esta condição de operação.

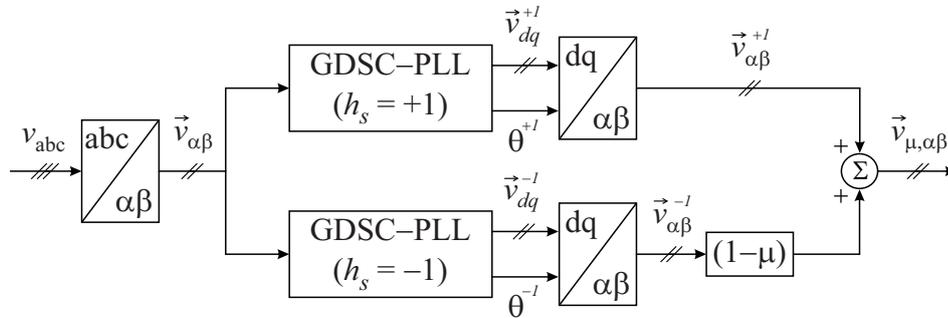
## 4.2 GERAÇÃO DE REFERÊNCIA

Com base nas equações descritas no capítulo anterior, apresenta-se nesta seção a estratégia completa adotada na geração de referência do controle de torque do gerador síncrono. A princípio, realiza-se a medição da tensão nos terminais do gerador ( $v_{s,abc}$ ) e das correntes de rede ( $i_{g,abc}$ ) e de estator ( $i_{s,abc}$ ). Inicialmente deve-se obter o valor instantâneo de  $\vec{v}_{\mu,\alpha\beta}$ , conforme Equação (3.48).

A obtenção de  $\vec{v}_{\mu,\alpha\beta}$  se dá inicialmente pela aplicação da transformada de Clarke (DUES-TERHOEFT; SCHULZ; CLARKE, 1951) aos sinais de medidos de tensão ( $v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}$ ). Em seguida, por meio do GDSC-PLL extraem-se as componentes de sequência positiva e negativa de frequência fundamental das tensões medidas. Logo após é aplicada a transformação  $dq \rightarrow \alpha\beta$

e somados os sinais de sequência positiva e negativa, porém, sendo o sinal de sequência negativa em referencial  $\alpha\beta$  multiplicado por um fator  $(1 - \mu)$ , como visto na Equação (3.48). O diagrama de blocos que representa a obtenção de  $\vec{v}_\mu$  está ilustrado na Figura 18.

Figura 18 – Diagrama de blocos para obtenção de  $v_{\mu,\alpha\beta}$ .



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A partir das medições da tensão terminal do gerador, da corrente de estator e da corrente de rede, calcula-se as potências ativa e reativa de saída do gerador e injetadas na rede. Realiza-se então o cálculo conforme Equação (3.53) e (3.54) e obtém-se a potência média de referência do inversor. Porém, deve-se atentar ao limite de potência ( $S_{máx}$ ) que o inversor é capaz de fornecer. Isso pode ser levado em consideração através da aplicação de uma saturação estática com limites  $[-S_{máx}; +S_{máx}]$  na saída do sinal de potência de referência, obtendo-se uma potência de referência ( $P_{inv}^*$ ), que pode estar saturada, sendo assim

$$-S_{máx} \leq P_{inv}^* \leq +S_{máx}.$$

Procedimento análogo é realizado na potência reativa de referência, porém deve-se utilizar um saturador dinâmico com limites superior e inferior obtidos da seguinte forma

$$Q_{lim} = \sqrt{S_{máx}^2 - P_{inv}^{*2}}. \quad (4.1)$$

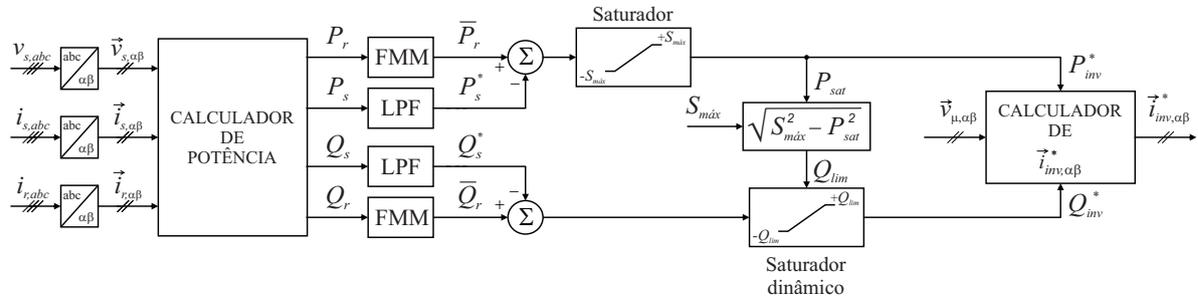
Logo,  $Q_{inv}^*$  estará sempre limitado a

$$-Q_{lim} \leq Q_{inv}^* \leq +Q_{lim}.$$

A importância de um saturador dinâmico para o cálculo da potência reativa se deve ao fato de que a prioridade é que o inversor forneça ou absorva o máximo de potência ativa durante a falta para minimizar a potência de aceleração, e reduzir o aumento do ângulo de carga. O fornecimento de reativo, para o caso em que a potência ativa do inversor não esteja saturada, ajuda a reduzir as correntes de estator da máquina e elevar a tensão no PCC durante o curto-circuito, já que a queda de tensão na reatância interna da máquina será menor.

Após a obtenção de  $\vec{v}_{\mu,\alpha\beta}$ ,  $P_{inv}^*$  e  $Q_{inv}^*$ , aplica-se a Equação (3.50) e obtém-se a corrente de referência do inversor em  $\alpha\beta$ . O diagrama de blocos que representa a obtenção de  $i_{inv,\alpha\beta}^*$  encontra-se ilustrado na Figura 19.

Figura 19 – Estratégia da geração de referência de corrente  $i_{inv}^*$  nos casos de falta.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

### 4.3 MODELO DA MALHA INTERNA DE CORRENTE

A modelagem da malha interna de corrente segue a abordagem realizada por (LIMONGI, 2006), onde utiliza-se a lei de Kirchhoff para as tensões e correntes no PCC, como ilustrado na Figura 20. Sendo a dinâmica de corrente na saída do inversor mais rápida que a dinâmica da malha de tensão, é conveniente desprezar a dinâmica de carga e descarga do capacitor do barramento CC e substituí-lo, na modelagem, por uma fonte de tensão constante. Dessa forma, analisando o circuito apresentado na Figura 20, pode-se encontrar 3 equações diferenciais no referencial abc

$$\begin{cases} v_{aN} = R_f i_{inv,a} + L_f \frac{d}{dt} i_{inv,a} + v_{sa} + V_{nN} \\ v_{bN} = R_f i_{inv,b} + L_f \frac{d}{dt} i_{inv,b} + v_{sb} + V_{nN} \\ v_{cN} = R_f i_{inv,c} + L_f \frac{d}{dt} i_{inv,c} + v_{sc} + V_{nN} \end{cases} \quad (4.2)$$

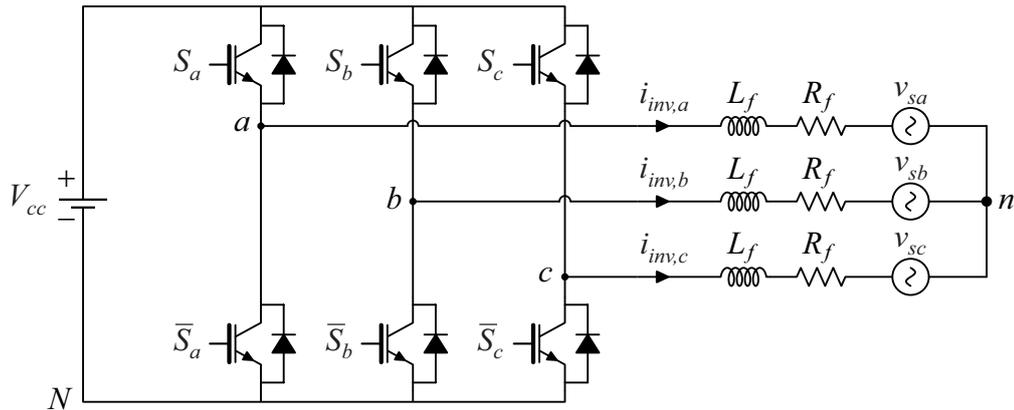
Somando as 3 equações e considerando que as tensões no PCC são equilibradas ( $v_{sa} + v_{sb} + v_{sc} = 0$ ) e que em um sistema a 3 fios não existe componente de corrente homopolar ( $i_{inv,a} + i_{inv,b} + i_{inv,c} = 0$ ), chega-se ao seguinte resultado

$$V_{nN} = \frac{1}{3}(v_{aN} + v_{bN} + v_{cN}). \quad (4.3)$$

Substituindo a Equação (4.3) na primeira equação do sistema em (4.2) e isolando  $\frac{d}{dt} i_{inv,a}$ , obtém-se a seguinte equação diferencial:

$$\frac{d}{dt} i_{inv,a} = -\frac{R_f}{L_f} i_{inv,a} + \frac{2}{3L_f} v_{aN} - \frac{1}{3L_f} v_{bN} - \frac{1}{3L_f} v_{cN} - \frac{1}{L_f} v_{sa}. \quad (4.4)$$

Figura 20 – Sistema utilizado para modelagem da malha de corrente.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Analogamente, é possível obter expressões que definem  $\frac{d}{dt}i_{inv,b}$  e  $\frac{d}{dt}i_{inv,c}$ . Arranjando as expressões em formato matricial, tem-se

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{inv,a} \\ i_{inv,b} \\ i_{inv,c} \end{bmatrix} = -\frac{R_f}{L_f} \begin{bmatrix} i_{inv,a} \\ i_{inv,b} \\ i_{inv,c} \end{bmatrix} + \frac{1}{3L_f} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix}. \quad (4.5)$$

A função de chaveamento  $c_k$ , onde  $k = a, b, c$  representa o braço do inversor, é definida por:

$$c_k = \begin{cases} 1 & \text{se a chave } S_k \text{ está fechada e } \bar{S}_k \text{ está aberta} \\ 0 & \text{se a chave } S_k \text{ está aberta e } \bar{S}_k \text{ está fechada} \end{cases} \quad (4.6)$$

Com isso, pode-se definir as tensões de polo  $v_{kN}$  em função do estado das chaves, sendo determinadas pelos sinais  $S_k$  e  $\bar{S}_k$ . Para isso, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix} = V_{cc} \begin{bmatrix} c_a(t) \\ c_b(t) \\ c_c(t) \end{bmatrix}. \quad (4.7)$$

A função de estado de chaveamento  $d_{kn}$  (do inglês "switching state function") é definida como

$$d_{kn} = c_k - \frac{1}{3}(c_a + c_b + c_c), \quad (4.8)$$

onde a sua representação matricial é dada por

$$\begin{bmatrix} d_{an} \\ d_{bn} \\ d_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_a \\ c_b \\ c_c \end{bmatrix}. \quad (4.9)$$

Substituindo (4.7) e (4.9) em (4.5), tem-se a seguinte equação matricial:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{inv,a} \\ i_{inv,b} \\ i_{inv,c} \end{bmatrix} = -\frac{R_f}{L_f} \begin{bmatrix} i_{inv,a} \\ i_{inv,b} \\ i_{inv,c} \end{bmatrix} + \frac{V_{cc}}{L_f} \begin{bmatrix} d_{an} \\ d_{bn} \\ d_{cn} \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} v_{sa} \\ v_{sb} \\ v_{sc} \end{bmatrix}. \quad (4.10)$$

É possível escrever o modelo calculado em (4.10) no referencial  $\alpha\beta 0$ . Em sistemas que não apresentam componentes homopolares, a abordagem no modelo  $\alpha\beta 0$  possibilita o projeto de controladores no domínio vetorial (NETO, 2018). Aplicando a transformada de Clarke em ambos os lados da Equação (4.10), obtém-se

$$[T_{\alpha\beta 0}] \frac{d}{dt} [i_{inv(abc)}] = -\frac{R_f}{L_f} [T_{\alpha\beta 0}] [i_{inv(abc)}] + \frac{V_{cc}}{L_f} [T_{\alpha\beta 0}] [d_{(abc)}] - \frac{1}{L_f} [T_{\alpha\beta 0}] [v_{(abc)}]. \quad (4.11)$$

Considerando que o sistema não possui componentes homopolares e sabendo que  $[T_{\alpha\beta 0}] \frac{d}{dt} [i_{inv(abc)}] = \frac{d}{dt} [T_{\alpha\beta 0}] [i_{inv(abc)}]$ , pode-se representar o modelo em  $\alpha\beta$  por

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{inv,\alpha} \\ i_{inv,\beta} \end{bmatrix} = -\frac{R_f}{L_f} \begin{bmatrix} i_{inv,\alpha} \\ i_{inv,\beta} \end{bmatrix} + \frac{V_{cc}}{L_f} \begin{bmatrix} d_\alpha \\ d_\beta \end{bmatrix} - \frac{1}{L_f} \begin{bmatrix} v_{s\alpha} \\ v_{s\beta} \end{bmatrix}, \quad (4.12)$$

possibilitando uma análise no domínio vetorial através da seguinte equação:

$$\frac{d}{dt} \vec{i}_{inv,\alpha\beta} = -\frac{R_f}{L_f} \vec{i}_{inv,\alpha\beta} + \frac{V_{cc}}{L_f} \vec{d}_{\alpha\beta} - \frac{1}{L_f} \vec{v}_{s\alpha\beta}. \quad (4.13)$$

Aplicando a transformada de Laplace na Equação (4.13) e isolando  $\vec{I}_{inv}(s)$ , obtém-se

$$\begin{aligned} \left( \frac{R_f}{L_f} + s \right) \vec{I}_{inv}(s) &= \frac{V_{cc}}{L_f} \vec{D}_{\alpha\beta}(s) - \frac{1}{L_f} \vec{V}_s(s), \\ \vec{I}_{inv}(s) &= \frac{\frac{V_{cc}}{L_f}}{\left( \frac{R_f}{L_f} + s \right)} \vec{D}_{\alpha\beta}(s) - \frac{\frac{1}{L_f}}{\left( \frac{R_f}{L_f} + s \right)} \vec{V}_s(s). \end{aligned} \quad (4.14)$$

Escrevendo a Equação (4.14) de forma simplificada

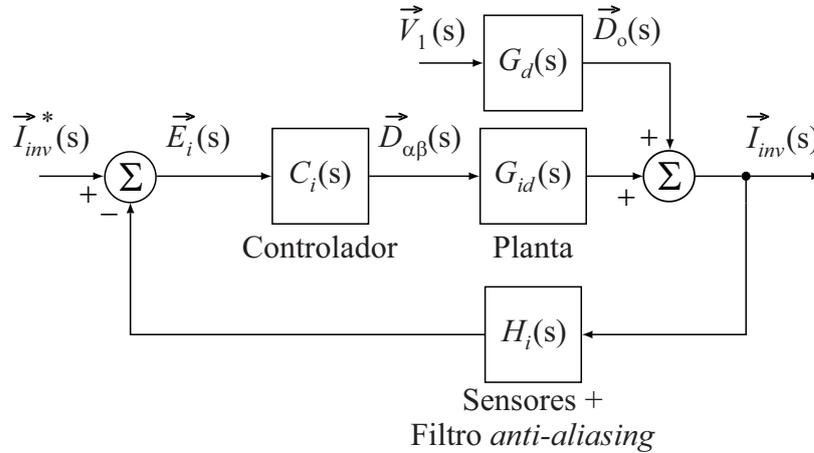
$$\vec{I}_{inv}(s) = G_{id}(s) \cdot \vec{D}_{\alpha\beta}(s) + G_d(s) \cdot \vec{V}_s(s), \quad (4.15)$$

em que

$$G_{id}(s) = -V_{cc} \cdot G_d(s) = \frac{\frac{V_{cc}}{R_f}}{1 + \frac{L_f}{R_f} s}. \quad (4.16)$$

Para o projeto do controlador proposto, a função de transferência  $\vec{I}_{inv}(s)/\vec{V}_1(s)$  é observada como um distúrbio na saída e  $\vec{I}_{inv}(s)/\vec{D}_{\alpha\beta}(s)$  como a planta  $G_{id}(s)$  do sistema, conforme observado na Figura 21 (NETO, 2018).

Figura 21 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle da malha de corrente.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Uma outra abordagem para simplificação da Equação (4.5) é apresentada logo abaixo, de modo a complementar a utilização de PWM regular trifásico simétrico. A tensão fase-neutro da rede ( $v_{an}$ ,  $v_{bn}$  e  $v_{cn}$ ) é avaliada em função das tensões de polo do inversor ( $v_{aN}$ ,  $v_{bN}$  e  $v_{cN}$ ), obtendo-se

$$\begin{bmatrix} v_{an} \\ v_{bn} \\ v_{cn} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \underbrace{\begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}}_P \begin{bmatrix} v_{aN} \\ v_{bN} \\ v_{cN} \end{bmatrix}. \quad (4.17)$$

A matriz  $P$  da Equação (4.17) é singular, implicando em várias soluções para o sistema (NETO, 2018). Um conjunto de soluções pode ser obtido ao considerar que as tensões de polo do inversor possuem uma componente de modo diferencial ( $v_{MDk}$ ) e uma componente de modo comum ( $v_{MC}$ ), ou seja:

$$v_{kN} = v_{MDk} + v_{MC}, \quad \text{para } k = a, b, c. \quad (4.18)$$

Substituindo (4.18) em (4.17), as componentes de modo comum são canceladas, obtendo-se

$$\begin{cases} v_{an} = \frac{2}{3}v_{MDa} - \frac{1}{3}v_{MDb} - \frac{1}{3}v_{MDC} \\ v_{bn} = -\frac{1}{3}v_{MDa} + \frac{2}{3}v_{MDb} - \frac{1}{3}v_{MDC} \\ v_{cn} = -\frac{1}{3}v_{MDa} - \frac{1}{3}v_{MDb} + \frac{2}{3}v_{MDC} \end{cases}. \quad (4.19)$$

Sabendo-se que  $v_{MDa} + v_{MDb} + v_{MDC} = 0$ , a Equação (4.19) pode ser manipulada de forma a obter-se  $v_{an} = v_{MDa}$ ,  $v_{bn} = v_{MDb}$  e  $v_{cn} = v_{MDC}$ . Tem-se ainda que, ao considerar valores médios,

$$\bar{v}_{kN} = V_{cc} \cdot d_k, \quad \text{para } k = a, b, c, \quad (4.20)$$

onde  $d_k$  representa a razão cíclica da chave  $S_k$ . Utilizando as Equações (4.18) e (4.20), chega-se à seguinte expressão

$$\bar{v}_{kN} = V_{cc} \cdot d_k = \bar{v}_{MDk} + \bar{v}_{MC} = \bar{v}_{kn} + \bar{v}_{nN}, \quad \text{para } k = a, b, c. \quad (4.21)$$

Isolando-se  $d_k$  da Equação (4.21), a expressão que calcula a razão cíclica é dada por

$$d_k = \frac{\bar{v}_{kn}}{V_{cc}} + \frac{\bar{v}_{nN}}{V_{cc}} = d_{kn} + \frac{\bar{v}_{nN}}{V_{cc}}, \quad \text{para } k = a, b, c. \quad (4.22)$$

Para os valores médios de  $v_{an}$ ,  $v_{bn}$  e  $v_{cn}$  na Equação (4.17), utilizando-se a Equação (4.22), obtém-se a seguinte análise

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{an} \\ \bar{v}_{bn} \\ \bar{v}_{cn} \end{bmatrix} = \frac{V_{cc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_a \\ d_b \\ d_c \end{bmatrix} = \frac{V_{cc}}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} d_{an} + \frac{\bar{v}_{nN}}{V_{cc}} \\ d_{bn} + \frac{\bar{v}_{nN}}{V_{cc}} \\ d_{cn} + \frac{\bar{v}_{nN}}{V_{cc}} \end{bmatrix}. \quad (4.23)$$

A Equação (4.23) tem infinitas soluções. Porém, impondo a condição de razões cíclicas iguais para os vetores nulos, obtém-se solução única, dada por:

$$\begin{bmatrix} \bar{v}_{an} \\ \bar{v}_{bn} \\ \bar{v}_{cn} \end{bmatrix} = V_{cc} \begin{bmatrix} d_{an} \\ d_{bn} \\ d_{cn} \end{bmatrix}. \quad (4.24)$$

Uma abordagem de modulação, conhecida como SVPWM (*space-vector pulse width modulation*) como apresentada em (BROECK; SKUDELNY; STANKE, 1988), pode ser implementada através do PWM regular trifásico simétrico utilizando a equação:

$$d_k = d_{kn} + \left( \frac{d_{med}}{2} + \frac{1}{2} \right), \quad \text{para } k = a, b, c, \quad (4.25)$$

em que  $d_{med}$  é o valor intermediário entre  $d_{an}$ ,  $d_{bn}$  e  $d_{cn}$ .

#### 4.4 MODELO DA MALHA EXTERNA DE TENSÃO

Na topologia de inversor adotada, o capacitor  $C$  do barramento CC deve armazenar energia em situações de falta, pois a potência de transferência entre o gerador e a rede diminui e o inversor deve compensar essa diminuição absorvendo potência do PCC. Em situação normal, a energia do capacitor deve ser tal que mantenha a tensão do mesmo no valor pré-determinado.

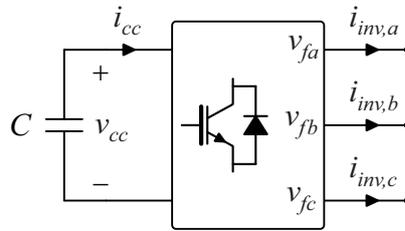
Em resumo, nas condições normais de operação da rede, a tensão do capacitor deve ser mantida em valor pré-determinado, ou seja, o controle do inversor deve atuar para controlar a tensão do barramento CC, isso faz com que a potência gerada pela fonte primária do inversor seja injetada na rede. Já nas condições anormais de operação (faltas, perda de carga, aberturas de

linhas, etc.) o controle deve atuar estritamente visando diminuir as oscilações de potência de saída do gerador. Com isso, o inversor poderá absorver e/ou fornecer energia ao sistema a fim de manter a potência média de saída do gerador próxima do valor medido previamente ao distúrbio.

As consequências dos efeitos de absorver potência ativa da rede, durante uma falta, eleva a tensão do barramento CC e, caso não seja controlada, pode levar a queima do inversor devido a uma sobre-tensão acima do permitido.

Para a modelagem da malha externa de tensão, ou seja, da resposta dinâmica da tensão no barramento CC em função das correntes de saída do inversor, conforme diagrama apresentado na Figura 22, são desprezadas as perdas no inversor. As potências de entrada e saída do inversor devem manter o equilíbrio para que a tensão média no capacitor seja constante em condições normais de operação do gerador.

Figura 22 – Sistema utilizado para modelagem da malha de tensão.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Fazendo uma análise do balanço de potência do inversor da Figura 22, obtém-se

$$P_{entrada} \cong P_{saída} \longrightarrow v_{cc}i_{cc} \cong v_{fa}i_{inv,a} + v_{fb}i_{inv,b} + v_{fc}i_{inv,c}. \quad (4.26)$$

A relação entre tensão e corrente no capacitor, sendo considerado positivo o sentido da corrente entrando no polo positivo do capacitor, é dada por

$$i_{cap} = C \frac{dv_{cc}}{dt}. \quad (4.27)$$

De acordo com o sentido da corrente no capacitor adotado (saindo do capacitor), tem-se que

$$i_{cc} = -i_{cap} = -C \frac{dv_{cc}}{dt}. \quad (4.28)$$

Substituindo (4.26) em (4.28), obtém-se

$$-v_{cc} \cdot C \frac{dv_{cc}}{dt} = v_{fa}i_{inv,a} + v_{fb}i_{inv,b} + v_{fc}i_{inv,c}. \quad (4.29)$$

Sendo  $v_{cc} \frac{dv_{cc}}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dv_{cc}^2}{dt}$ , por simplicidade, representa-se a dinâmica do quadrado da tensão no capacitor  $v_{cc}^2$  sendo utilizada para modelagem da planta da malha externa. Isso torna a equação

dinâmica da planta linear, conforme equação a seguir

$$-\frac{C}{2} \frac{dv_{cc}^2}{dt} = v_{fa} i_{inv,a} + v_{fb} i_{inv,b} + v_{fc} i_{inv,c}. \quad (4.30)$$

Representando a potência de saída do inversor pelo produto matricial do vetor tensão  $([v_{f(abc)}]^T)$  e vetor corrente  $([i_{inv(abc)}])$ , a Equação (4.30) pode ser reescrita como

$$-\frac{C}{2} \frac{dv_{cc}^2}{dt} = [v_{f(abc)}]^T \cdot [i_{inv(abc)}]. \quad (4.31)$$

Aplicando a Transformada de Clarke (Equação (3.8)) ao modelo em  $abc$  da Equação (4.31), obtém-se

$$-\frac{C}{2} \frac{dv_{cc}^2}{dt} = ([T_{\alpha\beta o}][v_{f(abc)}])^T \cdot ([T_{\alpha\beta o}][i_{inv(abc)}]), \quad (4.32)$$

simplificando,

$$-\frac{C}{2} \frac{dv_{cc}^2}{dt} = ([v_{f(abc)}])^T \cdot ([i_{inv(abc)}]). \quad (4.33)$$

Para um sistema sem componente homopolar, pode-se simplificar (4.33) por

$$\frac{dv_{cc}^2}{dt} = -\frac{2}{C} (v_{f\alpha} i_{inv,\alpha} + v_{f\beta} i_{inv,\beta}). \quad (4.34)$$

Torna-se interessante modelar a tensão do barramento CC em função da potência trifásica na saída do inversor, com isso a planta controlada apresenta um comportamento linear (NETO, 2018). Sendo assim, tem-se

$$\frac{dv_{cc}^2}{dt} = -\frac{2}{C} (v_{f\alpha} i_{inv,\alpha} + v_{f\beta} i_{inv,\beta}) = -\frac{2}{C} p_{3\phi}. \quad (4.35)$$

Aplicando a transformada de Laplace na Equação (4.35) e isolando  $V_{cc}^2(s)/P_{3\phi}(s)$ , obtém-se

$$G_{vp}(s) = \frac{V_{cc}^2(s)}{P_{3\phi}(s)} = -\frac{2}{Cs}. \quad (4.36)$$

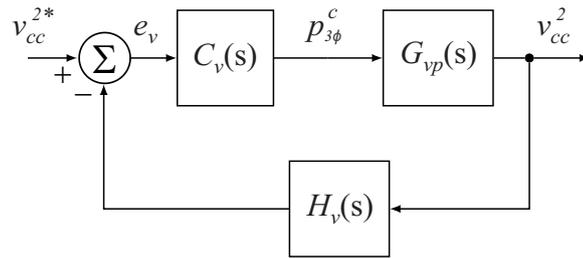
Na estrutura do sistema de controle, conforme ilustrado na Figura 17, considerou-se a função de transferência da malha externa  $G_{id}(s)$  como sendo a relação entre a tensão ao quadrado e a corrente, sendo assim, torna-se necessário realizar o seguinte produto interno

$$p_{3\phi}^c = \vec{i}_{inv} \cdot \vec{v}_1. \quad (4.37)$$

para que  $G_{vi}(s)$  seja substituído por  $G_{vp}(s)$ .

