

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO Nº 863

**METODOLOGIA PARA ENSAIOS DE MODELO DE SISTEMAS DE PROTEÇÃO
DE GERADORES SÍNCRONOS UTILIZANDO SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO
REAL**

Júlio César Batista

DATA DA DEFESA: 20/03/2015

Universidade Federal de Minas Gerais

Escola de Engenharia

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**METODOLOGIA PARA ENSAIOS DE MODELO DE SISTEMAS DE
PROTEÇÃO DE GERADORES SÍNCRONOS UTILIZANDO
SIMULADOR DIGITAL EM TEMPO REAL**

Júlio César Batista

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Clever Sebastião Pereira Filho

Belo Horizonte - MG

Março de 2015


**"Metodologia para Ensaio de Modelo de Sistemas de
Proteção de Geradores Síncronos Utilizando Simulador
Digital em Tempo Real"**

Júlio César Batista

Dissertação de Mestrado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 20 de março de 2015.

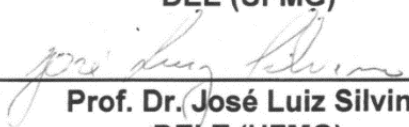
Por:



Prof. Dr. Clever Sebastião Pereira Filho
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. Alberto Resende De Conti
DEE (UFMG)



Prof. Dr. José Luiz Silvino
DELT (UFMG)



Prof. Dr. Eduardo Gonzaga da Silveira
DEE (CEFET/MG)

Dedico este trabalho à minha esposa
Sophia Costa Guerra e aos meus
pais Júlio Maria Batista e Maria
Perpétua Guimarães Batista.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, em especial, à minha esposa Sophia Costa Guerra, que sempre esteve ao meu lado, apoiando-me com seu incentivo e sua ajuda, o que tornou possível a conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, Júlio Maria Batista e Maria Perpétua Guimarães Batista, que são a minha referência de caráter, profissionalismo e dedicação.

Agradeço ao meu orientador, professor Dr. Clever Sebastião Pereira Filho, os conhecimentos repassados e as contribuições realizadas.

À Leme Engenharia, empresa da qual sou empregado, a confiança e os incentivos que permitiram minha participação nas aulas, nos experimentos, nas reuniões e nos eventos relacionados às atividades do mestrado.

À Cemig, especialmente ao colega Weber Melo de Sousa, que me convidou a participar do projeto de pesquisa para ensaios de modelo de sistemas de proteção de geradores com a utilização do laboratório de simulações digitais para o desenvolvimento das atividades experimentais.

Ao colega Adinã Martins Pena, que me auxiliou no entendimento e na programação das malhas de controle dos reguladores de tensão e velocidade da UHE Jaguará.

Agradeço, também, à equipe de manutenção Cemig da Usina Hidrelétrica de Três Marias e aos colegas Hudson Pereira Crisóstomo e José Airton Bregalda, da empresa JAB Engenharia, a boa vontade e rapidez no empréstimo de equipamentos utilizados nos ensaios em laboratório.

RESUMO

As concessionárias de energia vêm investindo, nos últimos anos, em aprimoramentos de simulações, modelos e ensaios relacionados a sistemas de proteção e controle, principalmente de equipamentos utilizados no Sistema Interligado Nacional. Nesse contexto, é cada vez mais comum a aplicação de ensaios de modelo utilizando o Simulador Digital em Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDS[®]), que permite a execução de simulações de um determinado sistema elétrico em tempo real e a interação com equipamentos de proteção e controle em malha fechada.

Apesar dos bons resultados e experiências em testes de proteções de linhas de transmissão pelas concessionárias de energia, os ensaios de modelo nos equipamentos de proteção de geradores síncronos ainda são uma área de conhecimento pouco difundida e explorada pelas concessionárias, sobretudo pela carência de literatura específica e experiência em sua aplicação.

O objetivo desta dissertação é estabelecer uma metodologia para tais testes de modelos de proteções de geradores, a partir da identificação dos casos simulados e de sua relevância, além de descrever as etapas de modelagem e os preparativos necessários para a execução dos testes e análise dos resultados.

Foi realizado um estudo de caso da Usina Hidrelétrica de Jaguara, da empresa Cemig Geração e Transmissão S.A., no qual se avaliou o desempenho dos relés de proteção das unidades geradoras utilizando a metodologia proposta.

ABSTRACT

Power utility companies have been investing, over the last years, in simulations, models and tests enhancements related with protection and control systems, mainly equipment used in the National Interconnected Electrical System. In this context, the application of Real Time Digital Simulator (RTDS®) for model-based tests is becoming more common. The RTDS® allows running simulations of a specific power system, which interacts with protection and control equipments in a closed-loop operation.

Despite the experience of utilities in testing the protection of power lines, model-based tests of synchronous generator protection are a relatively unknown and unexplored area by the utilities, mainly because of the lack of specific literature and experience in their application.

The objective of this dissertation is to establish a methodology for the model-based tests of generator protections from the identification of simulated cases and their relevance as well as to describe modeling steps, necessary arrangements to perform those tests and analysis of results.

A case study of Jaguara Hydro Power Plant, owned by Cemig Geração e Transmissão S.A., was performed to evaluate the generator protection relays performance using the proposed methodology.

SUMÁRIO

1	Introdução	11
1.1	Relevância da Investigação	11
1.2	Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento	12
1.3	Organização do Texto	13
2	Gerador Síncrono	14
2.1	Construção	14
2.2	Impedâncias	16
2.3	Produção de Harmônicos	19
2.4	Sistemas Associados	21
2.4.1	Sistemas Auxiliares	21
2.4.2	Sistema de Excitação	22
2.4.3	Sistema de Regulação de Velocidade	23
2.4.4	Sistema de Controle	24
2.4.5	Sistema de Proteção	25
2.4.6	Cubículo de Surto	27
2.4.7	Cubículo de Aterramento	28
2.5	Ensaio em Fábrica e Testes de Campo	29
3	Funções de Proteção	32
3.1	Proteção de Mínima Impedância ou Distância (21)	32
3.2	Proteção contra Sobrefluxo ou Volts/Hertz (24)	33
3.3	Proteção contra Subtensão (27)	34
3.4	Proteção contra Subtensão de Terceiro Harmônico, Proteção contra Sobretensão de Terceiro Harmônico, Proteção contra Falha a Terra no Estator 100% (27TN, 59TN, 64-100%)	34
3.5	Proteção contra Potência Inversa ou Motorização (32R)	37
3.6	Proteção contra Perda de Excitação (40)	37

3.7	Proteção contra Carga Desequilibrada (46)	40
3.8	Proteção contra Sobretensão de Sequência Negativa (47)	41
3.9	Proteção contra Sobrecarga (49)	41
3.10	Proteção de Sobrecorrente Instantânea de Fase (50)	42
3.11	Proteção contra Energização Acidental (50/27)	42
3.12	Proteção contra Falha de Disjuntor (50BF)	44
3.13	Proteção de Sobrecorrente de Terra (51G)	44
3.14	Proteção de Sobrecorrente de Fase com Restrição por Tensão (51V)	45
3.15	Proteção contra Sobretensão (59)	46
3.16	Proteção contra Sobretensão de Neutro ou Proteção contra Falha a Terra no Estator 95% (59N, 64-95%)	47
3.17	Proteção contra Falha a Terra no Rotor (64R)	48
3.18	Proteção contra Perda de Sincronismo (78)	49
3.19	Proteção contra Sub e Sobre frequência (81)	51
3.20	Proteção Diferencial de Gerador (87G)	53
4	<u>Especificação dos Testes dos Ensaios de Modelo</u>	55
4.1	Central Geradora Seleccionada	55
4.2	Simulador Digital em Tempo Real RTDS®	56
4.3	Especificação dos Testes	58
4.3.1	Curtos-circuitos Internos	58
4.3.2	Curtos-circuitos Externos	60
4.3.3	Perda de Excitação	61
4.3.4	Energização Acidental	62
4.3.5	Rejeição de Carga	62
4.3.6	Motorização	63
4.3.7	Requisitos Complementares	64
5	<u>Construção dos Modelos no Software Rscad®</u>	66

5.1	Sistema Elétrico de Potência	66
5.2	Gerador Síncrono	68
5.3	Circuito de Geração de Terceiro Harmônico	72
5.4	Sistema de Excitação	75
5.5	Sistema de Regulação de Velocidade	77
5.6	Transformadores de Instrumentos	81
5.7	Contator de Campo	83
5.8	Disjuntor do Gerador	84
5.9	Controle de Faltas	86
5.10	Painéis de Controle	88
5.10.1	Controles do Gerador 4	88
5.10.2	Controles do Disjuntor, Contator de Campo, Relé de Bloqueio e Sincronismo do Gerador 4	89
5.10.3	Medidores das Tensões de Terceiro Harmônico do Gerador 4	90
5.10.4	Controle de Faltas	90
5.10.5	Controle dos Geradores 1 a 3	91
6	<u>Preparativos para as Simulações</u>	93
6.1	Ajustes Principais dos Relé de Proteção	93
6.1.1	Dados Principais	93
6.1.2	Proteção de Distância	95
6.1.3	Proteção Volts/Hertz	95
6.1.4	Proteção contra Subtensão de Terceiro Harmônico	95
6.1.5	Proteção contra Potência Inversa	96
6.1.6	Proteção contra Perda de Excitação	96
6.1.7	Proteção contra Carga Desequilibrada	97
6.1.8	Proteção de Sobrecorrente Instantânea de Fase	97
6.1.9	Proteção contra Energização Acidental	98

6.1.10	Proteção de Sobrecorrente Temporizada de Fase com Restrição por Tensão	98
6.1.11	Proteção contra Sobretensão	99
6.1.12	Proteção contra Sobretensão de Neutro	99
6.1.13	Proteção contra Subfrequência	99
6.1.14	Proteção Diferencial de Gerador	99
6.2	Montagem Física	101
6.3	Configuração de Entradas e Saídas do RTDS®	103
6.3.1	Entradas Digitais	103
6.3.2	Saídas Digitais	104
6.3.3	Saídas Analógicas	105
7	Resultados	108
7.1	Curtos-circuitos Monofásicos Internos no Gerador	108
7.2	Curtos-circuitos Polifásicos Internos	111
7.3	Curtos-circuitos Externos	114
7.4	Perda de Excitação	119
7.5	Energização Acidental	121
7.6	Rejeição de Carga	122
7.7	Motorização	124
7.8	Comentários Gerais dos Resultados	125
8	Conclusões	127
9	Referências Bibliográficas	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Métodos construtivos de máquinas síncronas.....	15
Figura 2.2 – Tipos de enrolamento amortecedor.....	15
Figura 2.3 – Distribuição do fluxo magnético para os diferentes tipos de reatância de uma máquina síncrona de polos salientes.....	17
Figura 2.4 – Solução de elementos finitos para distribuição de fluxo ao redor de um polo saliente de uma máquina síncrona.....	19
Figura 2.5 – Efeito do passo fracionado nos harmônicos gerados.....	20
Figura 2.6 – Onda de densidade de fluxo correspondente à Figura 2.5 com suas componentes fundamental e de terceira harmônica.....	21
Figura 2.7 – Curva de capacidade ou capacidade típica de gerador síncrono.....	23
Figura 2.8 – Central oleodinâmica.....	24
Figura 2.9 – Arquitetura do sistema de proteção, controle e automação de uma usina.....	25
Figura 2.10 – Diagrama unifilar típico de um sistema de proteção de gerador síncrono.....	27
Figura 3.1 – Características de operação da função 21.....	33
Figura 3.2 – Perfil de terceiro harmônico de um gerador síncrono.....	35
Figura 3.3 – Métodos de proteção contra perda de excitação.....	38
Figura 3.4 – Curva de capacidade definida no plano das admitâncias.....	39
Figura 3.5 – Lógica da proteção de energização acidental.....	43
Figura 3.6 – Exemplo de instalação da proteção 64R por injeção.....	49
Figura 3.7 – Lugar geométrico das oscilações de potência estáveis e instáveis.....	50
Figura 3.8 – Proteção diferencial de gerador.....	53
Figura 3.9 – Característica de operação da proteção diferencial.....	54
Figura 4.1 – Malha elétrica regional da UHE Jaguará.....	56
Figura 4.2 – Hardware RTDS®.....	57
Figura 5.1 – Tela de carregamento das bases de dados Aspen Oneliner® e Anarede®.....	67
Figura 5.2 – Modelo gerador síncrono utilizado para a unidade geradora 4.....	69
Figura 5.3 – Janela de configuração dos parâmetros do gerador síncrono.....	70
Figura 5.4 – Modelo gerador síncrono utilizado para as unidades geradoras de 1 a 3.....	71
Figura 5.5 – Circuito equivalente para um curto-circuito a terra na fase A.....	72
Figura 5.6 – Composição das tensões de terceiro harmônico em função da tensão e potência do gerador síncrono.....	74
Figura 5.7 – Malha principal do sistema de excitação.....	76

Figura 5.8 – Malha de controle do regulador de velocidade.....	78
Figura 5.9 – Malha de controle do modelo hidráulico.....	79
Figura 5.10 – Malha de controle do modelo da turbina.....	80
Figura 5.11 – Transformadores de instrumentos dos ensaios de modelo	81
Figura 5.12 – Esquema do contator de campo virtual	83
Figura 5.13 – Controles do disjuntor da unidade geradora.....	85
Figura 5.14 – Esquema do controle de faltas	86
Figura 5.15 – Controles do gerador 4	89
Figura 5.16 – Controles do disjuntor e contator de campo	89
Figura 5.17 – Medições das tensões de terceiro harmônico.....	90
Figura 5.18 – Painel de controle de faltas	91
Figura 5.19 – Controle e monitoramento do gerador 1.....	92
Figura 6.1 – Característica da proteção diferencial do relé G60	100
Figura 6.2 – Diagrama elétrico da montagem física dos ensaios de modelo	101
Figura 6.3 – Foto da montagem realizada para os ensaios de modelo da UHE Jaguará	103
Figura 6.4 – Diagrama das entradas digitais do RTDS®.....	104
Figura 6.5 – Diagrama das saídas digitais do RTDS®	105
Figura 6.6 – Diagrama das saídas analógicas do RTDS®	106
Figura 7.1 – Oscilografia da simulação de curto-circuito monofásico interno no gerador....	110
Figura 7.2 – Oscilografia da simulação de curto-circuito trifásico dentro da zona da proteção diferencial.....	113
Figura 7.3 – Oscilografias das correntes do gerador durante curto-circuito bifásico envolvendo as fases A e B do barramento alta tensão da usina	117
Figura 7.4 – Oscilografias das tensões e correntes do gerador durante curto-circuito bifásico envolvendo as fases A, B e terra do barramento alta tensão da usina	118
Figura 7.5 – Trajetórias das impedâncias vistas pelo relé de proteção após a abertura do contator de campo nas condições de carregamento em vazio e nominal.....	120
Figura 7.6 – Oscilografia da simulação de energização acidental.....	121
Figura 7.7 – Oscilografia da simulação de rejeição de carga em 100 MW	123
Figura 7.8 – Oscilografia da simulação de motorização do gerador	124

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Principais funções de proteção para um gerador síncrono.....	26
Tabela 3.1 – Requisitos técnicos gerais para unidades geradoras hidroelétricas e termoelétricas relacionados com as proteções de frequência.....	52
Tabela 4.1 – Especificação dos testes de curtos-circuitos internos	60
Tabela 4.2 – Especificação dos testes de curtos-circuitos externos.....	61
Tabela 4.3 – Tipos de disparo considerados nos ensaios de modelo da UHE Jaguará.....	64
Tabela 5.1 – Dados das curvas de saturação dos TCs e TPs.....	82
Tabela 6.1 – Dados de entrada principais utilizados nos cálculos dos ajustes das funções de proteção	94
Tabela 7.1 – Resultados das simulações de curtos-circuitos fase-terra internos no gerador .	108
Tabela 7.2 – Resultados das simulações de curtos-circuitos polifásicos internos.....	111
Tabela 7.3 – Resultados das simulações de curtos-circuitos externos.....	114
Tabela 7.4 – Resultados das simulações para verificação do desempenho da proteção contra perda de excitação.....	119
Tabela 7.5 – Resultados das simulações de rejeição de carga.....	122

LISTA DE SIGLAS E NOMENCLATURAS

ANATEM®	<i>Software de Análise de Transitórios Eletromecânicos</i>
ANAREDE®	<i>Software de Análise de Redes Elétricas – Fluxo de Potência</i>
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto Nacional Americano de Normas Técnicas)
ASPEN	<i>Advanced Systems for Power Engineering</i> (Sistemas Avançados para Engenharia de Potência)
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i> (Regulador Automático de Tensão)
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Eletrobrás Cepel
CLP	Controlador Lógico Programável
FEM	Força Eletromotriz
FMM	Força Magnetomotriz
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i> (Corrente Contínua em Alta Tensão)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IED	<i>Intelligent Electronic Device</i> (Dispositivo Eletrônico Inteligente)
INC	<i>Incorporation</i> (Incorporação)
LT	Linha de Transmissão
LRC	<i>Lighting Research Center</i> (Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas)
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro
PSS	<i>Power System Stabilizer</i> (Estabilizador do Sistema Elétrico de Potência)
RTC	Relação de Transformação de um Transformador de Corrente
RTD	<i>Resistance Temperature Detector</i> (Termorresistência)
RTDS®	<i>Real Time Digital Simulator</i> (Simulador Digital em Tempo Real)
RTP	Relação de Transformação de um Transformador de Potencial
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
UHE	Termo utilizado, no Brasil, para definição de usinas hidroelétricas cuja capacidade instalada é superior a 30 MW.

1 Introdução

1.1 Relevância da Investigação

O sistema de proteção de unidades geradoras tem por objetivo evitar a operação das máquinas em condições inadequadas e instáveis, além de minimizar os danos causados na ocorrência de defeitos nos equipamentos primários, proporcionando maior segurança para as instalações. Além disso, o sistema de proteção deve evitar desligamentos indevidos, originados por atuações incorretas causadas por erros em ajustes ou mau funcionamento dos relés de proteção, seja por *hardware* ou *firmware*.

A falha no funcionamento do sistema de proteção pode ocasionar desde uma desconexão indevida de um gerador até sua inutilização permanente, comprometendo diretamente a disponibilidade da instalação. Como consequência, o agente responsável pela central geradora estará sujeito às penalidades previstas pela entidade regulatória do setor elétrico, bem como aos prejuízos inerentes à perda de geração, lucro cessante e aos custos em reparos e substituição da máquina danificada.

Para que o desempenho de um sistema de proteção seja satisfatório, é necessário que os ajustes dos relés de proteção sejam corretamente definidos e que os equipamentos sejam exaustivamente testados. No entanto, no caso de unidades geradoras, os testes usualmente são limitados a ensaios de bancada dos relés de proteção e a ensaios dinâmicos nos geradores, com a simulação de alguns tipos de defeitos na máquina. Não é possível a realização de todos os ensaios, visto que grande parte dos defeitos são de natureza destrutiva. Ocorre, também, o fato de que o tempo para a execução dos ensaios é limitado, em função do cronograma do empreendimento e principalmente da necessidade de o agente iniciar ou retomar a operação comercial da unidade geradora.

Para sistemas de proteção de linhas de transmissão as restrições para a execução de ensaios em campo são análogas às das unidades geradoras; no entanto, algumas concessionárias de energia recorrem à utilização de Simuladores Digitais em Tempo Real, RTDS® [RTDS TECHNOLOGIES, 2015c] para a execução de simulações e ensaios em relés de proteção de linhas de transmissão, também conhecidos como *ensaios de modelo*.

No ano de 2009, a Cemig Geração e Transmissão S.A. e a UFMG/LRC¹ estabeleceram um grupo de trabalho para pesquisa sobre a aplicação de ensaios de modelo de relés de proteção de linhas de transmissão e também de geradores síncronos.

Este trabalho de dissertação contribui para os desenvolvimentos realizados no referido grupo de trabalho para os ensaios de modelo das proteções de geradores síncronos.

1.2 Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento

O objetivo deste trabalho de dissertação é estabelecer uma metodologia para a realização de ensaios de modelo de relés de proteção de geradores síncronos, a partir dos recursos disponíveis no simulador RTDS®. Considerou-se como estudo de caso a realização de ensaios de modelo de um relé de proteção aplicado aos geradores da UHE Jaguará, que atualmente se encontra sob a concessão da Cemig Geração e Transmissão S.A.

Inicialmente são especificados os testes que são executados utilizando o simulador digital empregado, identificando seus propósitos, condições e recursos necessários.

Em seguida, são abordados os passos para a modelagem dos componentes e controles necessários para a execução das simulações nas plataformas computacionais do RTDS®, de forma a atender à especificação dos testes. Essa etapa inclui a preparação do relé de proteção selecionado, incluindo a definição dos ajustes e sua montagem física. Por fim, são executadas as simulações de cada um dos casos de interesse selecionados, o que gera, por sua vez, os resultados, análises e conclusões sobre os ensaios.

¹ UFMG/LRC: Núcleo de Desenvolvimento Científico e Tecnológico em Descargas Atmosféricas, da Universidade Federal de Minas Gerais

1.3 Organização do Texto

O texto foi preparado com o intuito de ser objetivo e apresentar uma sequência lógica do trabalho realizado, sendo dividido em oito capítulos, incluindo o capítulo de Introdução.

No *Capítulo 2*, é realizada uma revisão bibliográfica do gerador síncrono e conceitos básicos necessários para o entendimento dos capítulos seguintes.

O *Capítulo 3* apresenta os conceitos das funções de proteção utilizadas em relés de proteção de geradores síncronos.

O *Capítulo 4* se inicia com uma descrição da instalação selecionada para o estudo de caso. Posteriormente é realizada uma apresentação do simulador digital. Em seguida, é definida a especificação dos testes dos ensaios de modelo.

O *Capítulo 5* descreve a modelagem dos elementos e controles implementados nas plataformas computacionais do simulador digital.

No *Capítulo 6*, são definidos os ajustes das funções de proteção habilitadas no relé ensaiado e a montagem física proposta para os testes, incluindo as configurações necessárias no RTDS®.

No *Capítulo 7*, são apresentados e discutidos os resultados das simulações.

As conclusões finais e propostas de continuidade são tratadas no *Capítulo 8*.

2 Gerador Síncrono

2.1 Construção

O gerador síncrono é uma máquina elétrica basicamente constituída de um enrolamento de armadura e um enrolamento de campo. Geralmente a instalação do enrolamento de armadura é executada na parte fixa da máquina, denominada estator, enquanto que o enrolamento de campo é instalado na parte móvel da máquina, denominada rotor.

O enrolamento de campo é alimentado por uma fonte em corrente contínua (CC), criando-se um campo magnético. Quando o rotor é acionado por uma máquina motriz, como por exemplo uma turbina, o campo magnético criado induz uma tensão alternada no enrolamento de armadura com frequência proporcional à velocidade de giro do rotor e ao número de polos da máquina, conforme equação (2.1) [FITZGERALD et al., 2006].

$$f = \frac{P \times N}{120} \quad (2.1)$$

onde

- f é a frequência
- P é o número de polos do gerador
- N é a velocidade de giro expressa em rotações por minuto

Para geradores de alta rotação, comuns em centrais termoeletricas, são empregadas máquinas síncronas de polos lisos com número reduzido de polos, cujo rotor possui formato cilíndrico e entreferro uniforme. Por outro lado, em centrais hidroelétricas, a rotação proporcionada pela turbina normalmente requer a construção de um gerador com elevado número de polos, sendo, nesse caso, mais viável a utilização de máquinas síncronas de polos salientes. A Figura 2.1 apresenta os dois métodos construtivos.

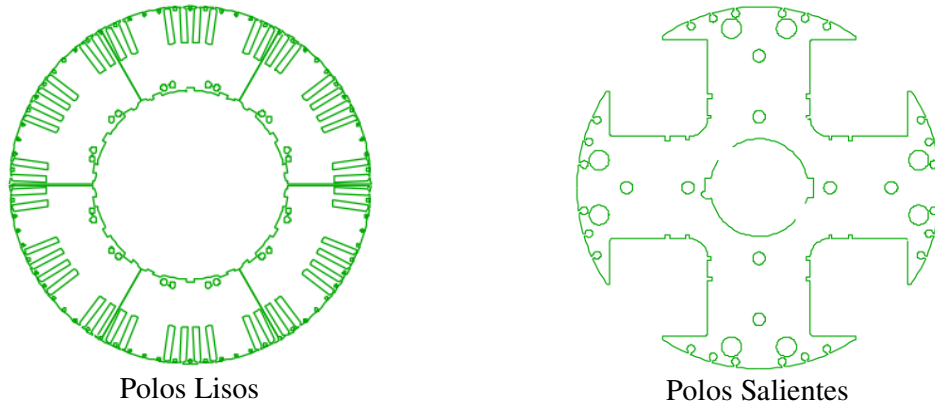


Figura 2.1 – Métodos construtivos de máquinas síncronas
[WEG, 2015]

Além dos enrolamentos de armadura e de campo, são empregados os enrolamentos amortecedores, constituídos de condutores instalados sobre o corpo dos polos do rotor, interconectados entre si ao longo de todo o diâmetro do rotor. Os enrolamentos amortecedores podem ser de tipo *contínuo*, ou com partes seccionadas, do tipo *aberto*, conforme a Figura 2.2 [KIMBARK, 1968].

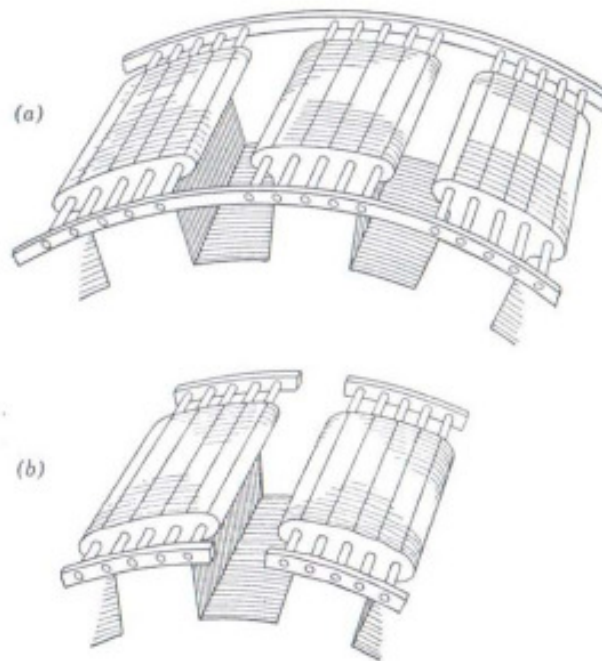


Figura 2.2 – Tipos de enrolamento amortecedor
(a) Contínuo; (b) Aberto
[KIMBARK, 1968]

A utilização de enrolamentos amortecedores em geradores trifásicos possui diversos propósitos, dentre os quais destacam-se os seguintes [KIMBARK, 1968].

- Amortecer oscilações originadas a partir de curtos-circuitos e chaveamentos no sistema elétrico
- Prevenir distorções na forma de onda da tensão (harmônicos) causadas por cargas desbalanceadas
- Reduzir a componente de sequência negativa do gerador, reduzindo conseqüentemente as tensões de sequência negativa provocadas por cargas desbalanceadas
- Promover um torque frenante no gerador durante a ocorrência de faltas assimétricas, reduzindo o torque acelerante durante o curto-circuito
- Promover um torque adicional durante a sincronização do gerador com a rede, especialmente em sincronizações fora de fase
- Reduzir a taxa das tensões de restabelecimento de disjuntores utilizados para a manobra dos geradores
- Minimizar o estresse do isolamento do enrolamento de campo durante a ocorrência de correntes de surto no enrolamento de armadura

2.2 Impedâncias

As impedâncias do gerador síncrono trifásico são decompostas nas componentes de sequência positiva, negativa e zero, segundo o método das componentes simétricas. As componentes de sequência negativa, “ X_2 ”, e zero, “ X_0 ”, são únicas; no entanto, a componente de sequência positiva depende da posição angular do rotor e é influenciada por transientes na distribuição do fluxo magnético da máquina, conforme Figura 2.3. Por essa razão, a impedância de sequência positiva é usualmente subdivida conforme abaixo [KIMBARK, 1968].

- Reatância síncrona de eixo direto – X_d
- Reatância síncrona do eixo em quadratura – X_q
- Reatância transitória de eixo direto – X'_d
- Reatância transitória do eixo em quadratura – X'_q
- Reatância subtransitória de eixo direto – X''_d

- Reatância subtransitória do eixo em quadratura – X''_q

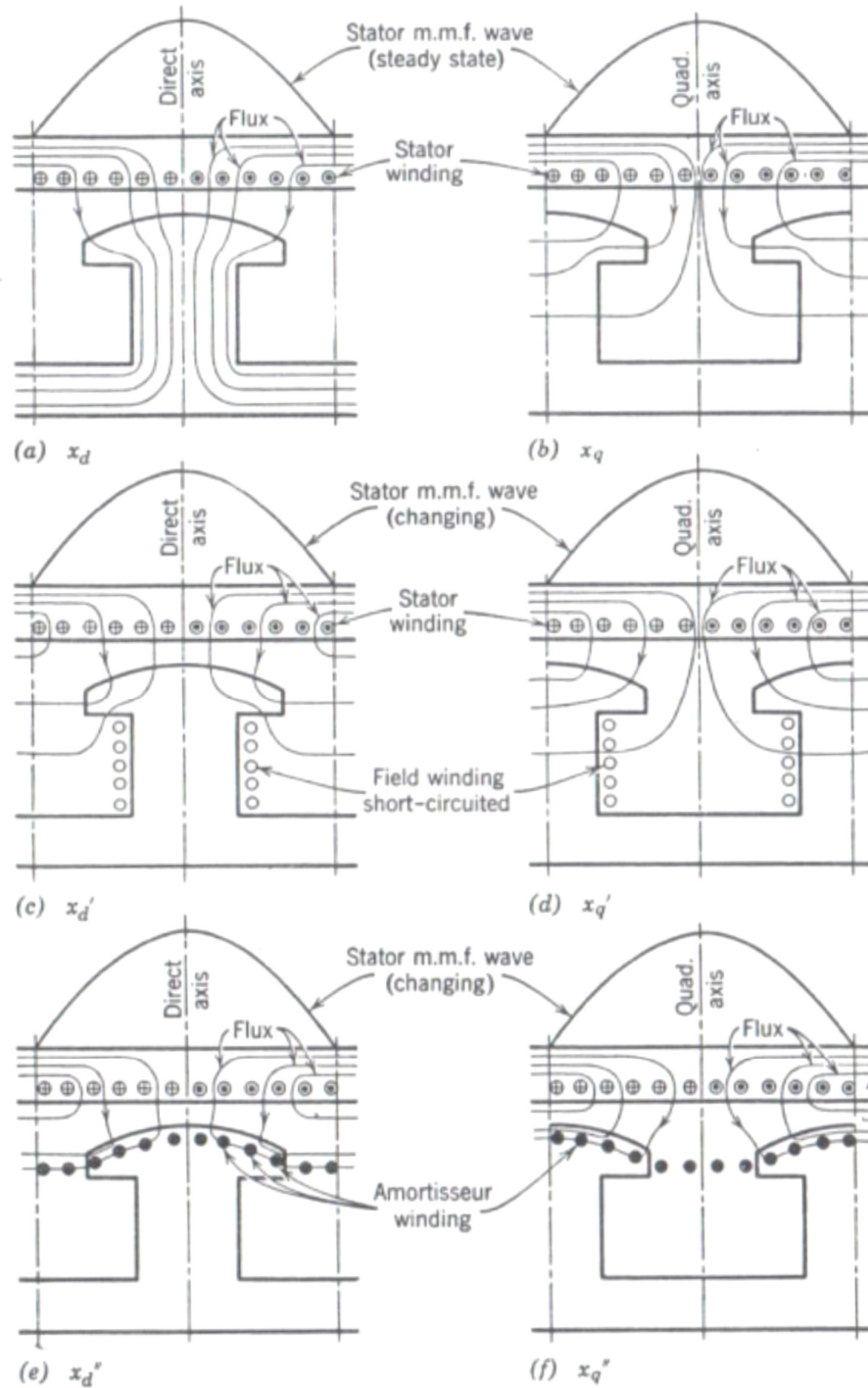


Figura 2.3 – Distribuição do fluxo magnético para os diferentes tipos de reatância de uma máquina síncrona de polos salientes

[KIMBARK, 1968]

Em uma máquina síncrona, o fluxo magnético que atravessa o entreferro é máximo quando o eixo do polo coincide com o pico da onda da força magnetomotriz (fmm) produzida pelas correntes da armadura, como na Figura 2.3a. Em regime permanente, a reatância associada a esse fluxo magnético máximo é denominada de reatância síncrona de eixo direto (X_d). Em condições transitórias, nas quais ocorre uma variação súbita da corrente de armadura, a reatância associada ao fluxo magnético máximo, no instante inicial, é denominada de reatância subtransitória de eixo direto (X''_d), evoluindo posteriormente para a reatância transitória de eixo direto (X'_d).