Considerando a resposta da malha de corrente muito mais rápida que a resposta da malha de tensão, obtém-se o diagrama de blocos do sistema de controle da malha de tensão simplificado conforme ilustrado na Figura 23.

Figura 23 – Diagrama de blocos simplificado do sistema de controle da malha de tensão.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

#### 4.5 CONTROLE DA CORRENTE DE SAÍDA

O controle de corrente deve ser capaz de fornecer correntes de sequência fundamental e componentes harmônicas de sequência positiva. Tendo em vista que as componentes harmônicas de ordem elevada tendem a ter amplitudes pequenas, optou-se, apenas, por incluir controladores em paralelo de modo a garantir erro nulo em regime permanente para as componentes de ordem  $h = 3, 5, 7$  e  $9$ .

Uma solução viável é a utilização de integradores generalizados de segunda ordem, ou SOGIs (*second-order generalized integrators*), os quais são implementados com baixo esforço computacional, embora outras estratégias também possam ser utilizadas (NETO, 2018).

A função de transferência do SOGI é definida por

$$C_{SOGI}^{(\pm\omega_0)} = \frac{2K_i s}{s^2 + \omega_0^2}. \quad (4.38)$$

Para um par de frequências  $\pm\omega_0$ , a ação ressonante desse integrador generalizado apresenta ganho infinito, garantindo, assim, erro nulo em regime permanente para referências de sinais senoidais com frequência  $\omega_0$  de sequência positiva e negativa.

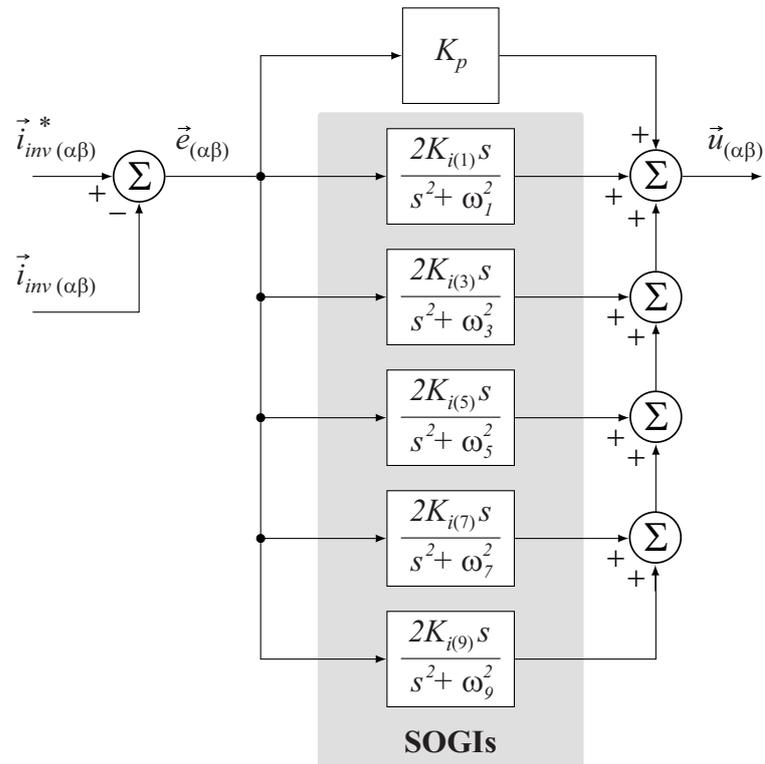
Essa estrutura é conhecida como integrador de sinais senoidais (*sinusoidal signal integrators* - SSI) e pode ser combinada com uma ação proporcional em paralelo, o que permite aumentar a estabilidade relativa do sistema no qual é aplicado. Esse controlador, denominado P-SSI, pode ser acrescido de mais estruturas SSI, com diferentes referências de frequência, e formar um controle seletivo em frequência (NETO, 2018), conforme diagrama de blocos ilustrado na Figura 24.

Sendo assim, a função de transferência do SSI (ou SOGI) pode ser definida por

$$C_{SOGI}^{(\pm\omega_h)} = \frac{2K_{i(h)} s}{s^2 + \omega_h^2}, \quad (4.39)$$

onde  $\omega_h$  é a frequência, em rad/s, para uma dada harmônica de ordem  $h$  em que se deseja sintonizar o integrador. Para  $h = 1$ ,  $\omega_1 = 2\pi \cdot 60$  rad/s é a frequência fundamental.

Figura 24 – Diagrama de blocos de controladores P-SSIs.



Fonte: Adaptado de (NETO, 2018).

O controlador é projetado considerando a planta  $G_{id}(s)$ , cujos parâmetros são exibidos na Tabela 1.

Tabela 1 – Parâmetros de projeto do controlador de corrente.

Parâmetros da Malha Interna			
$V_{cc}$	$L_f$	$R_f$	$1/T_s$
(V)	(mH)	(mΩ)	(kHz)
250	2,56	307,5	17,28

De acordo com a metodologia e procedimentos realizados em (NETO, 2018), obteve-se os seguintes valores para os ganhos  $K_p$  e  $K_{i(h)}$ :

$$\begin{aligned} K_p &= 0,0375; \\ K_{i(h)} &= 3,0. \end{aligned}$$

#### 4.6 CONTROLE DA TENSÃO DO BARRAMENTO CC

Se comparada à malha de controle das correntes, a regulação da tensão do capacitor é realizada de forma lenta. Sendo assim, a malha interna pode ser aproximada por  $1/H_i(s)$ , onde  $H_i(s)$  é a função transferência do sensor com filtro *anti-aliasing*.

Com a finalidade de reduzir o erro  $e_v$  da tensão do barramento CC, o controlador de tensão deve calcular a potência  $p_{3\phi}^*$  necessária à manutenção do nível de tensão no barramento. A partir do valor de  $p_{3\phi}^*$  obtém-se a corrente  $i_{inv}^*$ , necessária para manter a tensão no barramento CC constante e suprir perdas internas no inversor.

Considerando ganhos unitários dos sensores de correntes e filtro *anti-aliasing* da malha interna com banda de passagem elevada, tem-se que  $i_{inv,abc} = i_{inv,abc}^*$ .

A função de transferência do sensor de tensão com filtro *anti-aliasing* é dada por

$$H_v(s) = K_{Hv} \cdot \frac{\omega_{Hv}}{s + \omega_{Hv}}, \quad (4.40)$$

em que  $K_{Hv}$  é o ganho do sensor e  $\omega_{Hv}$  é a frequência de corte do filtro. Os parâmetros considerados no projeto do controlador de tensão estão exibidos na Tabela 2.

Tabela 2 – Parâmetros do projeto do controlador de tensão.

Parâmetros da Malha Externa			
$C$	$K_{Hv}$	$\omega_{Hv}$	$1/T_s$
(mF)	(V/V)	$\times 10^3$ (rad/s)	(kHz)
4,7	1	$2\pi 5,1$	17,28

Utiliza-se a estratégia de aproximação em frequência para projeto do controlador de tensão. É possível aplicar metodologias de projeto baseadas no diagrama de Bode a sistemas de tempo discreto por meio dessa técnica, sendo implementada conforme os passos mencionados a seguir

- 1) Discretiza-se a planta  $G_p(s) = G_{vp}(s)H_v(s)$  utilizando ZOH (*zero-order hold*);  $[G_p(s) \rightarrow G_p(z)]$
- 2) Converte-se a função de transferência  $G_p(z)$  para um domínio contínuo auxiliar  $\omega$  através do método de Tustin;  $[G_p(z) \rightarrow G_p(\omega)]$
- 3) Projeta-se o controlador  $C_v(\omega)$  no domínio  $\omega$  empregando o diagrama de Bode;
- 4) Discretiza-se o controlador utilizando novamente o método de Tustin.  $[C_v(\omega) \rightarrow C_v(z)]$

A Função de transferência da planta no domínio  $\omega$ , que resulta da aplicação das etapas descritas, é dada por

$$G_p(\omega) = \frac{0,002628\omega^2 + 219,5\omega - 1,073 \cdot 10^7}{\omega^2 + 2,52 \cdot 10^4\omega + 4,835 \cdot 10^{-8}}. \quad (4.41)$$

Observa-se que  $G_p(\omega)$  apresenta um polo em  $\omega \approx 0$ , porém, ao considerar um inversor real, esse polo se distancia ainda mais da origem ao considerar as perdas do inversor. Sendo assim, visto que a tensão do barramento CC deve ser constante e que a planta  $G_p(\omega)$  não possui

polo na origem, é possível utilizar um controlador proporcional-integral (PI) e obter erro nulo em regime permanente para o controle de tensão do barramento CC.

Para que a dinâmica do controle das correntes não seja comprometida pela regulação do barramento CC, o controlador PI de tensão deve ser sintonizado de modo que sua frequência de cruzamento por 0 dB ( $f_{cv}$ ) satisfaça a seguinte relação:

$$f_{cv} < f_{ci}/10,$$

em que  $f_{ci}$  representa a frequência de cruzamento por 0 dB da malha interna de corrente.

Para  $f_{ci} \approx 1,9$  kHz, tem-se que  $f_{cv} \approx 190$  Hz. Entretanto, durante a obtenção dos resultados experimentais verificou-se a presença de um distúrbio de medição com frequência  $f_d = 60$  Hz. O efeito causado pelo distúrbio pode ser atenuado ao fazer

$$f_{cv} < f_d/10 \longrightarrow f_{cv} < 6 \text{ Hz}, \quad (4.42)$$

o que é equivalente a dizer  $|C_v(j\omega_d)C_{vp}(j\omega_d)H_v(C_v(j\omega_d))| \ll 1$ , para  $\omega_d = 2\pi f_d$ . Para que a margem de fase não seja afetada pelo PI, o zero real do controlador é alocado em  $s = -2\pi f_z$ , em que  $f_z$  representa a frequência em Hz onde o zero é posicionado. Sendo assim,  $f_z$  deve ser calculado por

$$f_z \approx f_{cv}/10. \quad (4.43)$$

Após a realização do procedimento descrito anteriormente, o ganho do controlador é sintonizado a fim de obter a frequência de cruzamento desejada, que resulta na seguinte função de transferência:

$$C_v(\omega) = 0,074301 \frac{\omega + 3,14}{\omega}. \quad (4.44)$$

Sendo assim, os ganhos utilizados para o controlador discreto (obtido pelo método de Tustin) são

$$\begin{aligned} K_{pv} &= 0,0743; \\ K_{iv} &= 2 \cdot 10^{-5}. \end{aligned}$$

O sistema compensado apresenta os seguintes dados de resposta:

Tabela 3 – Parâmetros de resposta do controlador de tensão.

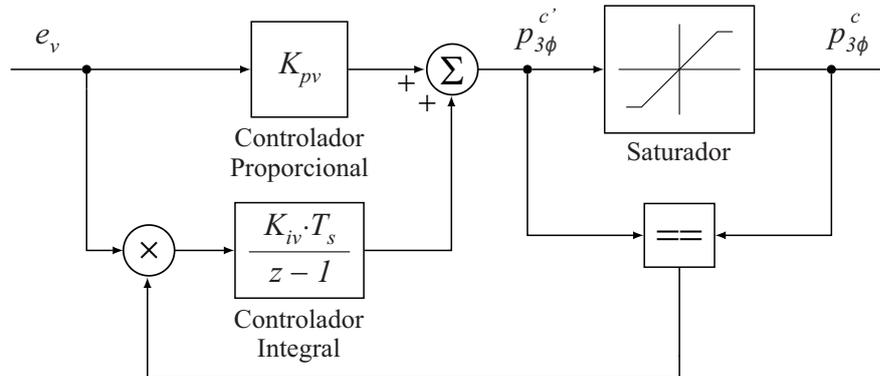
Parâmetros de Resposta do Sistema			
$MG$	$MF$	$f_{cv}$	$f_z$
(dB)	(Graus)	(Hz)	(Hz)
63,8	84,2	5,06	0,5

onde, MG é a margem de ganho e MF a margem de fase.

Visto que o controlador PI apresenta ganho infinito para componente CC, o critério para se obter uma baixa sensibilidade paramétrica a variações da capacitância é atendido, em consequência disso  $|C_v(j0)C_{vp}(j0)H_v(C_v(j0))| \gg 1$ .

Por fim, aplica-se à saída do controlador PI um saturador com ação *anti-windup*, que possibilita ao projetista escolher a máxima variação de potência que o inversor deve compensar para garantir a tensão no barramento CC. O diagrama de blocos do controlador de tensão está ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Estrutura do controlador da malha externa. Controlador PI com ação *anti-windup*.



Fonte: Adaptado de (NETO, 2018).

#### 4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se a modelagem e controle do inversor de frequência. Optou-se por utilizar uma estrutura de controle composta por uma malha interna de corrente, responsável por sintetizar as correntes geradas pelo inversor, e uma malha externa de tensão, que tem como objetivo regular a tensão do barramento CC. Além disso, implementou-se um bloco gerador de referência para fazer o inversor atuar de forma a minimizar as oscilações de potência da máquina síncrona durante um distúrbio na rede elétrica.

As plantas desse sistema foram modeladas e validadas adequadamente pelo autor. A estratégia de controle da malha interna de corrente e da malha externa de tensão foi selecionada com base no estudo de (NETO, 2018). A estratégia utilizada na geração de referência é dada com base na análise realizada no Capítulo 3.

## 5 RESULTADOS

Neste capítulo, são apresentados resultados experimentais do protótipo construído e também de simulações obtidas para o controle do inversor de interface na ocorrência de uma falta na rede elétrica. Com esses resultados, busca-se comprovar experimentalmente o desempenho do controle do inversor para o modo de operação em falta, conforme a teoria apresentada no Capítulo 3 e a estratégia de controle apresentada no Capítulo 4.

### 5.1 DESCRIÇÃO DA MONTAGEM DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Este trabalho objetiva analisar a estabilidade de um gerador síncrono conectado a uma rede elétrica quando submetido a um curto-circuito na rede entre o gerador e o barramento infinito. Porém, como a rede elétrica possui potência de curto-circuito considerável, aplicar um curto circuito nos terminais do gerador síncrono em conexão com a rede elétrica do laboratório pode causar severos danos às instalações elétricas e a máquina com o surgimento de correntes elevadas de curto-circuito. Uma alternativa às limitações existentes é impor ao gerador, de forma menos agressiva, os mesmos efeitos que teriam lhe acometido caso estivesse submetido a um curto-circuito.

Os principais efeitos que uma falta na rede elétrica pode provocar no gerador a ela conectado são:

- 1) Queda na potência ativa entregue pelo gerador ao sistema elétrico: imediatamente o gerador começa a acelerar, surgindo oscilações na frequência do sistema e aumento do ângulo de carga  $\delta$ .
- 2) Aumento considerável da potência reativa entregue pelo gerador ao sistema elétrico, ocasionando o surgimento de altas correntes de curto-circuito devido à baixa impedância indutiva de falta.

Uma alternativa à aplicação de uma falta na rede elétrica foi adotada neste trabalho com o intuito de minimizar os riscos mencionados. Procurou-se elaborar um experimento de modo que o gerador e o inversor fossem submetidos a condições semelhantes às provocadas por uma falta na rede, sem no entanto absorver da rede elevadas correntes de curto-circuito. Para tanto, as ações adotadas foram:

- 1) Abertura de uma chave contatora entre o gerador e a rede elétrica.

Com isso, a potência de transferência entre o gerador e a rede cai a um valor próximo de zero, como no caso de um curto-circuito trifásico próximo ao gerador.

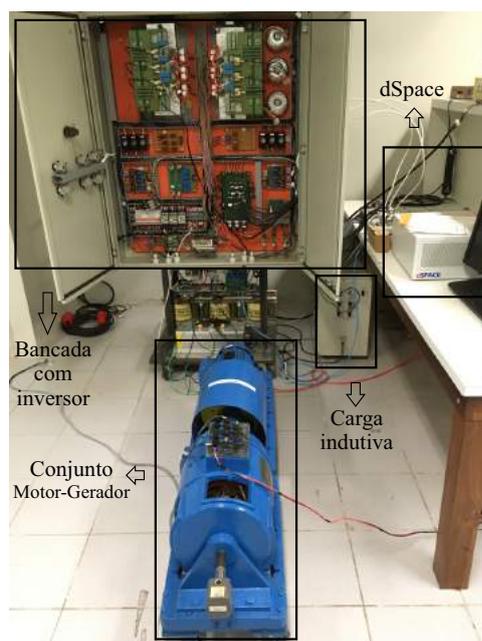
2) Conexão de uma carga indutiva de baixa impedância aos terminais do gerador.

Neste caso, a potência reativa de saída do gerador, durante a perturbação, é elevada e passam a surgir correntes com características semelhantes às de curto-circuito.

A bancada utilizada para a realização do experimento e o gerador elétrico (gerador síncrono acoplado à máquina primária) estão ilustrados na Figura 26, onde é possível observar alguns equipamentos utilizados no experimento. São eles:

- Bancada com inversor: neste quadro elétrico se encontram o inversor, os sensores de medição das tensões e correntes e as chaves de conexão entre o gerador e a rede elétrica.
- Carga indutiva: a carga indutiva trifásica com  $L_c = 128$  mH por fase, utilizada no momento da aplicação do distúrbio para se assemelhar a uma falta.
- dSPACE: um *hardware* que serve para processar as grandezas mensuradas (tensões e correntes), efetuar o controle e comandar as chaves do inversor.
- Gerador Elétrico: conjunto motor-gerador acoplado por meio de um disco de inércia. O motor de indução funciona como uma máquina primária de torque constante. O disco de inércia é instalado para que a inércia do conjunto se assemelhe a de um gerador de médio porte. Para controlar o motor de indução, utilizou-se um inversor de frequência comercial, parametrizado para impor uma velocidade superior à síncrona, mas com torque máximo limitado. Porém, o torque exercido pela máquina síncrona impede que a velocidade aumente.

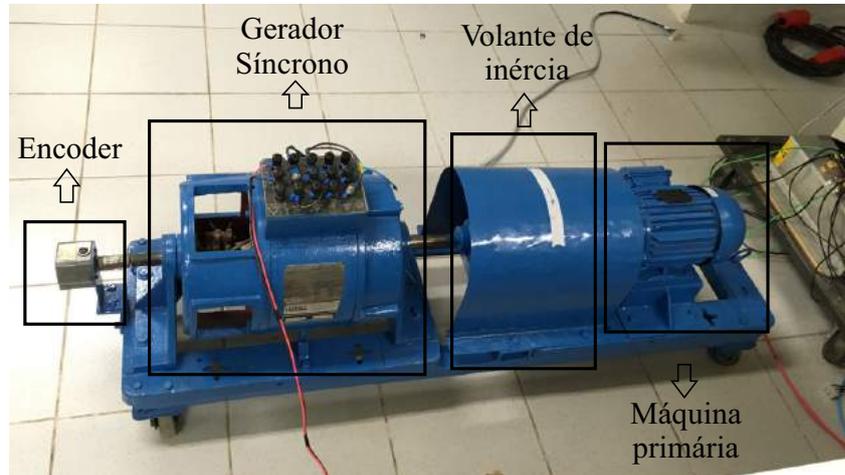
Figura 26 – Bancada experimental utilizada.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Na Figura 27, observa-se com mais detalhes o conjunto motor-gerador utilizado no experimento. O encoder acoplado ao eixo da máquina possibilita medir a velocidade de rotação do gerador.

Figura 27 – Conjunto motor-gerador utilizado no experimento.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

O gerador síncrono possui ligação em delta, pois optou-se por trabalhar com o menor nível de tensão do mesmo para que os valores das correntes de estator e da rede fossem mais elevadas, aumentando a robustez à ruídos na medição. Os parâmetros do gerador utilizado na montagem estão ilustrados na Tabela 4.

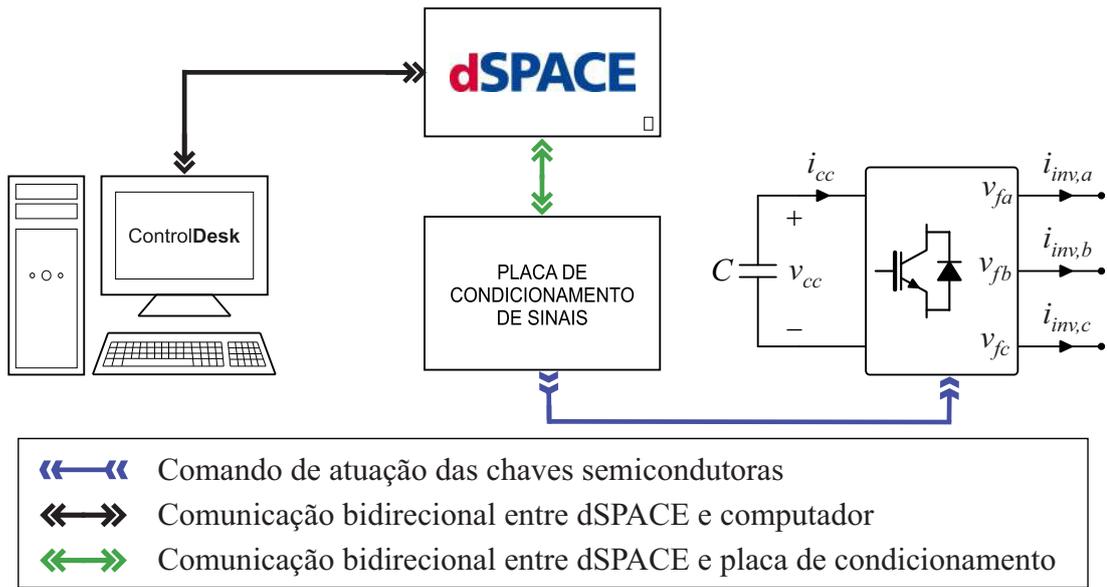
Tabela 4 – Dados de Placa do Gerador Síncrono

GERADOR SÍNCRONO			
$V_{LIG,FF}$	133 V	$I_{NOM}$	5.8 A
$kVA$	2	$FASES$	3
$FP$	0.8	$Hz$	60
$I_{CAMPO}$	0.6 A	$RPM$	1800

Na bancada com o inversor, os dados de medição dos sensores são enviados à placa de condicionamento de sinais, como ilustrado na Figura 28, que pré-processa a informação analógica e a envia para o dSPACE.

A estratégia de controle é implementada em Simulink e gravada no dSPACE, que processa as variáveis medidas e calcula a ação de controle. Finalmente, as chaves semicondutoras do inversor trifásico são atuadas de acordo com essa ação de controle. Em condições normais de operação, o inversor mantém a tensão no barramento CC no valor nominal. Na ocorrência de uma falta, o inversor atua de modo melhorar a estabilidade do gerador.

Figura 28 – Resumo da bancada do inversor.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

## 5.2 CAPACIDADE DE ABSORÇÃO DE ENERGIA DO BARRAMENTO CC

A Tabela 5 informa os dados nominais do inversor utilizado no experimento.

Tabela 5 – Parâmetros do inversor de frequência.

Parâmetros			
$C$ (mF)	$V_{nom}$ (V)	$V_{máx}$ (V)	$S_{nom}$ (kVA)
4,7	250	600	2,0

Com os dados nominais do inversor é possível obter o tempo crítico  $T_{crit}$ , no qual o inversor pode armazenar energia a uma determinada potência sem exceder o limite de tensão máxima. Para isso, tem-se como base a seguinte equação da energia armazenada em um capacitor

$$E_{cap} = \frac{CV_{cc}^2}{2}. \quad (5.1)$$

A variação da energia pode ser obtida conhecendo-se os valores de tensão inicial  $V_{cc,i}$  e final  $V_{cc,f}$  no capacitor, pela seguinte equação

$$\Delta E_{cap} = \frac{C}{2} (V_{cc,f}^2 - V_{cc,i}^2). \quad (5.2)$$

Para um determinado consumo de potência ativa média em um determinado intervalo de tempo  $\Delta t$ ,  $\Delta E_{cap}$  também pode ser definida como

$$\Delta E_{cap} = P_{méd} \Delta t. \quad (5.3)$$

Conhecendo-se também o valor de  $P_{méd}$ , pode-se obter o tempo necessário para que a tensão no capacitor varie de um valor inicial  $V_{cc,i}$  a um valor final  $V_{cc,f}$  pré determinados. Esse tempo é obtido ao se realizar manipulações matemáticas nas Equações (5.2) e (5.3), obtendo-se então

$$\Delta t = \frac{C}{2P_{méd}} (V_{cc,f}^2 - V_{cc,i}^2). \quad (5.4)$$

Utilizando os parâmetros do inversor da Tabela 5, considerando que o inversor esteja submetido a um consumo de potência ativa média  $P_{méd} = S_{nom}$ , obtém-se o seguinte tempo crítico

$$T_{crit} = \Delta t_{máx} = \frac{4,7 \cdot 10^{-3}}{2 * 2.10^3} \cdot (600^2 - 250^2) \simeq 350 \text{ ms}. \quad (5.5)$$

Nos resultados experimentais, realizados em laboratório, a potência de operação do sistema era de aproximadamente 1330 W. Pode-se encontrar, então, o tempo crítico  $T_{crit}$  no qual o inversor pode absorver potência sem que exceda o seu limite nominal de tensão para  $P_{méd} = 1330 \text{ W}$ ,  $V_{c,i} = 250 \text{ V}$ ,  $V_{c,f} = 600 \text{ V}$  e  $C = 4,7 \text{ mF}$ , obtendo-se então

$$T_{crit} = \Delta t_{máx} = \frac{4,7 \cdot 10^{-3}}{2 * 1330} \cdot (600^2 - 250^2) \simeq 525,6 \text{ ms}. \quad (5.6)$$

Tem-se então que, para o sistema em análise, o inversor poderia manter a potência média nos terminais do gerador submetido a uma curto-circuito trifásico na rede elétrica por um tempo de aproximadamente 525,6 ms sem exceder a tensão máxima do barramento CC.

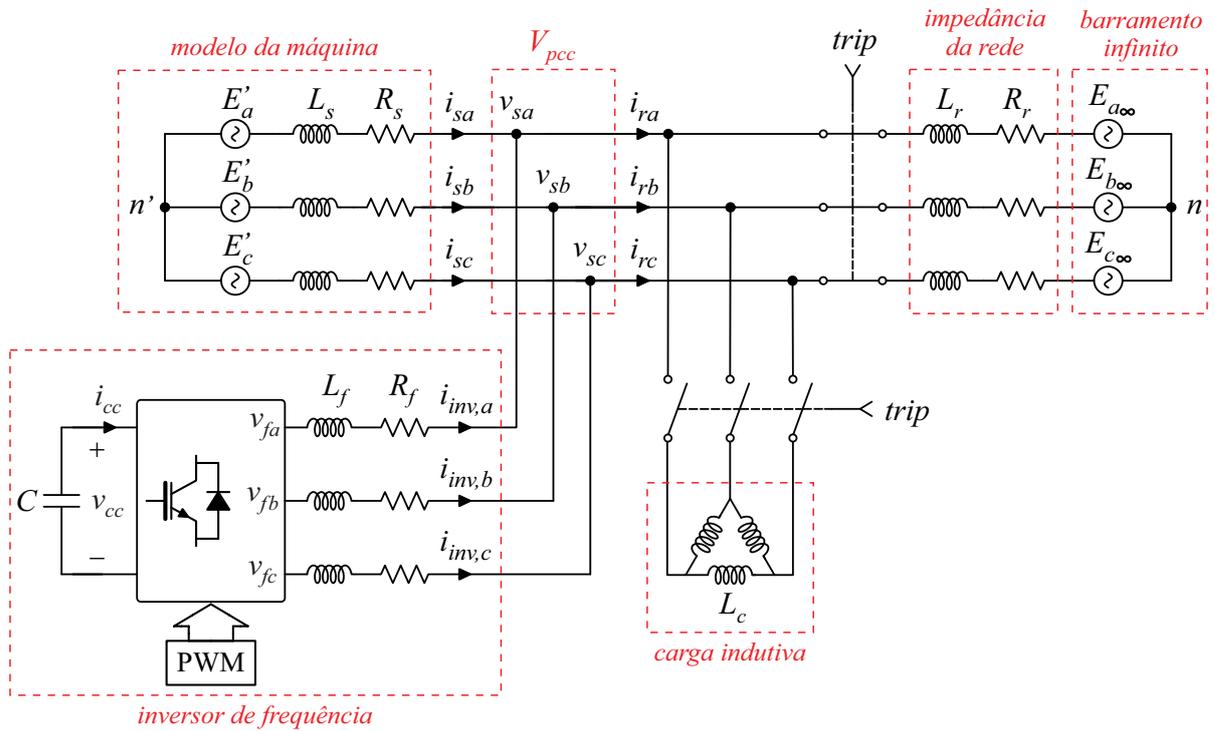
### 5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA FALTAS TRIFÁSICAS

As Figuras 29 e 30 ilustram o diagrama elétrico da montagem experimental, no qual o sinal de *trip* (sinal enviado pelo controle para comando de abertura de uma chave) serve para abrir a chave contatora entre o gerador e a rede bem como inserir uma carga indutiva de baixa impedância (não menor que os valores típicos de impedância de curto-circuito franco) para simular uma falta trifásica.

O comando para o sinal *trip* (valor booleano 0 ou 1) é realizado de forma manual através do ControlDesk ao dSPACE, que processa as variáveis do sistema e gera um sinal de comando para abertura da chave contatora. Nas simulações realizadas neste trabalho, o controle atua de forma automática, pois o mesmo detecta uma falta e gera um comando interno para que o inversor trabalhe no modo de operação em falta.

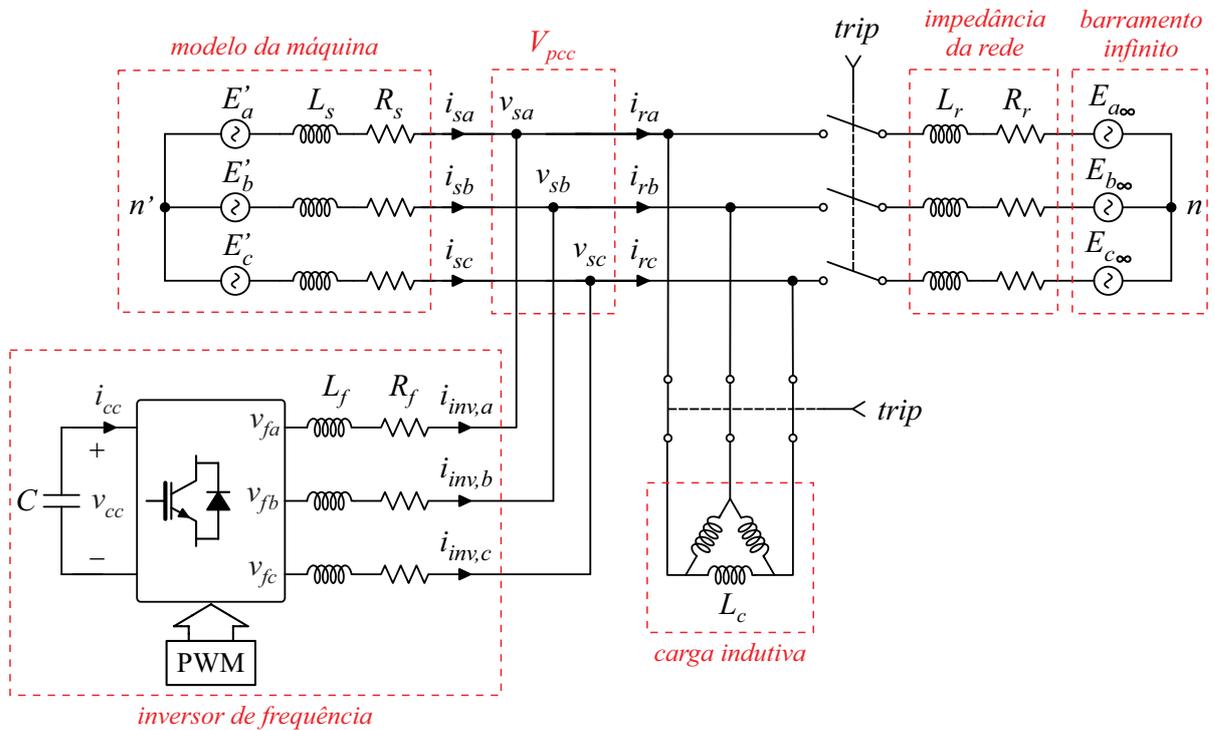
Na Figura 29, o sinal de *trip* encontra-se no estado **off** (desligado), no qual o sistema se encontra em operação normal. Já na Figura 30, o sinal de *trip* encontra-se no estado **on** (ligado). Nesse caso, o gerador síncrono sofre os mesmos efeitos quando submetido a um curto-circuito em um caso real, exceto pelo fato de que a impedância da carga indutiva não é tão pequena se comparada aos valores típicos de uma falta trifásica.

Figura 29 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta trifásica - *trip* = off.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 30 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta trifásica - *trip* = on.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Obteve-se resultados experimentais sob diferentes condições de operação para uma falta trifásica, são eles:

**Caso 1:** Realizou-se a abertura da chave contatora, por meio do sinal de *trip*, entre o gerador e a rede. No mesmo instante, conectou-se a carga indutiva aos terminais do gerador. Durante o período em falta, não houve atuação do controle do inversor.

**Caso 2:** Realizou-se procedimento análogo ao caso 1, porém houve atuação do controle do inversor para que a potência média de saída do gerador esteja próxima a de pré-falta. Nesse caso, o inversor, além de potência ativa, também entrega potência reativa.

**Caso 3:** Realizou-se procedimento análogo ao caso 2, porém nesta situação o inversor não entrega potência reativa.

Nas próximas subseções, estão ilustrados em gráficos os resultados experimentais obtidos.

### 5.3.1 Resultados Experimentais - Caso 1

No caso 1, é aplicado um sinal de *trip*, com duração de  $T_{trip} = 100$  ms, à bobina do contator. Os contatos NF (normalmente fechado), posicionados entre o gerador e a rede, abrem, enquanto os contatos NA (normalmente aberto), inserindo a carga indutiva, fecham durante o período de atuação do sinal de *trip*. Na Tabela 6, encontram-se as condições de operação pré-falta observadas neste experimento.

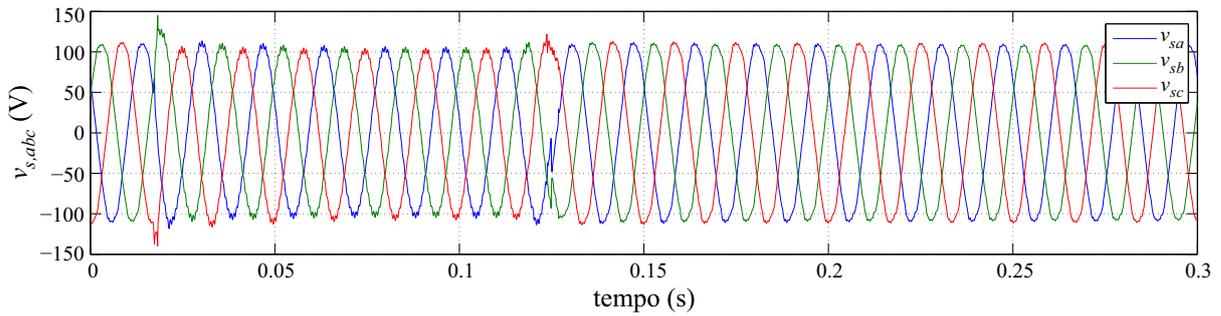
Tabela 6 – Condições de operação pré-falta - Caso 1.

Parâmetro de operação		
$V_{pcc}$	$P_s$	$Q_s$
(V)	(W)	(var)
130	1342	-116,4

As Figuras 31 a 34 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $v_{dc}$ ,  $i_{s,abc}$  e  $\omega$  mensuradas durante e logo após a aplicação da falta para o caso 1, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador calculados a partir das grandezas mensuradas. A tensão nos terminais do estator é equivalente à tensão no PCC ( $v_{s,abc} = v_{pcc,abc}$ ). O sinal de *trip* (simulação de uma falta trifásica) é aplicado no instante de tempo  $t = 20$  ms e o período de análise para as figuras mencionadas é de  $T_{análise} = 300$  ms.

O gráfico da Figura 31 ilustra as tensões terminais do gerador no período de análise, onde observa-se uma leve queda da tensão do gerador durante a falta. Em casos reais, essa queda tende a ser mais acentuada, pois as correntes de curto-circuito nos enrolamentos do estator são mais elevadas, ocasionando uma queda de tensão ainda maior na reatância interna dos enrolamentos do estator da máquina.

Figura 31 – Comportamento da tensão nos terminais do estator - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

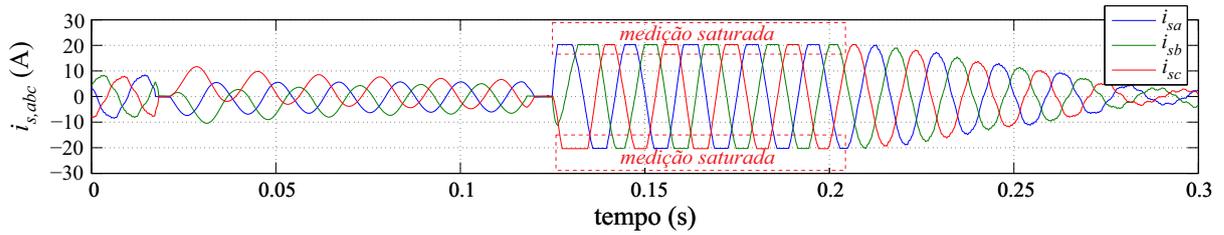
As correntes de estator estão ilustradas na Figura 32. Durante o período transitório, observam-se correntes elevadas com componentes CC amortecidas, que é característica de um curto-circuito. Ao final do defeito e reconexão com a rede elétrica, as correntes de estator são elevadas. Isso se deve ao fato da máquina ter acelerado, tendo o ângulo de carga  $\delta$  um valor maior do que o valor de pré-falta, pois, conforme Equação (2.21), a potência de transferência entre o gerador e a rede agora é maior. Na região de medição saturada, não foi possível medir os valores de pico das correntes do gerador devido à saturação dos sensores de efeito Hall ( $i_{max} = 20$  A). A não obtenção dos valores corretos de corrente devido à saturação dos sensores acarreta numa região de medição não exata das potências ativa e reativa.

Observa-se na Figura 33 que, no momento da aplicação da falta, a potência ativa do gerador cai a um valor próximo de zero instantaneamente e a potência reativa se eleva consideravelmente, efeitos tais que são típicos de um curto-circuito. A queda da potência ativa provoca uma aceleração no rotor da máquina síncrona, pois os reguladores de torque mecânico são lentos e mantém o torque primário praticamente constante durante um distúrbio de curta duração.

A Figura 34 ilustra a velocidade angular do rotor medida de forma indireta pela frequência do sinal de tensão mensurado, o que fez apresentar um nível de ruído considerável. Observa-se, no início da falta, um rápido aumento na velocidade da máquina em decorrência da queda súbita da potência elétrica do gerador. Ao término da falta, em que o ângulo de carga é maior, retira-se o curto-circuito e reconecta-se o gerador e o inversor à rede elétrica, fazendo com que a potência de transferência entre o gerador e a rede torne-se maior do que o valor de pré-falta e ocasiona numa queda abrupta da velocidade do gerador, sendo recuperada pelo torque de aceleração imposto pela frequência da rede elétrica.

O inversor que aciona o motor de indução (máquina primária) está programado para impor velocidade correspondente a uma frequência de 65 Hz. Com isso, o conjugado é mantido saturado durante algum tempo, mas quando a velocidade atinge o valor limite o conjugado volta a cair. Esta limitação é necessária para evitar que a velocidade alcance valores elevados e que haja uma abertura do ângulo de carga ainda maior, tendo como consequência elevadas correntes no gerador após a eliminação do distúrbio e reconexão com a rede.

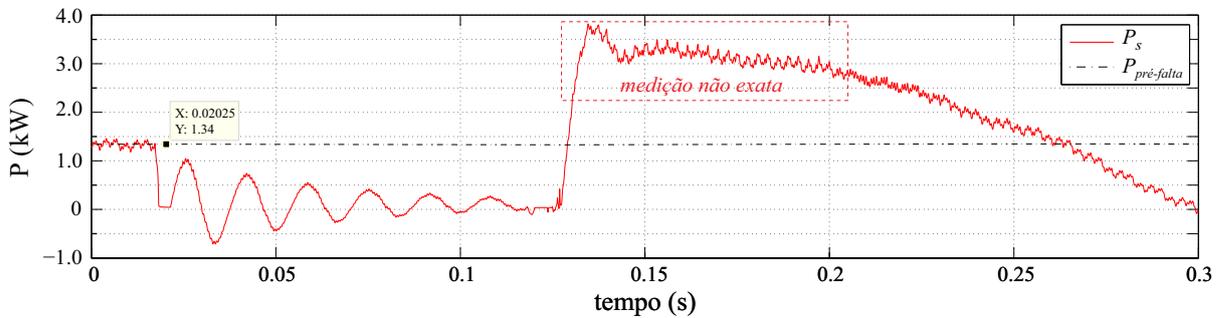
Figura 32 – Comportamento das correntes de estator - Caso 1.



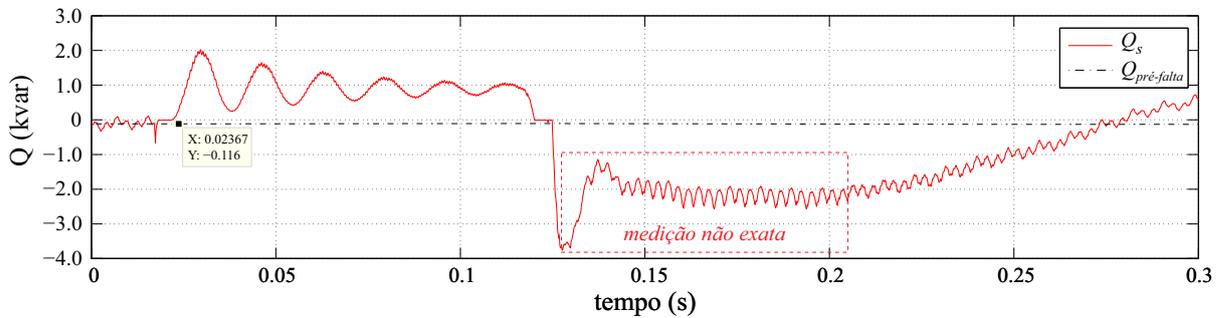
Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 33 – Potência ativa e reativa de saída do gerador - Caso 1.

(a) Comportamento da potência ativa.

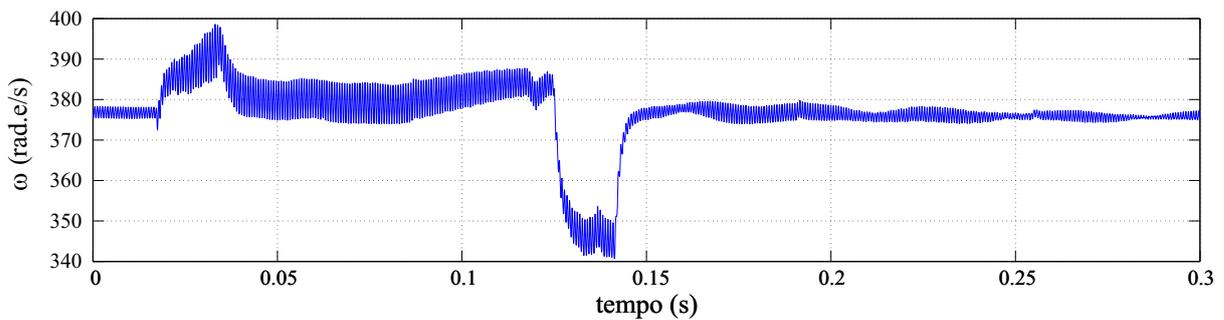


(b) Comportamento da potência reativa.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 34 – Velocidade angular do rotor - Caso 1.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

### 5.3.2 Resultados Experimentais - Caso 2

No caso 2, é aplicado um sinal de *trip* com duração  $T_{trip} = 200$  ms à bobina do contator. Os contatos NF, posicionados entre o gerador e a rede, abrem, enquanto os contatos NA, inserindo a carga indutiva, fecham durante o período de atuação do sinal de *trip*. Diferentemente do caso 1, tem-se agora a atuação do controle e operação do inversor que, em condições normais, mantém a tensão do barramento CC em 250 V e em condições de falta atua de forma a controlar a potência ativa e reativa média do gerador para que esteja próxima ao valor de pré-falta. As condições de pré-falta para este experimento se encontram na Tabela 7.

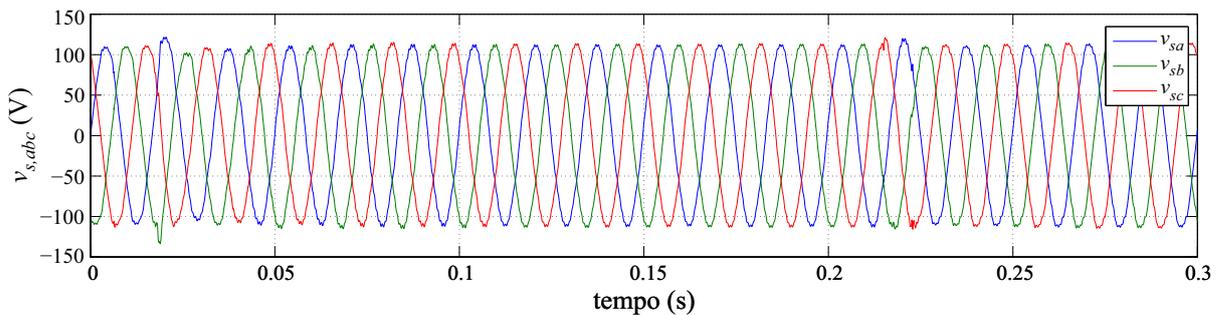
Tabela 7 – Condições de operação pré-falta - Caso 2.

Parâmetro de operação			
$V_{pcc}$	$V_{dc}$	$P_s$	$Q_s$
(V)	(V)	(W)	(var)
130	250	1331	-219,4

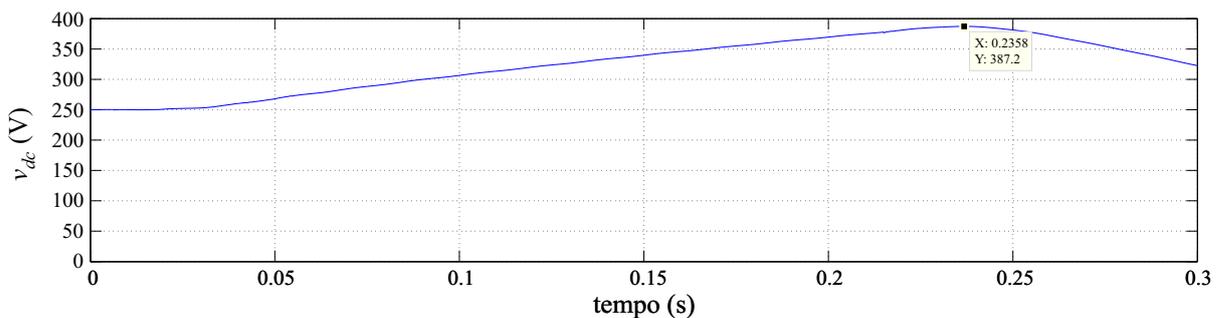
As Figuras 35 a 38 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $v_{dc}$ ,  $i_{s,abc}$  e  $\omega$  mensuradas durante e logo após a aplicação da falta para o caso 2, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador, inversor e da rede calculados a partir das grandezas mensuradas.

Figura 35 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 2.

(a) Tensão nos terminais do estator.



(b) Tensão no barramento CC.