Nos primeiros instantes da variação súbita de corrente, ocorre a reação do enrolamento de campo e de outros circuitos magnéticos relacionados ao rotor, principalmente o enrolamento amortecedor, localizado próximo ao entreferro. O efeito dessa reação força uma circulação do fluxo pela superfície do polo como na Figura 2.3e. Nesse instante, prevalece a reatância subtransitória de eixo direto (X''_d).

A reação do enrolamento amortecedor e de demais circuitos magnéticos do rotor torna-se mínima em poucos ciclos, com exceção da reação do enrolamento de campo. Com isso, o fluxo magnético passa a enlaçar uma porção maior do corpo polar como na Figura 2.3c, resultando em um circuito magnético de maior permeância, que resultará em uma reatância maior que a anterior, denominada, nesse instante, de reatância transitória de eixo direto (X'_d).

Por outro lado, quando a onda da fmm produzida pelas correntes do estator coincide com o eixo interpolar, o fluxo magnético que atravessa o entreferro é mínimo, conforme representado na Figura 2.3b. Em condições de regime permanente, a reatância associada a esse fluxo magnético mínimo é denominada de reatância síncrona de eixo em quadratura (X_q). Em condições transitórias, nas quais ocorre uma variação súbita de corrente, a reatância associada ao fluxo magnético mínimo, no instante inicial, é denominada de reatância subtransitória de eixo em quadratura (X''_q), evoluindo posteriormente para a reatância transitória de eixo em quadratura (X'_q). As considerações para a diferenciação das reatâncias subtransitória e transitória em quadratura são análogas às de eixo direto.

Em máquinas síncronas de polos lisos, os valores das reatâncias em quadratura são praticamente iguais aos das reatâncias em eixo direto. As pequenas diferenças entre as duas reatâncias são explicadas pelas ranhuras nos polos do rotor.

2.3 Produção de Harmônicos

A geometria da máquina e as diferenças no entreferro, especialmente nas máquinas de polos salientes, interferem na distribuição das linhas de campo. Isso faz com que algumas partes da máquina concentrem uma quantidade maior de linhas de campo, conforme exemplo apresentado na Figura 2.4.

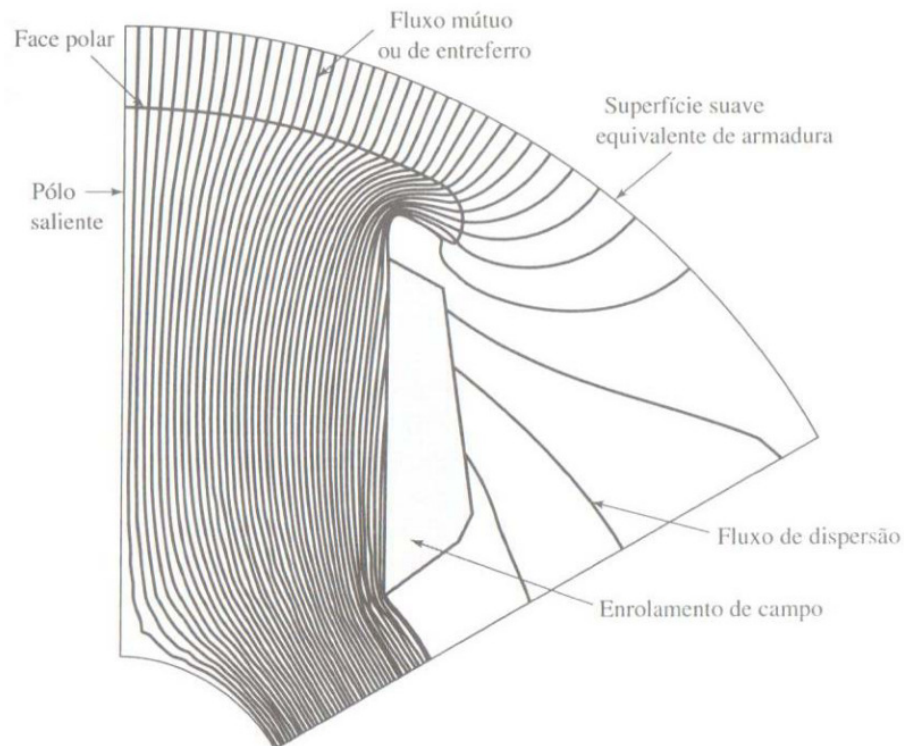


Figura 2.4 – Solução de elementos finitos para distribuição de fluxo ao redor de um polo saliente de uma máquina síncrona
[FITZGERALD et al., 2006]

Os materiais ferromagnéticos utilizados na fabricação dos componentes do gerador estão sujeitos à ocorrência de saturação em função da força magnetomotriz (fmm) à qual o material é submetido. A saturação promove uma distorção das linhas de fluxo, afetando diretamente as forças eletromotrizes (fem) induzidas no estator.

A distribuição não uniforme do fluxo magnético no entreferro da máquina resulta em uma fem rica em harmônicos de ordem ímpar. A força eletromotriz total pode ser expressa em uma série de Fourier de função ímpar, conforme equação (2.2).

$$fem = E_m \text{sen } \omega t + \frac{E_m}{3} \text{sen } 3\omega t + \frac{E_m}{5} \text{sen } 5\omega t + \dots + \frac{E_m}{n} \text{sen } n\omega t \quad (2.2)$$

Os métodos de construção das máquinas síncronas permitem uma redução significativa do conteúdo harmônico das tensões terminais do gerador. A utilização de enrolamentos de armadura do tipo *distribuído* com bobinas de *passo fracionado* é uma das formas de obter a minimização dos harmônicos [KOWOW, 2005]

Nos enrolamentos com passo fracionado, o passo das bobinas corresponde a uma fração de um passo pleno de 180° elétricos. A Figura 2.5 ilustra o efeito da utilização desse tipo de solução.

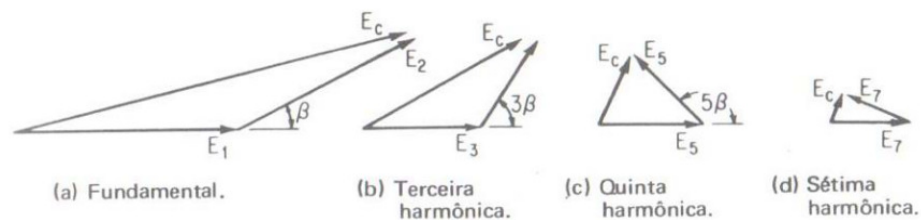


Figura 2.5 – Efeito do passo fracionado nos harmônicos gerados [KOSOW, 2005]

Na Figura 2.5, as tensões de cada lado de uma bobina de passo fracionado, “E₁” e “E₂”, são deslocadas de um ângulo “β” na frequência fundamental. Para as diferentes tensões harmônicas o ângulo “β” é multiplicado pelo valor da harmônica correspondente. Quanto maior a harmônica, maior será o ângulo de deslocamento entre as tensões de cada lado da bobina, e, conseqüentemente, menor será a tensão harmônica resultante “E_c”.

A terceira harmônica é normalmente a componente harmônica mais significativa nas tensões terminais de um gerador síncrono, conforme se observa na Figura 2.6.

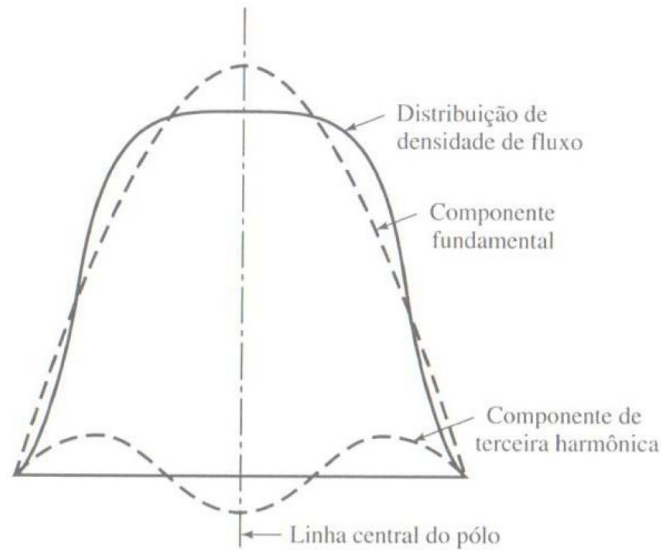


Figura 2.6 – Onda de densidade de fluxo correspondente à Figura 2.5 com suas componentes fundamental e de terceira harmônica
[FITZGERALD et al., 2006]

2.4 Sistemas Associados

A seguir são apresentados os principais sistemas associados aos geradores síncronos empregados em centrais hidroelétricas de grande e médio portes.

2.4.1 Sistemas Auxiliares

Os sistemas auxiliares de um gerador são constituídos por um conjunto de equipamentos necessários para que seja possível seu funcionamento nas etapas de partida, operação normal e parada da máquina. Os principais sistemas auxiliares de um gerador são os seguintes.

- Sistema de circulação e resfriamento de óleo nos mancais do gerador
- Sistema de resfriamento, responsável pelo resfriamento do estator
- Sistema de frenagem, empregado durante a etapa de parada do gerador
- Sistema de injeção de óleo em alta pressão, utilizado nas etapas de partida e parada do gerador quando ele opera em baixas rotações, evitando o desgaste dos mancais

- Serviço auxiliar elétrico, responsável pelo suprimento das cargas auxiliares da unidade geradora em corrente alternada e em baixa tensão, assim como pelo suprimento em corrente contínua necessário para o controle e proteção dos equipamentos

2.4.2 Sistema de Excitação

O sistema de excitação é responsável pelo fornecimento da corrente do enrolamento de campo do gerador síncrono, objetivando o controle de sua tensão terminal dentro dos limites operativos recomendados para a máquina.

A excitação do gerador pode ser realizada por diferentes métodos, sendo os mais utilizados atualmente a excitação com retificadores estáticos e a excitação sem escovas, também conhecida como *brushless*. Em ambos os métodos, a excitação é controlada por meio regulador automático de tensão, denominado *AVR*.

No *AVR*, estão programadas malhas de controle que permitem manipular a tensão terminal do gerador, estabilizar sua potência de saída (*PSS*), além dos dispositivos de segurança denominados *limitadores* [LIMA, 2002].

- Limitador de Tensão/Frequência: responsável por limitar o sobrefluxo magnético no gerador por meio do controle da máxima razão entre a tensão e a frequência da máquina
- Limitador de Subexcitação: tem a função de evitar a perda da estabilidade do gerador
- Limitador de Corrente de Campo ou Sobreexcitação: responsável por limitar a máxima corrente que circula no enrolamento de campo
- Limitador de Corrente de Armadura: responsável por limitar a máxima corrente que circula no enrolamento de armadura

Os limitadores de subexcitação, corrente de campo e armadura são ajustados normalmente segundo os limites operativos do gerador síncrono estabelecidos em sua *curva de capacidade* ou *capacidade*, exemplificada na Figura 2.7.

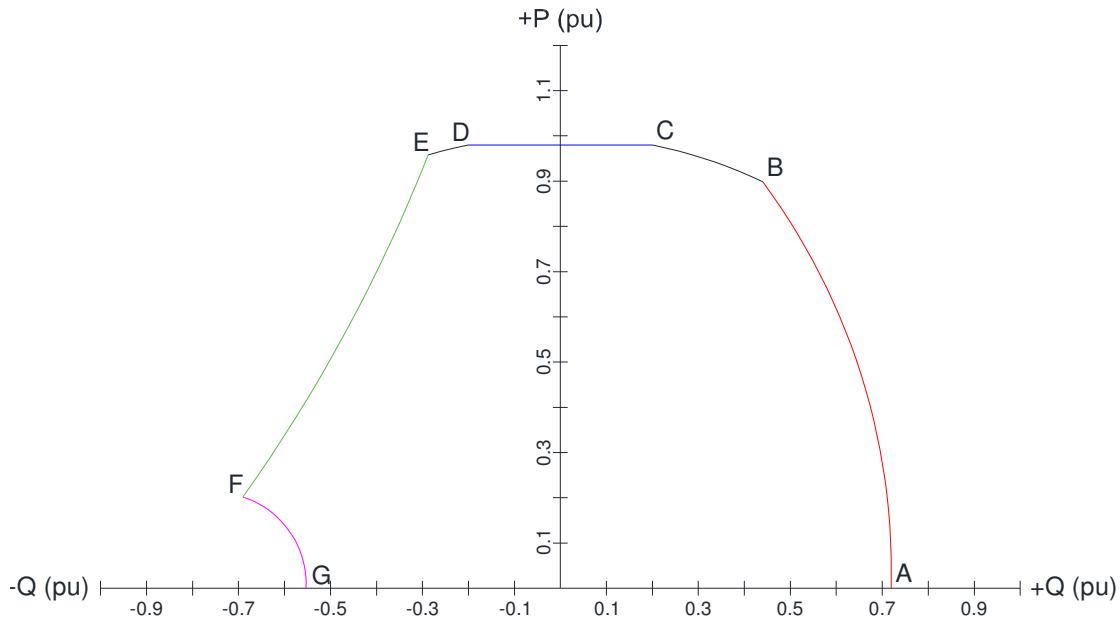


Figura 2.7 – Curva de capacidade ou capacidade típica de gerador síncrono

O segmento “AB”, da Figura 2.7, corresponde à restrição operativa da máquina em função da máxima corrente de campo. Os trechos “CB” e “ED” correspondem à máxima corrente de armadura. A máxima potência da máquina motriz é representada pelo trecho “CD”. A região de limitação da operação do gerador por estabilidade permanente é definida pelo trecho “EF”. O limite de excitação mínimo é estabelecido em “FG”.

Os conceitos relacionados ao traçado de uma curva de capacidade podem ser consultados na referência [WALKER, 1953].

2.4.3 Sistema de Regulação de Velocidade

O sistema de regulação de velocidade tem a finalidade de controlar a velocidade da máquina motriz. Assim como os reguladores de tensão, os reguladores de velocidade modernos empregam dispositivos eletrônicos nos quais são implementadas malhas de controle responsáveis basicamente pelo controle de velocidade-frequência e pela potência ativa injetada na rede pelo gerador.

Em centrais hidroelétricas, o controlador do sistema de regulação de velocidade atua sobre válvulas localizadas em uma *central oleodinâmica*, as quais acionam *servomotores* responsáveis pela abertura do *distribuidor*. O distribuidor, por sua vez, tem a função de

movimentar as palhetas que controlam a passagem de água necessária para o acionamento da turbina, influenciando sua rotação e também a potência mecânica entregue ao gerador. Na Figura 2.8, é possível observar, na parte inferior, a central oleodinâmica (A) e, no centro, o servomotor (B) conectado ao distribuidor (C).

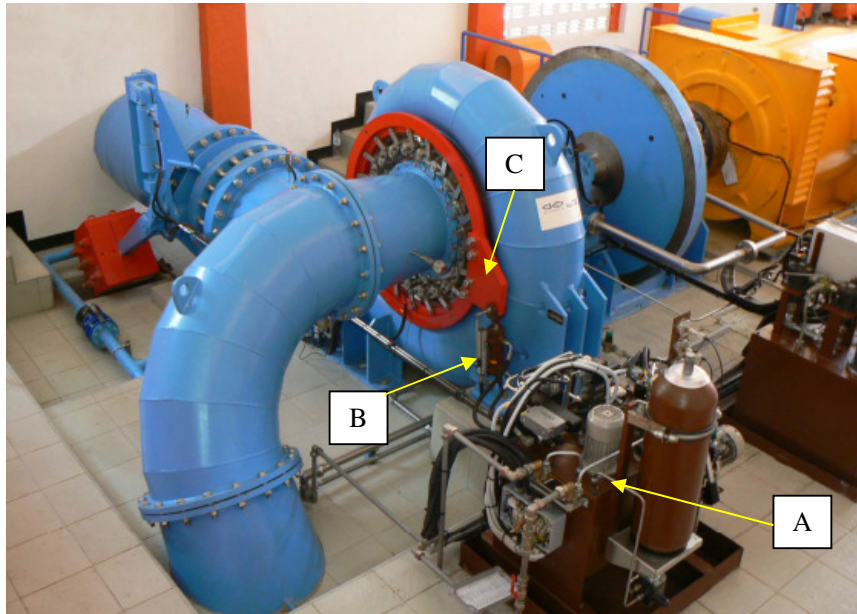


Figura 2.8 – Central oleodinâmica
[HYDROLINK, 2015]

2.4.4 Sistema de Controle

Os sistemas de controle atuais empregam dispositivos do tipo *CLP*, os quais são integrados a todos os equipamentos e sistemas relacionados à unidade geradora, permitindo o seu controle e supervisão local ou remoto. Essa integração se dá por conexão física, ou por meio de rede de comunicação.

Na Figura 2.9, está representada a arquitetura de um sistema de controle típico empregado em usina hidroelétrica.

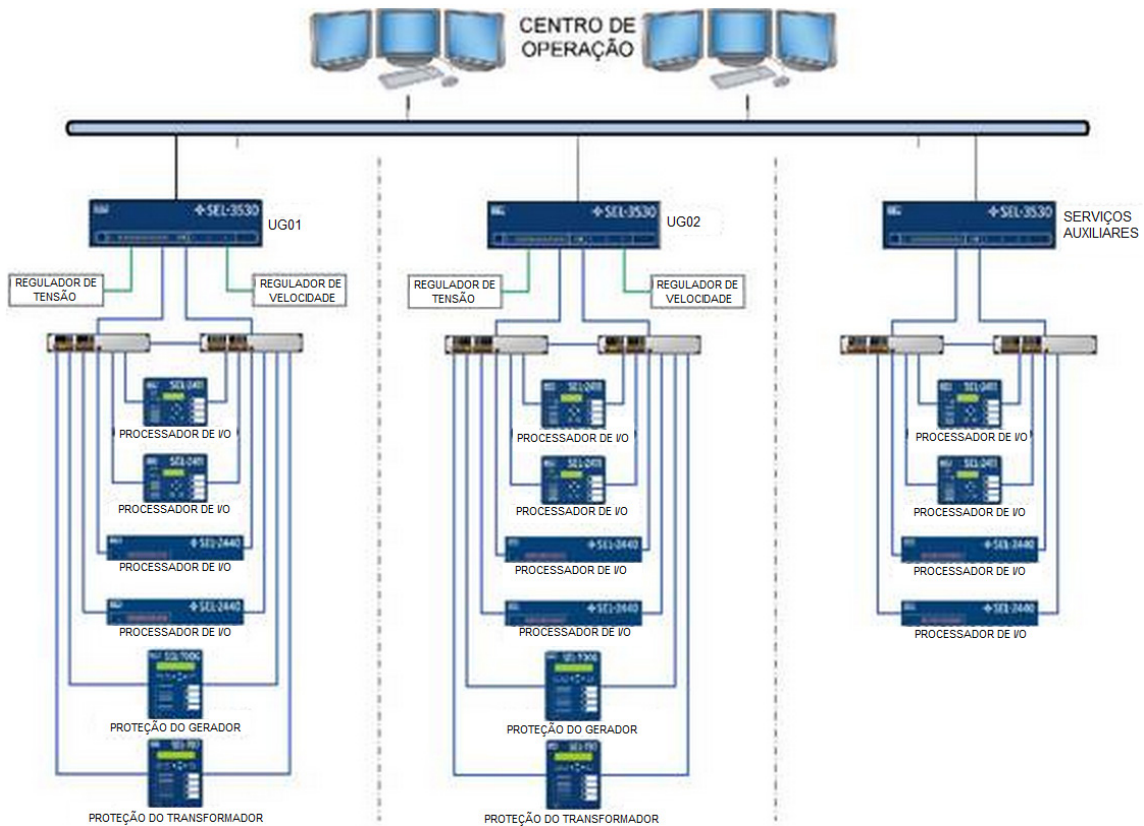


Figura 2.9 – Arquitetura do sistema de proteção, controle e automação de uma usina [SCHWEITZER, 2015]

No CLP, estão programados as lógicas e intertravamentos que permitem o sequenciamento da partida e parada da unidade, os quais acionam, no momento adequado, os sistemas auxiliares que compõem a turbina e o gerador.

2.4.5 Sistema de Proteção

O sistema de proteção é composto basicamente de painéis elétricos que contêm os relés de proteção e todos os circuitos elétricos e miscelâneas necessárias para o desligamento do gerador e para a parada da máquina motriz.

Os relés de proteção modernos são de tecnologia digital, também recebendo a designação de dispositivos inteligentes (IED), por possuir recursos adicionais à proteção dos

equipamentos, tais como autossupervisão, comunicação, controle, sequenciamento de eventos, oscilografia, etc.

Na Tabela 2.1, são apresentadas as principais funções de proteção implementadas no relé de proteção de um gerador síncrono.

Tabela 2.1 – Principais funções de proteção para um gerador síncrono
[IEEE, 2011]

Número ANSI da Função	Descrição
21	Proteção de Mínima Impedância ou Distância
24	Proteção contra Sobrefluxo ou Volts/Hertz
27	Proteção contra Subtensão
27TN, 59TN, 64-100%	Proteção contra Subtensão de Terceiro Harmônico, Proteção contra Sobretensão de Terceiro Harmônico, Proteção contra Falha a Terra no Estator 100%
32R	Proteção contra Potência Inversa ou Motorização
40	Proteção contra Perda de Excitação
46	Proteção contra Carga Desequilibrada
47	Proteção contra Sobretensão de Sequência Negativa
49	Proteção contra Sobrecarga
50	Proteção contra Sobrecorrente Instantânea de Fase
50/27	Proteção contra Energização Acidental
50BF	Proteção contra Falha de Disjuntor
51G	Proteção de Sobrecorrente Temporizada de Terra
51V	Proteção de Sobrecorrente de Fase com Restrição por Tensão
59	Proteção contra Sobretensão
59N, 64-95%	Proteção contra Sobretensão de Neutro, Proteção contra Falha a Terra no Estator 95%
64R	Proteção contra Falha a Terra no Rotor
78	Proteção contra Perda de Sincronismo
81	Proteção contra Subfrequência e Sobrefrequência
87G	Proteção Diferencial de Gerador

Na Figura 2.10, é mostrado um diagrama unifilar típico de um sistema de proteção de gerador síncrono de médio e grande porte, identificando a conexão das funções de proteção listadas na Tabela 2.1 com os transformadores de instrumentos.

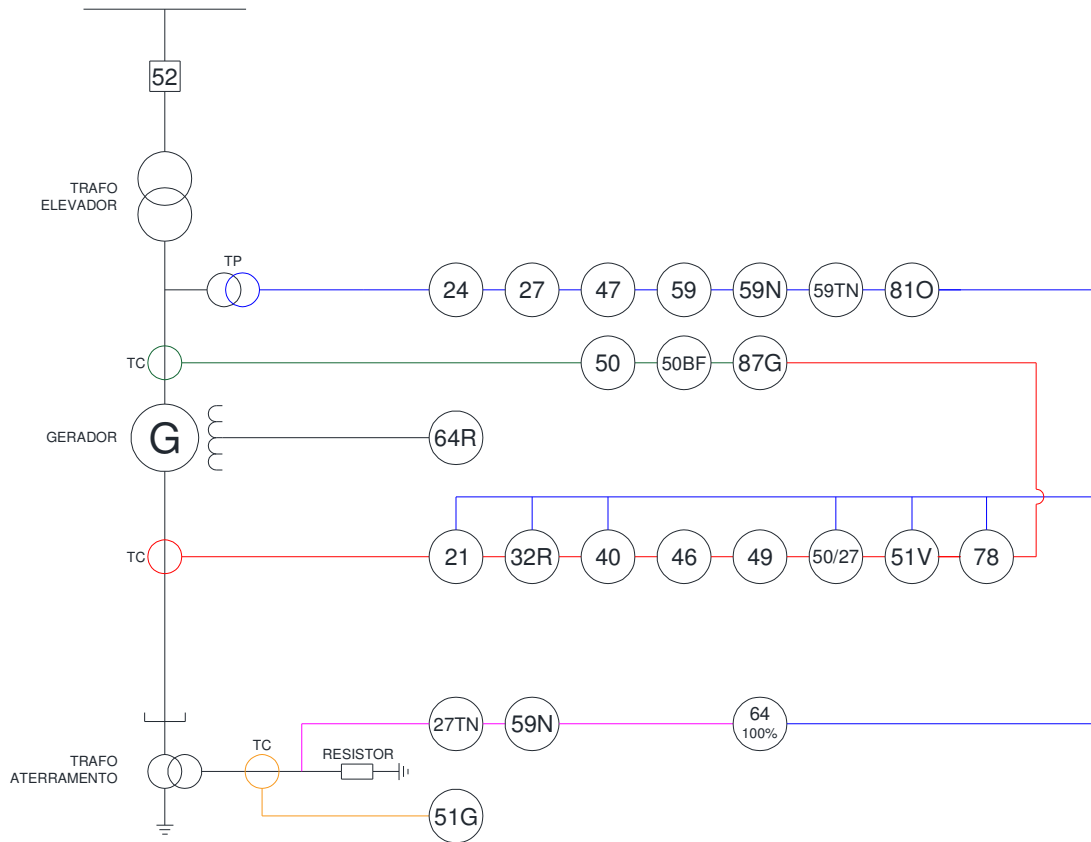


Figura 2.10 – Diagrama unifilar típico de um sistema de proteção de gerador síncrono

A ação de cada função de proteção e os tipos de parada do gerador e da turbina após a atuação de uma das proteções variam de acordo com a filosofia do agente responsável pela instalação e também com o tipo da unidade geradora.

2.4.6 Cubículo de Surto

A proteção contra sobretensões transitórias no gerador é realizada pelo cubículo de surto conectado aos terminais de saída, no qual são instalados para-raios e capacitores conectados em paralelo a cada uma das fases do barramento de média tensão.

Os para-raios são empregados para limitar a amplitude de sobretensões e as reflexões internas nos enrolamentos da máquina. Os capacitores, por sua vez, têm a função de reduzir a taxa de crescimento da sobretensão.

O espaço físico do cubículo de surto é também aproveitado para a instalação de transformadores de potencial utilizados para medição das tensões terminais do gerador requeridas pelos sistemas de proteção, controle, medição e regulação de tensão e velocidade.

2.4.7 Cubículo de Aterramento

Geradores síncronos de médio e grande porte geralmente possuem alta impedância de aterramento, com o propósito de limitar as correntes de curto-circuito fase-terra e, com isso, reduzir os danos causados por esse defeito dentro do estator da máquina. Além disso, o aterramento em alta impedância é utilizado para limitar as sobretensões temporárias e transitórias e promover um meio para a detecção dos defeitos a terra [IEEE C62.92.2].

A configuração mais empregada é a combinação de um transformador de distribuição monofásico com um resistor de baixo valor, na qual os terminais primários do transformador são conectados ao neutro do gerador e à malha de aterramento da usina, e os terminais secundários, ao próprio resistor. Essa combinação proporciona uma impedância equivalente de característica resistiva de alto valor, com a capacidade de limitar curtos-circuitos a terra da ordem de 10 A.

O dimensionamento do aterramento em alta impedância deve tomar em conta as capacitâncias a terra de todos os equipamentos primários, como o gerador, cabos, barramentos, transformadores, etc., de forma que a resistência de aterramento seja igual ou inferior a um terço da reatância capacitiva total, conforme (2.3) [IEEE C62.92.2].

$$3 \times R_{ATERRAMENTO} \leq X_{CN} = \frac{1}{2\pi \times f \times C_{N-TOTAL}} \quad (2.3)$$

2.5 Ensaios em Fábrica e Testes de Campo

Os geradores, assim como qualquer outro equipamento, são ensaiados de acordo com critérios e testes estabelecidos nas normas vigentes. Os principais testes e as respectivas normas de referência são relacionadas a seguir.

- Testes de Performance: IEC 60034-1, IEEE 115
- Determinação dos Parâmetros da Máquina: IEC 60034-4, IEEE 115
- Determinação das Perdas: IEC 60034-2-1 e IEC 60034-2-2
- Medição de Vibração: IEC 60034-14
- Verificação de Isolamento: IEC 60034-15, IEC 60034-18-1, IEC 60034-18-21, IEC 60034-18-22, IEC 60034-18-31, IEC 60034-18-32, IEC 60034-18-33, IEC 60034-18-34,
- Ensaios de Elevação de Temperatura: IEC 60034-29

Normalmente são realizados ensaios em fábrica durante e após a conclusão do processo de fabricação, antes de se proceder ao transporte do equipamento até a obra.

Na obra, após concluída a etapa de montagem, são realizados testes adicionais, denominados *testes de campo* ou *comissionamento*. Os testes em campo geralmente são realizados de acordo com os *ensaios de rotina*, baseados nas normas anteriormente relacionadas e também de acordo com os procedimentos dos fabricantes e do proprietário da instalação.

No caso específico do sistema de proteção de um gerador síncrono, os componentes utilizados nos painéis de proteção, incluindo os próprios relés de proteção, são ensaiados individualmente pelos fabricantes. No entanto, são necessários testes adicionais durante e após a montagem de todos os componentes no painel elétrico. Posteriormente os painéis serão novamente testados durante o comissionamento.

Os ajustes dos relés de proteção são definidos a partir de estudos específicos e são verificados por meio de testes de injeção secundária de corrente e tensão nos relés de proteção realizados em fábrica ou no campo, forçando a atuação individual de cada função de proteção, aferindo os parâmetros e os tempos adotados. No entanto, esses testes se restringem apenas a verificar o funcionamento do relé de proteção, não sendo possível verificar se os ajustes

definidos nos estudos proporcionarão um correto desempenho da proteção diante dos diversos defeitos e perturbações a que o gerador poderá ser submetido naquela aplicação.

Durante o comissionamento de um gerador síncrono e de seu sistema de proteção, são realizados testes, denominados *ensaios dinâmicos*, realizados com o gerador funcionando de forma controlada. Os principais ensaios dinâmicos que correlacionam o gerador com o sistema de proteção são: *ensaios a vazio* [IEC60034-4], *ensaios de curto-circuito* [IEC 60034-4], *sincronização e rejeição de carga*.