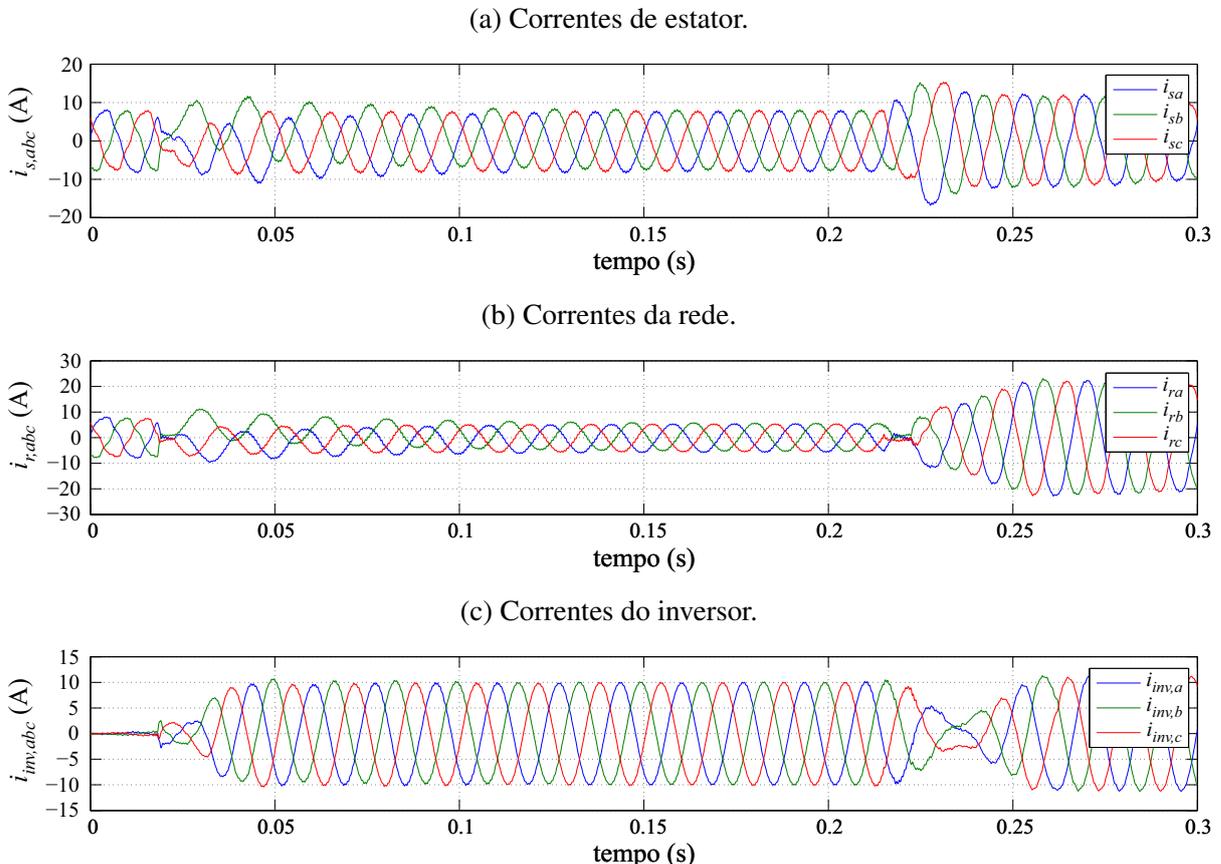
Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Observa-se na Figura 35a que a tensão nos terminais do estator, equivalentes à tensão no PCC, sofre uma pequena perturbação no instante da aplicação da falta e retorna rapidamente ao nível de pré-falta. Isso era de se esperar, já que o inversor alimenta o curto-circuito (carga indutiva de baixa impedância) e absorve a mesma potência ativa do gerador que antes era fornecida à rede. A consequência disso é o armazenamento de energia no barramento CC, elevando assim a tensão do barramento.

Na Figura 35b, observa-se que a tensão do barramento CC atingiu, durante o distúrbio, um nível máximo de  $V_{dc,máx} = 387,2$  V. Como tipicamente a duração de um defeito não é muito longa, o capacitor pode ser dimensionado para suportar, sem ultrapassar os níveis de tensão admissíveis, a absorção da potência gerada. Situação semelhante ocorre ao se dimensionar os capacitores do barramento CC de um restaurador dinâmico de tensão (SANTOS, 2015).

Na Figura 36 são ilustradas as correntes de estator, de rede e do inversor. Observam-se níveis de correntes do gerador próximos aos valores de operação pré-falta. Observa-se também que, logo após o término da falta, as correntes do gerador não se elevam muito, diferentemente do que ocorre no caso 1. Pois, com a atuação do controle do inversor, a aceleração do rotor da máquina é reduzida e o ângulo de carga  $\delta$  não aumenta muito, resultando numa potência de transferência entre o gerador e a rede menor.

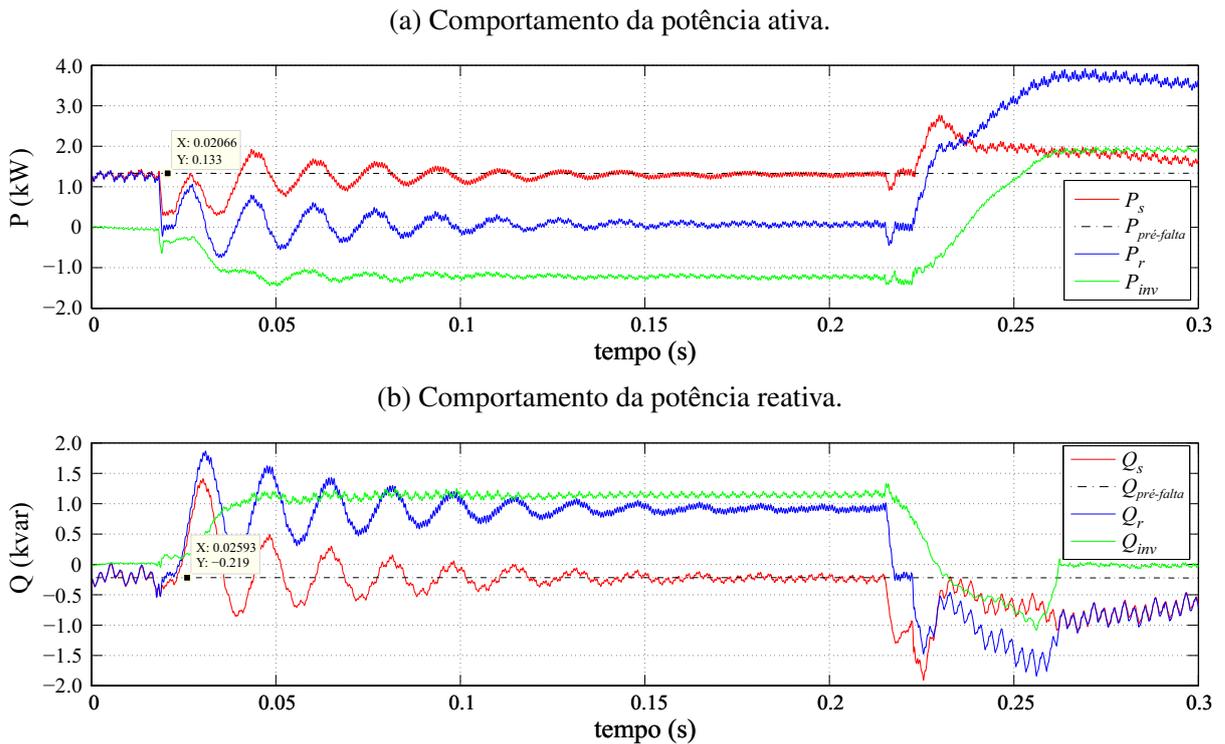
Figura 36 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 37 ilustra as potências ativa e reativa de saída do gerador e do inversor, bem como a potência ativa e reativa fornecida à rede. Observa-se um ótimo controle das potências ativa e reativa de saída do gerador. O controle do inversor atua rapidamente de modo a garantir que a potência ativa média de saída do gerador esteja próxima a de pré-falta. Tal ação minimiza a aceleração do rotor, melhorando a estabilidade do sistema e evitando maiores níveis de oscilações após a falta.

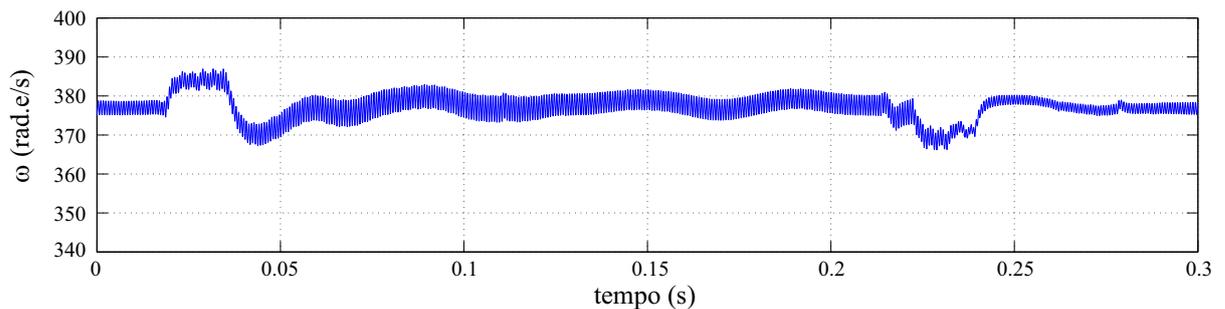
Figura 37 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 38 ilustra a velocidade angular do rotor medida que, assim como no caso 1, também é obtida de forma indireta pela frequência do sinal de tensão mensurado, tendo como consequência o surgimento de ruídos no sinal.

Figura 38 – Velocidade angular do rotor - Caso 2.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Observa-se, neste caso, uma redução significativa na oscilação da velocidade se comparado ao caso 1, bem como do valor máximo de velocidade atingido. Também é visto que, logo após a eliminação da falta, a queda da velocidade é menor. Pois, o controle restaurou rapidamente a potência ativa média fornecida pelo gerador aos níveis de pré-falta, reduzindo o aumento do ângulo de carga.

Neste mesmo caso, o controle do inversor no modo de operação em falta atua por mais 120 ms após o término do distúrbio, onde o inversor passa agora a operar em condições normais, de acordo com sua finalidade principal de operação.

### 5.3.3 Resultados Experimentais - Caso 3

O caso 3 é semelhante ao caso 2, mas desta vez aplica-se um sinal de *trip* (simulação de uma falta trifásica) à bobina do contator com duração de  $T_{trip} = 200$  ms, porém, o controle do inversor só atua fornecendo (ou consumindo) potência ativa em condições de falta. Ou seja, durante a falta o inversor atua de forma a controlar a potência ativa média do gerador para que esteja próxima ao valor de pré-falta. As condições de pré-falta para este experimento se encontram na Tabela 8.

Tabela 8 – Condições de operação pré-falta - Caso 3.

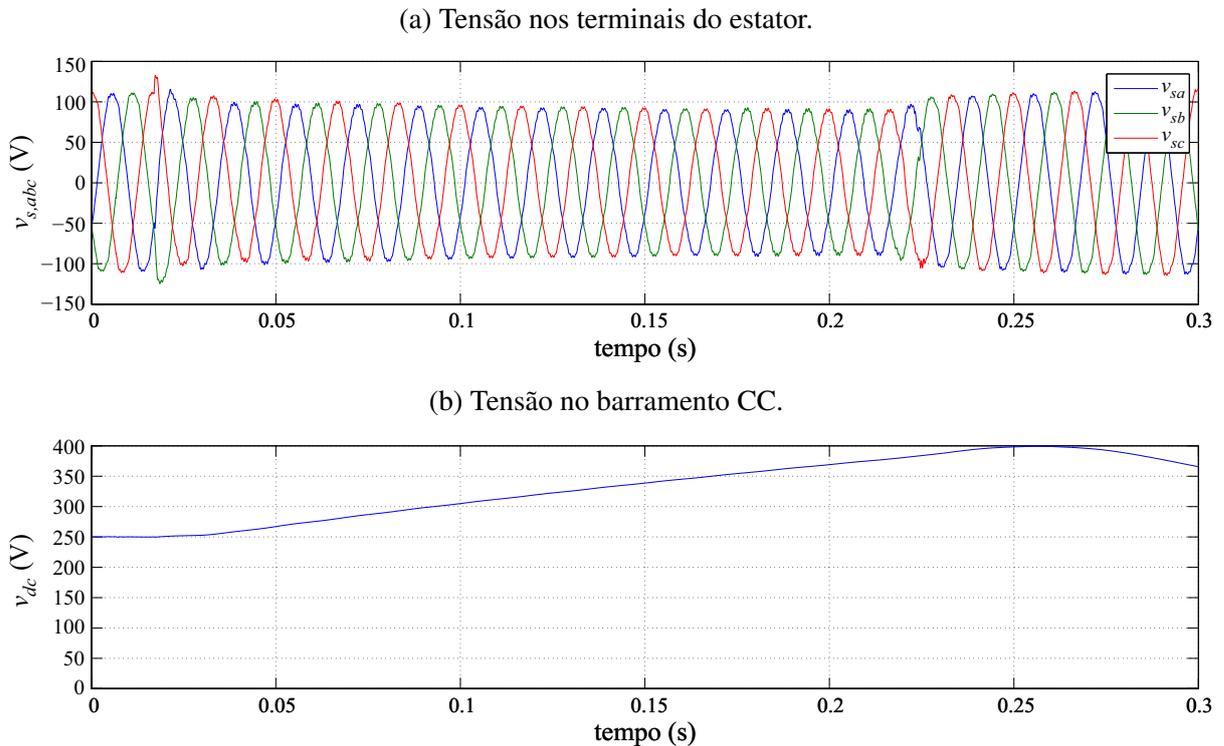
Parâmetro de operação			
$V_{pcc}$	$V_{dc}$	$P_s$	$Q_s$
(V)	(V)	(W)	(var)
130	250	1322	-238,8

As Figuras 39 a 42 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $v_{dc}$ ,  $i_{s,abc}$  e  $\omega$  mensuradas durante e logo após a aplicação da falta para o caso 3, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador, inversor e da rede calculados a partir das grandezas mensuradas.

Observa-se na Figura 39a uma queda da tensão nos terminais do estator do gerador de aproximadamente 10% logo no início da falta e se mantém decaindo durante a falta e chega a atingir um valor de aproximadamente 20% de queda de tensão em 200 ms de falta. Isso se deve ao fato de que, agora, o gerador fornece a potência reativa de pré-falta ao inversor e ainda alimenta o curto-circuito.

Com correntes  $i_{s,abc}$  maiores durante a falta, se comparado ao caso 2, a queda de tensão na reatância interna também é maior, tendo como consequência a redução da tensão nos terminais da máquina. Isso provoca a redução da potência de transferência entre o gerador e a carga indutiva, que também consome potência ativa devido à resistência dos enrolamentos dos indutores, o que faz com que o inversor absorva mais potência ativa do gerador e piore, então, o nível de tensão no estator, equivalente à tensão no PCC.

Figura 39 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 3.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

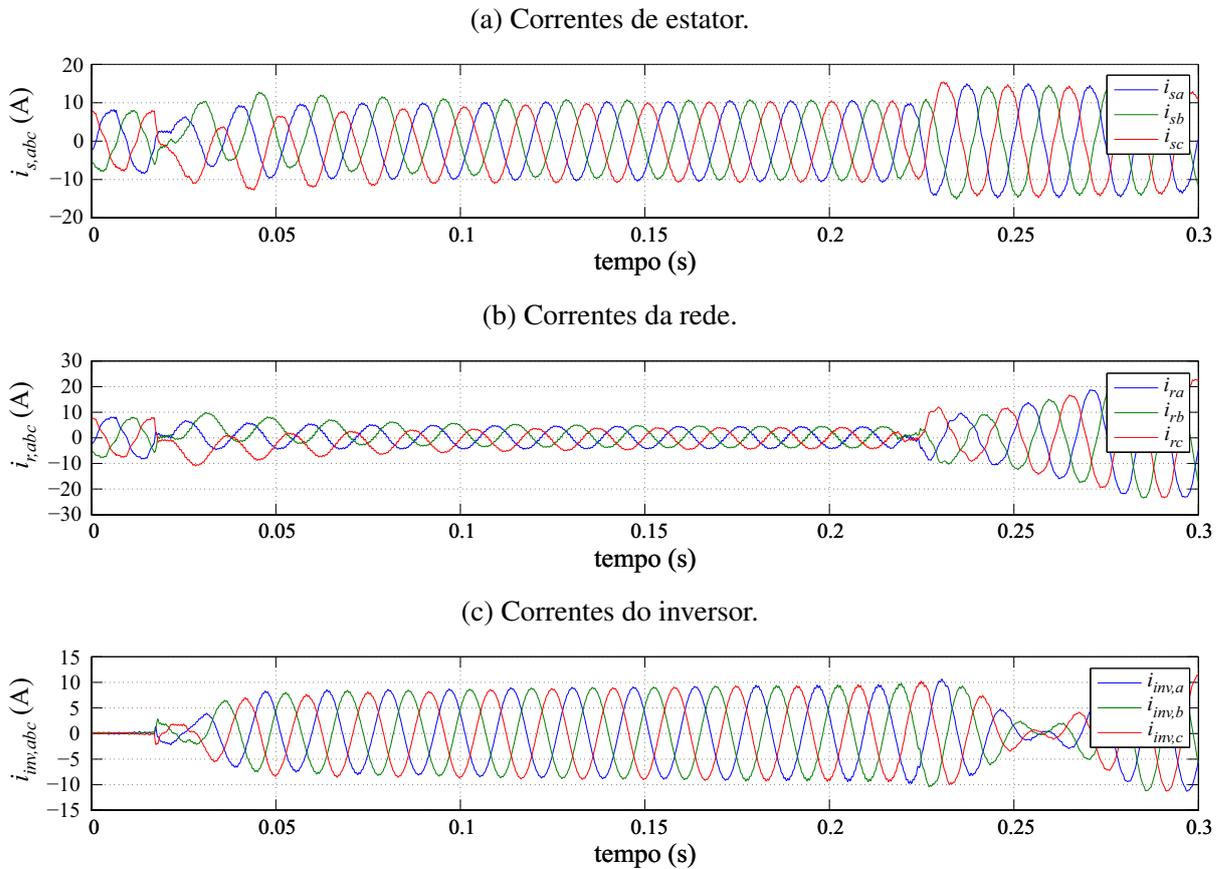
Uma outra observação é que, em relação ao caso 2, a tensão máxima acumulada no barramento CC é maior, cerca de 400 V, ocasionado pela crescente absorção de potência ativa devido a queda de tensão no PCC e redução da potência ativa do gerador entregue à carga indutiva, fazendo com que o inversor compense essa redução absorvendo mais potência.

Observa-se na Figura 41 que, de modo semelhante ao ocorrido no caso 2, a potência elétrica de saída dos terminais do gerador possui valor médio próximo ao de pré-falta. Porém a potência reativa do gerador é elevada durante a falta, já que o inversor não contribui com fornecimento de potência reativa para o curto-circuito.

A Figura 42 ilustra a velocidade angular do rotor também medida de forma indireta pela frequência do sinal de tensão mensurado, como nos casos 1 e 2, tendo como consequência o surgimento de ruídos no sinal.

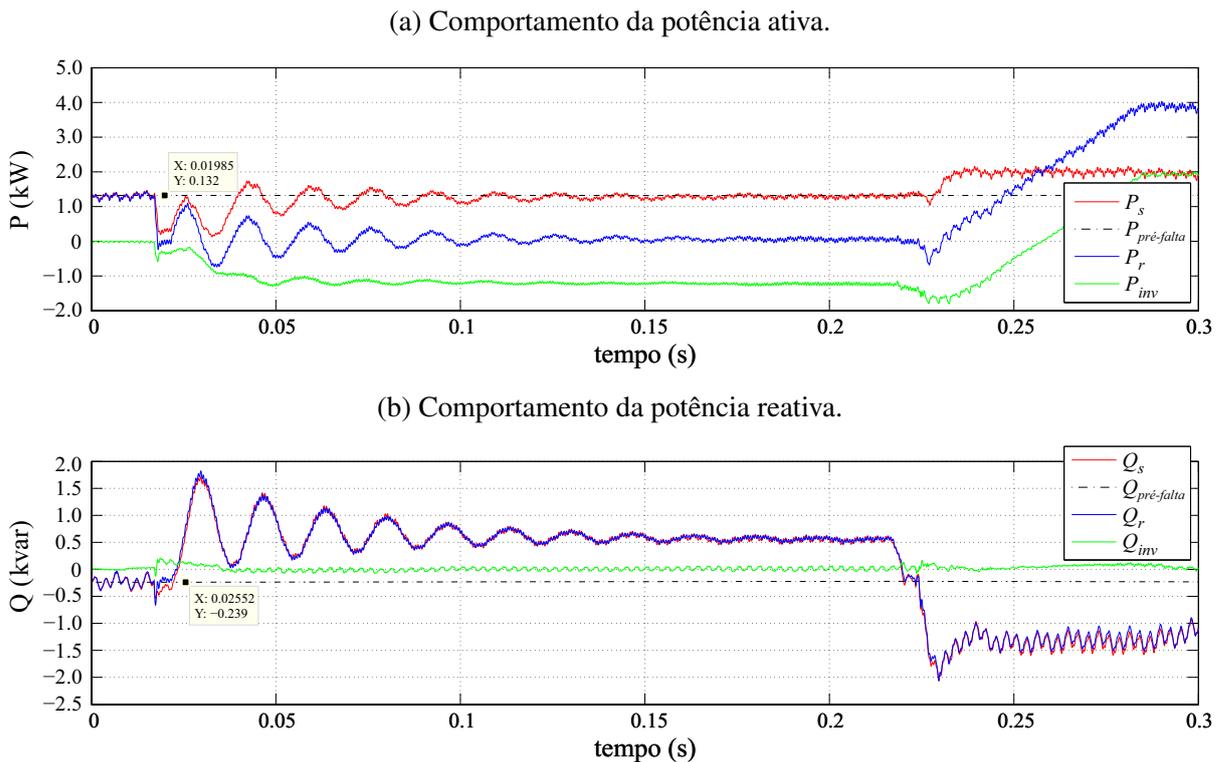
Observa-se uma redução significativa na oscilação da velocidade se comparado ao caso 1, bem como do valor máximo de velocidade atingido durante o distúrbio. Observa-se também que, em comparação com o caso 2, a velocidade máxima do rotor da máquina atinge um valor maior no caso 3, próximo de 390 rad.e/s, enquanto que no caso 2 o valor máximo da velocidade é de aproximadamente 385 rad.e/s, concluindo-se então que a injeção de potência reativa pelo inversor ajuda a melhorar a estabilidade.

Figura 40 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 3.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

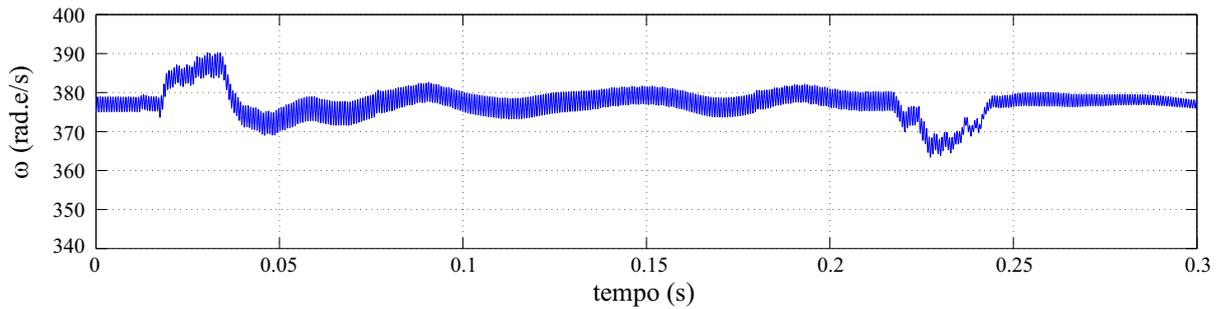
Figura 41 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 3.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Nos primeiros instantes após a eliminação da falta e reconexão do sistema à rede elétrica, observa-se uma queda da velocidade menor para os casos 2 e 3 se comparado ao caso 1. Pois, tem-se agora uma abertura angular menor entre a tensão do gerador e da rede, devido a rápida e eficiente atuação do controle do inversor em manter a potência ativa média do gerador próxima ao valor de pré-falta.

Figura 42 – Velocidade angular do rotor - Caso 3.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

#### 5.3.4 Comparação Entre as Respostas da Oscilação de Potência Ativa - Casos 1, 2 e 3

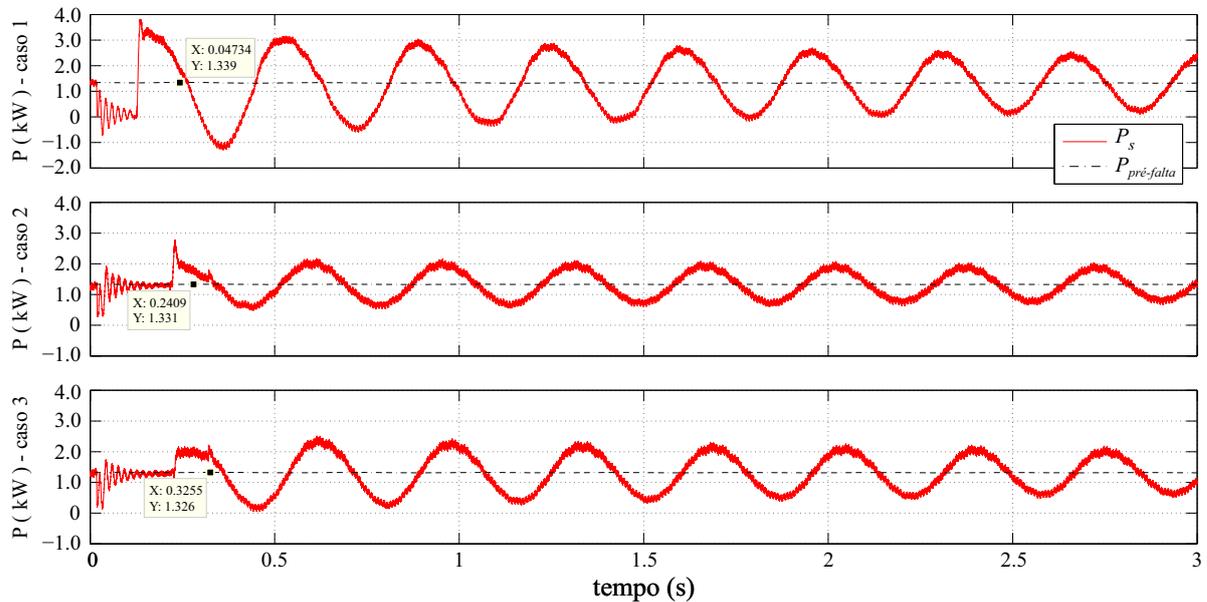
Observa-se nesta subseção a comparação do comportamento da potência ativa do gerador síncrono durante e após a aplicação de uma falta nos diferentes casos 1, 2 e 3, mencionados anteriormente. A análise é feita com base na Figura 43, para um período de tempo de 3 s, tendo como início 20 ms antes da aplicação do distúrbio.

Nos casos 2 e 3 o inversor está operando no sistema. Observa-se que as oscilações de potência diminuem consideravelmente e, conseqüentemente, as oscilações de frequência também. Assim, a estabilidade do sistema é melhorada. Em contrapartida, os níveis de tensão no barramento CC se elevam consideravelmente, limitando, assim, a capacidade de absorção de potência ativa do sistema para que seja possível elevar o fornecimento de potência ativa do gerador síncrono durante a falta. Para uma maior capacidade de absorção de energia do barramento CC, deve-se dimensionar o mesmo conforme apresentado na seção 5.2, o que leva a um maior investimento em equipamentos para a aplicação desejada que caracteriza, então, uma desvantagem.

No caso 2, o controle com injeção de reativo possibilita elevar a tensão no PCC durante a falta, o que acarreta numa maior transferência de potência ativa entre o gerador e a rede. Para o caso 3, o controle sem injeção de reativo possibilita diminuir as correntes do inversor durante a falta, porém a tensão do barramento CC é mais elevada se comparado ao caso 2.

É importante mencionar que a análise da falta para o caso 1 foi de apenas 100 ms, pois, devido às limitações da máquina, aplicar uma falta de 200 ms poderia acarretar na perda de sincronismo e ainda ter circulação de correntes mais elevadas nos enrolamentos do estator.

Figura 43 – Comportamento da potência ativa de saída do gerador durante e após a falta trifásica para os casos analisados.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Conclui-se, então, que a estratégia de controle operou de forma rápida e eficiente para o controle e melhoramento da estabilidade do sistema.

#### 5.4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS PARA FALTAS BIFÁSICAS

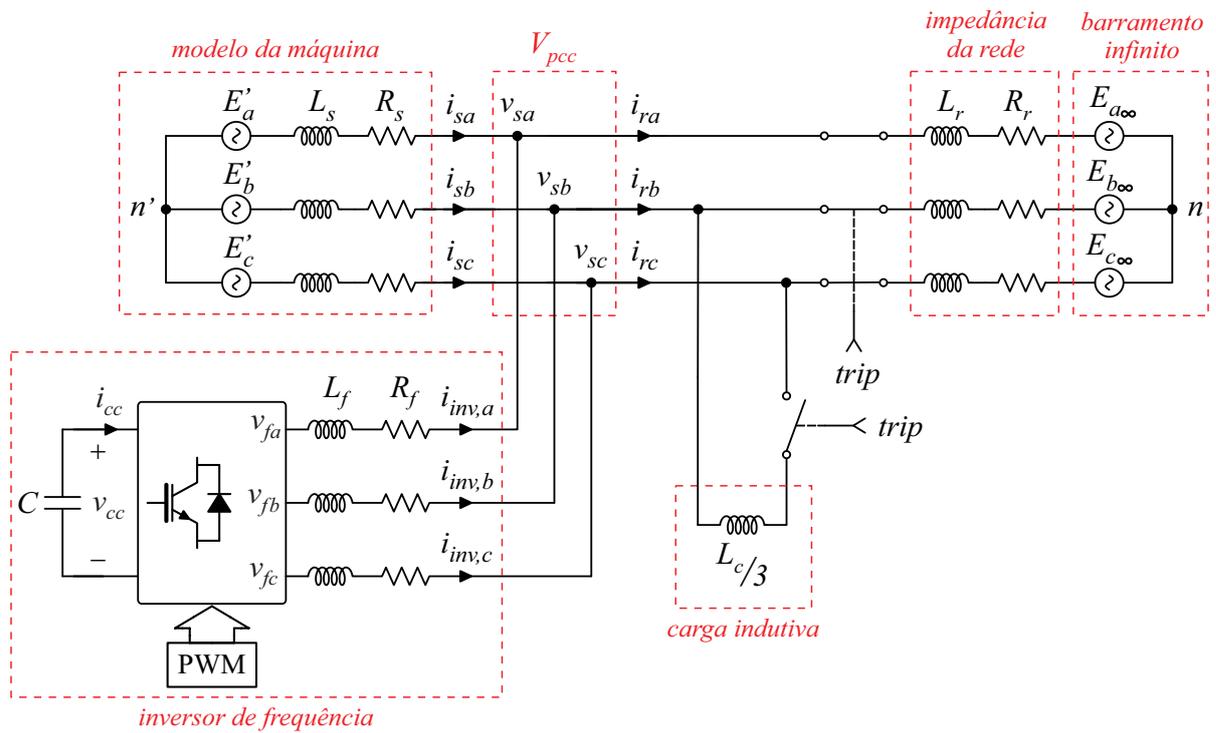
Esta seção apresenta os resultados experimentais para a atuação do controle do inversor e o desempenho do gerador na ocorrência de faltas desequilibradas, como as bifásicas, realizadas neste experimento.

O diagrama elétrico da montagem experimental para uma falta bifásica nas fases B e C encontra-se ilustrado nas Figuras 44 e 45. O procedimento de aplicação da falta é análogo ao realizado nos experimentos anteriores para faltas trifásicas, porém ocorre apenas a comutação das chaves do contator nas fases B e C, entre o gerador e a rede, também ocorre a inserção da carga indutiva para que seja possível limitar a corrente de falta e evitar danos ao gerador.

Na Figura 44, o sinal de *trip* encontra-se no estado *off* (desligado), o que caracteriza o sistema em operação normal. Já na Figura 45, o sinal de *trip* encontra-se no estado *on* (ligado), no qual o gerador síncrono está submetido aos mesmos efeitos de uma falta bifásica em um caso real, exceto pelo fato de que a impedância de falta não é tão pequena se comparada a valores típicos em casos reais.

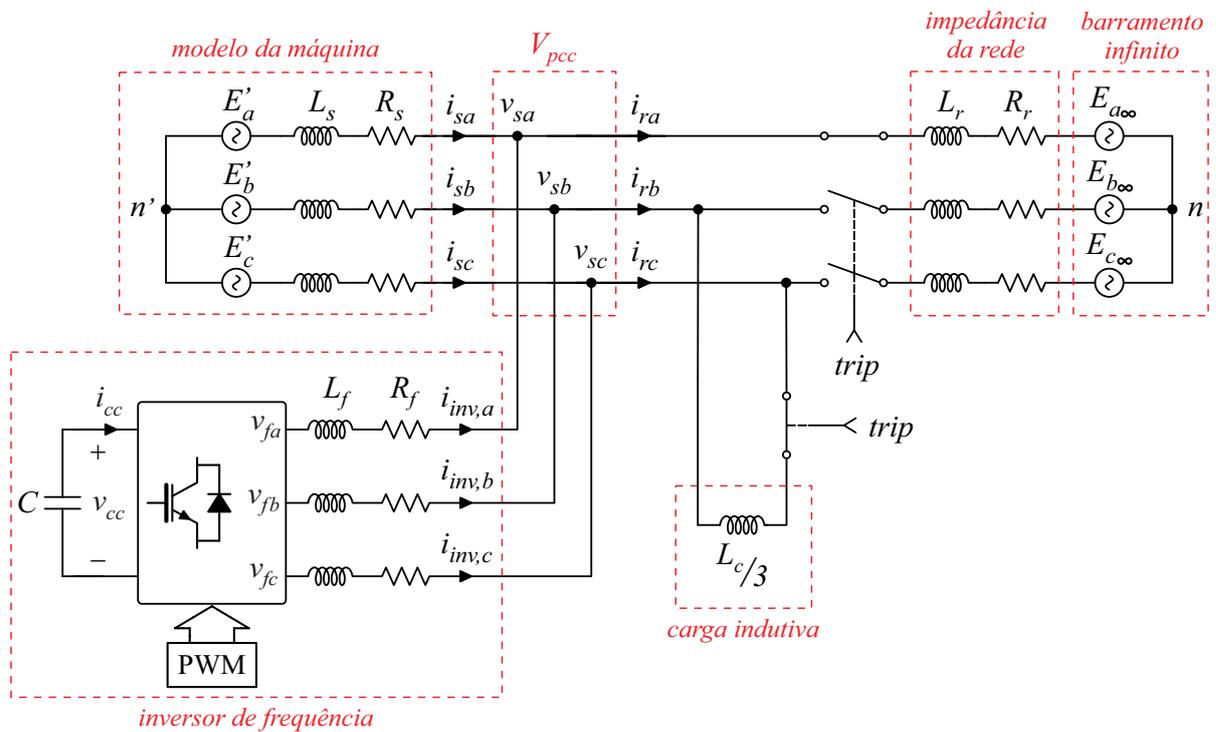
As cargas indutivas, com indutância equivalente de  $L_c = 128$  mH cada, são agora dispostas em paralelo, resultando numa indutância equivalente igual a  $L_{c,eq} = 42,67$  mH e reatância indutiva de falta igual a  $X_f = \omega L_{c,eq} = 16,08 \Omega$ .

Figura 44 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta bifásica - *trip* = off.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 45 – Diagrama elétrico da montagem experimental para falta bifásica - *trip* = on.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Obteve-se resultados experimentais sob diferentes condições de operação para uma falta bifásica, são eles:

**Caso 4:** Realizou-se a abertura da chave contatora das fases B e C entre o gerador e a rede, por meio do sinal de *trip*. No mesmo instante, conectou-se a carga indutiva aos terminais do gerador nas fases B e C. Durante o período em falta, não houve atuação do inversor.

**Caso 5:** Realizou-se procedimento análogo ao caso 4, porém o inversor interface agora está em operação e, durante o distúrbio, o controle do inversor trabalha no modo de operação em falta de forma a controlar a potência média de saída do gerador para que esteja próxima ao valor de pré-falta. Nesse caso, o inversor, além de potência ativa, também entrega potência reativa e seleciona-se  $\mu = 0$ , ou seja,  $\vec{v}_{\mu,s} = \vec{v}_{+1,s} + \vec{v}_{-1,s}$ .

**Caso 6:** Realizou-se procedimento análogo ao caso 5, uma falta bifásica com atuação do controle do inversor. Porém, faz-se  $\mu = 1$ , ou seja,  $\vec{v}_{\mu,s} = \vec{v}_{+1,s}$ .

Nas próximas subseções, estão ilustrados em gráficos os resultados experimentais obtidos.

#### 5.4.1 Resultados Experimentais - Caso 4

No caso 4, é aplicado um sinal de *trip* com duração  $T_{trip} = 100$  ms à bobina do contator. Os contatos NF nas fases B e C, posicionados entre o gerador e a rede, abrem, enquanto o contato NA, inserindo a carga indutiva entre as fases B e C, fecha durante o período de atuação do sinal de *trip*. Na Tabela 9 encontram-se as condições de operação pré-falta observados neste experimento.

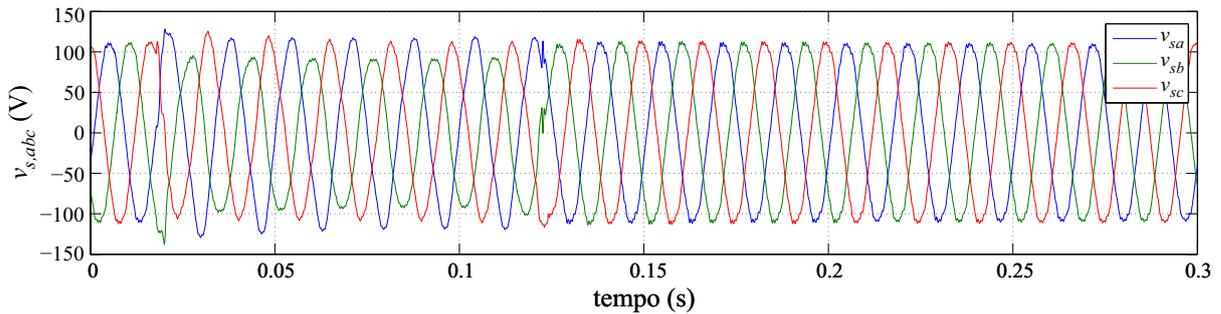
Tabela 9 – Condições de operação pré-falta - Caso 4.

Parâmetro de operação		
$V_{pcc}$	$P_s$	$Q_s$
(V)	(W)	(var)
130	1346	-119,0

As Figuras 46 a 48 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $i_{s,abc}$  e  $\omega$  mensuradas durante e logo após a aplicação da falta, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador calculados a partir das grandezas mensuradas. A tensão nos terminais do estator é equivalente à tensão no PCC ( $v_{s,abc} = v_{pcc,abc}$ ).

Observa-se da Figura 46 um considerável desequilíbrio nas tensões de estator durante a falta. Esse desequilíbrio acarreta em elevadas oscilações no fluxo de potência ativa e reativa do sistema, com o surgimento de componentes de potência oscilante de dupla frequência, que provocam grandes oscilações na velocidade da máquina.

Figura 46 – Comportamento da tensão nos terminais do estator - Caso 4.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

As correntes de estator estão ilustradas na Figura 47. Durante o período transitório, semelhante ao caso 1, observam-se correntes elevadas com componentes CC amortecidas. Ao final do defeito e reconexão com a rede elétrica, as correntes de estator são elevadas, fenômeno também observado no caso 1, pois durante a falta a máquina acelera, tendo o ângulo de carga  $\delta$  um valor maior do que o valor de pré-falta, fazendo com que a potência de transferência entre o gerador e a rede seja maior logo após a falta.

Na realização deste experimento para o caso 4, também ocorreu a saturação dos sensores de corrente que acarreta em erro no cálculo para obtenção da potência ativa e reativa no gerador, como também observado no caso 1 e comentado na subseção 5.3.1.

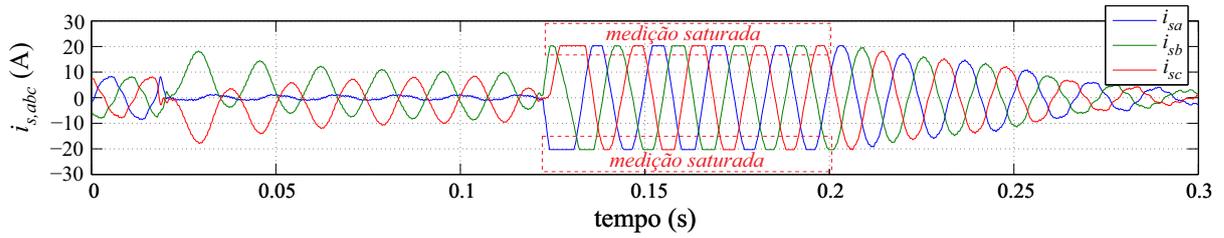
Observa-se da Figura 48 que, no momento da aplicação da falta, a potência ativa do gerador cai a um valor próximo de zero instantaneamente, pois não há fluxo de potência entre o gerador e a rede pela fase A devido ao fato de o gerador estar ligado em delta, não sendo possível a conexão entre o neutro da rede com o do gerador. Porém, a potência reativa se eleva consideravelmente devido às características da falta.

A queda da potência ativa provoca uma aceleração no rotor da máquina síncrona, pois os reguladores de torque mecânico são lentos, mantendo o torque primário praticamente constante durante um distúrbio de curta duração.

A Figura 49 ilustra a velocidade angular do rotor para o caso 4 também medida de forma indireta pela frequência do sinal de tensão mensurado conforme procedimento realizado nos casos de análise anteriores. Observa-se, no início da falta, um rápido aumento na velocidade da máquina em decorrência da queda súbita da potência elétrica do gerador. Porém, diferentemente do observado no caso 1 (Figura 34), o aumento da velocidade se dá de forma oscilatória devido à componente de frequência dupla da potência ativa do gerador.

Os efeitos no qual um gerador síncrono está submetido para uma falta desequilibrada são semelhantes ao que ocorre numa falta trifásica como observado na subseção 5.3.1. Porém, os termos de potência ativa e reativa oscilam com frequência dupla, levando a oscilações na velocidade da máquina e, conseqüentemente, na frequência do sistema.

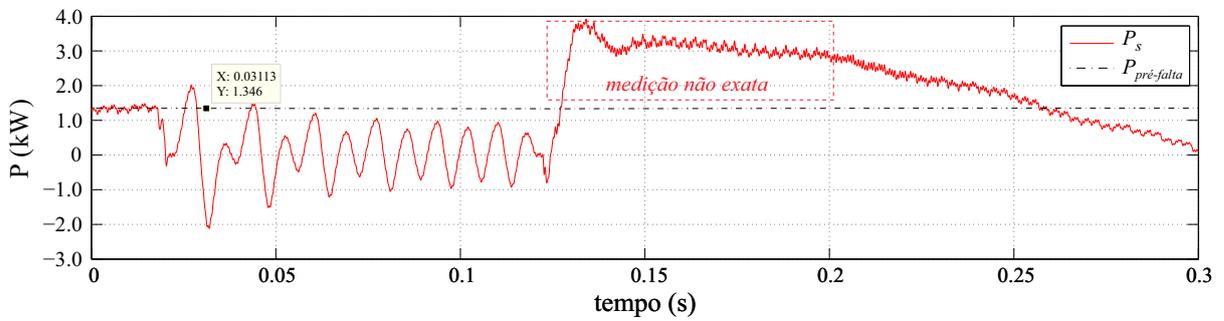
Figura 47 – Comportamento das correntes de estator - Caso 4.



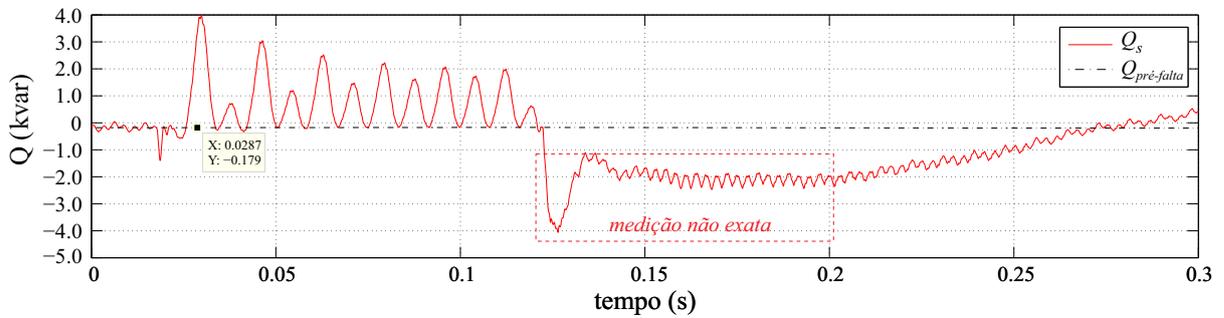
Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 48 – Potência ativa e reativa de saída do gerador - Caso 4.

(a) Comportamento da potência ativa.

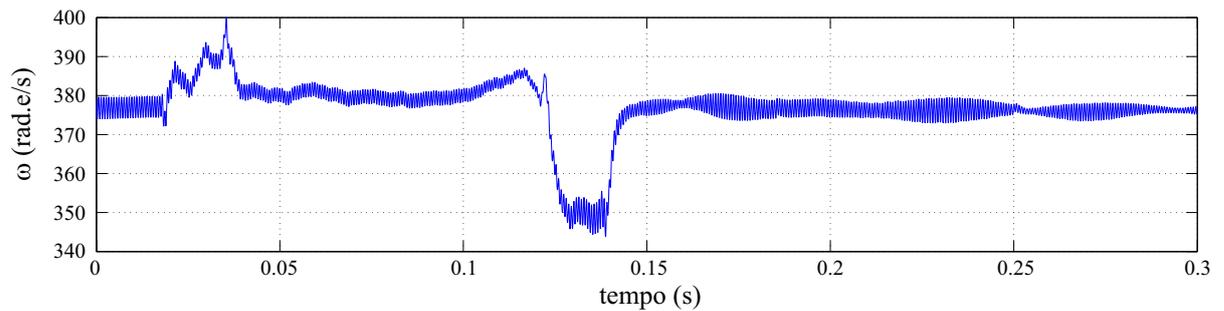


(b) Comportamento da potência reativa.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 49 – Velocidade angular do rotor - Caso 4.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

### 5.4.2 Resultados Experimentais - Caso 5

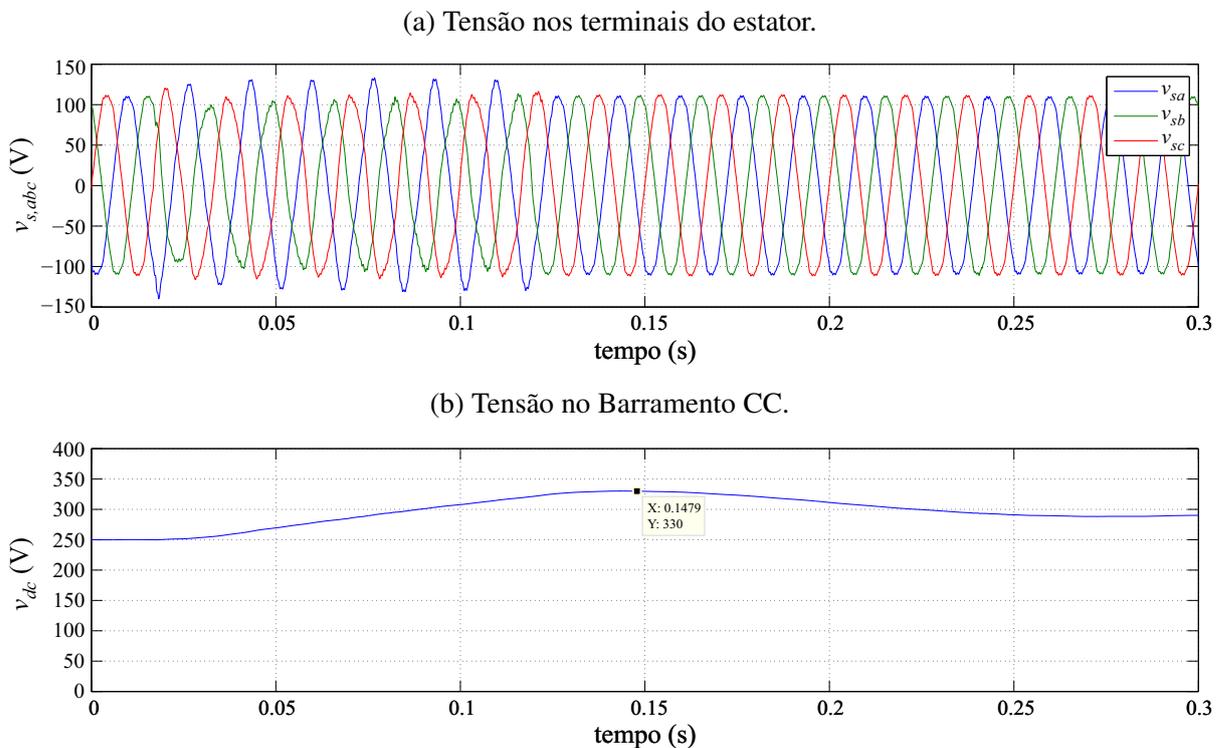
No caso 5, também é aplicado um sinal de *trip* com duração  $T_{trip} = 100$  ms à bobina do contator e os contatos NF nas fases B e C, posicionados entre o gerador e a rede, abrem, enquanto o contato NA, inserindo a carga indutiva, fecha durante o período de atuação do sinal de *trip*. Diferentemente do caso 4, tem-se agora a atuação do controle das chaves do inversor que, em condições normais, mantém a tensão do barramento CC em 250 V e, em condições de falha, atua de forma a controlar a potência ativa e reativa média do gerador para que esteja próxima ao valor de pré-falta. As condições de pré-falta para este experimento se encontram na Tabela 10.

Tabela 10 – Condições de operação pré-falta - Caso 5.

Parâmetro de operação			
$V_{pcc}$	$V_{dc}$	$P_s$	$Q_s$
(V)	(V)	(W)	(var)
130	250	1349	-145,0

As Figuras 50 a 53 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $v_{dc}$ ,  $i_{s,abc}$  e  $\omega$  medidas durante e logo após a aplicação da falta para o caso 5, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador, inversor e da rede calculados a partir das grandezas medidas.

Figura 50 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 5.