No ensaio a vazio do gerador, é levantada a característica de saturação a vazio da máquina, e, ao mesmo tempo, são verificadas as medições de tensão no relé de proteção, principalmente a sequência de fases e o módulo e ângulo das tensões.

No ensaio em curto-circuito trifásico nos terminais do gerador, é levantada a característica de curto-circuito da máquina simultaneamente à verificação da sequência de fases, módulos e ângulos das correntes medidas pelo relé de proteção. É comum realizar, além disso, testes adicionais de curto-circuito para verificações de outras grandezas medidas pela proteção, como curto-circuito fase-terra na saída do gerador e também outros curtos-circuitos trifásicos e fase-terra externos. Todos os ensaios de curto-circuito são realizados com excitação controlada, limitando a corrente nos terminais de saída do gerador a valores próximos da corrente nominal.

Durante a primeira sincronização do gerador, são verificadas as medidas de potência do relé de proteção, validando o sentido do seu fluxo. Ao mesmo tempo, os sistemas de regulação de velocidade e tensão são testados e monitorados.

Ao longo dos ensaios dinâmicos do gerador síncrono, são realizados testes pontuais da proteção, forçando a atuação de algumas proteções de forma controlada, em alguns casos alterando provisoriamente um ajuste, para que a proteção seja testada sem conduzir o gerador a uma condição operativa insegura, instável ou destrutiva.

Os testes de rejeição de carga consistem em abrir o disjuntor do gerador quando ele está fornecendo potência à rede. Esses testes têm por objetivo a verificação do desempenho dos reguladores de tensão e velocidade, especialmente a deste último. Apesar de, nesse momento, as proteções elétricas já estarem comissionadas, é importante monitorar o

funcionamento do sistema de proteção durante as rejeições, em função da oscilação das frequências e tensões às quais o gerador é submetido.

Os procedimentos tradicionais não permitem simular diferentes tipos de falhas e condições operativas às quais um gerador poderá ser submetido durante sua operação. Em função disso, é comum a revisão dos ajustes implementados nos relés de proteção após a entrada em operação do gerador, sobretudo na ocorrência de desligamentos indevidos durante perturbações de origem externa.

3 Funções de Proteção

Este capítulo se dedica a descrever as principais funções de proteção de geradores síncronos disponíveis nos IEDs atuais, apresentando, de forma sucinta, a finalidade e os conceitos das proteções, além de sugestões para ajustes.

Foram consultadas literaturas de referência na área de proteção de geradores síncronos [IEEE, 2011], [MOZINA, 2009] e [VIOTTI, 1979], bem como manuais dos principais fabricantes de relés de proteção, como ABB [ABB, 2014a e 2014b], Areva [AREVA, 2011], General Electric [GENERAL ELECTRIC, 2013], Schweitzer [SCHWEITZER, 2012] e Siemens [SIEMENS, 2010].

3.1 Proteção de Mínima Impedância ou Distância (21)

A proteção de mínima impedância ou distância é empregada em unidades geradoras como proteção de retaguarda contra defeitos polifásicos internos e externos. Para tal, são monitoradas as correntes e tensões do gerador para que sejam calculadas as impedâncias “vistas” pelo gerador, conforme (3.1), que definem os *loops* de falta “AB”, “BC” e “CA”.

$$Z_{AB} = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B} \quad Z_{BC} = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} \quad Z_{CA} = \frac{V_C - V_A}{I_C - I_A} \quad (3.1)$$

A atuação da proteção ocorre quando a impedância calculada em um dos *loops* alcança um ponto dentro da região de operação da função definida por sua *característica de operação*. A característica de operação para a proteção de geradores consiste normalmente em unidades de *impedância*, *MHO* ou *quadrilaterais*, definidas no plano das impedâncias (R-X), conforme Figura 3.1.

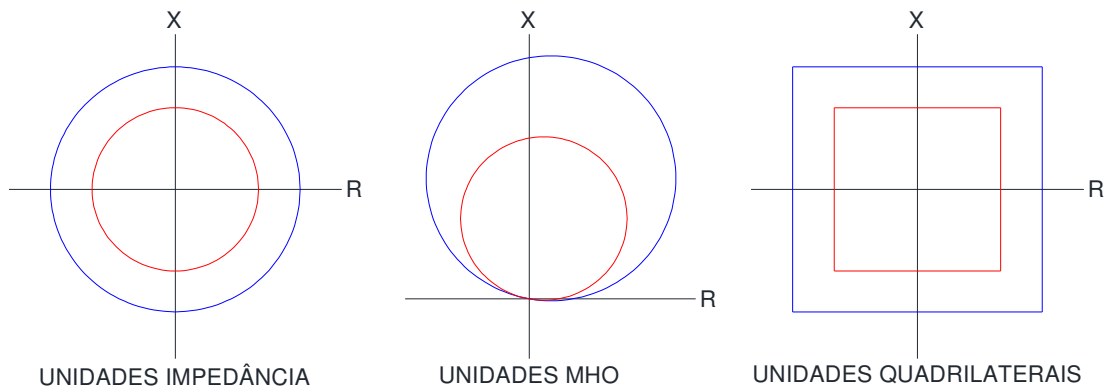


Figura 3.1 – Características de operação da função 21

Frequentemente são ajustadas duas unidades ou zonas, sendo a primeira com alcance da ordem de 70 a 80% da impedância do transformador elevador e a segunda com alcance de 120% em relação a essa mesma impedância. A primeira zona pode ser ajustada para atuação instantânea ou temporizada, com a finalidade de detectar curtos-circuitos entre o gerador e o transformador elevador. A segunda zona, por sua vez, cobre todo o transformador elevador e parte de outros transformadores e linhas de transmissão, nesse caso requerendo temporização, para haver coordenação com as proteções desses outros equipamentos.

3.2 Proteção contra Sobrefluxo ou Volts/Hertz (24)

A razão entre a tensão e a frequência é diretamente proporcional ao fluxo magnético que envolve as partes magnéticas de uma máquina. No entanto, poderá ocorrer a saturação do núcleo dos equipamentos caso essa razão alcance valores superiores aos previstos em projeto. Como consequência, o fluxo magnético passa a enlaçar componentes metálicos externos ao núcleo, promovendo o seu aquecimento por correntes induzidas. Esse fenômeno ocorre tanto no gerador como em qualquer outro equipamento a ele conectado e constituído de núcleo ferromagnético, principalmente em transformadores. O transformador é o equipamento mais afetado pelas correntes parasitas originadas pelo sobrefluxo, sobretudo aquelas presentes na sua carcaça, quando podem causar até mesmo danos permanentes.

O sobrefluxo ocorre devido à sobreexcitação do gerador, ou durante fenômenos que promovem afundamento de frequência, seja por falhas no sistema de excitação do gerador, ou por condições anormais do sistema elétrico.

A função de proteção contra sobrefluxo ou volts/hertz realiza a medição dessa razão entre a tensão e a frequência, promovendo o desligamento do gerador quando são alcançados os valores de segurança previamente ajustados. É importante que tais valores estejam coordenados com o limitador volts/hertz do regulador de tensão, de forma que, em caso de uma eventualidade, o regulador tenha a capacidade de retornar a excitação para uma condição segura, sem que ocorra antes o desligamento da máquina por atuação dessa função de proteção.

3.3 Proteção contra Subtensão (27)

A proteção contra subtensão tem o propósito de impedir a operação do gerador em condições de tensão terminal abaixo de seu limite operativo. Geralmente uma tensão terminal de baixo valor está relacionada com uma subexcitação do gerador, fazendo com que ele opere fora da região segura da curva de capacidade.

Para alguns agentes geradores essa função não é habilitada, uma vez que se utiliza a proteção contra perda de excitação para o mesmo propósito. Caso seja utilizada, considera-se como uma proteção de retaguarda, com ajuste próximo a 80% da tensão nominal e temporizada para evitar disparos indevidos durante a ocorrência de curtos-circuitos externos. É também importante que ela permaneça bloqueada durante as etapas de partida e parada do gerador.

3.4 Proteção contra Subtensão de Terceiro Harmônico, Proteção contra Sobretensão de Terceiro Harmônico, Proteção contra Falha a Terra no Estator 100% (27TN, 59TN, 64-100%)

A Figura 3.2 apresenta um perfil teórico da distribuição do terceiro harmônico em toda a extensão do enrolamento de um gerador síncrono em condições normais de operação e em falha, envolvendo a terra.

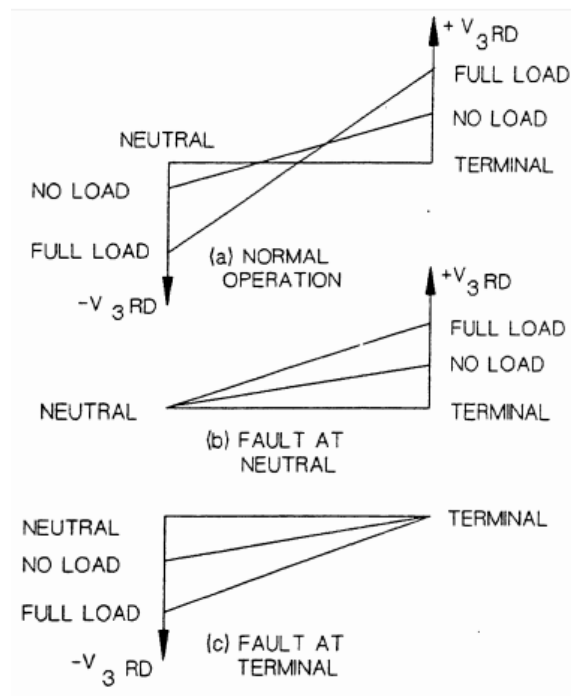


Figura 3.2 – Perfil de terceiro harmônico de um gerador síncrono
[MOZINA, 2009]

Os pontos acessíveis para a medição do terceiro harmônico são os bornes de saída e o neutro da máquina. Tais pontos possuem uma quantidade específica do referido harmônico, que varia basicamente em função do projeto do equipamento, das tensões terminais e da potência gerada.

Em condições normais de operação, a magnitude do terceiro harmônico cresce com o aumento da carga do gerador, tanto no neutro como nos bornes de saída, como na Figura 3.2a. A presença de um curto-circuito para terra no neutro da máquina faz com que a tensão harmônica de terceira ordem nesse ponto se torne nula, enquanto, nos terminais de saída do gerador, ocorre um incremento súbito na mesma harmônica, como na Figura 3.2b. O contrário ocorre quando o curto-circuito é posicionado no outro extremo do gerador, conforme Figura 3.2c.

A proteção de subtensão de terceiro harmônico, usualmente identificada pelo número 27TN, baseia-se no comportamento da tensão de terceiro harmônico no neutro do gerador durante um curto-circuito a terra nas proximidades desse ponto de medição. A função consiste em uma unidade de subtensão sintonizada na terceira harmônica, que mede a tensão nos

terminais secundários do transformador de aterramento do gerador. Sua operação se dá quando a tensão medida é inferior ao valor de referência, mantendo-se por um tempo superior a um tempo de referência também ajustado. Frequentemente se utiliza uma unidade de supervisão de potência ativa para bloquear a função 27TN durante condições de baixo carregamento que produzem níveis reduzidos do referido harmônico.

A proteção de sobretensão de terceiro harmônico (59TN) utiliza uma unidade de sobretensão sintonizada na terceira harmônica, medida a partir de transformadores de potencial posicionados próximos aos terminais de saída do gerador. Esses transformadores possuem conexão secundária do tipo *delta aberto* ou em *estrela*, sendo que, neste último, antes da filtragem da harmônica desejada, é necessário o cálculo da componente de sequência zero das tensões de fase. Quando a tensão de terceiro harmônico nesse ponto supera o valor de ajuste, é iniciada a contagem de tempo, e, caso a condição permaneça por um tempo superior ao ajustado, ocorre o disparo da proteção.

Alguns fabricantes de relés de proteção de geradores utilizam métodos de proteção contra a falha a terra no estator que monitoram simultaneamente as tensões de terceiro harmônico no neutro e nos bornes de saída do gerador. O objetivo de utilizar o monitoramento simultâneo das tensões harmônicas é proporcionar maior cobertura e sensibilidade da proteção com menos restrições devido à variação de carga no gerador.

Outro método para a detecção de falha a terra no estator é a injeção de uma tensão de frequência específica, normalmente 20 Hz, no secundário do transformador de aterramento. Essa tensão é elevada pelo transformador de aterramento e introduzida no neutro do gerador. Em caso de uma fuga a terra nos enrolamentos do estator, haverá a circulação de corrente na mesma frequência da tensão injetada no neutro, a qual é monitorada pelo relé de proteção. Quando a corrente de fuga medida é superior ao ajuste, ocorrerá o disparo da proteção, caso a condição se mantenha por um tempo superior ao ajustado.

Os métodos de comparação de tensão de terceiro harmônico nos bornes de neutro e saída do gerador e o de injeção são também conhecidos como proteções contra falha a terra no estator 100% ou 64-100%.

Os ajustes das funções 27TN, 59TN e 64-100% são definidos em campo, a partir de ensaios específicos no gerador síncrono.

3.5 Proteção contra Potência Inversa ou Motorização (32R)

Em condições normais, o gerador síncrono opera injetando potência ativa no sistema elétrico. No entanto, se, por alguma falha, a potência mecânica aplicada em seu eixo for eliminada, ocorre a reversão do fluxo de potência ativa, na qual o gerador passa a se comportar como um motor síncrono cuja potência absorvida da rede é utilizada para suprir todas as suas perdas.

A motorização do gerador compromete diretamente sua máquina motriz, especialmente no caso de centrais hidroelétricas, onde a turbina, em contato com a água, sofre um processo erosivo denominado de *cavitação* [IEEE, 2011].

Para impedir que o gerador absorva potência ativa da rede, utiliza-se a proteção contra potência inversa ou motorização, que consiste em um bloco comparador que monitora a potência ativa nos terminais da máquina. Caso o valor medido seja negativo e supere o valor de referência de potência e de tempo ajustados, ocorre o disparo do disjuntor da unidade, eliminando, assim, a condição desfavorável à turbina.

O ajuste dessa proteção é definido em conjunto com o fabricante da turbina, ou por meio de ensaios em campo. Geralmente é da ordem de 2 a 5% da potência ativa nominal, com temporização entre 5 a 30 s.

3.6 Proteção contra Perda de Excitação (40)

A perda ou a redução significativa da corrente de campo de uma máquina síncrona faz com que ela opere em uma condição de subexcitação que pode trazer instabilidade e perda de sincronismo, que são prejudiciais à própria máquina e também ao sistema elétrico.

Ao longo dos anos, foram realizados estudos e aprimoramentos no sentido de aplicar uma proteção eficaz que tenha a capacidade de identificar condições de subexcitação desfavoráveis, porém sem atuar em condições de subexcitação previstas na curva de capacidade da máquina.

Atualmente são empregados diferentes métodos para detectar a perda ou a redução significativa de excitação, sendo os mais usuais, nos relés de proteção atuais, os de *Mason* e

Berdy, o do *Offset Positivo* e o que utiliza características *Mho sem offset*, todos eles ilustrados na Figura 3.3.

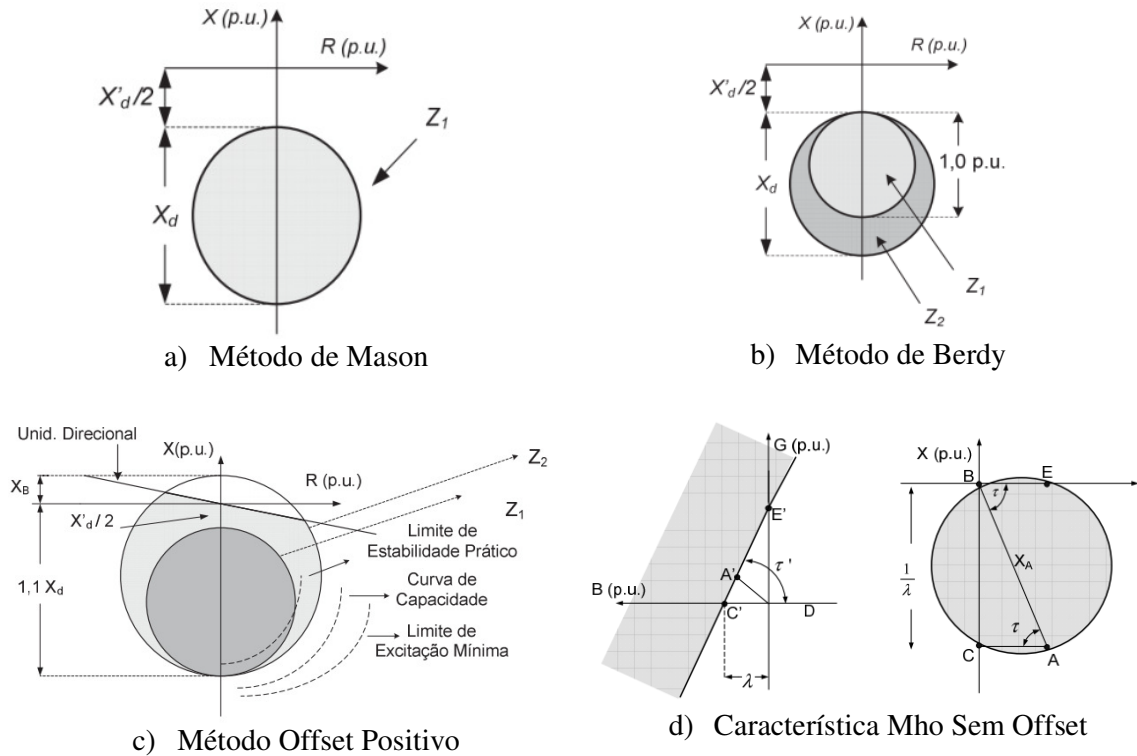


Figura 3.3 – Métodos de proteção contra perda de excitação

[MORAIS et al., 2009]

No método de *Mason*, é utilizada uma unidade Mho deslocada negativamente no eixo das reatâncias conforme o valor da reatância “ $X'd$ ”, como na Figura 3.3a. Seu diâmetro é definido de acordo com a reatância “ X_d ”. O funcionamento é similar à proteção de distância, na qual a atuação da proteção ocorre quando a impedância vista pelo relé ingressa dentro da característica da função. O método de *Berdy* é uma evolução do método de *Mason* e parte da adição de uma segunda característica de diâmetro de 1,0 pu, conforme Figura 3.3b, com temporização inferior à primeira característica.

No método do *Offset Positivo*, são empregadas duas unidades Mho restringidas por uma unidade direcional, conforme Figura 3.3c. A unidade interna é centrada no eixo das reatâncias e o intercepta nos pontos correspondentes à metade da reatância “ $X'd$ ” e a 110% da reatância “ X_d ”, ambos os pontos no sentido negativo do eixo. A unidade externa também está centrada no eixo das reatâncias e o intercepta no ponto correspondente a 110% da reatância

“ X_d ”, no sentido negativo do eixo e a 100% da reatância “ X_B ” no sentido positivo do eixo. A reatância “ X_B ” corresponde à impedância equivalente do sistema elétrico, porém é usual considerar a impedância do transformador elevador.

Outro método utilizado por fabricantes é combinar unidades Mho sem deslocamento ou *offset*. As unidades Mho sem deslocamento, quando representadas no plano das admitâncias, assumem a forma de retas, segundo a Figura 3.3d. O plano das admitâncias é equivalente ao plano das potências “P-Q”; assim, a partir da combinação de diferentes unidades Mho sem deslocamento, é possível obter uma característica mais próxima ao desenho da curva de capacidade, conforme ilustrado na Figura 3.4.

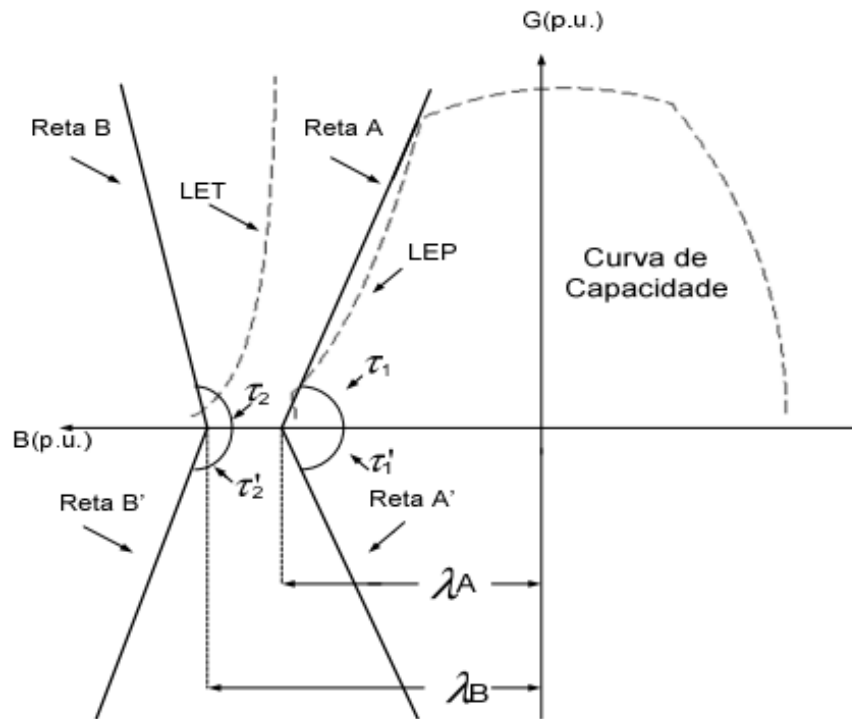


Figura 3.4 – Curva de capacidade definida no plano das admitâncias
[MORAIS et al., 2009]

As referências [LIMA, 2002] e [MORAIS et al., 2009] podem ser consultadas para um melhor entendimento dos ajustes propostos nos diferentes métodos empregados para a detecção da perda de excitação.

3.7 Proteção contra Carga Desequilibrada (46)

A proteção contra carga desequilibrada é empregada para proteger geradores contra o aquecimento excessivo de seu rotor, resultante do desequilíbrio das correntes em seu estator. A componente de sequência negativa induz uma corrente superficial de frequência dupla no rotor, a qual causa uma elevação perigosa de temperatura em um curto intervalo de tempo, podendo provocar danos ao equipamento.

Existem diferentes fontes de correntes desequilibradas. As mais comuns são a assimetria do sistema elétrico, cargas desequilibradas, faltas e circuitos abertos. A maior fonte de corrente de sequência negativa são os curtos-circuitos entre fases.

A energia térmica do aquecimento é proporcional ao quadrado da corrente de sequência negativa e ao tempo de exposição a essa corrente. Por essa razão, o tempo máximo de exposição do gerador às correntes de sequência negativa é expresso de acordo com a equação (3.2) [IEC 60034-1].

$$t = \frac{K}{\left(\frac{I_2}{I_N}\right)^2} \quad (3.2)$$

onde

- t é o tempo máximo de exposição do gerador
- K é uma constante, definida em função do tipo de máquina
- I_2 é a corrente de sequência negativa
- I_N é a corrente nominal do gerador

A característica de operação da função 46 do relé de proteção de geradores usualmente utiliza a mesma equação expressa em (3.2), sendo também comum a utilização de um estágio inicial de alarme, no qual se ajustam um limite de corrente de sequência negativa e uma temporização.

Os ajustes da função 46 são definidos de acordo com o tipo de máquina, sendo usual em hidrogeradores habilitar um estágio de alarme entre 4 a 6% da corrente nominal e habilitar o estágio de disparo entre 8% a 12%, com constante de tempo da ordem de 20 a 40 s. Algumas empresas consideram um segundo estágio de disparo no lugar do estágio de alarme,

sendo ele empregado para atuar, de forma mais rápida, para altas correntes de sequência negativa.

3.8 Proteção contra Sobretensão de Sequência Negativa (47)

A proteção contra sobretensão de sequência negativa é utilizada para a detecção de erros na sequência de fases do gerador, principalmente pela inversão dos cabos do circuito primário, ou erros nos circuitos de medição do relé de proteção. Em alguns casos, utiliza-se a função 47 para a proteção de retaguarda contra curtos-circuitos desequilibrados. O seu ajuste é definido normalmente entre 30 a 50% da tensão nominal do gerador, com temporização da ordem de 3 a 5 s.

3.9 Proteção contra Sobrecarga (49)

O estator de geradores está sujeito a sobreaquecimento devido a sobrecargas, falhas no sistema de refrigeração, ou até mesmo a curtos-circuitos. Essas condições podem ser detectadas com o uso de sensores de temperatura (RTDs) instalados em diversos pontos do estator da máquina, facilitando a localização do defeito.

Outra forma de proteção contra sobreaquecimento é a utilização do método da imagem térmica. Esse método considera que uma elevação de temperatura no estator está relacionada com uma elevação da corrente do estator. O tempo de atuação da proteção geralmente é regido por uma equação logarítmica similar à equação (3.3), derivada do modelo térmico utilizado pelo relé 7UM, da Siemens [SIEMENS, 2010], com algumas simplificações.

$$t = \tau \times \ln \frac{\left(\frac{I}{k \times I_N}\right)^2}{\left(\frac{I}{k \times I_N}\right)^2 - 1} \quad (3.3)$$

onde

- t é o tempo de operação da proteção
- τ é a constante de tempo do gerador
- k corresponde ao fator de sobrecarga

- I_N é a corrente nominal do gerador
- I é a corrente secundária medida pelo relé

Nota: A equação (3.3) somente é válida se $I > k \times I_N$

Segundo a equação (3.3), quanto maior for a elevação da corrente no estator, mais rápida é a resposta da proteção, evitando que o gerador se sobreaqueça rapidamente acima dos limites toleráveis.

3.10 Proteção de Sobrecorrente Instantânea de Fase (50)

A proteção de sobrecorrente instantânea de fase é utilizada como proteção complementar para detecção de curtos-circuitos bifásicos e trifásicos na unidade geradora e barramentos de média tensão. Isso é possível se a magnitude das correntes de um curto-circuito interno for superior às correntes de contribuição do gerador para um defeito externo multiplicadas por um fator de segurança. Esse critério garante que a função não atue para defeitos externos.

O ajuste da função 50 é determinado a partir de simulações de curto-circuito, nas quais são verificados a magnitude e o fator de assimetria das correntes de falta, sendo este último obtido a partir da relação “X/R” das correntes de curto-circuito. O ajuste da proteção deve ser superior ao valor máximo de corrente para um defeito externo, multiplicado pelo seu respectivo fator de assimetria.

3.11 Proteção contra Energização Acidental (50/27)

Ao ser energizado indevidamente, um gerador desconectado e parado passa a se comportar como um motor de indução partindo diretamente. Elevados valores de corrente passam a circular nos enrolamentos de armadura e amortecedor, danificando-os em poucos segundos. O giro inesperado do gerador pode danificar seus mancais, uma vez que os sistemas auxiliares que permitem a circulação e a injeção de óleo estão desligados. Além disso, os altos valores de potência reativa absorvidos pela máquina podem causar um afundamento de tensão significativo, comprometendo o funcionamento do SEP.

Existem vários esquemas para a detecção desse tipo de evento, sendo que os mais usuais empregam unidades de sobrecorrente supervisionadas por unidades de subtensão, assim como no modelo apresentado na Figura 3.5, baseado no relé G60, da General Electric.

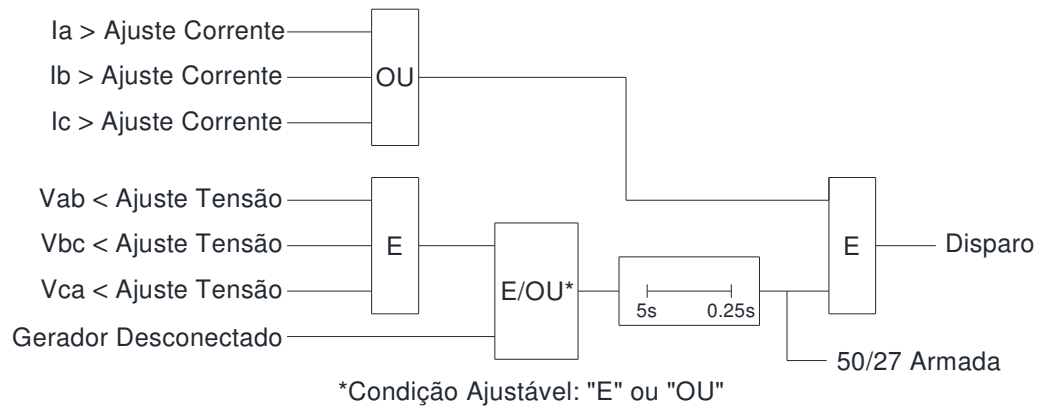


Figura 3.5 – Lógica da proteção de energização acidental
[GENERAL ELECTRIC, 2013]

A função 50/27 do relé G60 da General Electric monitora o estado do gerador e das tensões terminais. O estado de “gerador desconectado” pode ser criado a partir do estado do disjuntor da unidade. No momento em que o gerador é desconectado da rede e tem a sua excitação desligada, a saída do temporizador indicado na Figura 3.5 é ativada após 5 s, gerando a indicação de que a função está “armada”. A ocorrência de uma sobrecorrente súbita acima do valor de referência ajustado, causada por um fechamento indevido do disjuntor, promoverá o disparo imediato da proteção, o que desconectará o gerador do sistema.

Os ajustes da função 50/27 são estabelecidos segundo a orientação dos manuais dos relés de proteção, devido aos diferentes métodos empregados. No entanto, os ajustes das unidades de sobrecorrente e subtensão devem ser adequados às condições de fechamento indevido do disjuntor, sobretudo em aplicações nas quais o disjuntor se encontra no lado de alta tensão do transformador elevador. Em tais aplicações, se possível, deve-se detectar o fechamento de um dos polos do disjuntor.

3.12 Proteção contra Falha de Disjuntor (50BF)

A proteção contra falha de disjuntor é baseada na verificação do estado do disjuntor ou das correntes que circulam nesse equipamento após o envio de um comando de disparo pela proteção.

No momento em que o disparo do disjuntor é solicitado pela atuação de qualquer proteção, a função 50BF é iniciada. Se o disjuntor permanecer fechado após a solicitação de disparo, a função 50BF ativa o seu primeiro estágio, também conhecido como *retrip*, no qual ocorre uma nova tentativa de abertura sobre o mesmo disjuntor. Se, mesmo após a atuação do *retrip*, o disjuntor permanecer fechado, a proteção contra falha de disjuntor detectará tal condição por meio da supervisão de seus contatos, ou por detectores de corrente. Ocorrerá, então, um disparo sobre todos os disjuntores do barramento no qual o disjuntor em falha está conectado, eliminando, assim, todas as possíveis fontes.

A temporização para a atuação do primeiro estágio é usualmente ajustada entre 50 a 100 ms, enquanto que o segundo estágio é ajustado entre 150 a 250 ms.

3.13 Proteção de Sobrecorrente de Terra (51G)

A corrente de defeito fase-terra no estator do gerador é limitada, conforme discutido no item 2.4.7. As correntes de falha a terra podem ser detectadas por meio da medição direta da corrente de neutro do gerador, ou indireta no resistor conectado nos terminais secundários do transformador de aterramento do gerador. Na medição indireta, a corrente máxima de falta pode ser calculada segundo a equação (3.4).

$$I_{CCMAX-SEC} = \frac{V_N}{\sqrt{3} \times N_{TR-N} \times R_{RESISTOR}} \quad (3.4)$$

onde

- $I_{CCMAX-SEC}$ corresponde à corrente máxima no secundário do transformador de aterramento originada a partir de um defeito a terra nos bornes do gerador
- V_N é a tensão nominal do gerador
- N_{TR-N} é a relação de transformação do transformador de aterramento

- $R_{RESISTOR}$ corresponde à resistência do resistor conectado nos terminais secundários do transformador de aterramento

O ajuste típico da função 51G é da ordem de 10% da corrente máxima “ $I_{CCMAX-SEC}$ ”; no entanto, deve-se ter certeza de que o ajuste não seja inferior à corrente mínima do transformador de corrente, que depende da sua relação e classe de exatidão. A proteção 51G normalmente é temporizada com valores típicos da ordem de 500 ms a 2 s. O propósito dessa temporização é evitar a atuação indevida da proteção por tensões transitórias nos terminais do transformador de aterramento do gerador.