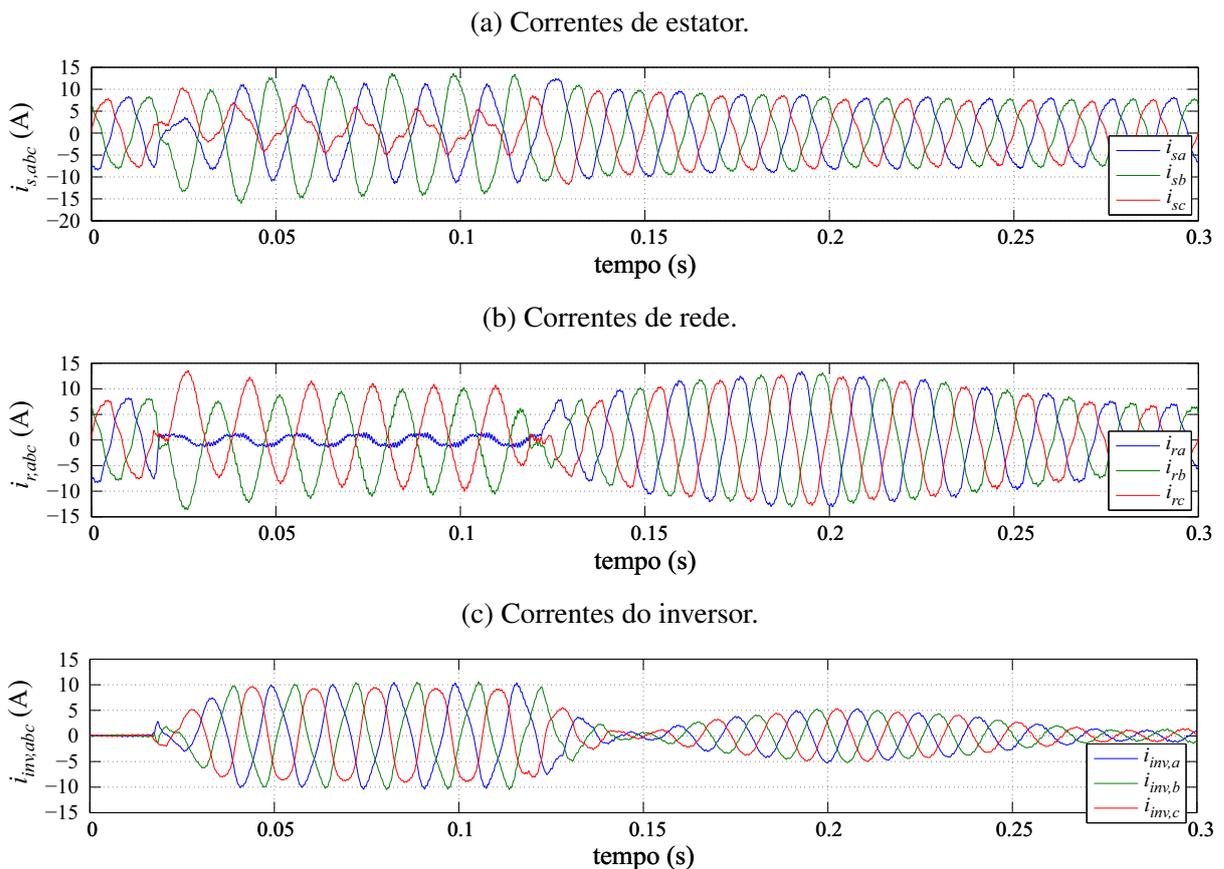


Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Observa-se na Figura 50a que a tensão nos terminais do estator sofre uma forte perturbação no instante da aplicação da falta, apresentando desequilíbrio durante a falta. Com a atuação do controle do inversor, consumindo potência ativa e também injetando potência reativa ao sistema, os níveis de tensão se elevam em comparação ao caso 4, mas o desequilíbrio permanece acentuado. Na Figura 50b observa-se que a tensão do barramento CC atingiu, durante o distúrbio, um nível máximo de  $V_{dc,máx} = 330,0$  V.

Na Figura 51 é ilustrado as correntes de estator, de rede e do inversor. Observa-se grande perturbação nas correntes de estator e da rede, com elevado teor de harmônicas. As correntes do inversor também apresentam componentes harmônicas, como esperado, pois  $\mu = 0$ . Observa-se também que, logo após o término da falta, as correntes do gerador não se elevam muito, diferentemente do que ocorre no caso 4. Isso ocorre pois, com a atuação do controle do inversor, a aceleração do rotor da máquina é reduzida e o ângulo de carga  $\delta$  não aumenta muito, resultando numa potência de transferência entre o gerador e a rede menor.

Figura 51 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 5.

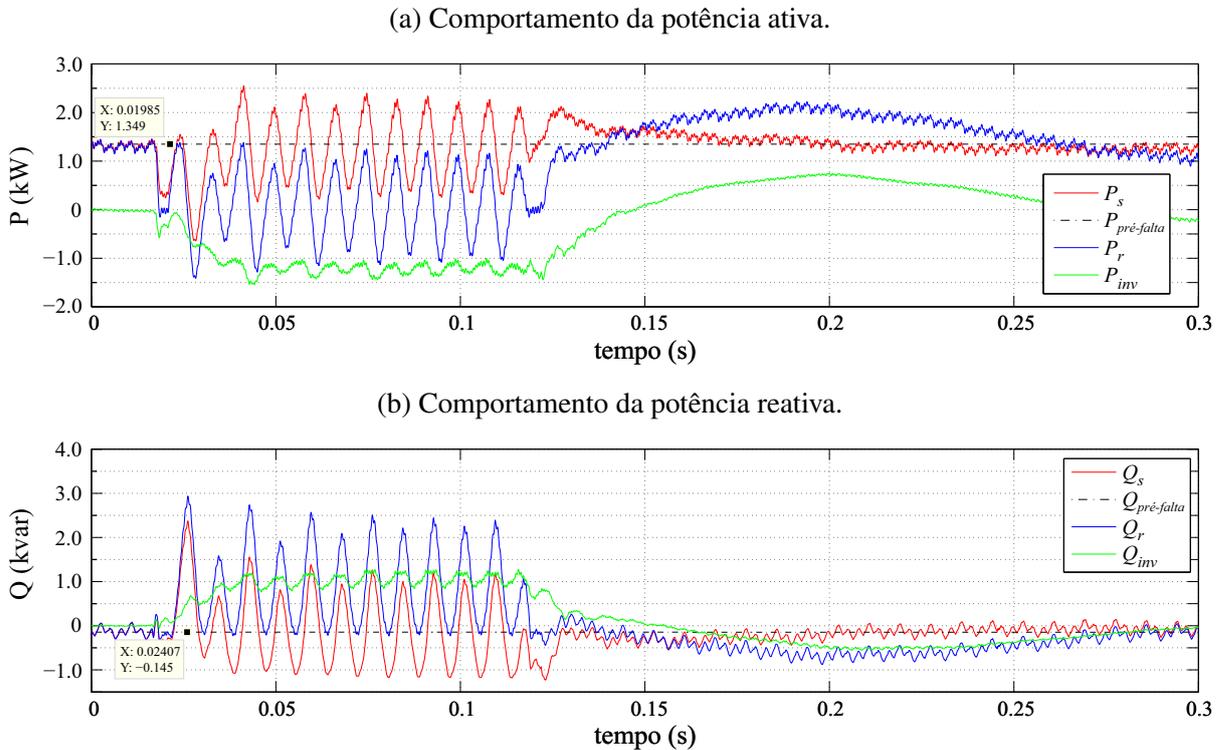


Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 52 ilustra as potências ativa e reativa de saída do gerador e do inversor, bem como a potência ativa e reativa fornecida à rede. De forma semelhante ao observado no caso 4, também ocorrem oscilações na potência ativa e reativa durante a falta com dupla frequência

para o caso 5, mesmo com a atuação do controle do inversor no modo de operação em falta. Porém, os valores médios estão próximos do valor de pré-falta, tal ação minimiza a aceleração do rotor, melhorando a estabilidade do sistema e evitando maiores níveis de oscilações após a falta, alcançando os objetivos de controle do inversor mesmo na ocorrência de faltas desequilibradas.

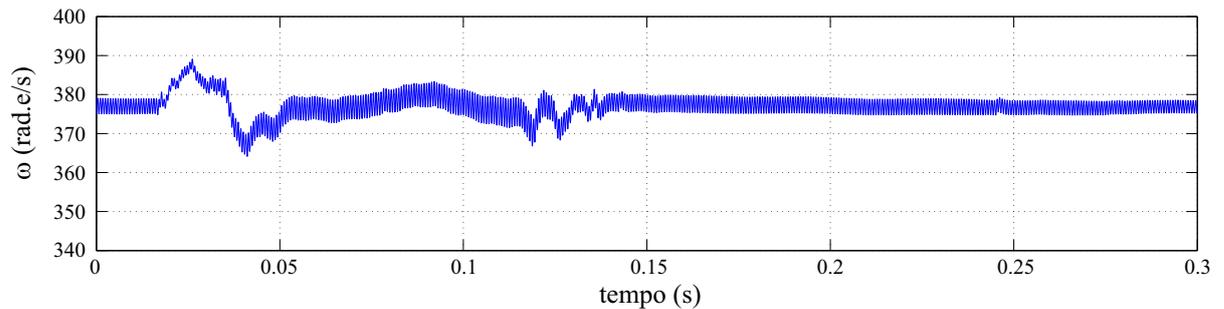
Figura 52 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 5.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 53 ilustra a velocidade angular do rotor medida de forma indireta pela frequência do sinal de tensão mensurado, mesmo procedimento realizado para os casos anteriores analisados. Observa-se uma redução significativa na oscilação da velocidade se comparado ao caso 4, bem como do valor máximo de velocidade atingido.

Figura 53 – Velocidade angular do rotor - Caso 5.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

### 5.4.3 Resultados Experimentais - Caso 6

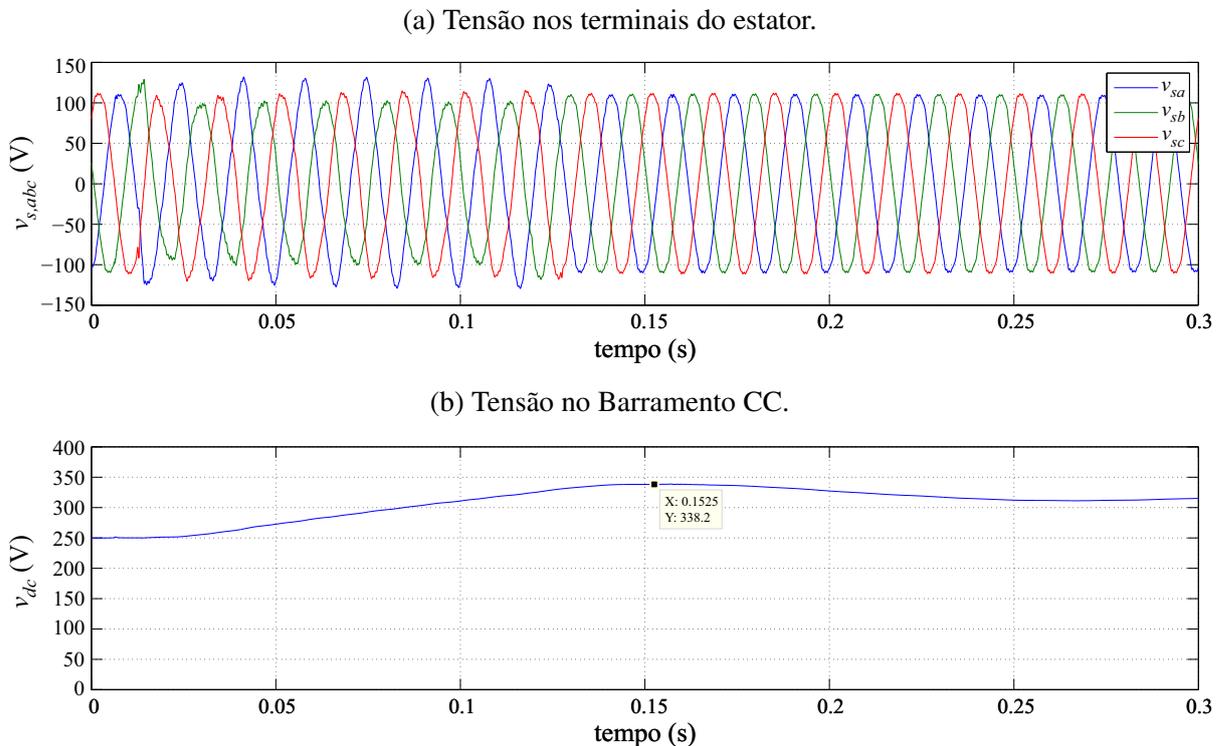
O caso 6 é semelhante ao caso 5, porém, o valor de  $\mu = 1$ . Ou seja, durante o distúrbio o controle utiliza para o cálculo das correntes de referência de saída do inversor apenas a componente de sequência positiva da tensão no PCC, conforme diagrama de blocos apresentado na Figura 18. As condições de pré-falta para este experimento se encontram na Tabela 11.

Tabela 11 – Condições de operação pré-falta - Caso 6.

Parâmetro de operação			
$V_{pcc}$	$V_{dc}$	$P_s$	$Q_s$
(V)	(V)	(W)	(var)
130	250	1349	-140,0

As Figuras 54 a 57 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $v_{dc}$ ,  $i_{s,abc}$  e  $\omega$  mensuradas durante e logo após a aplicação da falta para o caso 6, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador, inversor e da rede calculados a partir das grandezas mensuradas.

Figura 54 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 6.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

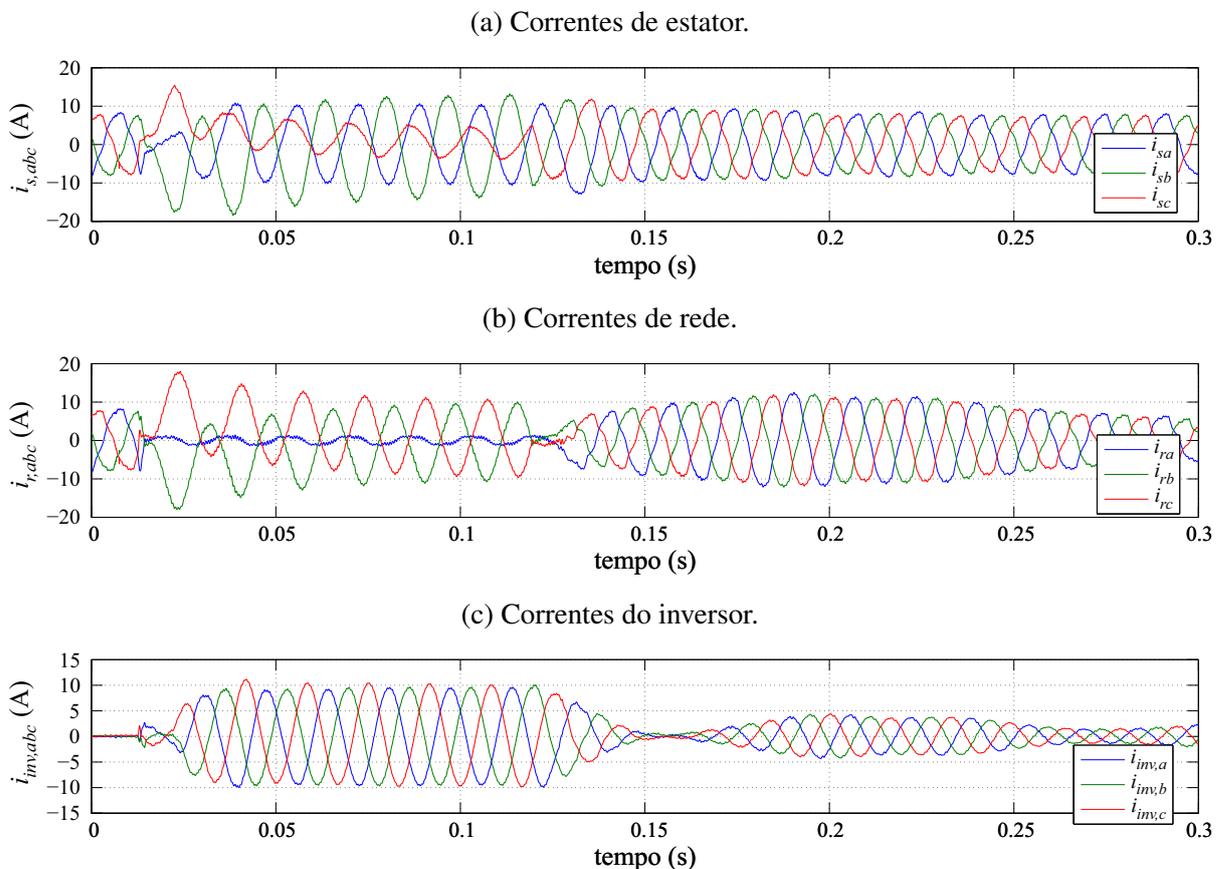
Observa-se na Figura 54a que a tensão nos terminais da máquina sofre uma forte perturbação no instante da aplicação da falta, apresentando desequilíbrio durante a sua ocorrência, o comportamento da tensão no estator da máquina é semelhante ao observado no caso 5.

Na Figura 54b observa-se que a tensão do barramento CC atingiu, durante o distúrbio, um nível máximo de  $V_{dc,máx} = 338,2$  V, ou seja, um valor maior do que o observado no caso 5.

Na Figura 55 são ilustradas as correntes de estator, de rede e do inversor. Observa-se grande perturbação nas correntes de estator e da rede, com elevado teor de harmônicas. Nesse caso, as correntes de saída do inversor possuem formato senoidal com baixo VTHD, pois  $\vec{v}_{s,\mu} = \vec{v}_{+1,s}$ , como ilustrado na Figura 55c.

A Figura 56 ilustra as potências ativa e reativa de saída do gerador e do inversor, bem como a potência ativa e reativa fornecida à rede. De forma semelhante ao comportamento da potência ativa e reativa do gerador observados no caso 5, observa-se também neste caso as oscilação da potência ativa e reativa durante a falta com dupla frequência, mesmo com a atuação do inversor. Porém, os valores médios estão próximos do valor de pré-falta, tal ação minimiza a aceleração do rotor, melhorando a estabilidade do sistema e evitando maiores níveis de oscilações após a falta. A potência ativa e reativa do inversor é mais oscilatória se comparado ao caso 5, pois agora  $\mu = 1$ . Como também ocorre no caso 5, o controle do inversor atua rapidamente de modo a garantir que a potência média de saída do gerador esteja próxima a de pré-falta.

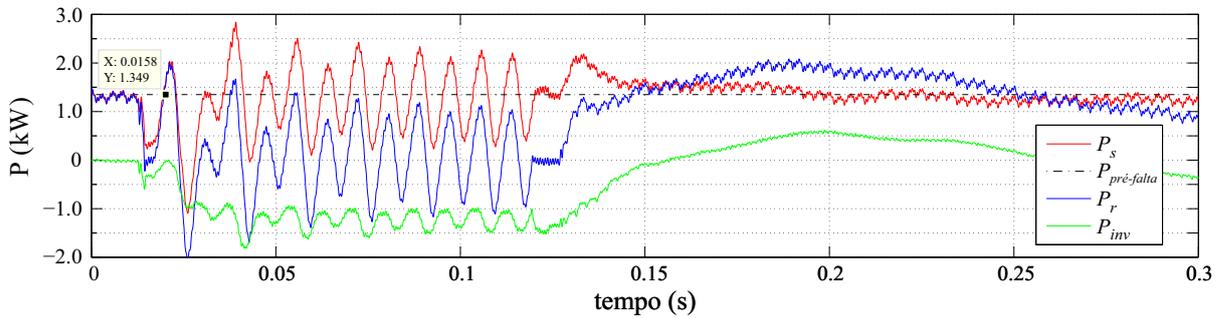
Figura 55 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 6.



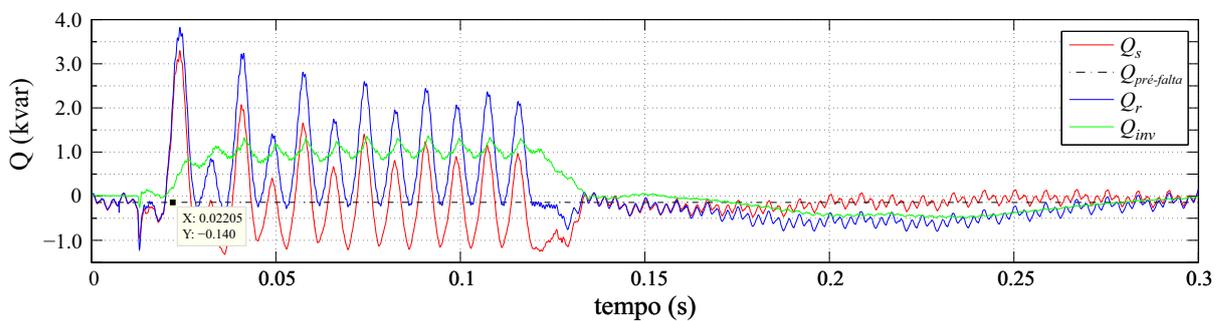
Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 56 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 6.

(a) Comportamento da potência ativa.



(b) Comportamento da potência reativa.

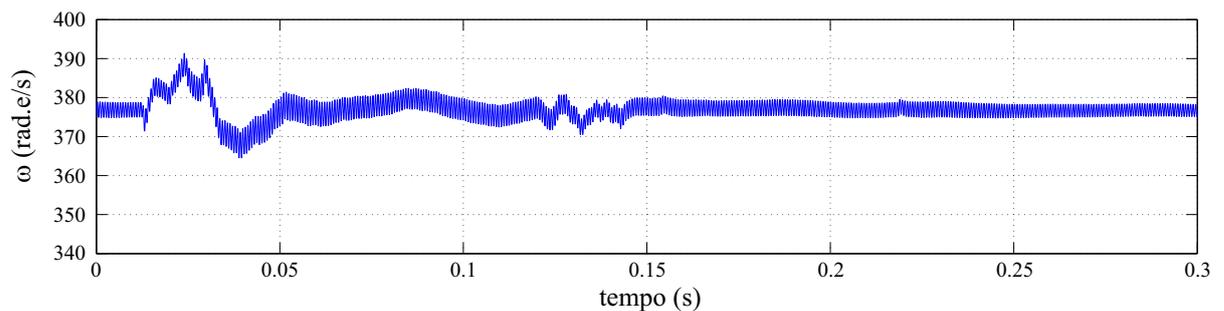


Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 57 ilustra a velocidade angular do rotor medida de forma semelhante aos casos analisados anteriormente. Observa-se uma redução significativa na oscilação da velocidade se comparado ao caso 4, bem como do valor máximo de velocidade atingido durante o distúrbio. A velocidade da máquina para o caso 6 se mostra mais oscilatória se comparada ao caso 5.

Nos primeiros instantes após a eliminação da falta e reconexão do sistema à rede elétrica, observa-se uma queda da velocidade menor para os casos 5 e 6 se comparado ao caso 4. Pois, tem-se agora uma abertura angular menor entre a tensão do gerador e da rede devido a rápida e eficiente atuação do controle do inversor em manter a potência ativa média do gerador próximo ao valor de pré-falta.

Figura 57 – Velocidade angular do rotor - Caso 6.

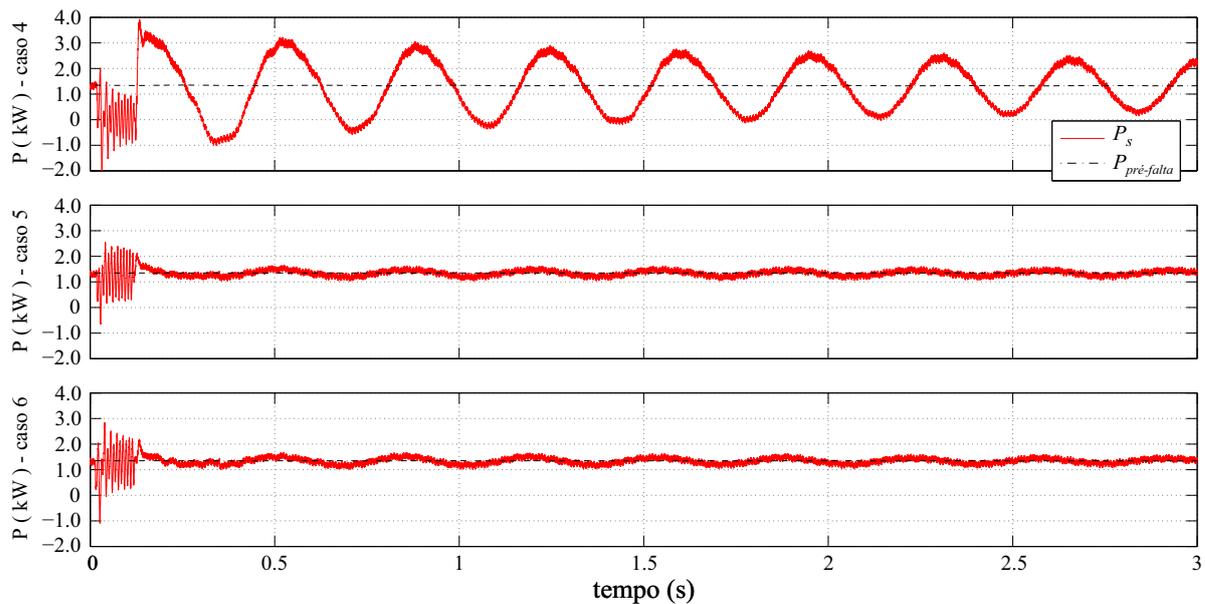


Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

#### 5.4.4 Comparação Entre as Respostas da Oscilação de Potência Ativa - Casos 4, 5 e 6

Observa-se nesta subseção a comparação do comportamento da potência ativa do gerador síncrono durante e após a aplicação de uma falta nos diferentes casos 4, 5 e 6, mencionados anteriormente. A análise é feita com base na Figura 58, para um período de tempo de 3 s, tendo como início 20 ms antes da aplicação do distúrbio.

Figura 58 – Comportamento da potência ativa de saída do gerador durante e após a falta bifásica para os casos analisados.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

No caso 6, é utilizado o valor de  $\mu = 1$ , resultando em correntes de saída do inversor de frequência fundamental, porém, com potência ativa e reativa oscilatória. A vantagem dessa estratégia de controle, se comparado ao caso 5, é que o VTHD das correntes do inversor é próximo de zero e as amplitudes das correntes são menores. Entretanto, o nível de tensão máxima atingida no barramento CC para o caso 6 é maior, caracterizando como uma desvantagem.

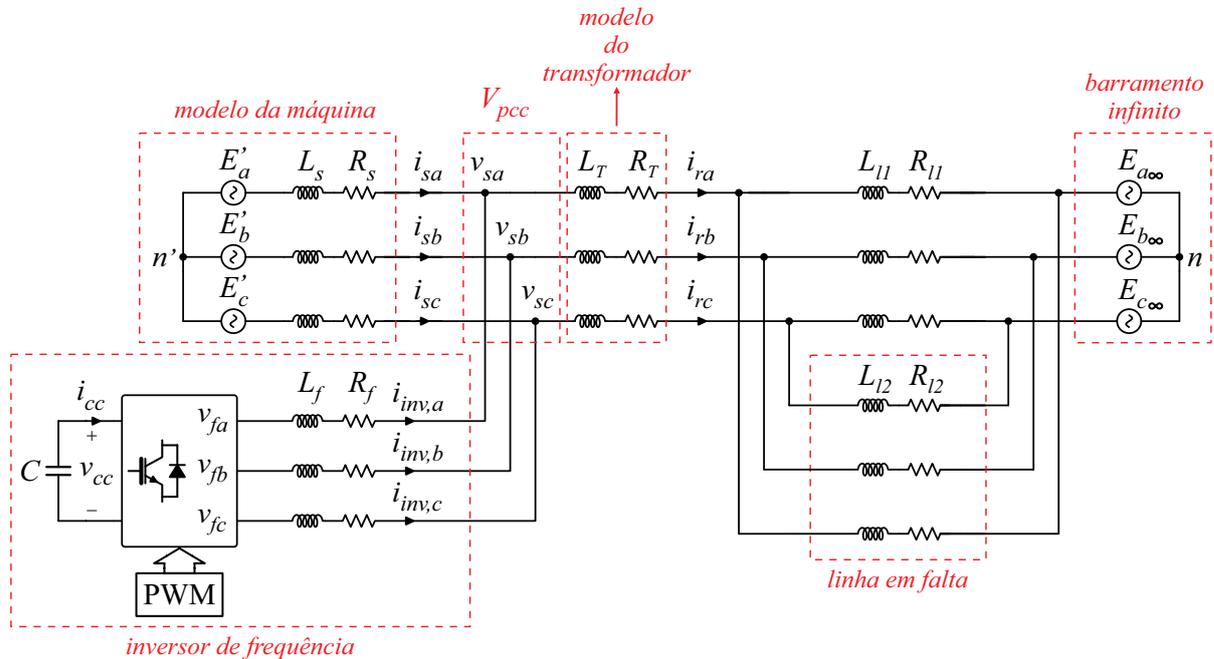
Conclui-se que a estratégia de controle proposta neste trabalho pode ser aplicada para faltas equilibradas e desequilibradas. Para os casos analisados nos experimentos, o controle atuou de forma rápida e eficiente, proporcionando uma maior estabilidade ao sistema frente à ocorrência de curto-circuito.

#### 5.5 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO PARA FALTAS BIFÁSICAS

Esta seção apresenta os resultados de simulação para a atuação do controle do inversor e o desempenho do gerador na ocorrência de uma falta bifásica envolvendo a terra. O diagrama elétrico do sistema utilizado na simulação para uma falta bifásica nas fases B e C encontra-se

ilustrado na Figura 59. A tensão nominal do sistema é de 380 V e a frequência nominal do sistema é de 60 Hz.

Figura 59 – Diagrama trifilar do sistema elétrico da simulação.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Os parâmetros do sistema elétrico ilustrados na Figura 59 são obtidos de um sistema real de médio porte, tendo os valores dos parâmetros de resistências e reatâncias referidos ao lado de baixa tensão do sistema com tensão nominal no secundário do transformador de 380 V. Os valores de indutância e resistência dos elementos presentes no sistema se encontram na Tabela 12, os parâmetros do inversor se encontram na Tabela 13.

Tabela 12 – Parâmetros de indutância e resistência dos elementos do sistema elétrico utilizado na simulação.

PARÂMETROS			
$L_s$	103,4 mH	$R_s$	0.114 $\Omega$
$L_{l1}$	23,6 mH	$R_{l1}$	1,0 $\Omega$
$L_{l2}$	23,6 mH	$R_{l2}$	1,0 $\Omega$
$L_T$	0,12 mH	$R_T$	0.005 $\Omega$
$L_f$	2,6 mH	$R_f$	0.308 $\Omega$

Tabela 13 – Parâmetros do inversor de frequência utilizado na simulação.

Parâmetros			
$C$	$V_{nom}$	$V_{máx}$	$S_{nom}$
(mF)	(V)	(V)	(kVA)
4,7	600	900	4,0

Obteve-se resultados de simulação sob diferentes condições de operação para uma falta bifásica, são eles:

**Caso 7:** Aplica-se uma falta bifásica envolvendo a terra nas fases B e C da linha 2 a 20% do comprimento da linha em relação ao barramento infinito. O instante de tempo de aplicação da falta é  $t_f = 0,2$  s com duração de 200 ms. Durante o período em falta, não houve atuação do controle do inversor.

**Caso 8:** Realizou-se procedimento análogo ao caso 7, porém o inversor de interface agora está em operação e, durante o distúrbio, o controle do inversor trabalha no modo de operação em falta de forma a controlar a potência média de saída do gerador para que esteja próxima ao valor de pré-falta. Nesse caso, o inversor, além de potência ativa, também entrega potência reativa e seleciona-se  $\mu = 0$ , ou seja,  $\vec{v}_{\mu,s} = \vec{v}_{+1,s} + \vec{v}_{-1,s}$ .

**Caso 9:** Realizou-se procedimento análogo ao caso 8, uma falta bifásica com atuação do controle do inversor. Porém, faz-se  $\mu = 1$ , ou seja,  $\vec{v}_{\mu,s} = \vec{v}_{+1,s}$ .

Na Tabela 14 encontram-se as condições de operação pré-falta observadas nas simulações para os casos 7, 8 e 9.

Tabela 14 – Condições de operação pré-falta - Casos 7, 8 e 9.

Parâmetro de operação			
$V_{pcc}$	$V_{dc}$	$P_s$	$Q_s$
(V)	(V)	(kW)	(kvar)
380	600	4,59	2,96

### 5.5.1 Resultados de Simulação - Caso 7

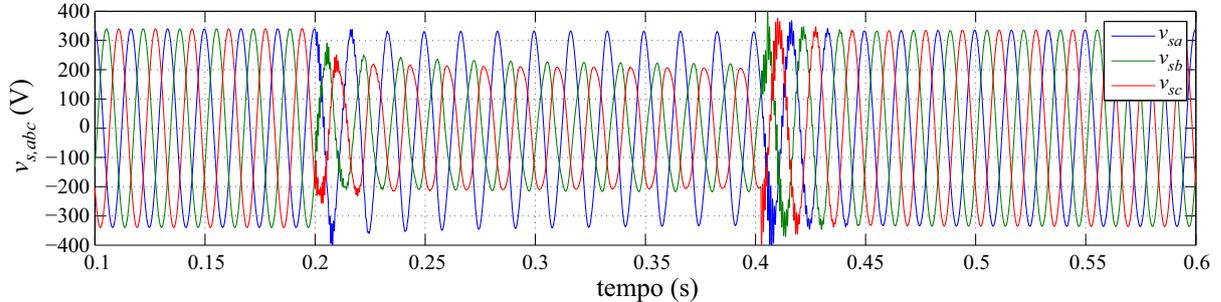
As Figuras 60 a 62 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$  e  $i_{s,abc}$  mensuradas durante o período de análise da falta, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador calculados a partir das grandezas mensuradas. A tensão nos terminais do estator é equivalente à tensão no PCC ( $v_{s,abc} = v_{pcc,abc}$ ). A falta é aplicada no instante de tempo  $t = 0,2$  s e o período de análise para as figuras mencionadas é de  $T_{análise} = 0,5$  s.

Observa-se na Figura 60 um considerável desequilíbrio nas tensões do estator durante a falta. Conforme analisado na seção 5.4 para os casos 4, 5 e 6, esse desequilíbrio provoca elevadas oscilações no fluxo de potência ativa e reativa do sistema, com o surgimento de componentes de potência oscilante de dupla frequência. Essas oscilações na velocidade provoca grandes estresses mecânicos na máquina.

As correntes de estator estão ilustradas na Figura 61. Durante o período transitório, observam-se correntes elevadas com componentes CC amortecidas, semelhante ao analisado no caso 4. Ao final do defeito, com o sistema retornando ao estado de operação normal, as correntes

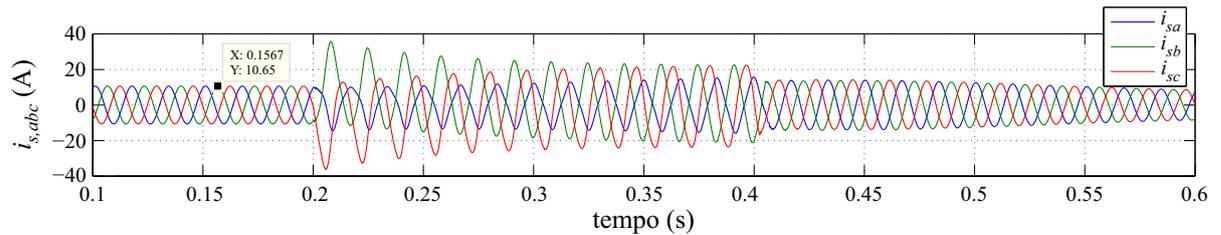
de estator são elevadas. Isso se deve ao fato da máquina ter acelerado durante a falta, tendo o ângulo de carga  $\delta$  um valor maior do que o valor de pré-falta, como também analisado no caso 4.

Figura 60 – Comportamento da tensão nos terminais do estator - Caso 7.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 61 – Comportamento das correntes de estator - Caso 7.



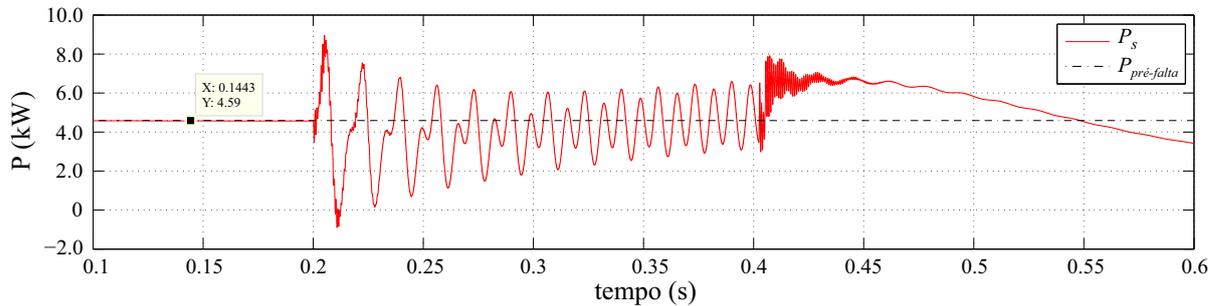
Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Observa-se na Figura 62 que, no momento da aplicação da falta, a potência ativa do gerador é reduzida instantaneamente. Diferentemente dos casos experimentais realizados neste trabalho, tem-se agora duas linhas em paralelo e o defeito ocorre em apenas uma das linhas, permitindo assim o fluxo de potência entre o gerador e a rede pela linha 1, que opera normalmente durante uma falta na linha 2, e também pela fase A da linha 2, já que a falta envolve apenas as fases B e C da linha 2. A potência reativa se eleva consideravelmente devido às características da falta, que possui baixa impedância indutiva de falta.

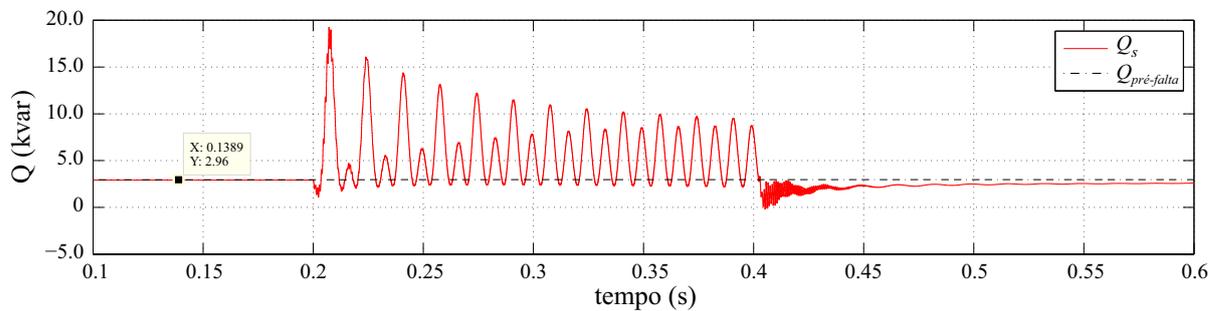
De forma análoga ao observado no resultado experimental para o caso 4, a queda da potência ativa provoca uma aceleração no rotor da máquina síncrona, pois os reguladores de torque mecânico são lentos, mantendo o torque primário praticamente constante durante um distúrbio de curta duração. Logo após o término da falta, com um ângulo de carga maior, ao retirar o curto e reconectar o sistema à rede elétrica, a potência de transferência entre o gerador e a rede se torna maior do que o valor de pré-falta, conforme Equação (2.21). Observa-se, então, uma queda na velocidade do gerador instantes após a eliminação da falta.

Figura 62 – Potência ativa e reativa de saída do gerador - Caso 7.

(a) Comportamento da potência ativa.



(b) Comportamento da potência reativa.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

### 5.5.2 Resultados de Simulação - Caso 8

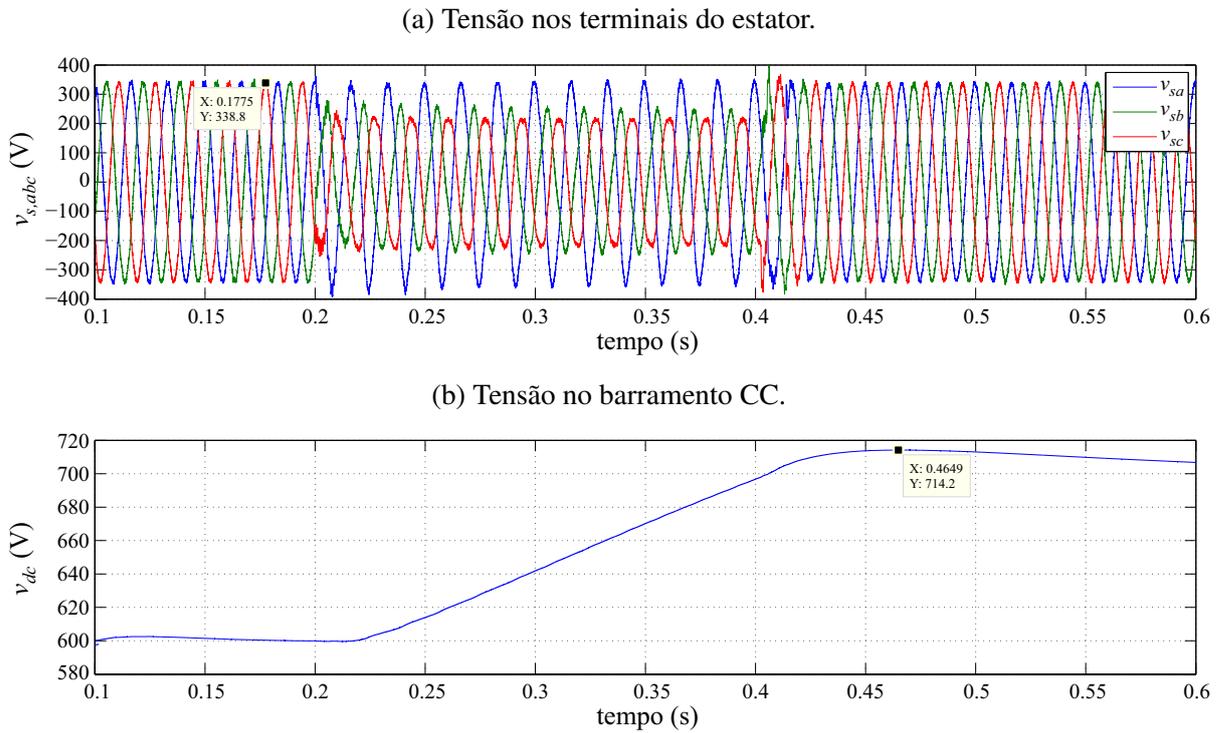
As Figuras 63 a 65 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $v_{dc}$  e  $i_{s,abc}$  mensuradas durante o período de análise da falta para o caso 8, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador, inversor e da rede calculados a partir das grandezas mensuradas.

Observa-se na Figura 63a que o comportamento da tensão nos terminais do estator é semelhante ao observado nos casos 5 e 6, apresentando desequilíbrio durante a falta fazendo surgir componentes de potência ativa e reativa de dupla frequência. Na Figura 63b observa-se que a tensão do barramento CC atingiu, durante o distúrbio, um nível máximo de 714,2 V.

Na Figura 64 é ilustrado as correntes de estator, de rede e do inversor. Observa-se grande perturbação nas correntes de estator e da rede, com elevado teor de harmônicas. As correntes do inversor também apresentam componentes harmônicas, como esperado, pois  $\mu = 0$ . Observa-se também que, logo após o término da falta, as correntes do gerador não se elevam muito, diferentemente do que ocorre no caso 7. Pois, com a atuação do controle do inversor, a aceleração do rotor da máquina é reduzida e o ângulo de carga  $\delta$  não aumenta muito, resultando numa potência de transferência entre o gerador e a rede próxima ao valor de pré-falta.

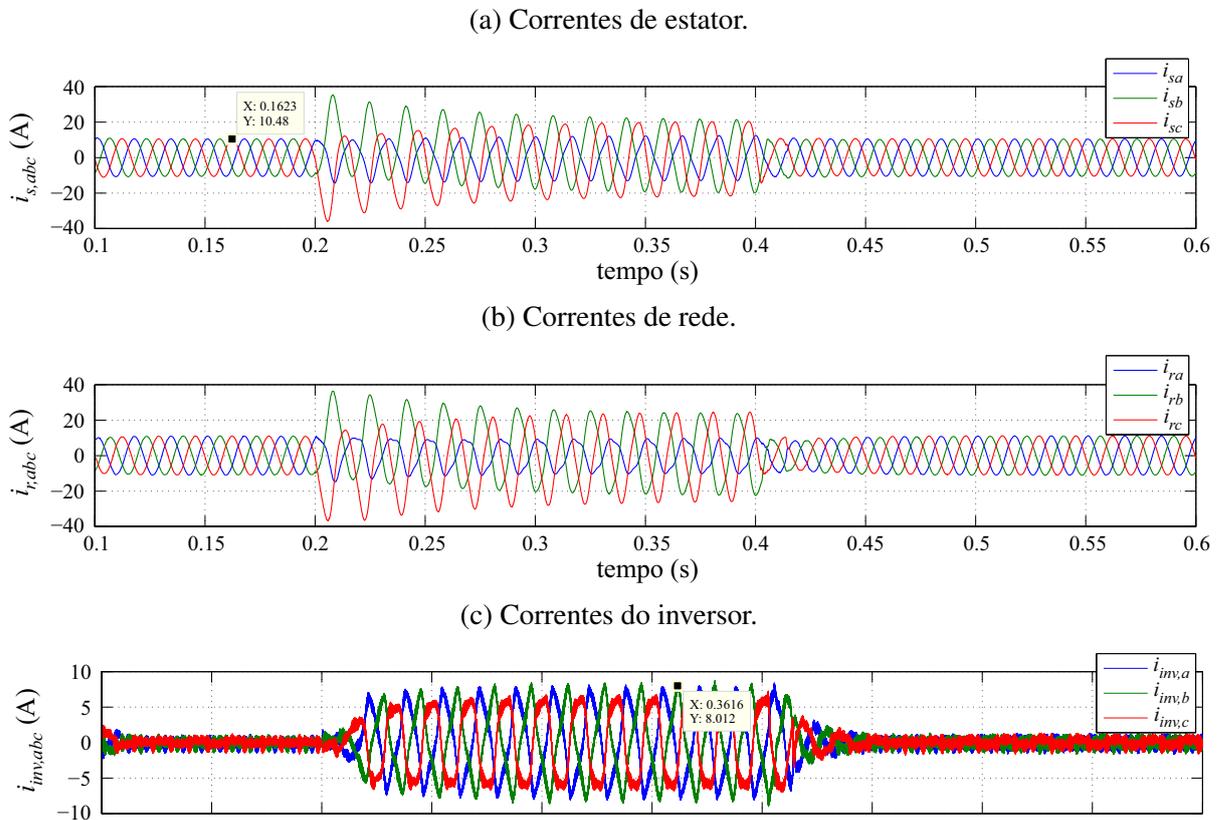
A Figura 65 ilustra as potências ativa e reativa de saída do gerador e do inversor, bem como a potência ativa e reativa fornecida à rede. Os resultados são semelhantes ao observado no caso 5, com potência ativa e reativa do inversor com baixa oscilação durante a falta.

Figura 63 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 8.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

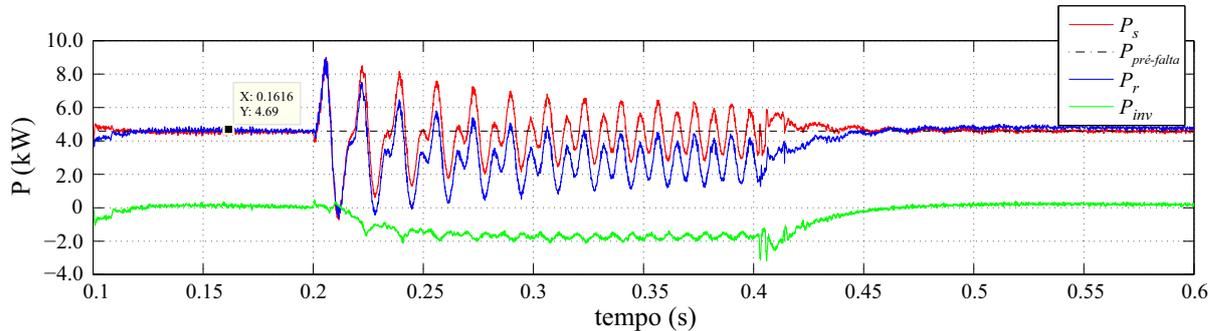
Figura 64 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 8.



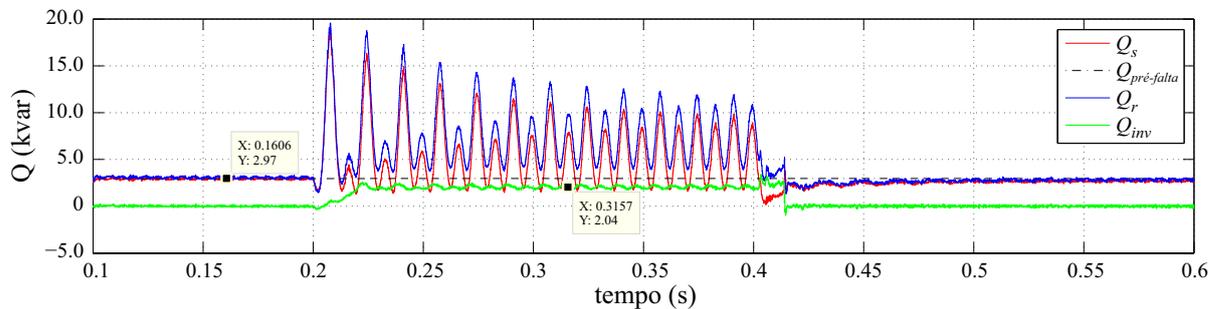
Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 65 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 8.

(a) Comportamento da potência ativa.



(b) Comportamento da potência reativa.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

### 5.5.3 Resultados de Simulação - Caso 9

O caso 9 é semelhante ao caso 8, porém com o valor de  $\mu = 1$ . Ou seja, durante o distúrbio o controle utiliza para o cálculo das correntes de referência de saída do inversor apenas a componente de sequência positiva da tensão nos terminais do estator, também equivalente a tensão no PCC, conforme diagrama de blocos apresentado na Figura 19.

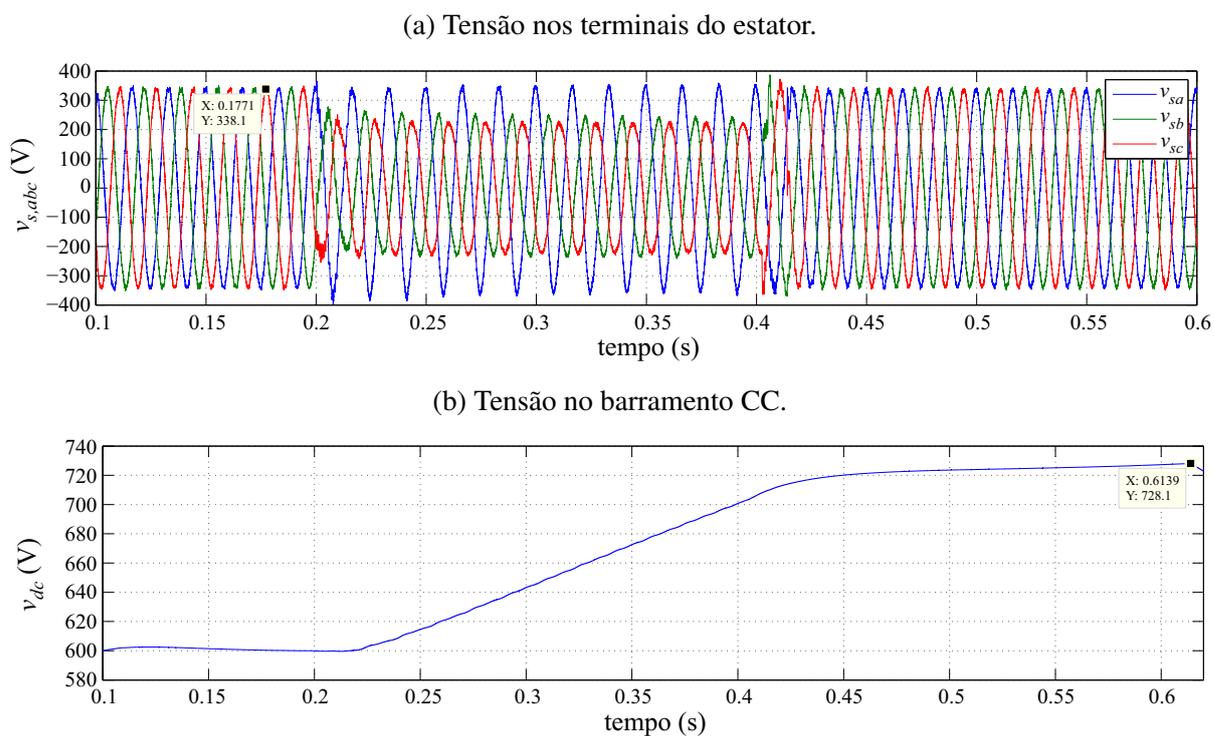
As Figuras 66 a 68 ilustram as grandezas  $v_{s,abc}$ ,  $v_{dc}$  e  $i_{s,abc}$  mensuradas durante o período de análise da falta para o caso 9, bem como os valores de potência ativa e reativa do gerador, inversor e da rede calculados a partir das grandezas mensuradas.