3.14 Proteção de Sobrecorrente de Fase com Restrição por Tensão (51V)

A função 51V é empregada como proteção de retaguarda para curtos-circuitos internos e externos à unidade geradora, assim como a função 21. Seu funcionamento consiste em uma unidade de sobrecorrente de *tempo inverso*, cujo tempo de operação é também função da queda de tensão nos terminais do gerador.

As características de operação tempo inverso são estabelecidas nas normas internacionais ANSI e IEC, sendo muito comum em proteção de geradores a característica *muito inversa* [IEC 255-4], cuja equação é expressa em (3.5).

$$t_{op} = Dial \times \frac{13,5}{\frac{I}{I_{ajuste}} - 1} \quad (3.5)$$

onde

- t_{op} é o tempo de operação da proteção
- Dial - corresponde a uma constante denominada *dial de tempo*
- I é a corrente medida pelo relé
- I_{ajuste} corresponde à corrente ajustada no relé

Segundo a equação (3.5), quanto maior for a razão entre a corrente medida pelo relé e a corrente ajustada, menor será o tempo de operação. Na função 51V, essa razão é multiplicada por um fator que é o inverso da queda de tensão no gerador, de forma que, se a

tensão terminal do gerador corresponder a 0,1 pu, a razão entre “I” e “ I_{ajuste} ” será multiplicada por 10. Na prática, isso faz com que o relé atue mais rapidamente para defeitos mais próximos do gerador, quando as correntes de contribuição da máquina e quedas de tensão nos terminais forem maiores do que um curto-circuito mais distante.

A função 51V é ajustada a partir de simulações de curto-circuito em diversos pontos, respeitando-se a coordenação com proteções externas de outros equipamentos.

3.15 Proteção contra Sobretensão (59)

A sobretensão nos terminais de um gerador tem como consequência um estresse no isolamento dos enrolamentos do estator, provocado por um elevado nível de campo elétrico que deteriora o isolamento da máquina, possibilitando o surgimento de curtos-circuitos.

As causas da sobretensão estão associadas frequentemente a uma falha no controle do sistema de excitação da máquina, principalmente quando ela opera de forma isolada. Para a proteção contra tal condição, utiliza-se a função 59, normalmente ajustada em dois estágios.

O primeiro estágio pode ser utilizado com temporização constante (tempo definido), ou com temporização variável em função do nível de sobretensão (tempo inverso), dependendo da solução adotada pelo fabricante do relé de proteção. O segundo estágio é usualmente configurado para atuação instantânea, ou com baixa temporização da ordem de 100 a 500 ms.

O ajuste da proteção de sobretensão é da ordem de 110 a 115% para o primeiro estágio, enquanto o segundo estágio varia de 120 a 140%, antes da saturação do gerador. É importante verificar a coordenação da proteção com os limitadores do sistema de excitação e também com a função 24.

Ressalte-se que o propósito da função 59 é proteger o gerador contra sobretensões temporárias ou permanentes. As sobretensões transitórias são tratadas pelo cubículo de surto do gerador.

3.16 Proteção contra Sobretensão de Neutro ou Proteção contra Falha a Terra no Estator 95% (59N, 64-95%)

Devido ao aterramento do gerador ser em alta impedância, o deslocamento do neutro das tensões terminais ocorrerá sempre que houver uma falta a terra no enrolamento de armadura. O deslocamento do neutro é diretamente proporcional ao local de incidência da falta, sendo mínimo nas proximidades do fechamento do neutro da máquina e máximo quando ocorre em seus bornes terminais. Como consequência do deslocamento do neutro, surgirão tensões no transformador de aterramento da máquina e também de sequência zero em seus terminais.

A tensão no transformador de aterramento durante uma falta a terra no estator pode ser calculada segundo a equação (3.6).

$$V_{NEUTRO} = \frac{V_N}{\sqrt{3}} \times L_{FALTA} \quad (3.6)$$

onde

- V_N é a tensão nominal
- L_{FALTA} corresponde ao local de incidência da falta no estator, expresso em valores percentuais (0% corresponde ao neutro, e 100% correspondem aos terminais do gerador)

A tensão de sequência zero nos terminais do gerador pode ser calculada segundo a equação (3.7).

$$3V_0 = \sqrt{3} \times V_N \times L_{FALTA} \quad (3.7)$$

As proteções contra sobretensão de neutro ou falha a terra no estator 95% podem ser implementadas medindo-se a tensão no secundário do transformador de aterramento, ou a tensão de sequência zero a partir de transformadores de potencial conectados nos terminais do gerador. Em ambos os casos, os valores de ajuste são calculados para detecção de faltas a terra a partir de 5 a 10% do neutro do gerador, com temporizações típicas entre 500 ms a 2 s.

3.17 Proteção contra Falha a Terra no Rotor (64R)

O enrolamento de campo do gerador opera de forma isolada, sem nenhum contato com a referência de terra da instalação. A incidência de uma primeira falta a terra no enrolamento de campo não afeta o funcionamento da máquina, porém a segunda falta a terra pode ser extremamente perigosa, especialmente quando se dá no polo oposto ao da primeira, causando um curto-circuito entre os polos positivo e negativo do campo do gerador. Esse curto-circuito afeta o balanceamento magnético do gerador, causando excessivas vibrações e também pode levar o gerador a uma condição de subexcitação, com eventual perda de sincronismo ou estabilidade.

O método mais comum de detecção de falha a terra no rotor é monitorar sua impedância de isolamento. Para tal, são empregados relés específicos, que monitoram continuamente essa impedância e atuam quando a impedância medida está abaixo do valor de referência ajustado. Em condições normais, a resistência de isolamento do rotor é da ordem de grandeza de megaohms. O ajuste do relé de falha a terra no rotor é definido na escala de kiloohms, geralmente de 2 a 10.

Alguns fabricantes de relés de proteção possuem solução do tipo integrada, na qual a proteção de falha a terra no rotor é habilitada em conjunto com as demais funções de proteção de gerador. Nesse tipo de solução, é comum a utilização de módulos de injeção de tensão de baixa frequência no rotor, os quais monitoram possíveis correntes de fuga a terra na mesma frequência da tensão injetada. A Figura 3.6 apresenta a solução adotada no relé REG670, da ABB.

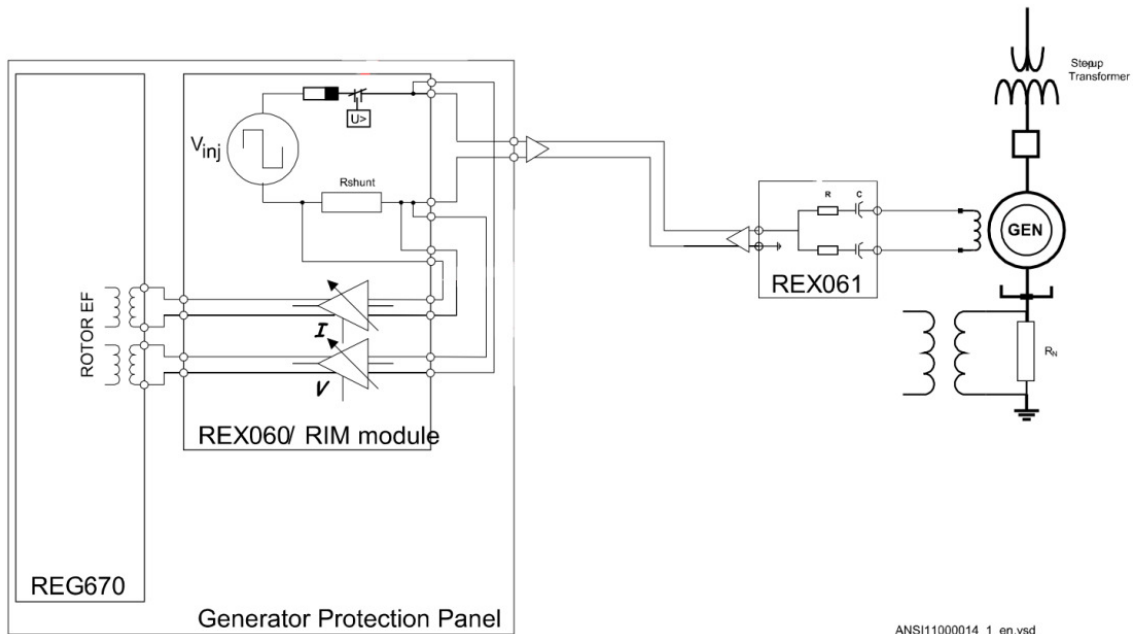


Figura 3.6 – Exemplo de instalação da proteção 64R por injeção

[ABB, 2014b]

3.18 Proteção contra Perda de Sincronismo (78)

A operação da máquina síncrona em condições inadequadas de subexcitação e durante perturbações externas de grande impacto no sistema elétrico de potência podem ocasionar perda de estabilidade e conseqüente perda de sincronismo entre a máquina e o sistema, tendo como característica principal oscilações instáveis na potência. Essas oscilações impactam significativamente o torque do eixo do conjunto gerador-turbina, induzem correntes no enrolamento amortecedor e outras partes, causando aquecimento excessivo. Também fazem com que o gerador absorva grande quantidade de potência reativa, sobreaquecendo os enrolamentos de armadura.

A proteção contra perda de sincronismo monitora as trajetórias das impedâncias vistas pelo relé durante oscilações na potência. As oscilações instáveis podem ocorrer quando o lugar geométrico das impedâncias vistas pelo relé intercepta o eixo imaginário. Assumindo-se que as resistências do gerador, transformador e equivalente do sistema elétrico possam ser desprezadas, quando o ponto de intercepção corresponder a um valor inferior à reatância do transformador elevador, é necessário o desligamento do gerador. Caso o ponto de interseção

seja acima da reatância do transformador, a oscilação instável pode ser interrompida alterando-se a configuração da rede, isolando-se diferentes blocos de geração.

Na Figura 3.7, é apresentada a característica da função 78 do relé 7UM, do fabricante Siemens, definida pelos parâmetros “Z_a”, “Z_b”, “Z_c”, “Z_d” e “δ”. Os parâmetros da característica da proteção contra perda de sincronismo são definidos conforme as recomendações do manual do relé de proteção 7UM [SIEMENS, 2010].

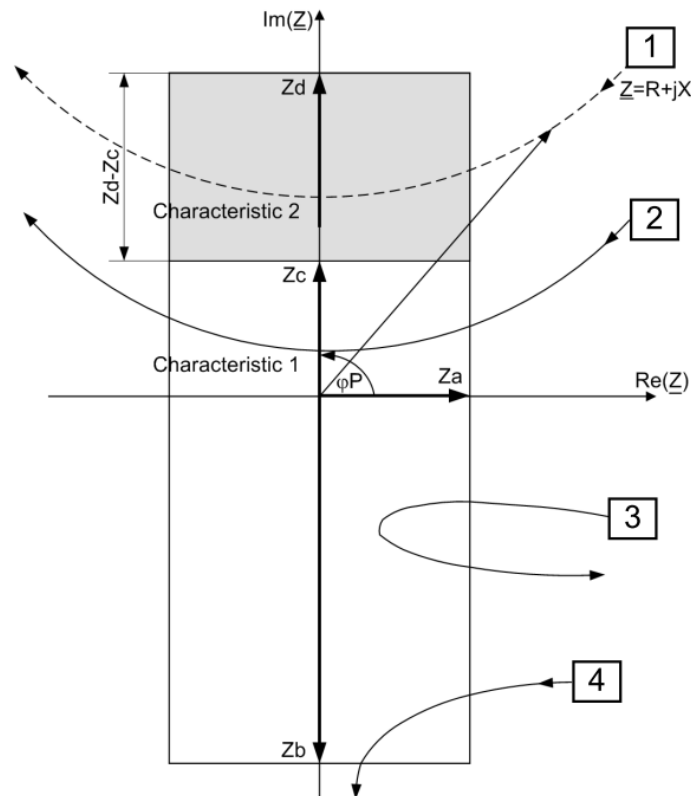


Figura 3.7 – Lugar geométrico das oscilações de potência estáveis e instáveis [SIEMENS, 2010]

- “Z_a” é calculado de acordo com a equação (3.8)

$$Z_a = \frac{\left(\frac{Z_b + Z_c}{2}\right)}{\tan\left(\frac{\delta}{2}\right)} \quad (3.8)$$

- “Z_b” é definido pelo valor da reatância transitória de eixo direto do gerador “X’_d”
- “Z_c” é ajustado entre 70% a 90% da impedância do transformador elevador

- “ Z_d ” é definido pela soma da impedância do transformador elevador com a impedância equivalente de Thévenin do sistema elétrico
- “ δ ” corresponde ao ângulo da oscilação de potência, ajustado com valor típico de 120°

A trajetória definida na curva 1, da Figura 3.7, representa uma oscilação que intercepta o eixo imaginário em um valor superior à reatância do transformador elevador dentro da característica 2 da proteção. A função 78, nesse caso, irá atuar se a oscilação persistir e interceptar o eixo imaginário por 3 ou 4 vezes (valores típicos). Isso ocorrerá se não for providenciada qualquer reconfiguração do SEP.

A curva 2 representa uma oscilação que intercepta o eixo imaginário em um ponto inferior à reatância do transformador e dentro da primeira característica da função 78, que, nesse caso, irá atuar de imediato. As curvas 3 e 4 representam oscilações estáveis, que, apesar de adentrar a característica de operação da proteção, são ignoradas por não interceptar o eixo imaginário.

A função 78 possui recursos adicionais para evitar sua operação indevida em eventos de curtos-circuitos cujas correntes são desequilibradas. As oscilações de potência são caracterizadas por correntes simétricas de sequência positiva, sendo que um dos recursos utilizados pela proteção é inibir sua atuação, caso sejam detectadas componentes de sequência negativa nas correntes.

3.19 Proteção contra Sub e Sobrefrequência (81)

Quando um sistema elétrico de potência opera de forma estável, sua frequência é constante, e toda a potência ativa gerada é igual à soma das potências ativas consumidas pelas cargas e as perdas do sistema.

No caso de grandes rejeições de carga, a frequência da rede pode aumentar consideravelmente, fazendo com que o eixo do gerador atinja velocidades acima da nominal. Nesse momento, o regulador de velocidade deve responder, reduzindo a abertura do distribuidor (no caso de hidrogeradores) até que se alcance novamente sua velocidade nominal. Se houver uma falha no regulador de velocidade nesse instante, ou se ele responder

de forma lenta, a proteção de sobrefrequência irá atuar, promovendo o desligamento do conjunto gerador-turbina.

A proteção de subfrequência é mais comum em centrais termoeletricas nas quais a turbina apresenta restrições operativas em frequências abaixo do nominal e entregando potência mecânica ao gerador. Tal restrição se deve, em algumas máquinas, à possibilidade de ressonância mecânica nas lâminas da turbina devido à possibilidade de a velocidade coincidir com a frequência de oscilação natural, podendo causar, em casos mais extremos, a quebra de lâminas.

No Brasil, o Procedimento de Rede do ONS, em seu submódulo 3.6 [ONS, 2010], estabelece os requisitos técnicos mínimos para a operação de unidades geradoras hidroelétricas e termoeletricas, os quais se relacionam com as proteções de sub e sobrefrequência. Tais requisitos, apresentados na Tabela 3.1, devem ser considerados durante o estabelecimento dos ajustes das proteções.

Tabela 3.1 – Requisitos técnicos gerais para unidades geradoras hidroelétricas e termoeletricas relacionados com as proteções de frequência
[ONS, 2010]

Descrição	Requisito técnico mínimo	Benefício
Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras hidroelétricas	a) A unidade geradora hidroelétrica deve atender aos requisitos estabelecidos nas normas técnicas vigentes, e os ajustes de suas proteções de sub e sobrefrequência devem ser submetidos à aprovação do ONS	Minimizar o desligamento do gerador por subfrequência e sobrefrequência quando o sistema pode recuperar-se sem desligamento
Operação em regime de frequência não nominal para unidades geradoras termoeletricas	a) Operação entre 57 Hz a 63 Hz, sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência instantâneos b) Operação abaixo de 57,5 Hz, por até 5 s c) Operação abaixo de 58,5 Hz, por até 10 s d) Operação entre 58,5 e 61,5 Hz, sem atuação dos relés de subfrequência e sobrefrequência temporizados e) Operação acima de 61,5 Hz, por até 10 s	Evitar o desligamento do gerador quando de déficit de geração, antes que o esquema de alívio de carga atue completamente, ou em condições de sobrefrequência controláveis

3.20 Proteção Diferencial de Gerador (87G)

Os curtos-circuitos trifásicos e bifásicos são considerados os defeitos que mais proporcionam danos a uma máquina, em função dos altos valores de corrente envolvidos. O fluxo magnético residual do enrolamento de campo faz com que, mesmo após o desligamento da excitação, circulem correntes de falta no enrolamento de armadura. É necessária, portanto, uma ação imediata da proteção no sentido de desligar, o quanto antes seja possível, o gerador e o seu respectivo disjuntor, minimizando, assim, os danos causados pelas correntes de curto-circuito.

A proteção principal contra curtos-circuitos trifásicos e bifásicos no gerador é a proteção diferencial, que utiliza o princípio da comparação das correntes de cada um dos enrolamentos no lado do fechamento do neutro e no lado dos terminais de saída da máquina.

A Figura 3.8 apresenta a ligação tradicional utilizada para a proteção diferencial de gerador.

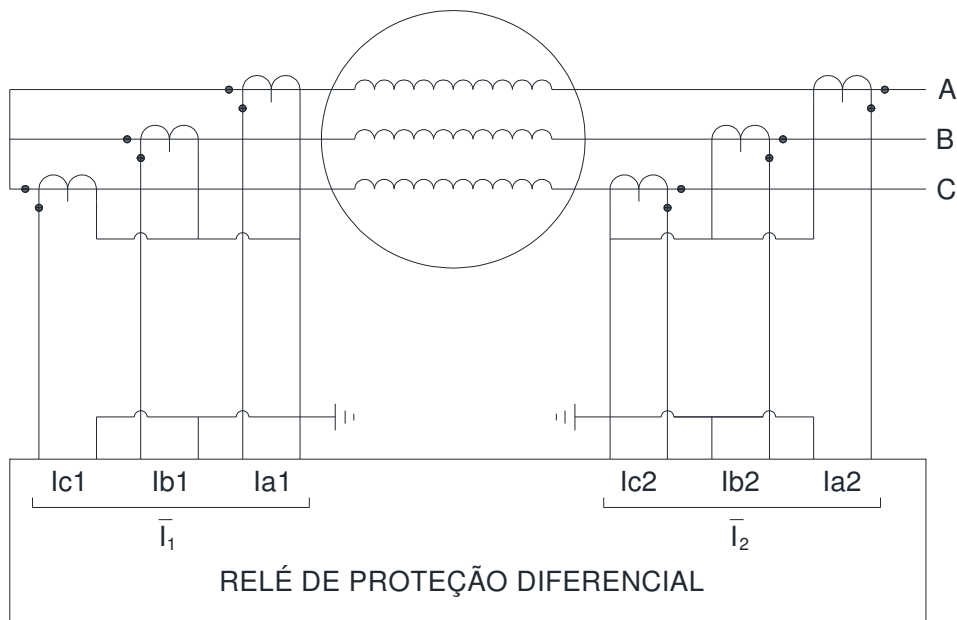


Figura 3.8 – Proteção diferencial de gerador

Em condições normais de operação ou para defeitos externos, a soma fasorial das correntes de uma mesma fase e de lados opostos do gerador, representados por “ I_1 ” e “ I_2 ”, é idealmente nula. No entanto, para falhas internas, a mesma soma resultará em um valor de

4 Especificação dos Testes dos Ensaios de Modelo

4.1 Central Geradora Selecionada

A usina hidroelétrica de Jaguara está localizada na divisa dos estados de Minas Gerais e São Paulo, dividindo os municípios de Rifânia-SP e Sacramento-MG e aproveitando as águas do rio Grande. Atualmente a usina está sob a concessão da empresa Cemig Geração e Transmissão S.A. Sua potência instalada é de 424 MW, gerados a partir de quatro hidrogeradores de 112 MVA.

A escolha da UHE Jaguara para a realização dos ensaios de modelo se deu em função de ela ser uma instalação considerada de grande porte conectada em um ponto estratégico no SIN e da disponibilidade de uma grande quantidade de informações dessa instalação, além de modelos já validados e atualmente empregados em programas utilizados para estudos de curto-circuito, fluxo de potência e de estabilidade.

A conexão da UHE Jaguara ao SIN é realizada na subestação de Jaguara em 345 kV, à qual se conectam linhas de transmissão e transformações, como indicado na Figura 4.1, baseada nos diagramas de impedância da área Minas Gerais [ONS, 2015].

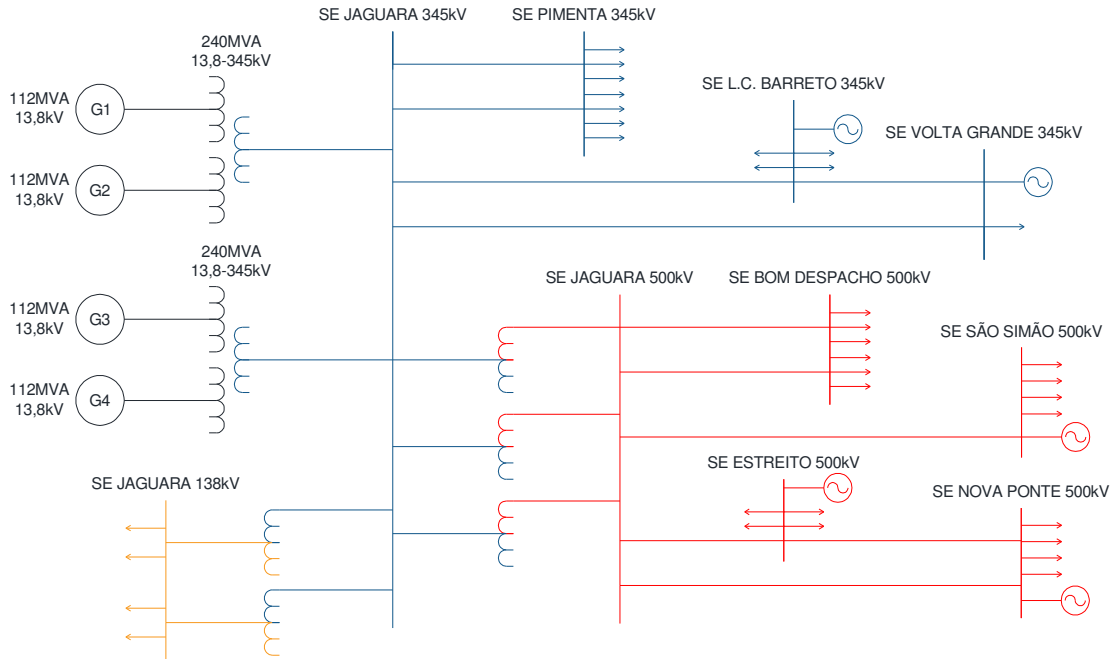


Figura 4.1 – Malha elétrica regional da UHE Jaguará

4.2 Simulador Digital em Tempo Real RTDS®

Os ensaios de modelo da UHE Jaguará foram conduzidos em um simulador digital em tempo real conhecido como RTDS®, desenvolvido pelo centro de pesquisa canadense Manitoba HVDC, sendo posteriormente transferido para a empresa RTDS Technologies Inc.

O *hardware* do simulador é baseado em uma arquitetura de processamento em paralelo projetado especificamente para resolver o algoritmo de simulação de transitórios eletromagnéticos, conhecido por *algoritmo de Dommel* [DOMMEL, 1969]. Nesse algoritmo, é utilizada a regra de integração trapezoidal para converter equações integrais resultantes de uma análise nodal do sistema elétrico em equações algébricas [FORSYTH et al., 2010]. O *hardware* do RTDS® é acomodado sobre *racks*, como na Figura 4.2, e é constituído das placas modulares seguintes [RTDS TECHNOLOGIES, 2015a].

- Placa de processamento GPC e PB5: unidade utilizada no processamento e solução das simulações
- Placa de interface GTWIF: gerencia a comunicação entre o simulador e a estação de trabalho

- Placas de entradas e saídas GTIO
 - GTDI: entradas digitais
 - GTDO: saídas digitais
 - GTA0: saídas analógicas
 - GTAI: entradas analógicas
- Placa de interface GTFPI: realiza a interface com o painel frontal do *hardware* do simulador
- Placa de sincronização de tempo GTSYNC: utilizada para sincronização de tempo do simulador a partir de uma referência externa, como um GPS
- Placa de comunicação GTNET: comunicação com equipamentos externos
- Placa de comunicação IRC *Switch*: comunicação entre *racks*



Figura 4.2 – Hardware RTDS®
[RTDS TECHNOLOGIES, 2015c]

A interface do RTDS® com o usuário é realizada no *software Rscad*®, formado por um conjunto de módulos que permitem a construção das simulações, a modelagem de componentes, a configuração de interfaces, a execução das simulações e a aquisição de dados.

Os módulos do *Rscad*[®] são os seguintes [RTDS TECHNOLOGIES, 2015b].

- *FileManager*: organização e compartilhamento dos arquivos da simulação
- *Draft*: plataforma de edição das simulações
- *TLine*: cálculo de ondas viajantes em linhas de transmissão
- *Cable*: cálculo de ondas viajantes em cabos
- *Runtime*: plataforma de edição dos controles e execução de simulações
- *MultiPlot*: processamento, análise e visualização de resultados
- *ComponentBuilder*: construção de componentes utilizados no módulo *Draft*

4.3 Especificação dos Testes

As atividades de pesquisa de ensaios de modelo são desempenhadas, nas instalações da Cemig GT, no laboratório de simulações digitais, que possui uma estrutura completa contendo computadores, relés de proteção, amplificadores e o simulador RTDS[®].

A especificação dos testes dos ensaios de modelo da UHE Jaguara foi fruto dos desenvolvimentos e estudos realizados durante os trabalhos de pesquisa do mestrado, compartilhados com o grupo de trabalho mencionado no item 1.1. Os eventos ensaiados foram estabelecidos a partir de ocorrências observadas em instalações em operação e também na experiência deste autor na participação em projetos, estudos e testes em sistemas de proteção de unidades geradoras de médio e grande portes. Também foram consideradas as características da instalação, sobretudo a concepção atual do sistema de proteção dos geradores.

Os testes foram realizados baseados no modelo de um dos quatro geradores da UHE Jaguara, o que é suficiente para avaliar as simulações, visto que as quatro unidades da usina são idênticas.

4.3.1 Curtos-circuitos Internos

As simulações de curtos-circuitos internos no gerador consistem em aplicar faltas em seus terminais de saída e também no interior do enrolamento de armadura, verificando a atuação dos diferentes tipos de proteção e a sensibilidade proporcionada pelos ajustes do relé

de proteção. São consideradas basicamente duas classes de defeito: faltas monofásicas e faltas polifásicas.

As faltas monofásicas consistem em provocar curtos-circuitos a terra em uma das fases do gerador, desde o fechamento do neutro da máquina até os seus terminais de saída. As funções de proteção avaliadas são as de sobretensão de neutro e as que utilizam o princípio de medição de terceiro harmônico. Para tal, deve-se considerar, no modelo, a geração da tensão de terceiro harmônico proporcional ao carregamento da máquina, além dos controles necessários para posicionar o curto-circuito e ajustar o seu tempo de incidência. É também necessário representar o aterramento em alta impedância do neutro da máquina. As tensões terminais do gerador e a tensão do neutro devem ser disponibilizadas para aplicação no relé de proteção.

Curtos-circuitos trifásicos e bifásicos compõem a classe dos defeitos polifásicos. Os modelos atuais de gerador síncrono disponíveis na biblioteca do *software Rscad*[®] não permitem a simulação de curtos-circuitos polifásicos internos no enrolamento de armadura do gerador. Por essa razão, os ensaios são conduzidos apenas nos terminais da máquina, a fim de verificar o desempenho da proteção diferencial e a resposta das proteções de sobrecorrente com restrição por tensão e primeira zona da proteção de distância. O modelo deve permitir a realização dos curtos-circuitos nos *loops* de falta “AB”, “BC”, “CA” e “ABC” e possibilitar o controle do seu tempo de incidência. Não são considerados os *loops* de falta polifásicos envolvendo a terra, pois o gerador é aterrado por alta impedância e as correntes de sequência zero são desprezíveis se comparadas às de sequência positiva e negativa.

As correntes aplicadas no relé de proteção correspondem às correntes internas da máquina e às correntes de TCs externos. As correntes internas da máquina são equivalentes às correntes do fechamento do neutro do gerador, uma vez que não são simuladas faltas internas polifásicas no enrolamento de armadura. As correntes dos TCs externos representam as correntes dos terminais de fase ou de saída da máquina.

A Tabela 4.1 apresenta o resumo das simulações previstas para os testes de curtos-circuitos internos.

Tabela 4.1 – Especificação dos testes de curtos-circuitos internos

Tipo	Loop	Localização	Carregamento
Monofásico	AN	0 a 100% do enrolamento de armadura	Vazio e Nominal
Bifásico	AB, BC, CA	Terminais do gerador	Vazio e Nominal
Trifásico	ABC	Terminais do gerador	Vazio e Nominal

4.3.2 Curtos-circuitos Externos

A diferenciação entre curtos-circuitos internos e externos ao gerador para o sistema de proteção se dá no local de instalação dos transformadores de corrente que realizam a medição das correntes terminais da máquina. No caso da UHE Jaguará, os TCs estão instalados juntamente com um disjuntor de média tensão utilizado para as manobras do gerador. Curtos-circuitos inseridos entre o disjuntor e o gerador são tratados como internos, e aqueles que ocorrem após o disjuntor são identificados como externos.

São infinitas as possibilidades para a especificação de um curto-circuito externo, visto que há diversas linhas de transmissão, transformadores e barramentos nas proximidades do sistema elétrico no qual a usina está inserida. Para os ensaios de modelo, sugere-se que curtos-circuitos externos se restrinjam aos barramentos de média tensão entre o trecho compreendido pelo disjuntor e os terminais do transformador elevador e aos barramentos de alta tensão da subestação da usina.

Para os barramentos em média tensão são previstas apenas as faltas polifásicas. As faltas monofásicas não necessitam ser consideradas, porque, para a proteção, não há diferença nas medições das tensões de falta nos terminais e no neutro do gerador, se a falta ocorrer antes ou após os TCs. Os defeitos polifásicos externos na média tensão são utilizados para avaliar a atuação da zona 1 da proteção de distância, ou da proteção de sobrecorrente com restrição por tensão e também a não atuação da proteção diferencial do gerador, cuja região de operação se limita aos TCs dos terminais de saída.

Nos barramentos de alta tensão, são previstos todos os *loops* de falta: “AN”, “BN”, “CN”, “ABN”, “BCN”, “CAN”, “ABCN”, “AB”, “BC”, “CA” e “ABC”. O propósito é verificar também a sensibilidade das funções 51V e a segunda zona da proteção 21.