Observa-se na Figura 66a que a tensão de estator sofre uma forte perturbação no instante da aplicação da falta, apresentando desequilíbrio durante a falta. Com a atuação do controle do inversor, consumindo potência ativa e também injetando potência reativa ao sistema, os níveis de tensão se elevam em comparação ao caso 7 mas o desequilíbrio permanece acentuado.

Na Figura 66b observa-se que a tensão do barramento CC atingiu um nível máximo de  $V_{dc,máx} = 728,1$  V. Apresentando um valor maior do que o observado no caso 8.

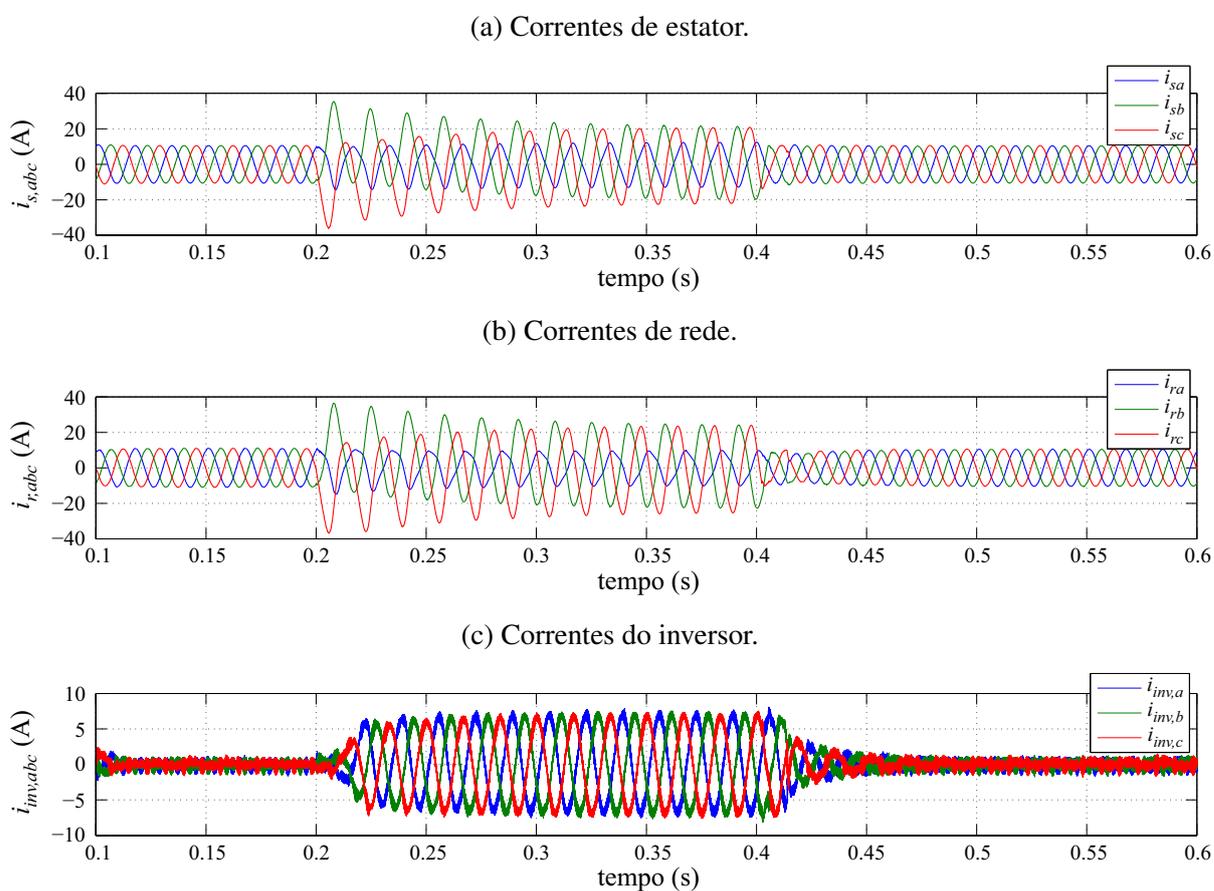
Na Figura 67 é ilustrado as correntes de estator, de rede e do inversor. Observa-se grande perturbação nas correntes de estator e da rede, com elevado teor de harmônicas. Nesse caso, as correntes de saída do inversor possuem formato senoidal com baixo VTHD, como ilustrado na Figura 67c, porém, a potência ativa e reativa do inversor é mais oscilatória comparado ao caso 8.

Figura 66 – Comportamento da tensão nos terminais do estator e no barramento CC - Caso 9.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

Figura 67 – Comportamento das correntes de estator, da rede e do inversor - Caso 9.

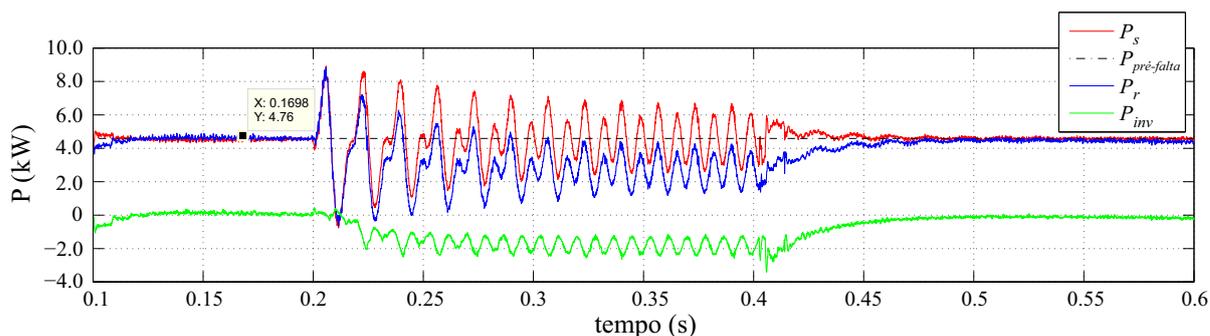


Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

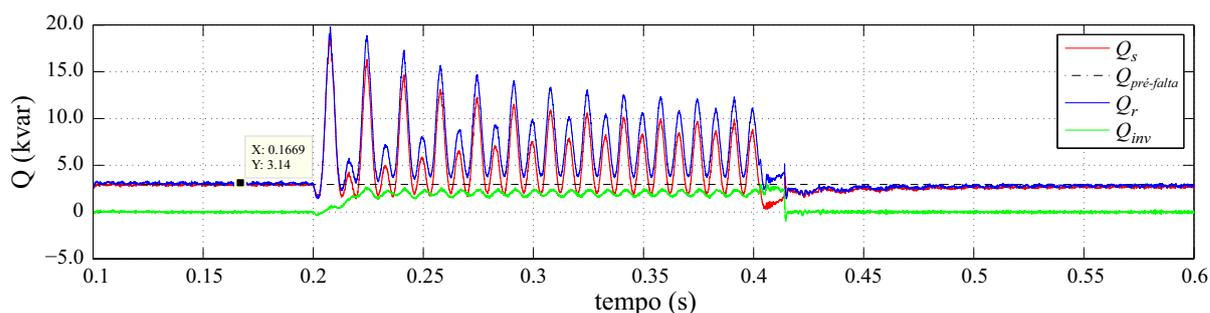
A Figura 68 ilustra as potências ativa e reativa de saída do gerador e do inversor, bem como a potência ativa e reativa fornecida à rede. Os resultados são semelhantes aos observados no caso 6, observando-se também, neste caso, as oscilação da potência ativa e reativa do inversor durante a falta com dupla frequência, pois o valor de  $\mu = 1$ .

Figura 68 – Potência ativa e reativa do gerador, da rede e do inversor - Caso 9.

(a) Comportamento da potência ativa.



(b) Comportamento da potência reativa.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

#### 5.5.4 Comparação Entre as Respostas da Oscilação de Potência Ativa - Casos 7, 8 e 9

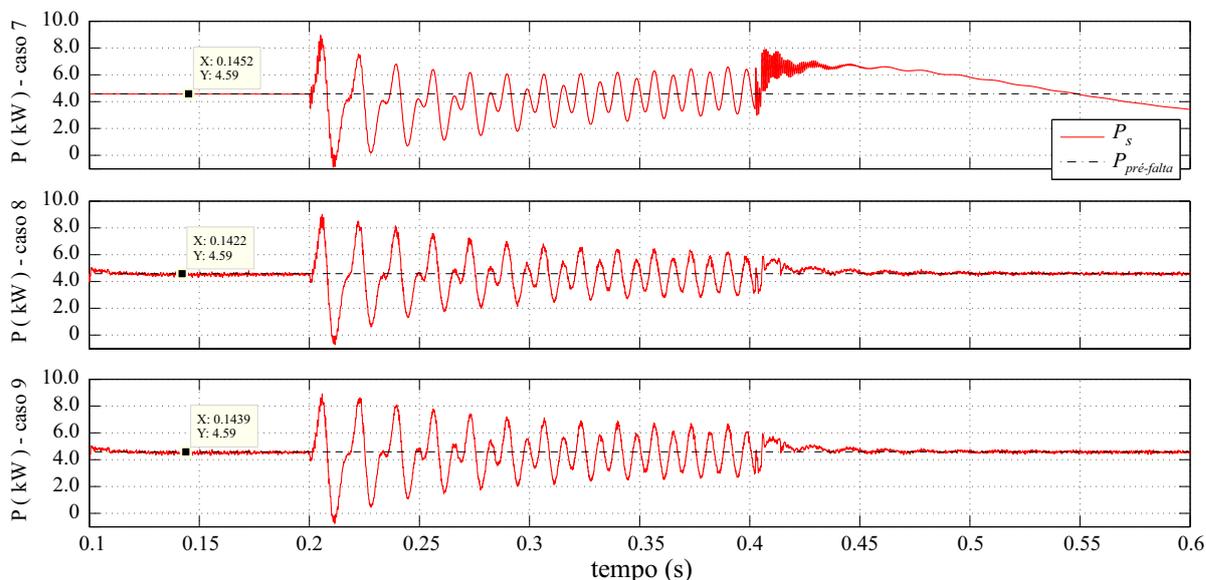
Observa-se nesta subseção a comparação do comportamento da potência ativa do gerador síncrono durante e após a aplicação de uma falta nos diferentes casos 7, 8 e 9, mencionados anteriormente. A análise é feita com base na Figura 69, para um período de tempo de 0,5 s, tendo como início 0,1 s antes da aplicação da falta.

No caso 9, com valor de  $\mu = 1$ , resulta em correntes de saída do inversor de frequência com baixo teor de harmônicas, tendo como principal componente a frequência fundamental, porém, com potência oscilatória. A vantagem dessa estratégia de controle, se comparado ao caso 8, é que o VTHD das correntes do inversor é próximo de zero e as amplitudes das correntes são menores.

Nos casos 8 e 9 o inversor está operando no sistema. Observa-se que as oscilações de potência diminuem consideravelmente, como visto nos resultados experimentais com controle do inversor operando no modo em falta diante de um curto-circuito no sistema.

Os níveis de tensão no barramento CC se elevam consideravelmente para os casos 8 e 9, limitando, assim, a capacidade de absorção de potência ativa do sistema para que seja possível elevar o fornecimento de potência ativa do gerador síncrono durante a falta.

Figura 69 – Comportamento da potência ativa de saída do gerador durante e após a falta bifásica para os casos analisados nas simulações.

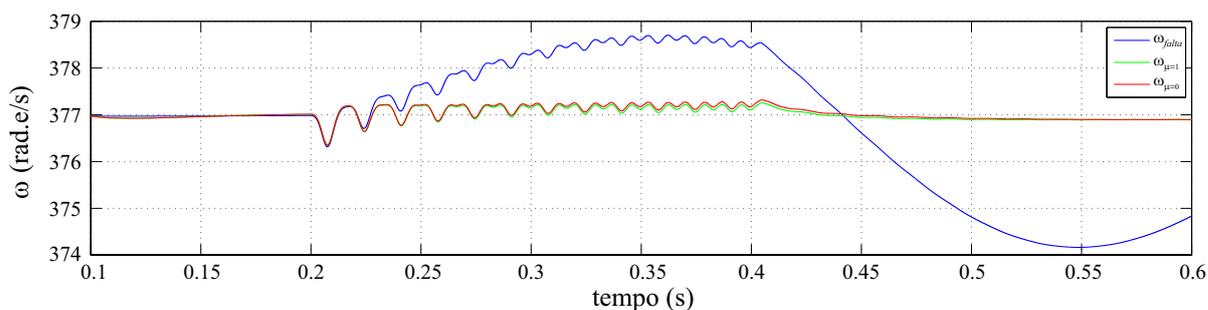


Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 70 apresenta o gráfico da velocidade da máquina para os casos 7, 8 e 9 realizados nas simulações. Observa-se para o caso 7 ( $\omega_{falta}$ ) que a velocidade da máquina aumenta significativamente, chegando a um valor de aproximadamente 378,8 rad.e/s, equivalente a uma frequência de 60,3 Hz.

Nos casos 8 e 9 ( $\omega_{\mu=0}$  e  $\omega_{\mu=1}$ , respectivamente), tem-se a atuação do controle do inversor durante a falta, fazendo com que a potência média do gerador esteja próxima ao valor de pré-falta, o que reduz a aceleração da máquina durante a falta.

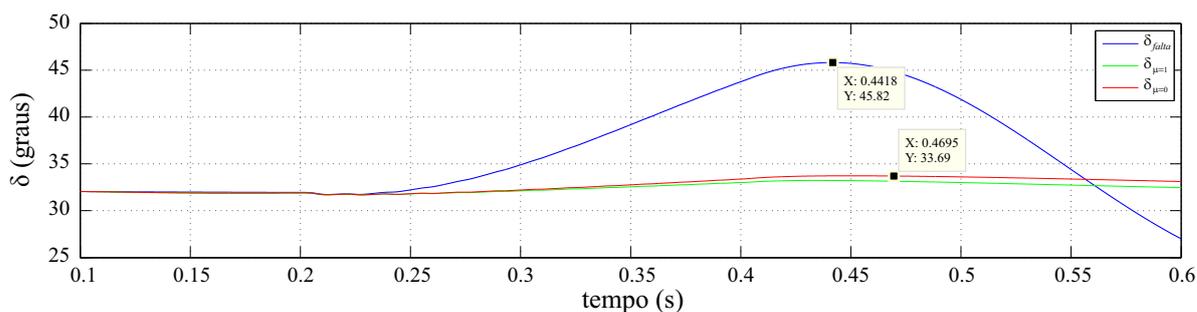
Figura 70 – Velocidade angular do rotor para os casos analisados nas simulações.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

A Figura 71 apresenta o gráfico do ângulo de carga entre a tensão interna do gerador e o barramento infinito para os casos 7, 8 e 9 realizados nas simulações. Observa-se para o caso 7 ( $\delta_{falta}$ ) um aumento expressivo do ângulo de carga. Já para os casos 8 e 9 ( $\delta_{\mu=0}$  e  $\delta_{\mu=1}$ , respectivamente), com a rápida atuação do controle do inversor no modo de operação em falta, o ângulo de carga permanece próximo ao valor de pré-falta.

Figura 71 – Ângulo de carga para os casos analisados nas simulações.



Fonte: Elaborada pelo autor (2018).

## 5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo apresentou-se os resultados experimentais e os resultados de simulações realizados neste trabalho. As simulações representam um caso real de um sistema elétrico com gerador síncrono modelado conforme as equações dinâmicas da máquina síncrona, apresentada em (KUNDUR et al., 2004). Os resultados apresentados atestam a aplicabilidade do controlador proposto no controle do inversor de interface no modo de operação em falta.

A flexibilidade na escolha do valor de  $\mu$  e se o inversor também injeta potência reativa na rede durante a falta permite otimizar o sistema. Para a escolha de  $\mu = 0$ , a tensão  $\vec{v}_{\mu,s}$  possui as componentes de sequência positiva e negativa da tensão no PCC para o cálculo das correntes de referência do inversor durante a falta. A vantagem é que a tensão máxima atingida no barramento CC é menor se comparado ao caso em que  $\mu = 1$ , mas a desvantagem é que a amplitude das correntes são maiores e possuem elevado VTHD.

A injeção de potência reativa pelo inversor durante a falta permite elevar a tensão nos terminais do estator da máquina. Conseqüentemente, o fluxo de potência ativa entre o gerador e a rede é maior, resultando um menor consumo de potência ativa do inversor e níveis menores de tensão máxima no barramento CC durante a falta.

Ressalta-se que, para os resultados experimentais, não aplicou-se um curto-circuito franco na rede elétrica para que as instalações não fossem danificadas, em contrapartida, realizou-se a abertura de uma chave para as fases envolvidas na falta e a inserção de uma carga indutiva de baixa impedância para que o gerador sofresse os mesmos efeitos caso estivesse submetido a um curto-circuito real.

## 6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho, o comportamento de um sistema elétrico foi analisado para casos de ocorrência de falhas do tipo curto-circuito, na rede elétrica onde se encontram geradores síncronos conectados à rede. Apresentou-se, então, o estudo, projeto e implementação de uma estratégia de controle para o inversor de interface entre uma fonte primária de energia e o ponto de conexão com a rede elétrica sendo capaz de fornecer suporte dinâmico aos geradores síncronos para melhoria da estabilidade transitória em casos de faltas.

Resultados experimentais validam os obtidos em simulação e demonstraram o desempenho satisfatório do controle do inversor operando no modo em falta e sua capacidade de reduzir oscilações na frequência da rede durante o distúrbio. Utilizou-se um inversor com capacidade de operar em dois modos de controle: um para condições normais de operação e outro para condições de falha.

Em condições normais de operação do sistema, tem-se que a atuação do controle do inversor objetiva controlar a tensão no barramento CC no valor pré-determinado, o que permite realizar o balanço do fluxo de potência entre a fonte primária de energia e a rede elétrica. Um outro modo de controle é ativado para uma situação de anormalidade no sistema, no caso de uma falta na rede elétrica. Onde, conforme os resultados experimentais realizados neste trabalho e as diferentes formas de ajustes no controle, o inversor opera de modo que a potência ativa de saída do gerador síncrono esteja próxima aos valores de pré-falta, possibilitando reduzir as oscilações no sistema e a velocidade máxima que o gerador pode alcançar durante uma falta.

O controle do inversor, na ocorrência de uma falta, atua para reduzir a aceleração da máquina síncrona sujeita a um curto-circuito. Um caso prático seria a aplicação para a geração de energia oriunda de uma fonte fotovoltaica ou eólica que, em condições normais, entrega energia à rede elétrica e em condições de falha atua de forma a melhorar a estabilidade do sistema. Sendo assim, a viabilidade na utilização de inversores de interface para fornecer suporte a geradores síncronos em casos de falta na rede elétrica está na possibilidade de utilizar inversores já conectados à rede elétrica, porém construídos para operar com uma finalidade principal: conversão de energia elétrica de uma determinada fonte primária para o sistema ou armazenamento de energia em banco de baterias, por exemplo.

A construção e aplicação de inversores dedicados a atuar apenas em condições de falhas no sistema se torna inviável economicamente, já que em muitos sistemas a taxa de ocorrência de falhas é pequena, não são frequentes a ponto de justificar o investimento, pois geralmente os sistemas elétricos e seus componentes são construídos para ter uma boa confiabilidade.

A resposta do sistema a uma falta e o controle de potência ativa e reativa do gerador durante a falta mostra que os resultados práticos validam a teoria discutida nos Capítulos 2

e 3, principal objetivo deste trabalho. Ressalta-se também a contribuição para o Grupo de Eletrônica de Potência e Acionamentos Elétricos da UFPE na montagem do conjunto motor-gerador contendo um volante de inércia, encoder e proteção para a montagem confeccionada e apresentada pela Energy Service para a elaboração deste trabalho. Este protótipo permitirá novos estudos com embasamento experimental acerca do tema.

## 6.1 TRABALHOS FUTUROS

Com o objetivo de aperfeiçoar o trabalho desenvolvido, são propostos alguns temas para trabalhos futuros:

- Analisar o sistema com múltiplos inversores de interface conectados à rede e implementar uma coordenação na operação dos inversores durante a falta.
- Implementar técnicas de detecção de faltas que possam identificar o instante em que ocorre a falta e também o instante em que ocorre a eliminação de falta de forma rápida e eficiente.
- Elaborar o projeto de dimensionamento do barramento CC, a fim de determinar os parâmetros ótimos para operação, determinando assim a capacitância total do barramento CC, de acordo com a potência do inversor, a máxima duração de falta e a tensão CC máxima admissível.
- Realizar uma avaliação do aumento no custo do inversor de interface, de acordo com a necessidade de aumentar a capacidade de armazenamento de energia no barramento CC.

## REFERÊNCIAS

- AMOR, W. O.; AMAR, H. B.; GHARIANI, M. Stability study of a grid fault. In: *2015 16th International Conference on Sciences and Techniques of Automatic Control and Computer Engineering (STA)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 486–492.
- AZEVEDO, G. M. de S. *Controle e Operação de Conversores em Microrredes*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2011.
- BROECK, H. W.; SKUDELNY, H. .; STANKE, G. V. Analysis and realization of a pulsewidth modulator based on voltage space vectors. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 24, n. 1, p. 142–150, 1988.
- CARDOSO, T. D. *Avaliação do Paralelismo de Conversores com Controle por Inclinação em Microrredes*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2017.
- DUESTERHOEFT, W. C.; SCHULZ, M. W.; CLARKE, E. Determination of instantaneous currents and voltages by means of alpha, beta, and zero components. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 70, n. 2, p. 1248–1255, July 1951.
- EREMIA, M.; SHAHIDEHPOUR, M. Frontmatter. In: \_\_\_\_\_. *Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control*. [S.l.]: Wiley-IEEE Press, 2013. p. 976–.
- FORTESCUE, C. L. Method of symmetrical co-ordinates applied to the solution of polyphase networks. *Proceedings of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 37, n. 6, p. 629–716, June 1918.
- FURINI, M. A.; ARAUJO, P. B. d. Melhora da estabilidade dinâmica de sistemas elétricos de potência multimáquinas usando o dispositivo facts "thyristor-controlled series capacitor - tcsc". *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automação*, scielo, v. 19, p. 214–225, 06 2008.
- GALLARDO, J. A. M. *Impacto de Geradores Síncronos no Desempenho de Regime Permanente de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2005.
- GLOVER, J. D.; SARMA, M. S.; OVERBYE, T. J. *Power System Analysis and Design*. [S.l.]: Global Engineering:Christopher M. Shortt, 2008.
- GOMES, P. et al. Geração distribuída-vantagens, problemas e perspectivas. 2015.
- KUNDUR, P. *Power System Stability and Control*. [S.l.]: New York: McGraw-Hill, 1994.
- KUNDUR, P. et al. Definition and classification of power system stability ieeecigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 19, n. 3, p. 1387–1401, Aug 2004.
- LIMONGI, L. R. *Filtros Ativos de Potência para Compensação de Harmônicos de Corrente e Potência Reativa*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2006.
- LORA, E. E. S.; HADDAD, J. *Geração Distribuída - Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais*. [S.l.]: Editora Interciência, 2006.

- MATA, C. G. da. *Uma Contribuição na Análise da Estabilidade Transitória dos Sistemas Elétricos de Distribuição na Presença de Geração Distribuída*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2005.
- NETO, R. C. *Controle Repetitivo Complexo Baseado em GDSC Aplicado a Filtro Ativo de Potência*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2018.
- NEVES, F. A. et al. Unbalanced grid fault ride-through control for single-stage photovoltaic inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 31, p. 3338–3347, 2016.
- NEVES, F. A. S. et al. A generalized delayed signal cancellation method for detecting fundamental-frequency positive-sequence three-phase signals. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 25, n. 3, p. 1816–1825, July 2010.
- NOGUEIRA, V. F. G. *Geração Distribuída Usando Geradores Síncronos Trifásicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2011.
- PARK, R. H. Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part i. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, v. 48, n. 3, p. 716–727, July 1929.
- PERES, L. M. *Estudos do Desempenho Dinâmico de Geradores Síncronos de Produtores Independentes em Sistemas de Geração Distribuída via ATPDraw*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Uberlândia, 2013.
- SADAKAWA, T. et al. Transient stability evaluation by the time domain equal-area criterion using the Taylor series expansion. In: *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 66–71.
- SANTOS, V. S. *Controle GDSC Aplicado a um Restaurador Dinâmico de Tensão*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2015.
- SOUZA, H. E. P. de. *Uma Abordagem Vetorial para a Detecção em Tempo Real de Componentes Harmônicas de Sequência positiva e Negativa em Sinais Trifásicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Pernambuco, 2012.
- STEINMETZ, C. P. Power control and stability of electric generating stations. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, XXXIX, n. 2, p. 1215–1287, July 1920.
- WALANTUS, L. A. *Análise da Estabilidade de Sistema Elétrico de Potência com Inserção de Fontes Renováveis*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2014.