A Tabela 4.2 apresenta o resumo das simulações previstas para os testes de curtos-circuitos externos.

Tabela 4.2 – Especificação dos testes de curtos-circuitos externos

Tipo	Loop	Localização	Carregamento
Monofásico	AN, BN, CN	Barramento de alta tensão	Vazio e Nominal
Bifásico	AB, BC, CA	Terminais do gerador	Vazio e Nominal
	AB, BC, CA, ABN, BCN, CAN	Barramento de alta tensão	
Trifásico	ABC	Terminais do gerador	Vazio e Nominal
	ABC, ABCN	Barramento de alta tensão	

Ressalta-se que, nas simulações, não são considerados os relés de proteção do transformador elevador e dos barramentos da subestação. Os eventos simulados representam condições extremas para os equipamentos da usina. Para tais condições se deseja verificar a operação da proteção do gerador atuando como uma retaguarda. A recusa da atuação das funções de proteção do gerador, se houver, deve ser estudada e avaliada em cada caso.

4.3.3 Perda de Excitação

Para os ensaios de perda de excitação do gerador, é verificado inicialmente o funcionamento da máquina em diferentes carregamentos de potência ativa e reativa na região de subexcitação da curva de capacidade. Nesse caso, faz-se necessária a modelagem da malha de controle de tensão do AVR do sistema de excitação, que pode ser feita a partir dos modelos normatizados, ou considerando a malha atual do sistema de excitação da usina, caso esteja disponível. É desejável considerar o limitador de subexcitação, o qual permite avaliar sua coordenação com o ajuste do relé de proteção. Nas simulações, deve-se verificar a ocorrência de atuação indevida da proteção na região de subexcitação permitida.

Para avaliar a proteção em uma condição real de perda de excitação, são previstos ensaios nos quais é retirada a excitação do gerador nas condições de carga leve e pesada. O disparo da proteção de um dos estágios contra perda de excitação deve acontecer em todos os casos simulados antes que ocorra a perda de sincronismo ou estabilidade da máquina.

Em todos os casos de perda de excitação simulados, deve-se considerar a utilização das correntes e tensões terminais do gerador para injeção no relé de proteção. É necessária a implementação dos controles necessários para o ajuste da potência ativa e reativa do gerador, assim como o fechamento com sincronismo do disjuntor.

4.3.4 Energização Acidental

A energização acidental consiste em promover o fechamento do disjuntor da unidade geradora com a máquina desexcitada, a fim de verificar a resposta imediata da função de proteção 50/27.

No caso da UHE Jaguará, o disjuntor do gerador encontra-se instalado na média tensão, todavia é bastante comum a utilização de disjuntores apenas na alta tensão. Em tais aplicações, é desejável a simulação do fechamento individual de cada polo do disjuntor.

O modelo utilizado nos ensaios deve considerar os controles de abertura e fechamento do disjuntor e disponibilizar as correntes e tensões terminais do gerador para injeção no relé de proteção.

As simulações são realizadas aleatoriamente, comandando-se o fechamento direto do disjuntor sem a verificação de sincronismo, com o gerador desexcitado. O disparo do relé de proteção deve ocorrer sempre que houver uma solicitação de fechamento indevido e acionar imediatamente a abertura do disjuntor.

4.3.5 Rejeição de Carga

Os ensaios de rejeição de carga correspondem a simulações de abertura do disjuntor da unidade geradora em diferentes patamares de carga, verificando-se a resposta das funções de proteção, em especial as proteções contra sobrefluxo, sobretensão e sobrefrequência, aqui se observando a coordenação com os respectivos limitadores do sistema de excitação.

A realização dessas simulações requer a modelagem das malhas de controle do regulador de tensão e também do regulador de velocidade. Para ambos os sistemas pode-se considerar modelos normatizados ou malhas de controle consolidadas já utilizadas em

softwares de simulações de estudos de estabilidade, como o Anatem[®], desenvolvido pelo Cepel.

Sugere-se realizar rejeições de carga a 25%, 50%, 75% e 100% da potência ativa nominal do gerador. Em todos os casos simulados, os reguladores devem estabilizar o gerador, fazendo com que sua velocidade retome o valor nominal e com que a tensão terminal esteja dentro da faixa de operação permitida. Não devem ser observados disparos do sistema de proteção nas simulações de rejeição de carga.

Antes da execução das rejeições de carga, é necessário realizar o sincronismo do gerador e posteriormente definir os valores de potência ativa e reativa injetados na rede. Os comandos de abertura do disjuntor são executados somente após a estabilização das potências.

Os controles de fechamento com sincronismo do disjuntor e de abertura desse equipamento devem ser previstos, assim como os recursos necessários para controlar os valores de potência injetados na rede. As tensões e correntes terminais do gerador são aplicadas no relé de proteção durante a execução das simulações.

4.3.6 Motorização

A motorização do gerador é forçada a partir da redução gradativa do torque aplicado em seu eixo até que aquele alcance um determinado valor negativo, promovendo a inversão do fluxo de potência ativa. A simulação no RTDS[®] deve permitir o acesso à variável que controla, direta ou indiretamente, o torque mecânico aplicado no gerador.

O ensaio deve iniciar-se a partir do sincronismo do gerador na rede. Após a estabilização da potência ativa gerada, conforme valor de referência pré-ajustado, provoca-se a motorização por meio do controle sobre o torque. O relé de proteção deve responder quando a potência absorvida da rede for superior ao valor de ajuste e o tempo de operação for alcançado.

Para o ensaio de motorização, são necessários basicamente os controles de fechamento do disjuntor com sincronismo e de torque. As variáveis reproduzidas nos relés são também as correntes e tensões terminais.

4.3.7 Requisitos Complementares

Todos os disparos da proteção devem ser monitorados pelo RTDS®. O ideal é que seja monitorada a atuação individual de cada função, a fim de permitir a composição de oscilografias detalhadas no simulador.

As oscilografias registradas no RTDS® devem conter, no mínimo, as informações seguintes, de acordo com o tipo de ensaio realizado.

- Curtos-circuitos e energização acidental: correntes internas e tensões terminais do gerador, correntes do TC externo, tensão de neutro, disparos das funções de proteção em geral e estado do disjuntor e do contator de campo
- Perda de excitação: correntes internas e tensões terminais do gerador, disparos das funções de proteção em geral e estado do disjuntor e do contator de campo
- Rejeição de carga e motorização: rotação, tensão terminal, potência ativa, disparos das funções de proteção em geral e estado do disjuntor e do contator de campo

A partir da atuação de cada uma das funções, o simulador deve iniciar a sequência de desligamento do gerador, conforme a filosofia adotada pelo agente responsável pela usina. No caso da UHE Jaguara, consideraram-se as sequências estabelecidas na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Tipos de disparo considerados nos ensaios de modelo da UHE Jaguara

Tipo de Disparo	Proteções Habilitadas	Ação
Com Rejeição com Bloqueio	21, 24, 27TN, 40, 50, 50/27, 51V, 59, 59N, 87G	Atuação do relé de bloqueio, abertura do disjuntor e desexcitação do gerador
Parada Parcial	32R, 46, 81	Abertura do disjuntor

As tensões e correntes injetadas nos relés de proteção devem ser compatíveis com as relações de transformação estabelecidas em seu ajuste.

Conforme a especificação dos ensaios de perda de excitação, rejeição de carga e motorização, é necessária a implementação dos controles para fechamento do disjuntor com sincronismo. A partir da solicitação do fechamento do disjuntor com sincronismo, a simulação compara uma das tensões do lado do gerador com sua respectiva fase no lado

oposto do disjuntor. As diferenças dos módulos das tensões e ângulos devem estar abaixo dos valores de referência ajustados, para que seja permitido o comando de fechamento sobre o disjuntor.

Além dos controles especificados anteriormente, as medições instantâneas de potência ativa, reativa, tensão terminal, tensão de neutro e rotação do gerador bem como o estado do disjuntor também devem constar do painel de controle do simulador.

Para cada um dos defeitos gerados é necessária a gravação dos registros de oscilografias e eventos retirados do simulador e do relé de proteção ensaiado, os quais servem de subsídio para as análises dos resultados.

5 Construção dos Modelos no Software Rscad[®]

Para atendimento aos requisitos especificados no capítulo anterior, é proposta, neste trabalho de dissertação, a combinação de elementos e controles disponíveis nas bibliotecas dos módulos *Draft* e *Runtime* do *software Rscad*[®], resultantes de experimentos conduzidos pelo autor e encontrados em bibliografias consultadas.

Foram também consideradas tecnologias anteriormente desenvolvidas pelo grupo de trabalho formado pela Cemig e pela UFMG para o modelamento do SEP.

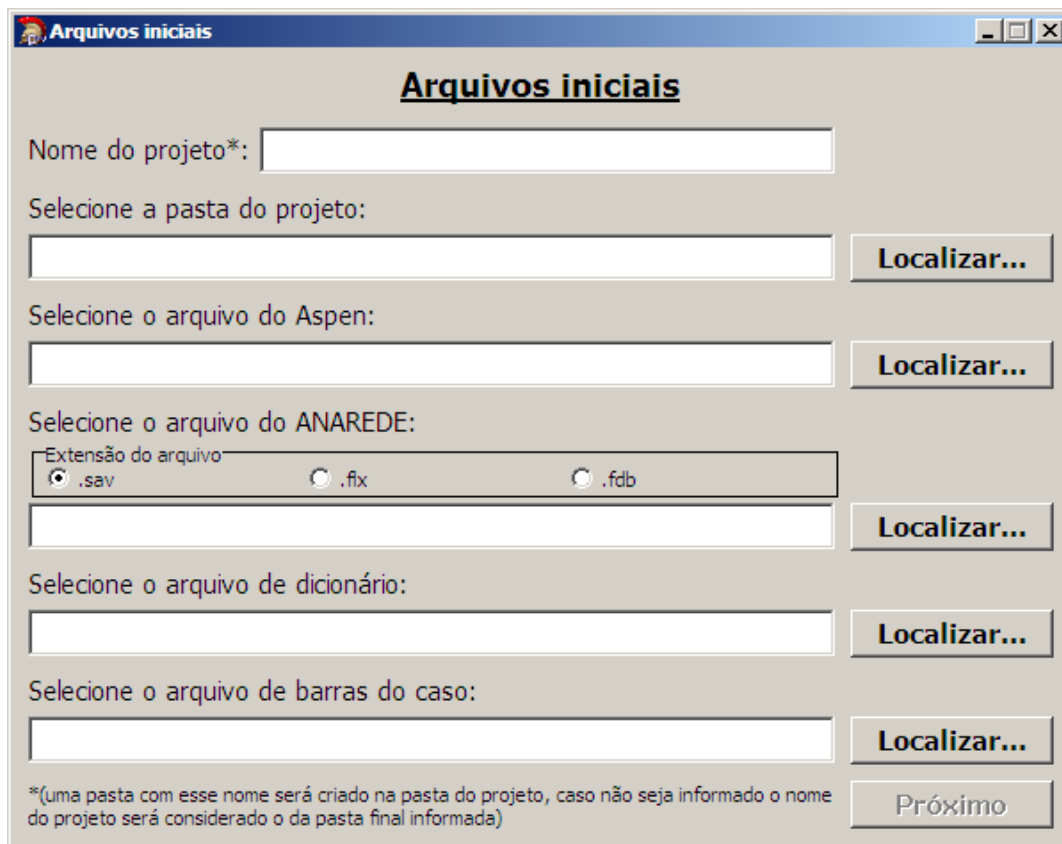
Neste capítulo, são apresentados os recursos utilizados para a modelagem dos principais equipamentos e sistemas considerados nas simulações dos ensaios de modelo da proteção dos geradores da UHE Jaguara, os quais podem ser tomados como referência para a preparação de ensaios de modelo de outras centrais geradoras de energia.

5.1 Sistema Elétrico de Potência

Para o modelamento do SEP, utilizou-se um *software* desenvolvido pela UFMG e a Cemig [SOUZA E PEREIRA, 2012], que permite a construção automática de um modelo reduzido do sistema a partir da importação das bases de dados do *software* de curto-circuito *Aspen Oneliner*[®], desenvolvido pela empresa Aspen Inc., e do *software* de fluxo de potência desenvolvido pelo Cepel, Anarede[®].

O *software* de modelagem automática do sistema elétrico de potência foi inicialmente aplicado para a preparação de simulações de ensaios de modelo de proteções de linha de transmissão. Em função dos bons resultados alcançados, optou-se por também utilizá-lo nos ensaios de modelo de proteção de geradores síncronos para a modelagem de linhas de transmissão, transformadores, barramentos e fontes equivalentes que compõem o sistema elétrico no entorno da usina estudada. Para os ensaios de modelo da UHE Jaguara, foram selecionados os barramentos das subestações mais próximas à subestação da usina, indicados anteriormente na Figura 4.1.

A etapa inicial do processo de modelagem automática consiste em estabelecer as barras de fronteira consideradas nos ensaios de modelo e em definir os arquivos das bases de dados completas dos *softwares Aspen Oneliner®* e *Anarede®*. A partir de tais definições, é executado o *software* que solicita o carregamento dos arquivos necessários para preparar o caso dos ensaios de modelo, conforme Figura 5.1.



A imagem mostra uma janela de software intitulada "Arquivos iniciais". O título da janela é "Arquivos iniciais" e há ícones de minimizar, maximizar e fechar no canto superior direito. O conteúdo da janela é o seguinte:

- Nome do projeto*: [campo de texto]
- Selecione a pasta do projeto: [campo de texto] Localizar...
- Selecione o arquivo do Aspen: [campo de texto] Localizar...
- Selecione o arquivo do ANAREDE:
 - Extensão do arquivo: .sav .fix .fdb
 - [campo de texto] Localizar...
- Selecione o arquivo de dicionário: [campo de texto] Localizar...
- Selecione o arquivo de barras do caso: [campo de texto] Localizar...
- Próximo

* (uma pasta com esse nome será criado na pasta do projeto, caso não seja informado o nome do projeto será considerado o da pasta final informada)

Figura 5.1 – Tela de carregamento das bases de dados Aspen Oneliner® e Anarede®

[SOARES, 2011]

As etapas seguintes consistem em

- Realizar a redução das bases de dados completas para o número de barras especificado, para a criação de um modelo reduzido do sistema elétrico estudado
- Executar os casos completos e reduzidos
- Realizar a análise dos resultados antes e após a redução
- Preparar o caso no módulo *Draft* do *software Rscad*®
- Executar as simulações na plataforma *Runtime* do *Rscad*®
- Gerar relatório final

O relatório final contém os resultados de simulações de curto-circuito e fluxo de potência realizadas no *software Rscad*® e os erros desses resultados em relação aos resultados obtidos nos programas originais.

5.2 Gerador Síncrono

O caso gerado pelo *software* de modelagem automática do sistema elétrico considera a utilização de fontes equivalentes para representar os geradores da usina. No entanto, para atendimento às especificações dos testes dos ensaios de modelo, faz-se necessário substituir tais fontes por modelos de geradores síncronos disponíveis na biblioteca do módulo *Draft*. A biblioteca disponibiliza dois modelos de máquinas síncronas: “_rtds_PDSM_FLT_v1” e “if_rtds_sharc_sld_MACV31”.

A principal diferença entre os modelos de máquinas síncronas do *Rscad*® em relação às fontes equivalentes é a capacidade da representação da resposta dinâmica da máquina e a possibilidade de controle sobre o torque em seu eixo e excitação.

O gerador considerado nos ensaios de modelo da UHE Jaguará é o de número 4. Para esse gerador foi necessário utilizar o modelo de máquina síncrona que permite a aplicação de faltas internas no enrolamento de armadura, que corresponde ao modelo “_rtds_PDSM_FLT_v1”. No entanto, esse modelo possui a limitação de simular apenas faltas internas fase-terra no enrolamento correspondente à fase “A” da máquina, além de produzir apenas tensões na frequência fundamental, ou seja, sem as componentes harmônicas.

O modelo “_rtds_PDSM_FLT_v1” considera a representação do gerador no domínio das fases (*phase domain*), cujo equacionamento e circuito equivalentes são descritos na referência [DEHKORDI, 2010a]. Nesse modelo, as indutâncias são calculadas em função da posição do rotor e do nível de saturação da máquina. A Figura 5.2 apresenta o símbolo que representa o modelo “_rtds_PDSM_FLT_v1”, utilizado para representar o gerador 4 da UHE Jaguará.

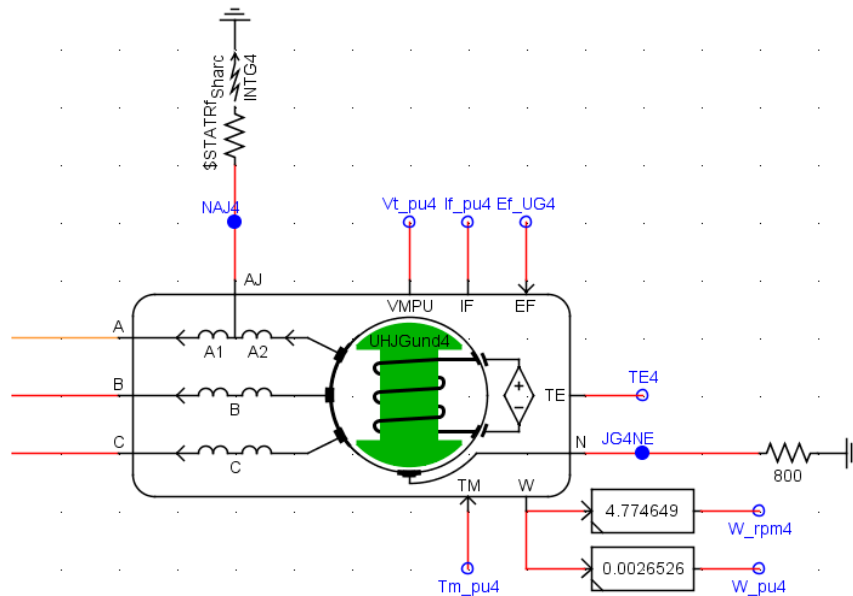


Figura 5.2 – Modelo gerador síncrono utilizado para a unidade geradora 4

As letras “A”, “B” e “C” indicadas no símbolo correspondem aos terminais de fase do gerador, enquanto a letra “N” representa o terminal de neutro. A abreviação “AJ” corresponde ao local de incidência de um curto-circuito na fase A, dividindo o enrolamento de armadura, nessa fase, em duas seções: “A1” e “A2”.

Para o modelo do gerador, considerou-se que o aterramento da máquina é realizado por um resistor de 800 Ω conectado entre o terminal “N” e a referência de terra, representando, assim, a resistência equivalente do conjunto transformador de aterramento e resistor empregados no cubículo de neutro.

O modelo “_rtds_PDSM_FLT_v1” permite o acesso aos terminais do enrolamento de campo, ou a definição do valor da tensão aplicada a esse enrolamento. Para os ensaios de modelo, considerou-se a segunda opção, uma vez que não é objetivo do trabalho representar

os elementos de potência do sistema de excitação do gerador. A entrada correspondente à tensão de campo está identificada com a abreviação “EF” no símbolo do gerador.

O torque mecânico produzido pela máquina motriz é introduzido no modelo a partir da entrada “TM”. As abreviações “W”, “TE”, “IF” e “VMPIU” correspondem às saídas do modelo referentes à rotação, torque elétrico, corrente de campo e tensão terminal do gerador, nessa ordem. Essas saídas normalmente são associadas a variáveis internas do *Rscad*® para os controles de tensão e velocidade do gerador e também para o seu monitoramento.

Os parâmetros do gerador síncrono são implementados nas janelas de configuração do componente, tal como na janela da Figura 5.3. Basicamente são definidos: potência nominal, tensão nominal, frequência nominal, impedâncias de sequência, constantes de tempo, modelo da excitação, habilitação de saídas, definição de variáveis, etc. Informações completas sobre cada parâmetro podem ser obtidas na referência [RTDS TECHNOLOGIES, 2006].

Name	Description	Value	Unit	Min	Max
Name	Component Name	UHJGund4			
fextyp	Machine Model Field Excitation type	Control System In...		0	1
mmva	Rated MVA of the Machine:	112	MVA	0.0001	
Vbsll	Rated RMS Line-to-Line Voltage:	13.8	kV	1E-9	1E6
HTZ	Base Angular Frequency:	60.0	Hertz	1E-9	1E6
MM	Get Delta Speed Order (r/s) from CC ?	No		0	1
spdin	Initial Speed in the first time steps is:	Rated		0	1
tecc	Send Elect Torque in PU, TE to CC ?	Yes		0	1
vtcc	Send Mach Bus V in PU, VMPIU to CC ?	Yes		0	1
prtyp	Processor type	GPC.PB5		1	2

Update Cancel Cancel All

Figura 5.3 – Janela de configuração dos parâmetros do gerador síncrono

No modelo “if_rtds_sharc_sld_MACV31”, não é possível a simulação de faltas internas no enrolamento de armadura; no entanto, ele permite modelar, no mesmo componente um transformador de potência e cargas equivalentes. Outros recursos adicionais do modelo “if_rtds_sharc_sld_MACV31” em relação ao modelo “_rtds_PDSM_FLT_v1” [RTDS TECHNOLOGIES, 2006] são: possibilidade de especificar a curva de saturação da máquina; representação de um segundo enrolamento amortecedor; e a capacidade de considerar o fluxo mútuo entre o enrolamento de campo e o enrolamento amortecedor no eixo direto. Esses dois últimos recursos são discutidos na referência [CANAY, 1993].

Para a representação dos geradores 1, 2 e 3 da UHE Jaguará, optou-se por utilizar o modelo “if_rtds_sharc_sld_MACV31”, uma vez que, em tais máquinas, não são aplicados defeitos. Tal modelo foi configurado para representar apenas a máquina com os mesmos parâmetros elétricos do gerador 4. Para o transformador elevador foi considerado um modelo dedicado, visto que, na UHE Jaguará, os transformadores são de três enrolamentos. Também foram disponibilizadas, no modelo “if_rtds_sharc_sld_MACV31”, entradas e saídas para controle de velocidade e tensão terminal, como indicado na Figura 5.4.

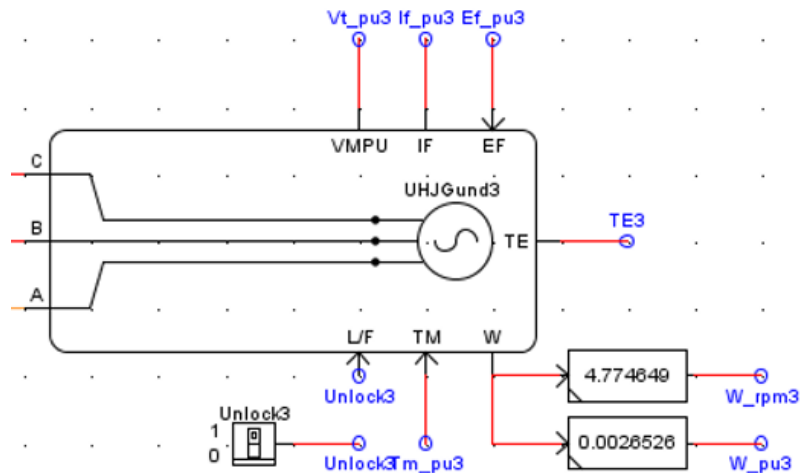


Figura 5.4 – Modelo gerador síncrono utilizado para as unidades geradoras de 1 a 3

5.3 Circuito de Geração de Terceiro Harmônico

As tensões terminais produzidas pelo gerador síncrono do modelo “_rtds_PDSM_FLT_v1” não levam em consideração as harmônicas descritas em 2.3. Para as simulações de curtos-circuitos internos no estator, torna-se necessário representar tais tensões harmônicas, exigidas para identificar faltas a terra nas proximidades do neutro da máquina.

A referência [ALCANTARA E GARCIA, 2006] apresenta um modelo simplificado para o estudo dos níveis de tensão de terceiro harmônico em um gerador síncrono em condições normais de operação e também de falha, o qual pode ser combinado com o modelo do gerador para a reprodução das componentes fundamental e de terceiro harmônico das tensões. O circuito equivalente proposto por esse modelo simplificado é constituído de fontes de tensão de terceiro harmônico, de capacitâncias a terra e das resistências efetivas de aterramento do gerador, “ R_N ”, e de falta, “ R_F ”, conforme Figura 5.5.

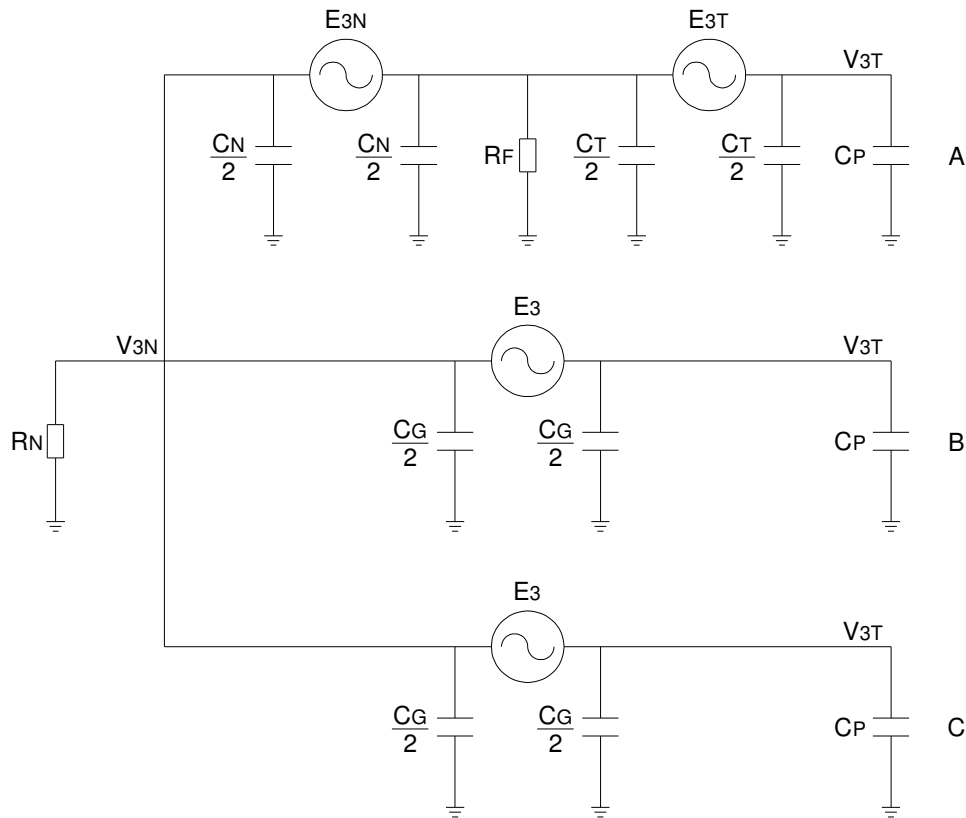


Figura 5.5 – Circuito equivalente para um curto-circuito a terra na fase A
[ALCANTARA E GARCIA, 2006]

Nesse circuito equivalente, considera-se que a tensão de terceiro harmônico possui uma distribuição uniforme sobre o enrolamento de armadura. Por essa razão, utiliza-se uma fonte alternada com amplitude definida pela condição de carregamento do gerador.

As capacitâncias externas ao gerador, “C_P”, representam a soma de todas as capacitâncias a terra dos elementos do circuito de conexão primário, tais como barramentos, cabos, capacitores de proteção contra surtos, transformadores de excitação, auxiliar e elevador.

O modelo considera que a capacitância do gerador, “C_G”, é distribuída uniformemente sobre todo enrolamento do estator. Sendo assim, a metade do valor “C_G” é modelada antes e após a fonte de terceiro harmônico.

Na fase curto-circuitada, são modeladas duas fontes de terceiro harmônico adjacentes ao ponto do defeito. A amplitude de cada fonte é definida na equação (5.1), de acordo com o ponto de aplicação do curto-circuito expresso em um valor percentual do enrolamento do estator “K” (0% representa o neutro, e 100% representam os terminais de saída).

$$E_{3N} = \frac{K}{100} \times E_3$$

$$E_{3T} = \left(1 - \frac{K}{100}\right) \times E_3$$
(5.1)

As capacitâncias associadas a cada uma das fontes são definidas em (5.2).

$$C_N = \frac{K}{100} \times C_G$$

$$C_T = \left(1 - \frac{K}{100}\right) \times C_G$$
(5.2)

Para o controle da amplitude das fontes de tensão de terceiro harmônico em função do nível de carregamento do gerador, foi adotada a metodologia estabelecida por [DEHKORDI, 2010b], representada na Figura 5.6. Trata-se de um conjunto de operações matemáticas programadas no módulo *Draft* que realizam o cálculo da amplitude de terceiro harmônico em função de percentuais pré-estabelecidos para condições de carregamento nominal e em vazio da potência ativa da máquina (variável “PS1”) e também da tensão terminal (variável “VT1”).

O resultado (variável “V3HW”) é aplicado em um gerador de sinal, cuja frequência é três vezes superior à frequência da tensão terminal do gerador. A saída do gerador de sinal (variável “V3A”) é multiplicada pela variável correspondente ao ponto de incidência de falta (variável “FLTloc”), resultando na variável “V3A2”. A variável “V3A1” resulta da subtração entre “V3A” e “V3A2”. Observa-se que as variáveis “V3A”, “V3A1” e “V3A2” são as tensões “E₃”, “E_{3T}” e “E_{3N}” do circuito equivalente, nessa ordem.

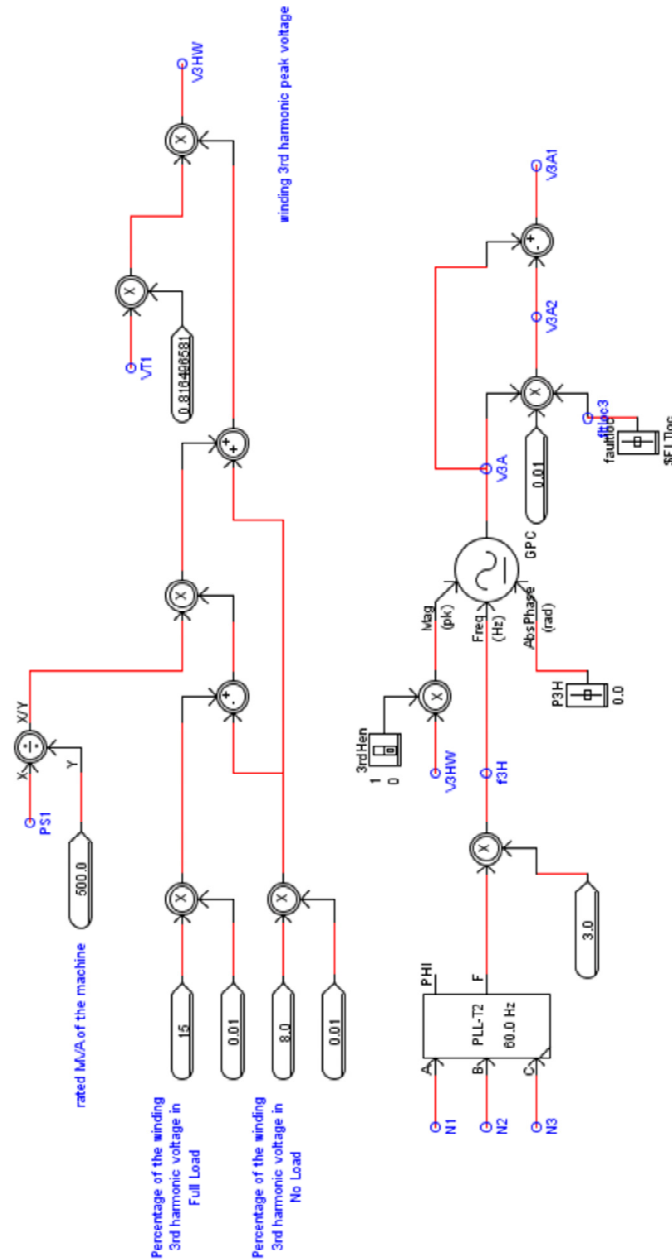


Figura 5.6 – Composição das tensões de terceiro harmônico em função da tensão e potência do gerador síncrono
[DEHKORDI, 2010b]

As tensões terminais e de neutro de terceiro harmônico resultantes do circuito equivalente são somadas às respectivas tensões de frequência fundamental do modelo da máquina síncrona para compor as tensões resultantes que são disponibilizadas para a injeção no relé de proteção.

5.4 Sistema de Excitação

Para a modelagem do sistema de excitação dos geradores da UHE Jaguara, foram consideradas malhas de controle implementadas no *software* Anatem® [ONS, 2014a] e utilizadas em estudos de estabilidade transitória.

As malhas de controle foram transcritas manualmente para o módulo *Draft*, cujo resultado da malha principal pode ser visualizado na Figura 5.7.

Basicamente foram modelados os limitadores volts/hertz (variável “LVHz4”), sobreexcitação (variável “Voel4”), subexcitação (variável “Vuel4”) e de máxima corrente no estator (variável “LimIa4”), com suas respectivas chaves lógicas de controle, que permitem habilitar e desabilitar individualmente cada limitador. O ajuste da tensão de referência é representado pelo *slider* identificado por “Vref4”, cujo valor pode ser definido durante a execução das simulações.

A diferença entre a tensão terminal da máquina, representada por “Vt_pu4”, o ajuste da tensão de referência e os sinais dos limitadores geram um sinal de erro, o qual é tratado em uma função de transferência, ganhos e limitadores que correspondem aos ajustes do regulador e resposta dos retificadores do painel de excitação. O final da malha de controle é definido pela variável “Ef_pu4”, que representa o valor da tensão de campo, em pu. A variável “Ef_pu4” é direcionada para a lógica do contator de campo, abordada mais adiante, que irá conduzir o valor da tensão de campo para a entrada “EF” do modelo do gerador síncrono, quando esse contator estiver na posição “fechado”.

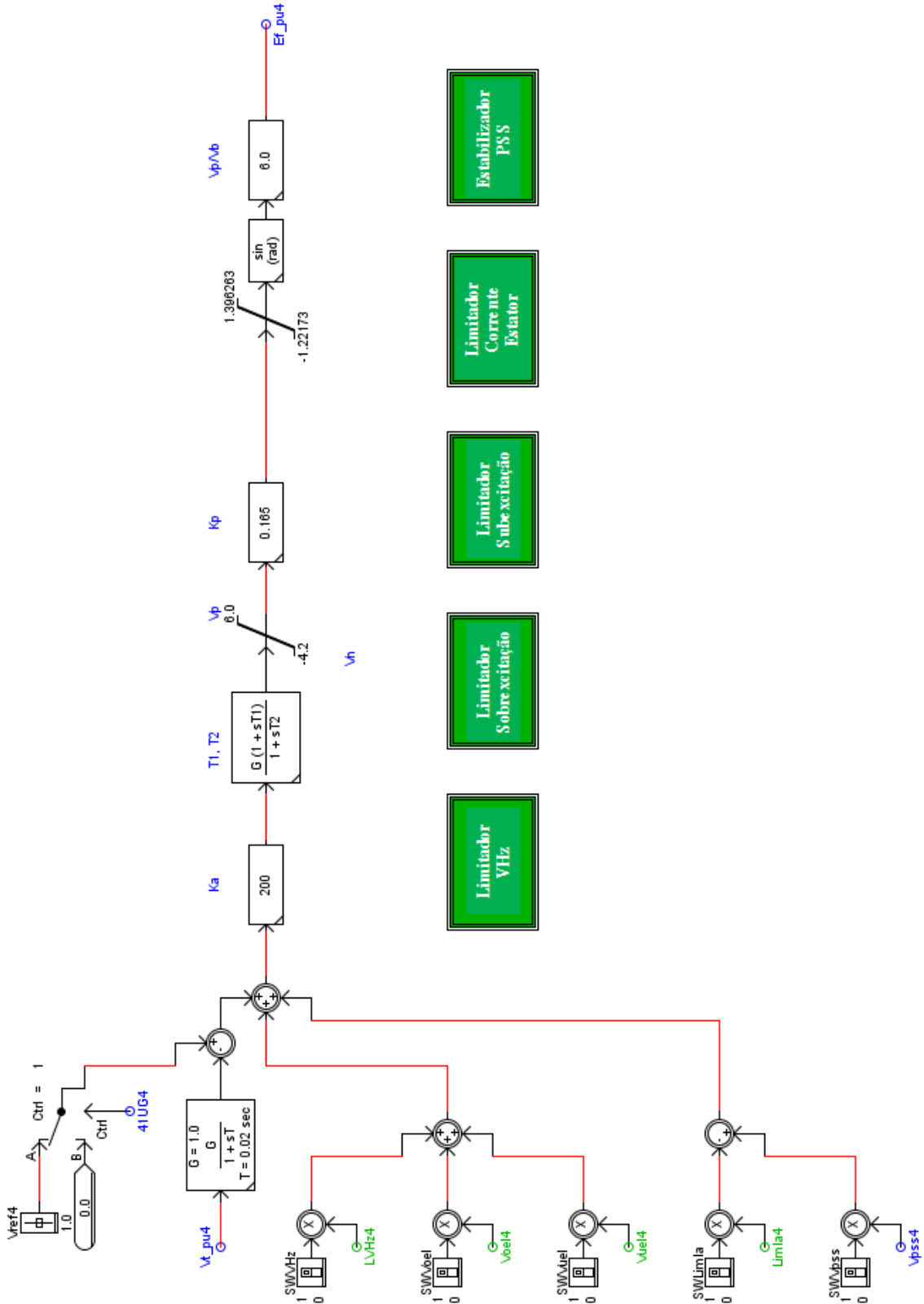


Figura 5.7 – Malha principal do sistema de excitação

5.5 Sistema de Regulação de Velocidade

As malhas de controle do sistema de regulação de velocidade, assim como as do sistema de excitação, foram transcritas a partir do diagrama de blocos gerado de uma base de dados do *software* Anatem® [ONS, 2014a]. Tais malhas podem ser divididas em três grupos principais: regulador de velocidade, modelo hidráulico e modelo da turbina.

A Figura 5.8 apresenta as malhas do controlador digital do regulador de velocidade, as quais possuem como entradas a velocidade do gerador (variável “Wpu4”), a velocidade ajustada (variável “Wref4”), a potência ativa gerada (variável “PMW4”) e a potência ativa ajustada (variável “Pref4”). Basicamente são utilizadas uma malha para controle de velocidade e outra para controle da potência ativa gerada. A malha de controle de velocidade torna-se mais influente quando há um grande desvio na velocidade do gerador, ou quando ele opera de forma isolada, sem injeção de potência ativa na rede. A malha de controle de potência é habilitada quando o desvio da velocidade é inferior a 10% e o gerador opera interligado ao sistema elétrico, podendo injetar potência ativa na rede.

A variável resultante da malha de controle do regulador de velocidade (variável “RV_out4”) é disponibilizada para a malha correspondente ao modelo hidráulico, cujas funções de transferência, limitadores e ganhos são apresentados na Figura 5.9.

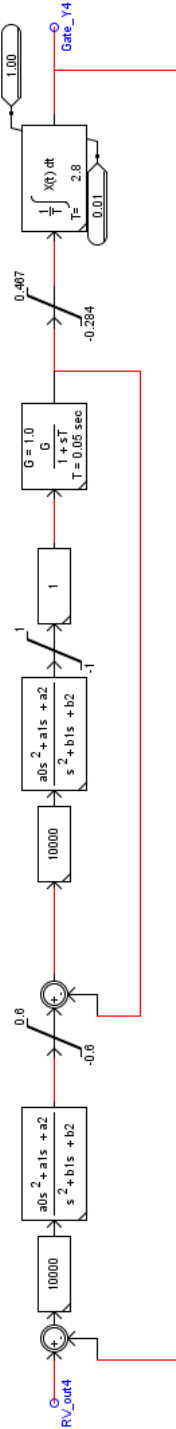


Figura 5.9 – Malha de controle do modelo hidráulico

A malha de controle do modelo da turbina, representada na Figura 5.10, é responsável por converter a variável de saída do modelo hidráulico (variável “Gate_Y4”) em um torque mecânico (variável “Tm_pu4”), que é aplicado à entrada “TM” do modelo do gerador síncrono.

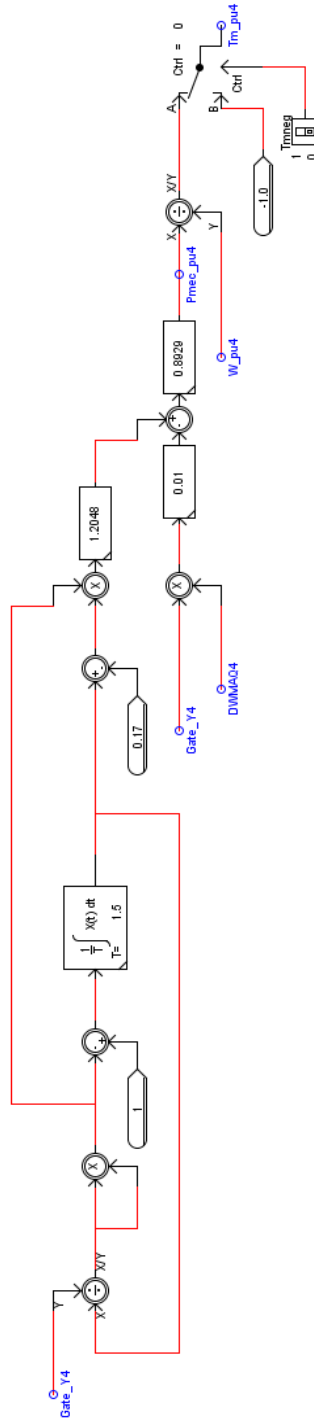


Figura 5.10 – Malha de controle do modelo da turbina

5.6 Transformadores de Instrumentos

Para os ensaios de modelo, considerou-se a utilização de modelos para representar transformadores de instrumentos, os quais são utilizados para gerar os sinais de tensão e corrente injetados nos relés de proteção, representados na Figura 5.11.

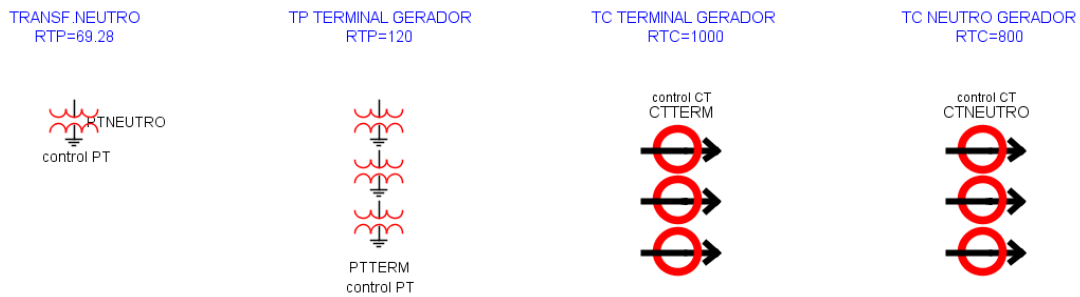


Figura 5.11 – Transformadores de instrumentos dos ensaios de modelo

O componente “_rtds_PT1” é utilizado para modelar transformadores de potencial, enquanto que para os transformadores de corrente se emprega o componente “_rtds_CT”.

A parametrização desses componentes é realizada de acordo com a frequência nominal do sistema, relação de transformação, valores de impedância do circuito equivalente e dados de saturação do núcleo ferromagnético do transformador. Os dados de saturação são programados por meio de uma tabela, na qual são introduzidos os valores da característica “B-H”, ou valores do ensaio de levantamento da curva de saturação “ V_{RMS} ” versus “ I_{RMS} ”. Para os ensaios de modelo foram considerados dados típicos de TPs e TCs [RTDS TECHNOLOGIES, 2006], os quais são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Dados das curvas de saturação dos TCs e TPs
[RTDS TECHNOLOGIES, 2006]

Ponto	TP		TC	
	B (T)	H (A/m)	B (T)	H (A/m)
1	0,1	50,0	0,5	10,0
2	0,3	170,0	1,0	25,0
3	0,5	300,0	1,2	30,0
4	0,7	400,0	1,4	45,0
5	1,0	720,0	1,6	100,0
6	1,1	900,0	1,65	150,0
7	1,2	1100,0	1,7	250,0
8	1,3	1500,0	1,75	400,0
9	1,4	2000,0	1,76	500,0
10	1,48	3000,0	1,77	600,0

Além dos parâmetros elétricos, é necessário definir as variáveis de entrada, que representam os sinais primários, e as variáveis de saída, que correspondem aos sinais secundários. Nos ensaios de modelo da UHE Jaguará, consideraram-se como variáveis de entrada as tensões de fase dos terminais do gerador, a tensão de neutro, as correntes internas do gerador (equivalentes às correntes do lado de neutro da máquina) e as correntes do disjuntor (equivalente às correntes terminais do gerador).

5.7 Contator de Campo

A atuação de algumas funções de proteção do gerador requer o desligamento imediato da excitação da máquina, que geralmente é promovido por um contator ou chave de campo que secciona os circuitos de potência do sistema de excitação do enrolamento de campo do gerador.

Para as simulações, decidiu-se adotar uma alternativa que considera a utilização de uma chave virtual para simular a função do contator de campo. Seu funcionamento consiste em forçar a tensão de campo para um valor nulo, sempre que for solicitada a desexcitação do gerador, seja por comando manual ou por proteção.

A Figura 5.12 apresenta o esquema desenvolvido no módulo *Draft* para representar o contator de campo virtual. O esquema consiste de um bloco *flip-flop* acionado a partir de um comando manual de abertura (variável “41open”), ou atuação da proteção com atuação do relé de bloqueio (variável “CRCB”), cuja saída controla uma chave virtual que comuta o sinal de saída gerado pelo regulador de tensão (variável “Ef_pu4”) para um valor nulo, quando o *flip-flop* está desativado.

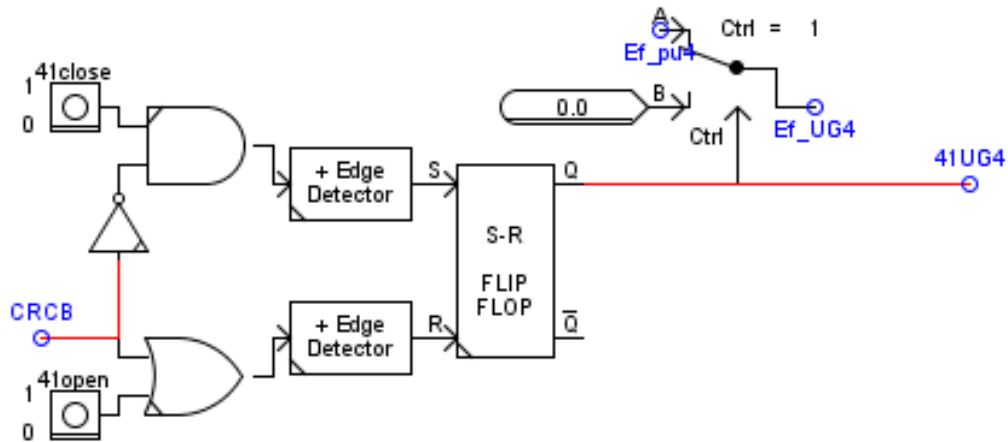


Figura 5.12 – Esquema do contator de campo virtual

5.8 Disjuntor do Gerador

Para a modelagem dos disjuntores dos geradores da UHE Jaguará, foram empregados os controles previstos no elemento “_rtds_BreakerControl.def”, os quais foram configurados para permitir a abertura tripolar do disjuntor.

O elemento “_rtds_BreakerControl.def” é comandado a partir de *palavras* ou *words* cujos *bits* são configurados para executar diferentes funções de controle do disjuntor, tais como abertura e fechamento monopolar ou tripolar. Os sinais de estado do disjuntor também são disponibilizados a partir de palavras, sendo que cada *bit* representa a posição de uma das fases do disjuntor.

A abertura do disjuntor foi configurada para ocorrer a partir de uma solicitação manual e também por disparos do relé de proteção e do relé de bloqueio, o qual foi implementado a partir de um bloco *flip-flop* acionado por um disparo específico do relé de proteção e rearmado por um botão virtual. O modelo também foi preparado para considerar a interrupção das correntes no instante da sua passagem pelo zero.

O fechamento do disjuntor é executado a partir de um comando que habilita a verificação de sincronismo, ou desde um comando de fechamento forçado que foi configurado para a realização dos ensaios de energização acidental. No fechamento com sincronismo, é verificada a diferença entre os módulos e ângulos das tensões nos lados opostos do disjuntor. Ademais, foi inserido um intertravamento que impede o fechamento com sincronismo se o relé de bloqueio estiver acionado.

A Figura 5.13 apresenta os diagramas implementados no módulo *Draft* para os controles do disjuntor, construídos tomando como referência controles já desenvolvidos pelo grupo de trabalho para ensaios de modelo de linhas de transmissão.

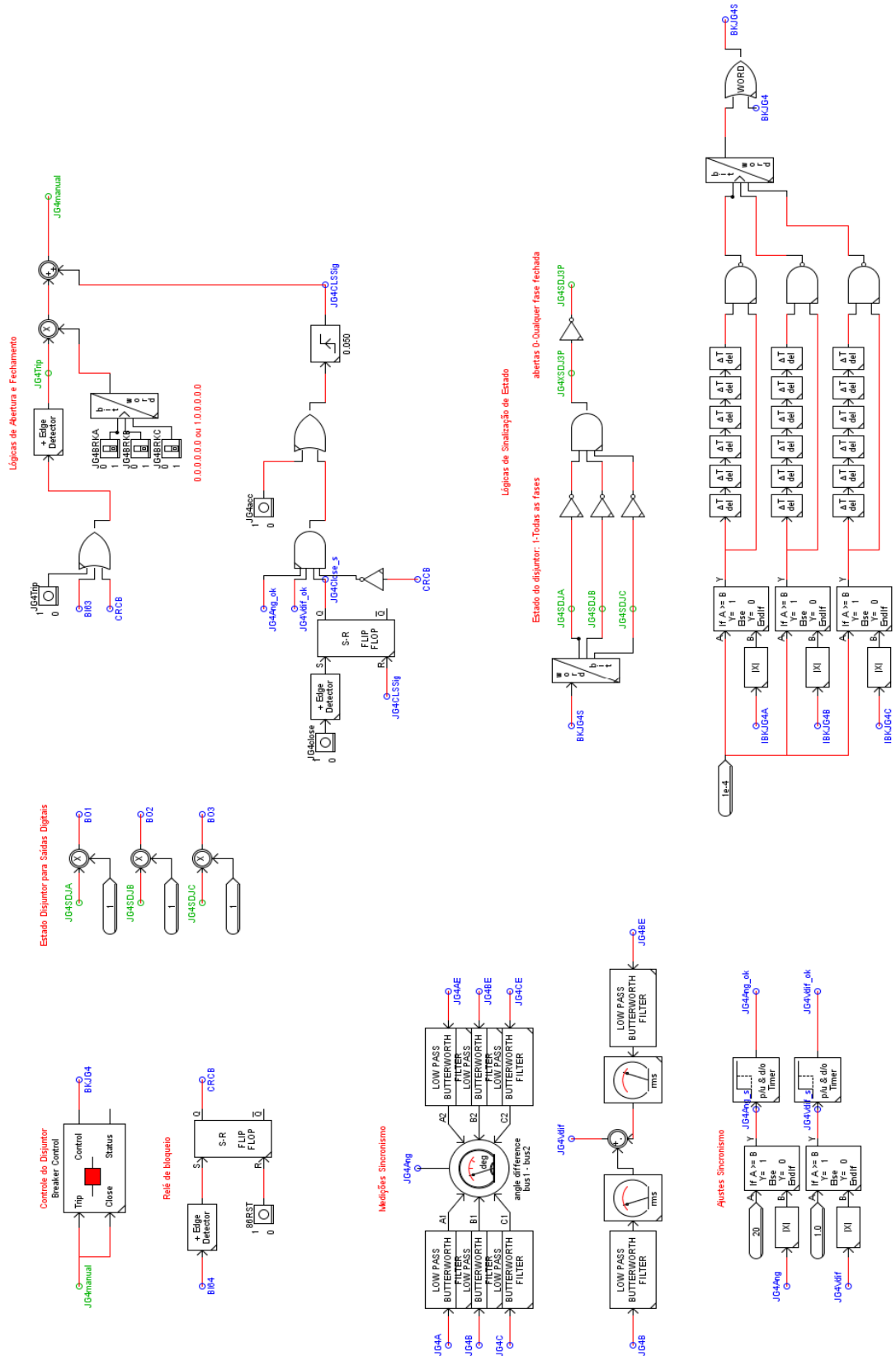


Figura 5.13 – Controles do disjuntor da unidade geradora

5.9 Controle de Faltas

Para a simulação de curtos-circuitos nos barramentos e equipamentos modelados no *software* Rscad® é necessário definir para o simulador as características completas do defeito, tais como: local, instante da incidência, duração, *loop* de falta, etc. Para que isso seja possível, é configurado, no módulo *Draft*, um esquema constituído de diferentes blocos de funções, conforme representado na Figura 5.14.

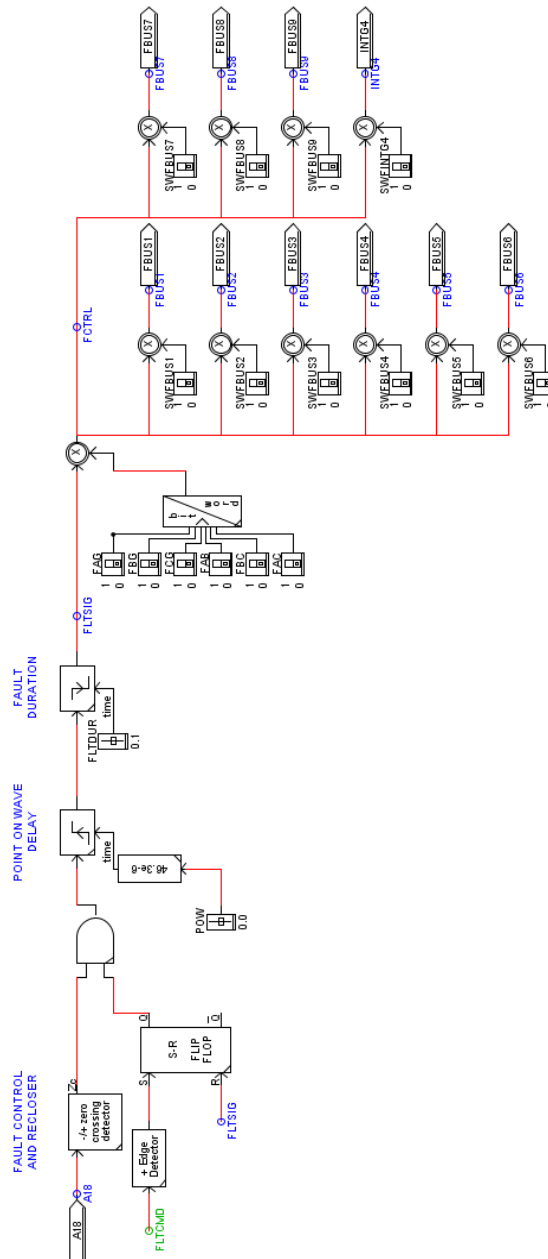


Figura 5.14 – Esquema do controle de faltas

A variável “FLTCMG” representa o comando para executar um curto-circuito. Essa variável aciona um bloco *flip-flop*, que é restabelecido quando a variável “FLSIG” é ativada.

A tensão na fase “A” do gerador é definida pela variável “A18”. No momento em que a onda de tensão na fase “A” do gerador “passa pelo zero” a saída do bloco *zero crossing detector* é ativada.

As saídas do bloco *flip-flop* e do bloco *zero crossing detector* são conectadas a uma porta lógica “E”, de forma que a saída dessa porta é ativada no momento em que ocorre um comando para a execução de um curto-circuito e a tensão na fase “A” do gerador “passa pelo zero”.

A variável “POW” controla um temporizador de retardo, que atrasa o sinal de saída da porta lógica “E”, desempenhando a função de controlar o instante de incidência do curto-circuito em relação à onda de tensão da fase “A” do gerador.

A variável “FLTDUR” controla um temporizador de retenção, cuja finalidade é definir o tempo de duração do curto-circuito. O sinal gerado na saída do primeiro temporizador ativa instantaneamente a saída do segundo temporizador, cujo sinal de ativação é retido pelo tempo definido na variável “FLTDUR”. Observa-se, na Figura 5.14, que a saída do segundo temporizador está conectada à variável “FLSIG”, que possui a finalidade de restabelecer o bloco *flip-flop* e habilitar o curto-circuito.

A escolha do *loop* de falta é realizada pelas seis chaves identificadas por “FAG”, “FBG”, “FCG”, “FAB”, “FBC” e “FAC”. A combinação dessas seis chaves proporciona a execução de curtos-circuitos em todos os *loops* possíveis. Cada uma das chaves que controla o *loop* de falta é conectada a uma entrada do bloco conversor *bit/word*. Esse bloco conversor tem a função de codificar o(s) *loop(s)* de falta selecionado(s) em um único número inteiro (Exemplo: *loop* “AG” corresponde ao número 1, e *loop* “AB” corresponde ao número 4).

A escolha do barramento para a execução do curto-circuito é definida pelas 11 chaves identificadas por “SWFBUSn”, onde o sufixo “n” corresponde ao número do barramento. Cada chave “SWFBUSn” representa um barramento específico da simulação. As variáveis identificadas por “FBUSn”, por sua vez, são responsáveis por habilitar os controles de curto-circuito no barramento correspondente.

No momento em que há uma ordem para habilitar um curto-circuito, por meio da variável “FLSIG”, a saída do multiplicador conectado ao conversor *bit/word* deixa de ser nula e passa a ser um número inteiro com a codificação correspondente ao *loop* de falta desejado. Esse número inteiro é transmitido somente para as variáveis “FBUSn” cujas chaves “SWFBUSn” estão selecionadas.

As variáveis “FBUSn” são declaradas nos controles de curto-circuito de seus respectivos barramentos. Esses controles decodificam, em tempo real, o valor da variável “FBUSn” correspondente e executam imediatamente o curto-circuito no *loop* especificado, quando é verificada a presença de um número inteiro não nulo.

O esquema apresentado na Figura 5.14 foi desenvolvido a partir de um similar utilizado para a realização de ensaios de modelo em proteções de linhas de transmissão.

5.10 Painéis de Controle

Neste item, são descritos os controles e medidores implementados no módulo *Runtime* do *software Rscad*® que permitem monitorar e manipular as simulações dos ensaios de modelo.

5.10.1 Controles do Gerador 4

Para os controles referentes ao gerador 4 foram programados *sliders* para ajustes dos valores de referência da potência ativa, tensão terminal e rotação. Foram disponibilizados medidores para acompanhamento, em tempo real, da tensão terminal, potências ativa e reativa, rotação e posição do distribuidor da turbina. A tela contendo os *sliders* e os medidores é mostrada na Figura 5.15.

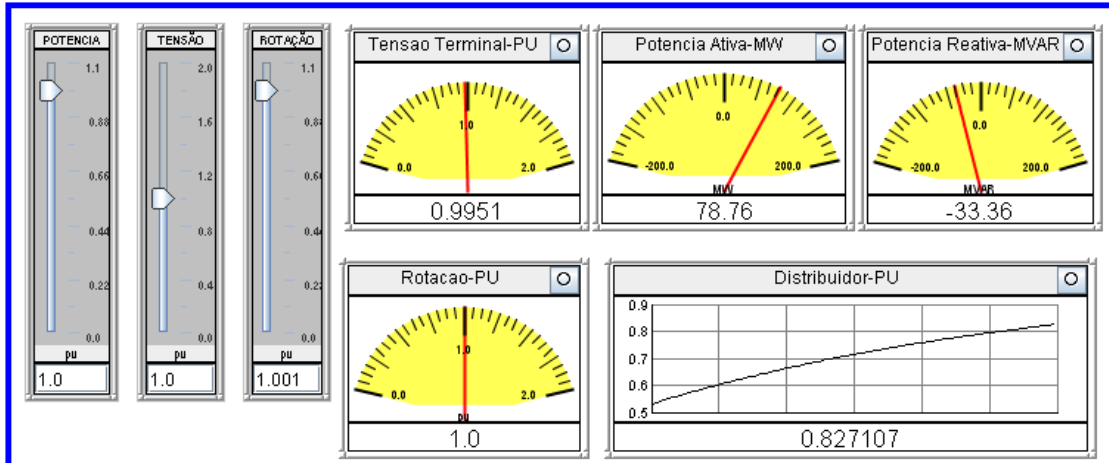


Figura 5.15 – Controles do gerador 4

5.10.2 Controles do Disjuntor, Contator de Campo, Relé de Bloqueio e Sincronismo do Gerador 4

Os botões para comandar o fechamento e abertura do disjuntor e contator de campo foram programados em uma tela específica, como na Figura 5.16. Os *leds* verdes acima desses botões correspondem ao estado do equipamento na posição “fechado”.

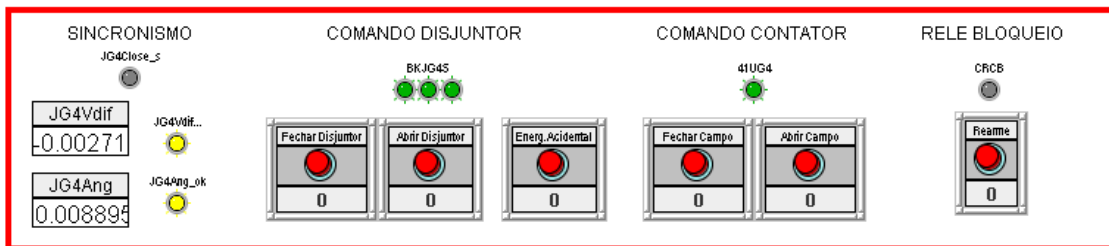


Figura 5.16 – Controles do disjuntor e contator de campo

Ao acionar o fechamento do disjuntor, a simulação inicia o processo de sincronismo, que é sinalizado pelo *led* “JG4Close_s”. É possível acompanhar a diferença entre o módulo e ângulo das tensões de ambos os lados do disjuntor nas respectivas janelas de medida “JG4Vdif” e “JG4Ang”. Os *leds* amarelos “JG4Vdif...” e “JG4Ang_ok” são ativados quando a diferença entre o módulo ou o ângulo das tensões se encontra dentro da faixa permitida para o sincronismo.

A atuação do relé de bloqueio é sinalizada pelo *led* “CRCB”, que pode ser restabelecido por um botão específico de rearme localizado abaixo dele.

5.10.3 Medidores das Tensões de Terceiro Harmônico do Gerador

4

Para acompanhar o nível da tensão de terceiro harmônico presente nos terminais de saída e neutro do gerador, foram programados medidores específicos, como na Figura 5.17, os quais podem ser consultados durante a realização de curtos-circuitos fase-terra internos no gerador.

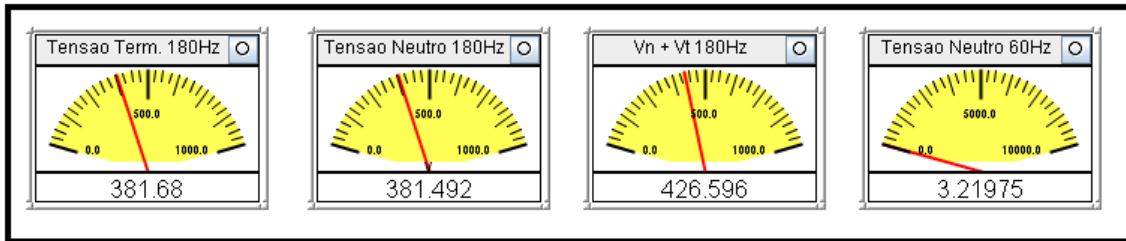


Figura 5.17 – Medições das tensões de terceiro harmônico

5.10.4 Controle de Faltas

A tela mostrada na Figura 5.18 representa os controles utilizados para a aplicação de faltas no gerador e em diversos pontos do sistema elétrico de potência. Os *sliders* “FLTDUR” e “POW” representam o ajuste do tempo e o ângulo de incidência da falta, nessa ordem. Os *loops* de falta são definidos pela combinação das seis chaves identificadas por “FAG”, “FBG”, “FCG”, “FAB”, “FBC”, “FAC”. A posição dos curtos-circuitos é selecionada a partir de dez chaves, sendo sete identificadas com o nome de cada uma das subestações do sistema elétrico representado. As três chaves restantes são utilizadas para selecionar curtos-circuitos localizados entre o disjuntor e o transformador, selecionar defeitos entre o disjuntor e o gerador e selecionar faltas fase-terra no enrolamento de armadura. O botão vermelho “FLT” é utilizado para iniciar a incidência de um curto-circuito.

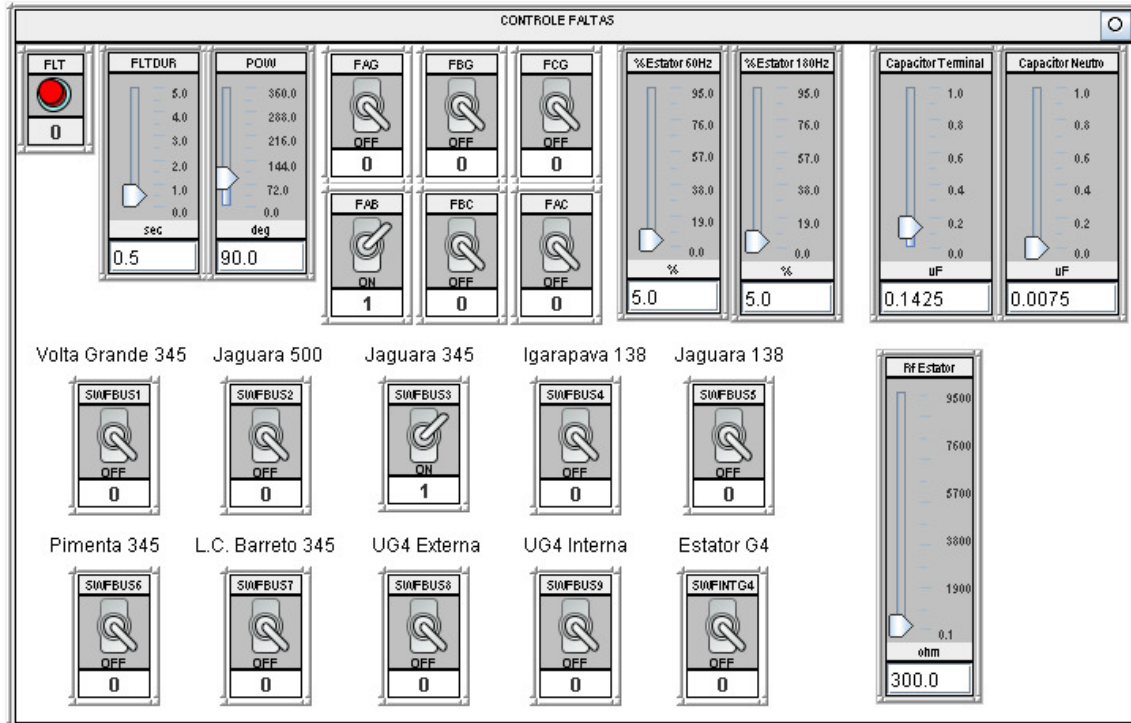


Figura 5.18 – Painel de controle de faltas

No caso das faltas internas no estator, estão disponíveis *sliders* para ajuste da posição da falta em valor percentual da localização do defeito, referentes ao modelo do gerador e ao circuito equivalente de terceiro harmônico. Os valores das capacitâncias do circuito equivalente de terceiro harmônico são ajustados manualmente nos *sliders* “Capacitor Terminal” e “Capacitor Neutro”. É também possível definir o valor da resistência da falta a terra no estator, por meio do *slider* “Rf Estator”.

5.10.5 Controle dos Geradores 1 a 3

Para os geradores cujas proteções não são testadas nos ensaios de modelo foram implementadas telas individuais contendo comandos e medições resumidas, como na Figura 5.19, os quais permitem manipular as tensões e potências da máquina, assim como abrir e fechar o seu disjuntor.

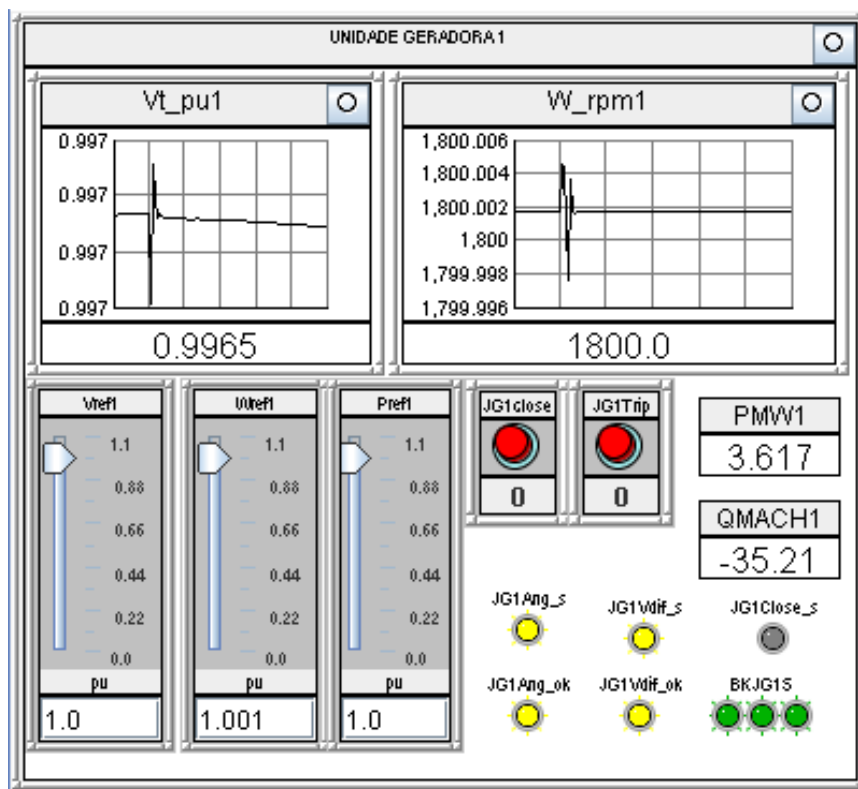


Figura 5.19 – Controle e monitoramento do gerador 1

6 Preparativos para as Simulações

6.1 Ajustes Principais dos Relé de Proteção

Os relés de proteção dos geradores da UHE Jaguará são modelo 7UM, do fabricante Siemens, porém não foi possível obter um exemplar desse equipamento para a realização dos ensaios de modelo. Os testes foram conduzidos no relé de proteção G60, do fabricante General Electric, cordialmente cedido pela equipe de manutenção da UHE Três Marias.

Ambos os fabricantes, Siemens e General Electric, disponibilizam, em seus relés de proteção de geradores, as principais funções utilizadas para a proteção de geradores síncronos; no entanto, o princípio de funcionamento e os ajustes das funções são específicos de cada equipamento.

Para habilitar o relé G60 para os ensaios de modelo da UHE Jaguará, foram realizados cálculos e estabelecidos critérios para a definição dos principais parâmetros de cada uma das proteções, os quais são mostrados nos itens a seguir.

6.1.1 Dados Principais

A Tabela 6.1 apresenta os principais dados de entrada considerados para os cálculos dos ajustes das funções de proteção.

Tabela 6.1 – Dados de entrada principais utilizados nos cálculos dos ajustes das funções de proteção
[ONS, 2014a e 2014b]

Dado	Valor	Descrição
V_N	13,8 kV	Tensão nominal do gerador
S_N	112 MVA	Potência nominal do gerador
P_N	106,4 MW	Potência nominal da turbina
V_{NS}	115 V	Tensão nominal secundária dos TPs (fase-fase)
I_{NS}	5 A	Corrente nominal secundária dos TCs
RT_{CLF}	1000	Relação de transformação dos TCs do gerador, lado terminais de fase
RT_{CLN}	800	Relação de transformação dos TCs do gerador, lado neutro
RTP	120	Relação de transformação dos TPs do gerador
RTP_{TRA}	69,28	Relação de transformação do TP de neutro
$I_{CC-MAX-EXT}$	17,097 kA (simétrico)	Contribuição do gerador para um curto-circuito trifásico nos terminais de alta tensão do transformador elevador
$V_{CC-MAX-EXT}$	0,58 pu	Queda de tensão no gerador para um curto-circuito trifásico nos terminais de alta tensão do transformador elevador
$I_{CC-MAX-INT}$	29,884 kA (simétrico)	Contribuição do transformador elevador para um curto-circuito trifásico nos terminais do gerador
$V_{N3H-50\%}$	265 V (valor típico)	Tensão de terceiro harmônico no neutro do gerador a 50% da potência ativa nominal (limite mínimo de operação da turbina)
$X'd$	0,278 pu base 112 MVA	Reatância transitória de eixo direto do gerador
Z_{PS}	0,1171 pu base 112 MVA	Impedância do transformador elevador, entre os terminais primário e secundário

6.1.2 Proteção de Distância

Para a proteção de distância, considerou-se a habilitação de duas zonas com característica de operação do tipo impedância, sendo a primeira ajustada em 70% da impedância do transformador, temporizada em 200 ms, e a segunda zona a 120% da mesma impedância, temporizada em 800 ms.

As equações (6.1), (6.2), (6.3) e (6.4) descrevem os cálculos necessários para a definição dos alcances das zonas 1 e 2.

$$Z_{B-SEC} = \frac{V_N^2}{S_N} \times \frac{RTC_{LN}}{RTP} = \frac{13,8^2}{112} \times \frac{800}{120} = 11,34 \Omega_{SEC} \quad (6.1)$$

$$Z_{PS-SEC} = Z_{PS} \times Z_{B-SEC} = 0,1171 \times 11,34 = 1,33 \Omega_{SEC} \quad (6.2)$$

$$Z_1 = 0,7 \times Z_{PS-SEC} = 0,7 \times 1,33 = 0,93 \Omega_{SEC} \quad (6.3)$$

$$Z_2 = 1,2 \times Z_{PS-SEC} = 1,2 \times 1,33 = 1,60 \Omega_{SEC} \quad (6.4)$$

6.1.3 Proteção Volts/Hertz

A proteção volts/hertz foi habilitada com dois estágios, tomando como referência os valores de ajuste atuais. O primeiro estágio é sensibilizado a partir de 1,12 pu, com temporização de disparo de 10 s. O segundo estágio está ajustado em 1,30 pu, temporizado em 500 ms.

6.1.4 Proteção contra Subtensão de Terceiro Harmônico

As tensões de terceiro harmônico no neutro do gerador, quando ele opera em baixas potências, não são suficientes para permitir um ajuste adequado da função 27TN. Por essa razão, adotou-se como referência a tensão de terceiro harmônico no neutro produzida no limite mínimo de potência permitido para a operação turbina, que corresponde a 50% da potência ativa nominal (50% de “P_N”).

O ajuste da unidade de subtensão da função 27TN foi estabelecido em 80% do valor de terceiro harmônico medido no neutro na condição de 50% de “P_N”, com disparo temporizado em 500 ms. A faixa de inibição da função está entre 0 e 50% de “P_N”, ou seja, a

função 27TN é ativada a partir de 53,2 MW. As equações (6.5), (6.6) e (6.7) indicam os cálculos dos ajustes da proteção contra subtensão de terceiro harmônico.

$$V_{27TN} = \frac{0,8 \times V_{N3H-50\%}}{RTP_{TRA} \times V_{NS}} = \frac{0,8 \times 265}{69,28 \times 115} = 0,0270 \text{ pu} \quad (6.5)$$

$$P_{MAX} = \frac{0,5 \times P_N}{\sqrt{3} \times (RTP \times V_{NS}) \times (RTC_{LF} \times I_{NS})} = \quad (6.6)$$

$$P_{MAX} = \frac{0,5 \times 106400000}{\sqrt{3} \times 13800 \times 5000} = 0,45 \text{ pu}$$

$$P_{MIN} = 0 \text{ pu} \quad (6.7)$$

6.1.5 Proteção contra Potência Inversa

A proteção de potência inversa foi ajustada em 2,5% da potência ativa nominal da turbina, temporizada em 30 s, conforme os parâmetros atuais do relé 7UM. Os cálculos dessa proteção são demonstrados em (6.8).

$$P_{MAX} = \frac{0,025 \times P_N}{\sqrt{3} \times (RTP \times V_{NS}) \times (RTC_{LN} \times I_{NS})} = \quad (6.8)$$

$$P_{MAX} = \frac{0,025 \times 106400000}{\sqrt{3} \times 13800 \times 4000} = 0,028 \text{ pu}$$

6.1.6 Proteção contra Perda de Excitação

O relé de proteção G60 utiliza duas unidades com característica MHO deslocadas negativamente no eixo das reatâncias. O ajuste da característica externa é de -110 MVAR, temporizada em 10 s. Para a característica interna, adotou-se o ajuste de -130 MVAR, temporizada em 500 ms. O deslocamento de ambas as características no sentido negativo do eixo das reatâncias é na metade da reatância transitória de eixo direto “X’d”, assim como proposto nos métodos de *Mason e Berdy*, descritos no capítulo 3.

As equações (6.9), (6.10), (6.11), (6.12), (6.13) e (6.14) apresentam os cálculos realizados para o ajuste dos dois estágios da função 40.

$$X_{-110MVAR} = \frac{V_N^2}{110} \times \frac{RTC_{LN}}{RTP} = \frac{13,8^2}{110} \times \frac{800}{120} = 11,54 \Omega_{SEC} \quad (6.9)$$

$$Raio_1 = \frac{X_{-110MVAR} - \frac{X'_d \times Z_{B-SEC}}{2}}{2} = \frac{11,54 - \frac{3,15}{2}}{2} = 4,98 \Omega_{SEC} \quad (6.10)$$

$$Centro_1 = Raio_1 + \frac{X'_d \times Z_{B-SEC}}{2} = 4,98 + \frac{3,15}{2} = 6,56 \Omega_{SEC} \quad (6.11)$$

$$X_{-130MVAR} = \frac{V_N^2}{130} \times \frac{RTC_{LN}}{RTP} = \frac{13,8^2}{130} \times \frac{800}{120} = 9,77 \Omega_{SEC} \quad (6.12)$$

$$Raio_2 = \frac{X_{-130MVAR} - \frac{X'_d \times Z_{B-SEC}}{2}}{2} = \frac{9,77 - \frac{3,15}{2}}{2} = 4,10 \Omega_{SEC} \quad (6.13)$$

$$Centro_2 = Raio_2 + \frac{X'_d \times Z_{B-SEC}}{2} = 4,10 + \frac{3,15}{2} = 5,67 \Omega_{SEC} \quad (6.14)$$

6.1.7 Proteção contra Carga Desequilibrada

O critério atual para proteção dos geradores da UHE Jaguará contra carga desequilibrada considera a utilização de dois estágios, ambos configurados para o disparo do disjuntor de média tensão.

O primeiro estágio possui característica tempo inverso, cuja equação é similar a (3.2). Esse estágio é sensibilizado por correntes de sequência negativa superiores a 12% da corrente nominal do gerador, com constante de tempo de 25 s.

O segundo estágio possui característica tempo definido, ajustado em 30% da corrente nominal e temporizado em 3 s.

6.1.8 Proteção de Sobrecorrente Instantânea de Fase

A proteção de sobrecorrente instantânea de fase é ajustada para não operar durante a ocorrência de curtos-circuitos externos. Para tal, considerou-se a máxima contribuição do gerador para uma falha trifásica no lado de alta tensão do transformador, multiplicada por um fator de segurança de 150%, como na equação (6.15). Essa proteção foi temporizada em 100 ms, para dar prioridade à atuação da função de proteção diferencial.

$$I_{50} = 1,5 \times \frac{I_{CC-MAX-EXT}}{RTC_{LF} \times I_{NS}} = 1,5 \times \frac{17097}{5000} = 5,13pu \quad (6.15)$$

6.1.9 Proteção contra Energização Acidental

Para o ajuste da proteção contra energização acidental, adotaram-se os valores de 7 A secundários para a unidade de sobrecorrente e de 35 V secundários para a unidade de subtensão, que são os mesmos empregados atualmente no relé 7UM. Esses valores correspondem a 1,4 pu de corrente e a 0,3 pu de tensão, tomando como base os valores nominais de corrente e tensão secundários.

6.1.10 Proteção de Sobrecorrente Temporizada de Fase com Restrição por Tensão

A proteção 51V foi ajustada para atuar em aproximadamente 1 segundo para um defeito no barramento de 345 kV da subestação de manobra da usina, considerando que é sensibilizada a partir de 130% da corrente nominal do gerador e com curva de operação com característica muito inversa, conforme norma IEC. Os cálculos para o ajuste da sobrecorrente e dial de tempo são demonstrados em (6.16) e (6.17).

$$I_{51V} = 1,3 \times \frac{S_N}{\sqrt{3} \times V_N \times RTC_{LN} \times I_{NS}} =$$

$$I_{51V} = 1,3 \times \frac{112000000}{\sqrt{3} \times 13800 \times 800 \times 5} = 1,52 pu \quad (6.16)$$

$$Dial_{51V} = t_{op} \times \frac{\left(\frac{I_{CC-MAX-EXT}}{RTC_{LN} \times I_{NS}} - 1 \right)}{13,5} =$$

$$Dial_{51V} = 1 \times \frac{\left(\frac{17097}{800 \times 5} - 1 \right)}{13,5} = 0,29 \quad (6.17)$$

6.1.11 Proteção contra Sobretensão

Foram considerados, para o ajuste de sobretensão, os valores de 1,15 pu de tensão e temporização de 10 s para o primeiro estágio e de 1,30 pu de tensão e 500 ms para o segundo estágio. Esses ajustes estão em conformidade com os ajustes atuais adotados nas proteções dos geradores da UHE Jaguará.

6.1.12 Proteção contra Sobretensão de Neutro

O relé G60 permite configurar a proteção de sobretensão de neutro utilizando a medição da tensão de neutro do gerador, ou o cálculo da tensão de sequência zero a partir das tensões dos terminais de saída do gerador. Para os ensaios de modelo, consideraram-se os dois métodos ajustados para detectar um curto-circuito a terra em 10% do enrolamento de armadura (contados a partir do neutro), segundo as equações (6.18) e (6.19). A temporização para disparo foi ajustada em 500 ms.

$$V_{59N} \text{ (método medição)} = \frac{0,1 \times V_{NEUTRO-MAX}}{RTP_{TRA} \times V_{NS}} = \frac{0,1 \times 7967}{69,28 \times 115} = 0,1 \text{ pu} \quad (6.18)$$

$$V_{59N} \text{ (método cálculo)} = \frac{0,1 \times 3V_{0-MAX}}{RTP \times \frac{V_{NS}}{\sqrt{3}}} = \frac{0,1 \times \sqrt{3} \times 13800}{\frac{13800}{\sqrt{3}}} = 0,3 \text{ pu} \quad (6.19)$$

6.1.13 Proteção contra Subfrequência

Na UHE Jaguará, está habilitado apenas um estágio da proteção de subfrequência, ajustado em 55 Hz, com temporização de 10 s. Esses ajustes foram copiados do relé 7UM para o relé G60.

6.1.14 Proteção Diferencial de Gerador

A característica de operação da proteção diferencial do relé G60 é mostrada na Figura 6.1. A região de operação dessa proteção inicia-se a partir de uma reta sem inclinação, que representa a corrente diferencial mínima necessária para que ocorra a atuação da proteção. A região de operação é ligeiramente inclinada a partir do ponto de interseção da reta sem

inclinação com uma segunda reta, cuja inclinação é definida pelo parâmetro “Slope 1”. A segunda reta é interrompida no ponto definido como “Break 1”. Uma terceira reta, cuja inclinação é ajustada pelo parâmetro “Slope 2”, inicia-se a partir do ponto definido como “Break 2”. A curva de transição entre os pontos “Break 1” e “Break 2” é definida por uma interpolação de *spline* cúbica.

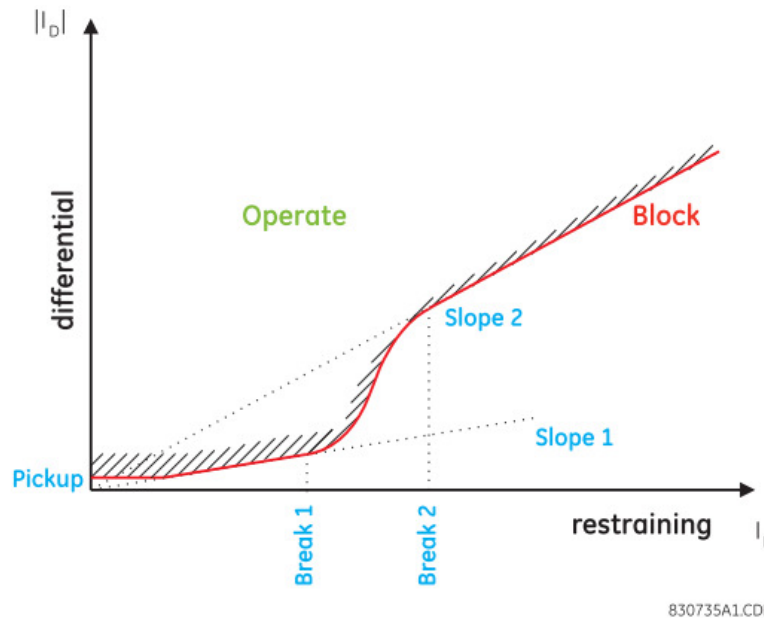


Figura 6.1 – Característica da proteção diferencial do relé G60
[GENERAL ELECTRIC, 2013]

Os ajustes foram definidos tomando como referência alguns parâmetros da proteção diferencial do relé 7UM configurados para a UHE Jaguará, de forma a tornar a característica final do relé G60 mais próxima da característica atual.

Para o ajuste do parâmetro “Pickup”, considerou-se o valor de 0,2 pu da corrente nominal do gerador, que corresponde a 0,19 pu da corrente nominal primária do TC de maior relação. As inclinações “Slope 1” e “Slope 2” foram ajustadas respectivamente em 25% e 40%. O ponto “Break 1” foi ajustado em 1,5 pu da corrente nominal primária do TC de maior relação. O ponto “Break 2” foi ajustado em 2,5 pu da corrente nominal do gerador, que corresponde a 2,34 pu da corrente nominal primária do TC de maior relação.

6.2 Montagem Física

Em função da complexidade da montagem física para os ensaios de modelo, foi elaborado um diagrama para auxiliar o entendimento e a preparação das conexões elétricas entre o simulador e o relé de proteção G60, o qual pode ser visualizado na Figura 6.2.

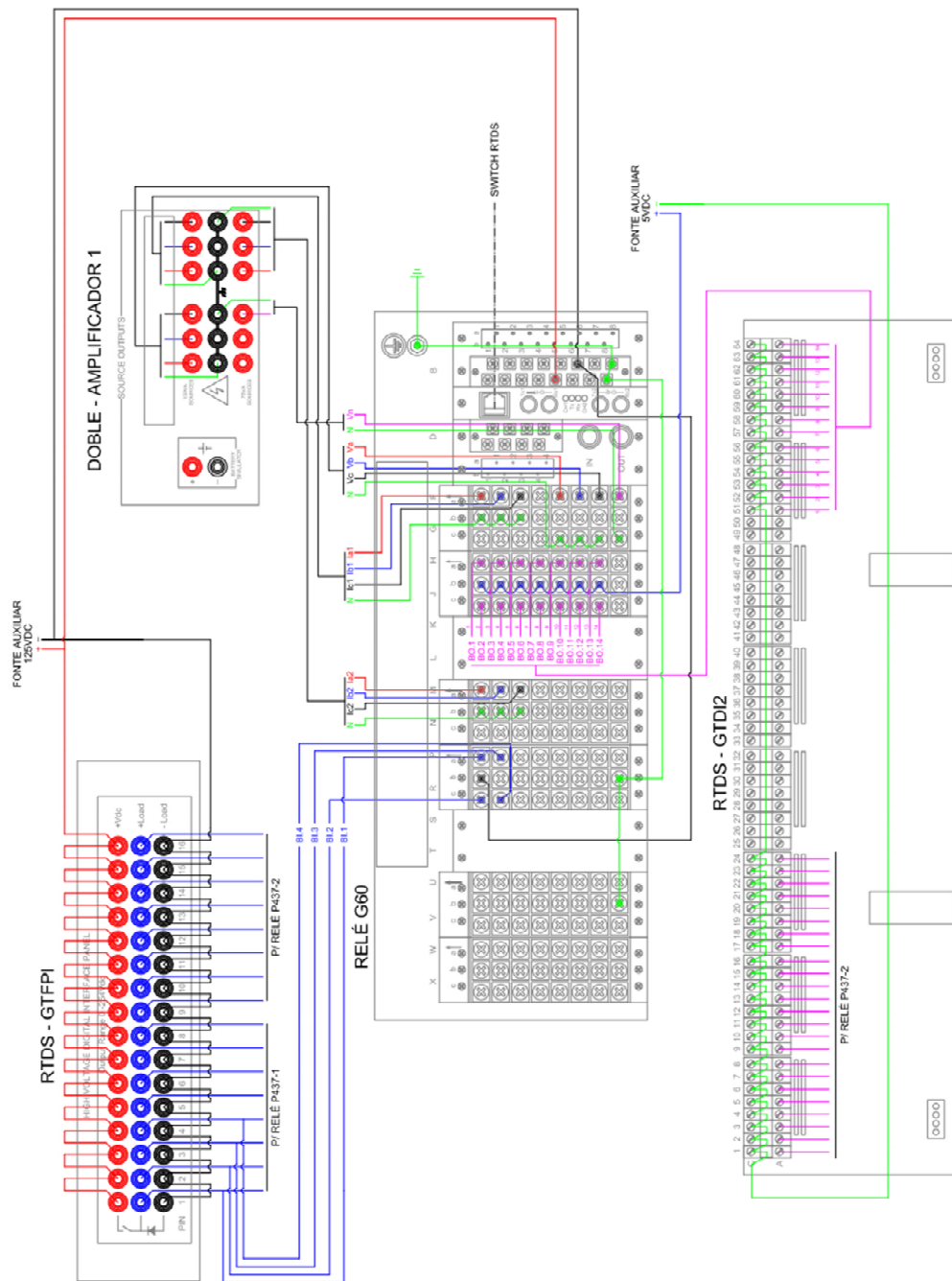


Figura 6.2 – Diagrama elétrico da montagem física dos ensaios de modelo

Os sinais de corrente e tensão são gerados a partir da placa GTA0 do simulador, porém são sinais elétricos de baixo nível que requerem o uso de amplificadores externos. Para os ensaios de modelo da UHE Jaguará, utilizou-se um amplificador modelo F6350, do fabricante DOBLE, configurado para amplificar quatro sinais de tensão e seis de corrente, cujas conexões com o relé de proteção são mostradas na parte superior esquerda da Figura 6.2.

O relé G60 utilizado nos testes dispõe de quatorze saídas digitais, que foram conectadas à placa de entradas digitais GTDI2 do RTDS[®], indicadas à direita da Figura 6.2. Cada uma das entradas é energizada individualmente por cada um dos contatos do relé, utilizando uma fonte auxiliar de 5 V em CC.

Para as simulações, foram previstas quatro entradas digitais no relé de proteção conectadas a quatro saídas digitais do painel frontal do RTDS[®], que, por sua vez, é controlado pela placa GTFPI do simulador, ilustrada na parte inferior esquerda da Figura 6.2. Para energizar as entradas digitais do relé G60, foi prevista uma fonte auxiliar de 125 V em CC. Essa fonte também realiza a alimentação do relé de proteção.

A foto da Figura 6.3 mostra a montagem realizada no laboratório para a execução dos ensaios de modelo. Do lado esquerdo da foto, encontra-se o simulador; no centro, o relé de proteção G60 (primeiro relé de cima para baixo); à direita, o amplificador F6350.



Figura 6.3 – Foto da montagem realizada para os ensaios de modelo da UHE Jaguará

6.3 Configuração de Entradas e Saídas do RTDS®

6.3.1 Entradas Digitais

A Figura 6.4 mostra o diagrama utilizado para a configuração das entradas digitais do RTDS® no módulo *Draft* do *software Rscad*®, que foram parametrizadas para receber os disparos das funções de proteção do relé G60. O bloco “GTDI”, que representa o cartão de mesmo nome, disponibiliza quatro saídas contendo 16 *bits*, sendo que cada *bit* se refere ao estado de uma entrada digital. Para os ensaios de modelo, a saída identificada pela variável “D1” corresponde às entradas digitais utilizadas na montagem. A variável “D1”, por sua vez, é decodificada por meio dos blocos “Word/Bit”, gerando os quatorze sinais referentes aos disparos individuais do relé de proteção.

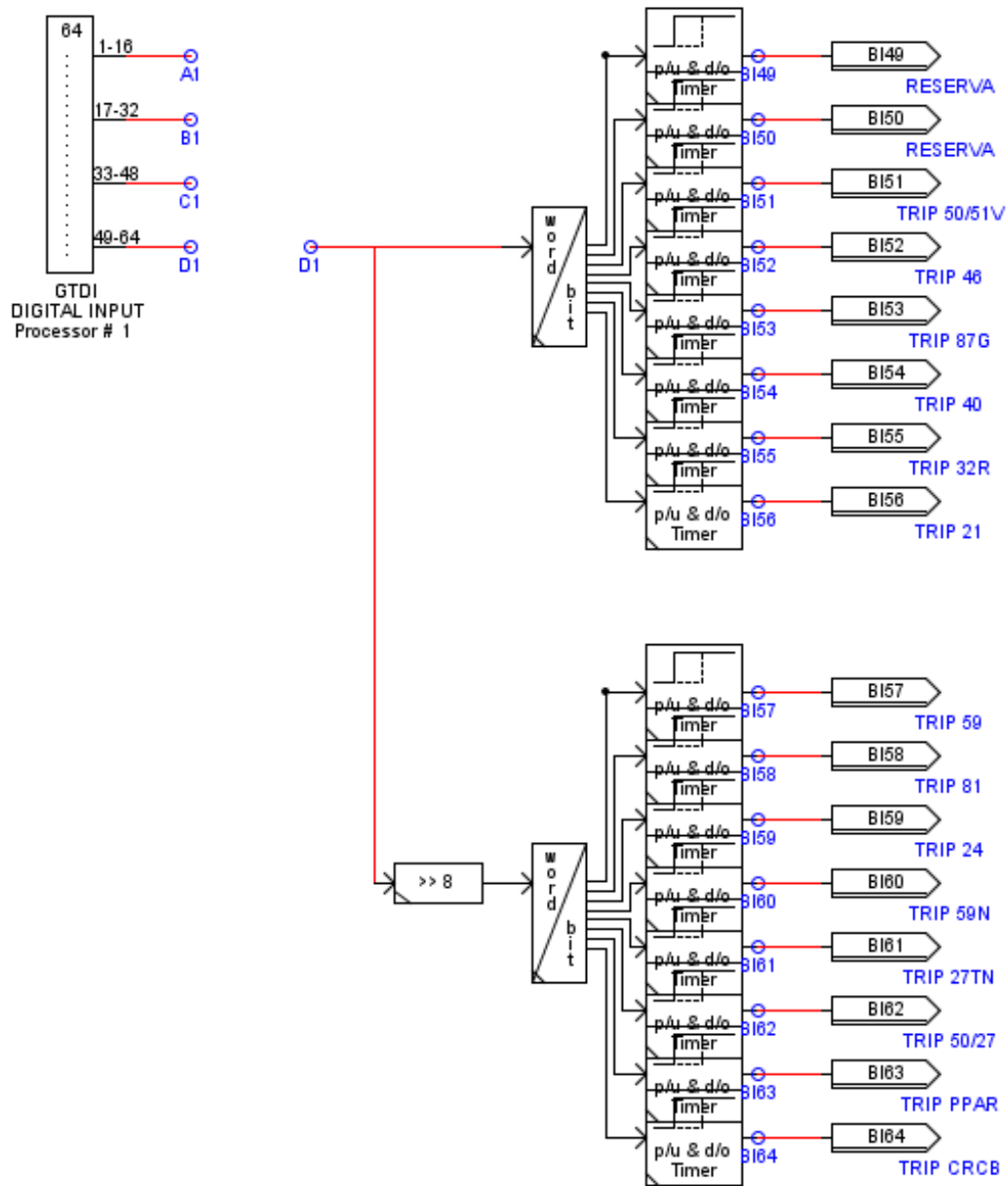


Figura 6.4 – Diagrama das entradas digitais do RTDS®

6.3.2 Saídas Digitais

Os quatro sinais disponibilizados pelo RTDS® para o relé de proteção foram configurados para representar o estado de cada fase do disjuntor e o estado do contator de campo. A Figura 6.5 mostra a configuração dessas saídas no módulo *Draft*. Cada uma das variáveis que representam os estados dos equipamentos é codificada utilizando o bloco “Bit/Word”, cuja saída é direcionada ao bloco que controla o cartão GTFPI.

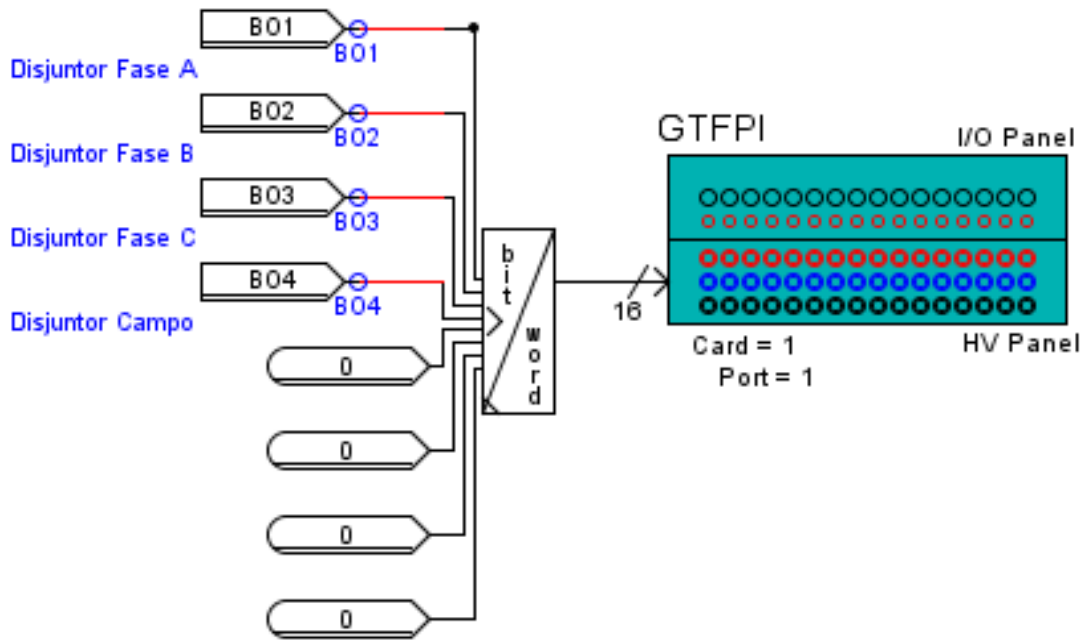


Figura 6.5 – Diagrama das saídas digitais do RTDS®

6.3.3 Saídas Analógicas

Os sinais de corrente e tensão que são disponibilizados para o relé de proteção necessitam de configurações específicas no módulo *Draft* do *Rscad*®. Para tal, utiliza-se o bloco “GTAOx”, no qual são associadas as variáveis analógicas com os canais físicos da placa GTA0, como representado na Figura 6.6.

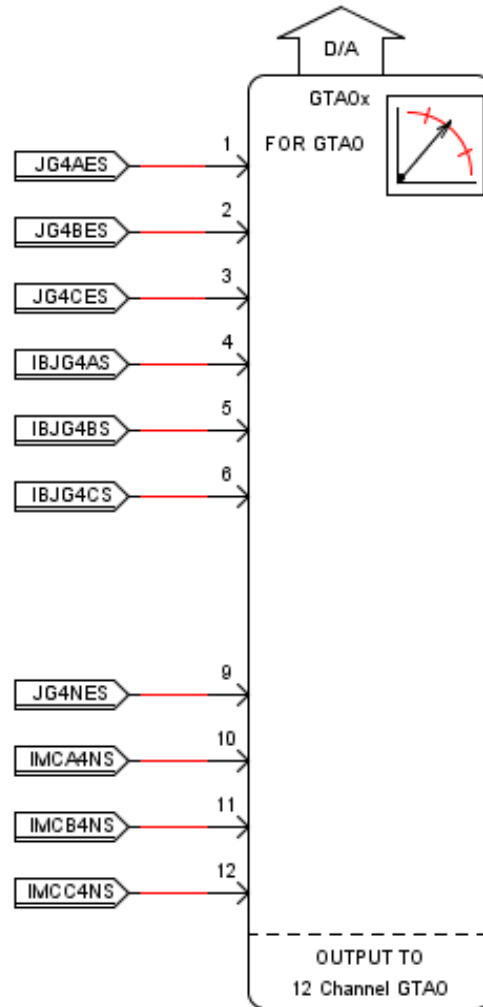


Figura 6.6 – Diagrama das saídas analógicas do RTDS®

As três primeiras entradas do bloco “GTAOx” estão associadas às variáveis referentes às tensões secundárias dos TPs do gerador (“JG4AES”, “JG4BES” e “JG4CES”). As variáveis que correspondem às correntes secundárias dos TCs do disjuntor (“IBJG4AS”, “IBJG4BS” e “IBJG4CS”) estão conectadas às entradas 4 a 6. A nona entrada está associada à tensão secundária referente ao neutro do gerador (“JG4NES”). As entradas de 10 a 12 foram disponibilizadas para as correntes secundárias referentes às correntes internas do gerador, representadas pelas variáveis “IMCA4NS”, “IMCB4NS” e “IMCC4NS”.

Além da associação das variáveis, é necessário definir os valores dos ganhos de cada canal, calculados segundo a equação (6.20).

$$G = \frac{V_{REF}}{V_{FE}} \times N_{MAX} \quad (6.20)$$

onde

- G é o ganho do canal
- V_{REF} é a tensão de referência que, por definição, corresponde a 5 V
- V_{FE} é a tensão aplicada na entrada do amplificador e que corresponde ao fim de escala do canal
- N_{MAX} corresponde ao valor máximo do sinal gerado na saída do amplificador, expressado em volts ou amperes, de acordo com a configuração realizada no amplificador

Para as simulações dos ensaios de modelo da UHE Jaguará, o amplificador foi configurado na opção “6V & 6I” com a função “Transient” habilitada. Para essa configuração, segundo o manual do equipamento [DOBLE, 2009], o valor de “ V_{FE} ” para os canais de tensão é de 6,7 V, enquanto o valor de “ V_{FE} ” corresponde a 6,8 V para os canais de corrente.

O valor de “ N_{MAX} ” corresponde a 150 V para os canais de tensão e a 30 A para os canais de corrente, resultando no ganho de 111,940 para os canais de tensão e em 22,059 para os de corrente.

7 Resultados

Este capítulo apresenta os resultados obtidos com a simulação no RTDS® de diferentes situações de interesse especificadas no capítulo 4, utilizando os modelos descritos no capítulo 5 e os ajustes indicados no capítulo 6.

7.1 Curtos-circuitos Monofásicos Internos no Gerador

Na Tabela 7.1, são mostrados os resultados obtidos para os testes de curtos-circuitos monofásicos internos no gerador.

Tabela 7.1 – Resultados das simulações de curtos-circuitos fase-terra internos no gerador

Local	Carregamento	Resultados
5% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Gerador a vazio	- Sem atuação das proteções
10% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 59N em 547 ms
25% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 59N em 537 ms
30% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 59N em 545 ms
50% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 59N em 548 ms
100% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 59N em 542 ms
5% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 27TN em 531 ms
10% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 27TN em 548 ms - Atuação da proteção 59N em 548 ms

Local	Carregamento	Resultados
25% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 27TN em 556 ms - Atuação da proteção 59N em 551 ms
30% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 59N em 531 ms
50% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 59N em 533 ms
100% do enrolamento de armadura a partir do fechamento do neutro	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 59N em 537 ms

Conforme se verifica na Tabela 7.1, a região compreendida entre 10% a 25% do enrolamento de armadura está protegida por ambas as proteções de detecção de falta a terra, quando o gerador opera em sua capacidade nominal. Foram realizados testes adicionais na faixa entre 25% a 30% para definir a região de cobertura da função 27TN, os quais resultaram na faixa de 0% a 29%. Para a função 59N a região de cobertura se inicia a partir dos 10% do enrolamento até os terminais de saída da máquina, incluindo os barramentos de média tensão.

Quando o gerador opera a vazio, não há como identificar a incidência de curtos-circuitos entre 0 e 10% do enrolamento de armadura da máquina, visto que a função 27TN é inibida para valores de carregamento abaixo de 53 MW.

A Figura 7.1 mostra uma oscilografia registrada durante um curto-circuito a 10% do enrolamento do neutro do gerador, no qual houve a atuação simultânea das funções de proteção 59N e 27TN. A oscilografia mostra que, após a incidência da falta, ocorre uma subtensão na tensão de terceiro harmônico, representada pela forma de onda identificada como “Tensão Neutro 180 Hz”. A tensão de neutro na frequência fundamental, representada pela forma de onda “Tensão Neutro 60 Hz”, sofre um incremento na sua amplitude durante o curto-circuito. A atuação das proteções é visualizada nos canais digitais “Trip 59N” e “Trip 27TN/64-100%”, em aproximadamente 500 ms após a incidência do defeito, tempo compatível com aquele ajustado para cada uma das funções de proteção. A abertura do disjuntor e a do contator de campo ocorrem logo em seguida.

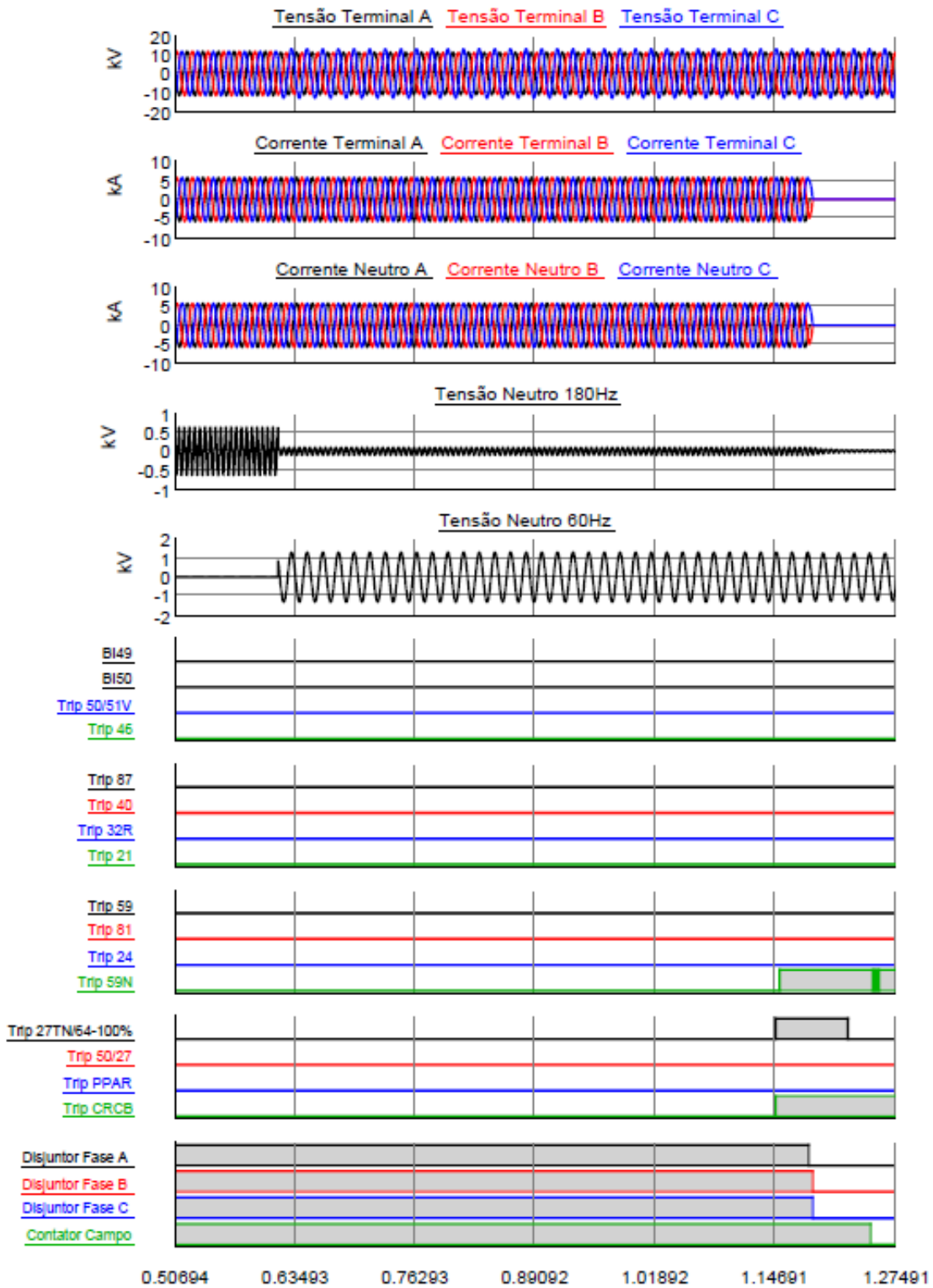


Figura 7.1 – Oscilografia da simulação de curto-circuito monofásico interno no gerador

Os resultados obtidos pelos testes de curto-circuito monofásicos internos no gerador estão em conformidade com o esperado, alcançando os propósitos das funções de proteção 27TN e 59N.

7.2 Curtos-circuitos Polifásicos Internos

Para os testes de curtos-circuitos polifásicos internos, dentro da zona de atuação da proteção diferencial do gerador, foram previstas faltas bifásicas e trifásicas nas condições de carregamento a vazio e carregamento nominal, conforme Tabela 7.2.

Tabela 7.2 – Resultados das simulações de curtos-circuitos polifásicos internos

Tipo de Defeito	Carregamento	Resultados
Falta AB	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 87G em 15 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 227 ms - Atuação da proteção 51V em 230 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 50 e 46
Falta BC	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 87G em 15 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 230 ms - Atuação da proteção 51V em 233 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 50 e 46
Falta CA	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 87G em 15 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 225 ms - Atuação da proteção 51V em 226 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 50 e 46
Falta ABC	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 87G em 14 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 228 ms - Atuação da proteção 51V em 228 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2) e 50
Falta AB	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 87G em 14 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 223 ms - Atuação da proteção 51V em 252 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 50 e 46
Falta BC	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 87G em 15 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 228 ms - Atuação da proteção 51V em 253 ms

Tipo de Defeito	Carregamento	Resultados
		- Partida das proteções 21 (Zona 2), 50 e 46
Falta CA	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 87G em 15 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 229 ms - Atuação da proteção 51V em 252 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 50 e 46
Falta ABC	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 87G em 14 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 224 ms - Atuação da proteção 51V em 236 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2) e 50

A Figura 7.2 apresenta um exemplo de oscilografia de um defeito trifásico realizado com o gerador operando em carga nominal, na qual se observa a atuação da proteção em menos de 1 ciclo após a incidência da falta. As ondas de corrente internas do gerador, identificadas por “Corrente Neutro A/B/C” na oscilografia da Figura 7.2, são mantidas pelo fluxo magnético residual do enrolamento de campo após a abertura do contator de campo, como acontece em casos de defeitos reais. Por esse motivo, ocorrem as atuações das funções de proteção 21 e 51V após a abertura do disjuntor de média tensão e a do contator de campo, observadas nessa oscilografia. No caso da função 21, houve a atuação de sua primeira zona, segundo a lista de eventos do relé de proteção.

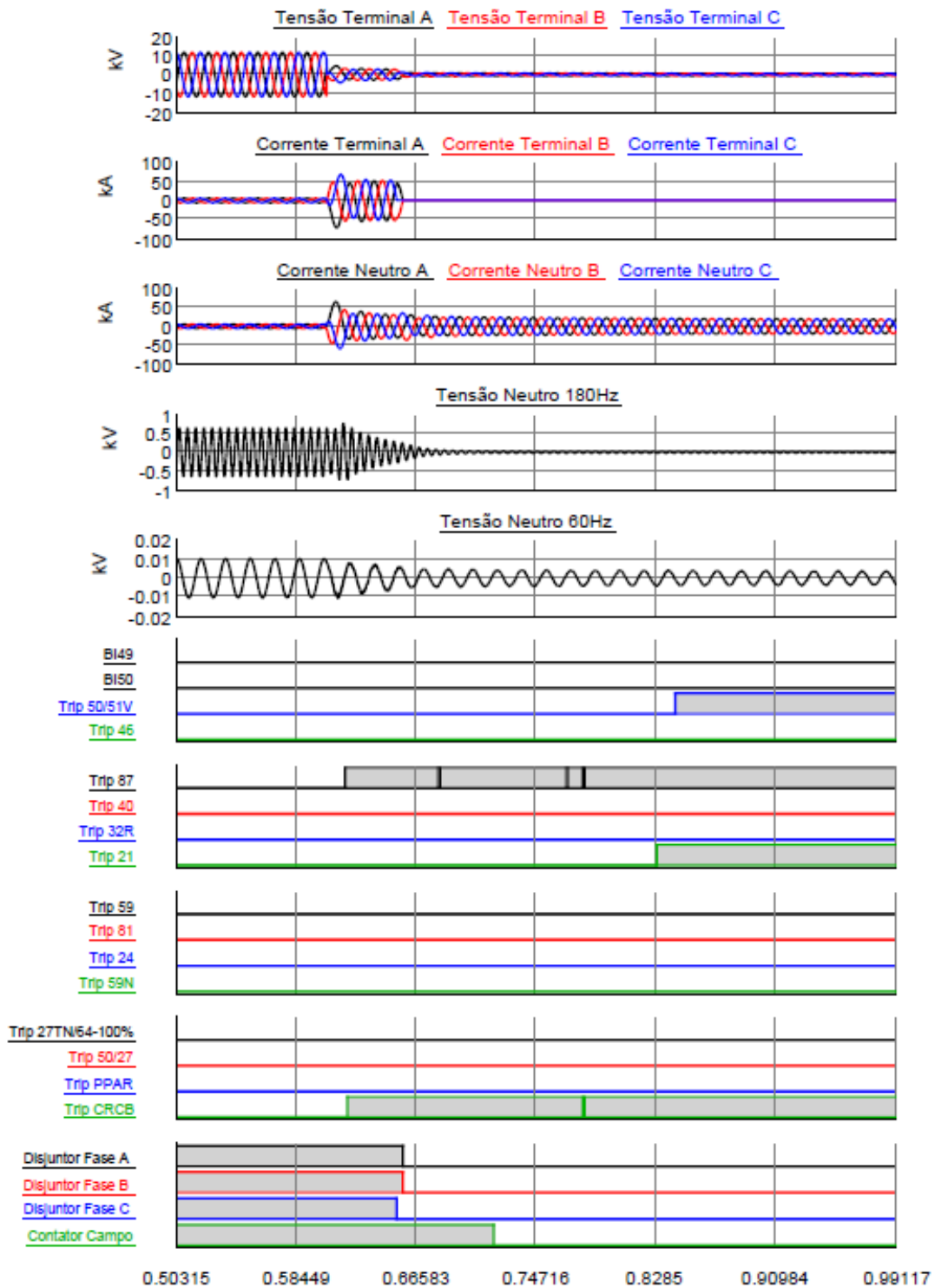


Figura 7.2 – Oscilografia da simulação de curto-circuito trifásico dentro da zona da proteção diferencial

Foram também verificadas, na lista de eventos do relé, as partidas das funções de proteção 21 (zona 2), 50 e 46, sendo esta última apenas nos casos de faltas bifásicas. A função 50 está associada aos TCs do disjuntor, cujas correntes são rapidamente extinguidas antes que seja alcançado o tempo ajustado de 100 ms. O tempo de incidência do curto-circuito foi ajustado em 500 ms, inferior ao tempo previsto para atuação da função de proteção 46 e segunda zona da função 21.

A conclusão para os testes de curtos-circuitos polifásicos dentro da zona da proteção diferencial é que a proteção atuou corretamente, respondendo, de forma muito rápida, aos diversos defeitos simulados.

7.3 Curtos-circuitos Externos

A Tabela 7.1 apresenta as condições e os resultados obtidos para as simulações de curtos-circuitos externos.

Tabela 7.3 – Resultados das simulações de curtos-circuitos externos

Tipo de Defeito	Local	Carregamento	Resultados
Falta AB	Média Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 227 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 46 e 51V
Falta BC	Média Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 230 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 46 e 51V
Falta CA	Média Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 227 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 46 e 51V
Falta ABC	Média Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 224 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2) e 51V
Falta AB	Média Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 225 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 46 e

Tipo de Defeito	Local	Carregamento	Resultados
			51V
Falta BC	Média Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 228 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 46 e 51V
Falta CA	Média Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 230 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2), 46 e 51V
Falta ABC	Média Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 225 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2) e 51V
Falta AN	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 51V em 2,31 s - Partida da proteção 46
Falta BN	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 51V em 1,97 s - Partida da proteção 46
Falta CN	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 51V em 2,04 s - Partida da proteção 46
Falta AB	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 2) em 837 ms - Partida das proteções 46 e 51V
Falta BC	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 2) em 834 ms - Partida das proteções 46 e 51V
Falta CA	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 2) em 843 ms - Partida das proteções 46 e 51V
Falta ABN	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 2) em 831 ms - Partida das proteções 46 e 51V
Falta BCN	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 2) em 829 ms - Partida das proteções 46 e 51V
Falta CAN	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 21 (Zona 2) em 856 ms - Partida das proteções 46 e 51V
Falta ABC	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 51V em 731 ms

Tipo de Defeito	Local	Carregamento	Resultados
			- Partida da proteção 21 (Zona 2)
Falta ABCN	Alta Tensão	Gerador a vazio	- Atuação da proteção 51V em 731 ms - Partida da proteção 21 (Zona 2)
Falta AN	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 1,39 s - Partida da proteção 46
Falta BN	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 1,37 s - Partida da proteção 46
Falta CN	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 1,37 s - Partida da proteção 46
Falta AB	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 781 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2) e 46
Falta BC	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 755 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2) e 46
Falta CA	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 786 ms - Partida das proteções 21 (Zona 2) e 46
Falta ABN	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 487 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 518 ms - Partida da proteção 46
Falta BCN	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 479 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 496 ms - Partida da proteção 46
Falta CAN	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 484 ms - Atuação da proteção 21 (Zona 1) em 515 ms - Partida da proteção 46
Falta ABC	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 767 ms - Partida da proteção 21 (Zona 2)
Falta ABCN	Alta Tensão	Carga nominal do gerador	- Atuação da proteção 51V em 766 ms - Partida da proteção 21 (Zona 2)

Os defeitos simulados na média tensão resultaram na atuação da primeira zona da função 21, com temporizações compatíveis com o ajuste da proteção. Foram verificadas, na lista de eventos do relé G60, as partidas das funções 51V, 21 (zona 2) e 46, sendo esta última

apenas para as faltas bifásicas. Conforme esperado, não houve atuação da função de proteção diferencial do gerador.

Nas simulações de curtos-circuitos bifásicos na alta tensão com o gerador operando a vazio, ocorreu a atuação da segunda zona da proteção de distância, com tempos de operação próximos do valor de ajuste dessa zona. Para os defeitos bifásicos, sem envolvimento a terra e com o gerador operando a plena carga, houve o disparo da função 51V, com temporizações inferiores ao ajuste da segunda zona da função 21. Analisando as oscilografias de ambos os casos, identificou-se a presença de uma oscilação nas correntes de falta de uma das fases nos casos que foram simulados considerando a injeção de potência na rede, conforme mostrado na Figura 7.3. Essa oscilação provocou um aumento nas correntes, o que fez com que o relé atuasse mais rapidamente.

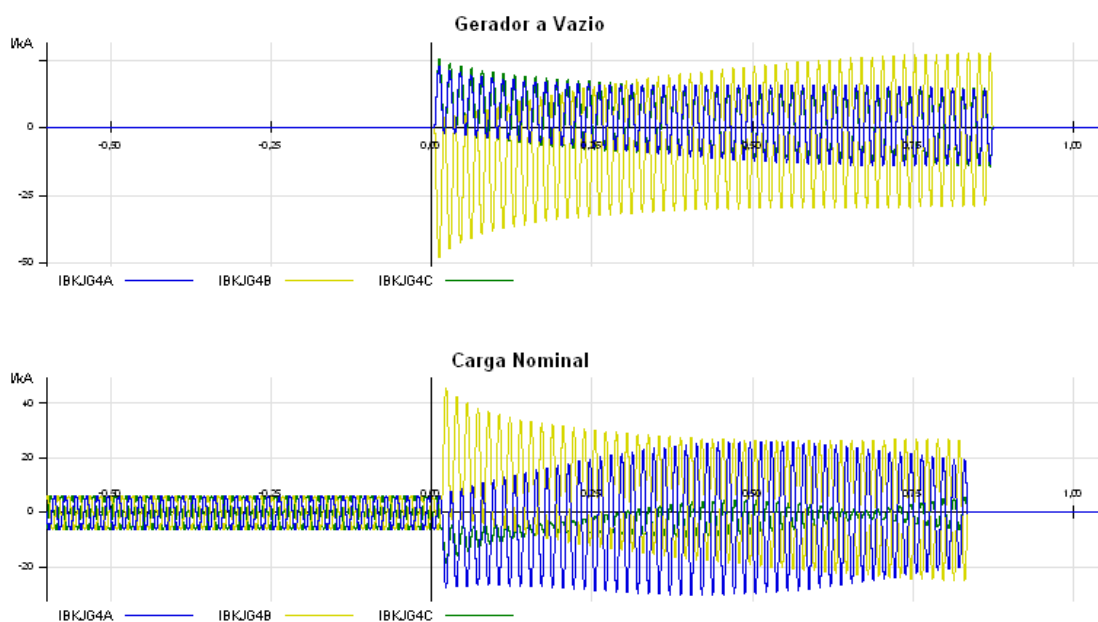


Figura 7.3 – Oscilografias das correntes do gerador durante curto-circuito bifásico envolvendo as fases A e B do barramento alta tensão da usina

Nas simulações de defeitos bifásicos na alta tensão, com carga e envolvimento a terra, a oscilação foi mais intensa que a observada na Figura 7.3, resultando em atuações ainda mais rápidas da função 51V e também na sensibilização da primeira zona da proteção de distância. A Figura 7.4 apresenta a oscilografia de uma dessas simulações realizadas, cujo resultado culminou na atuação das funções 51V e 21, zona 1.

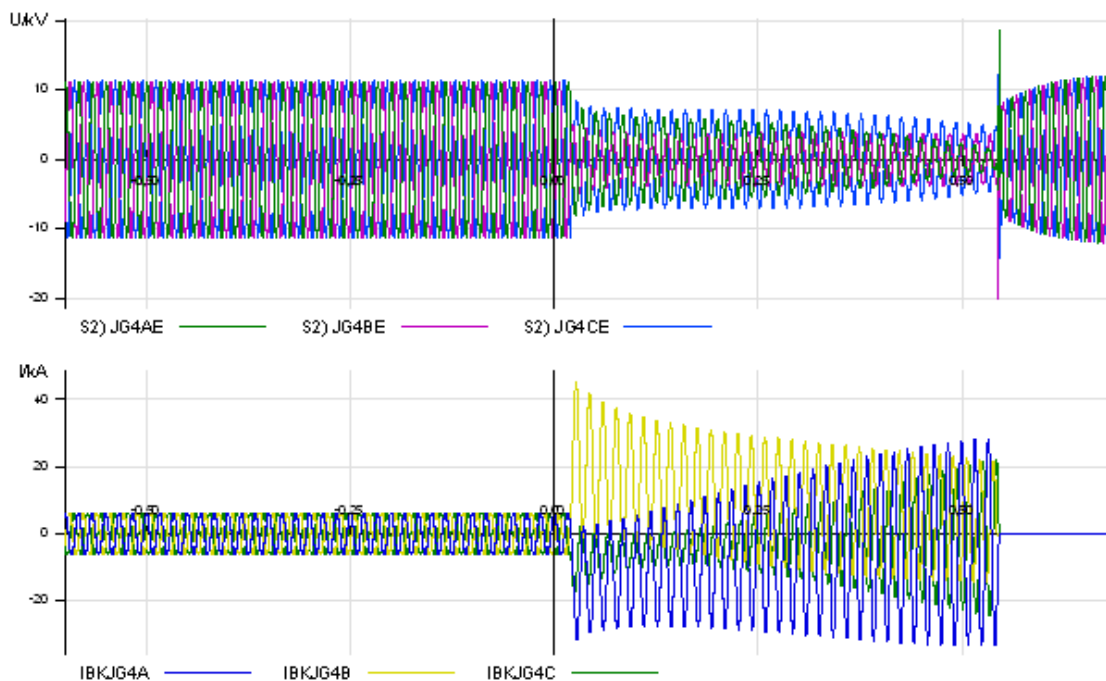


Figura 7.4 – Oscilografias das tensões e correntes do gerador durante curto-circuito bifásico envolvendo as fases A, B e terra do barramento alta tensão da usina

Para as simulações de curto-circuito fase-terra na alta tensão, houve atuação da função de proteção 51V do relé de proteção, porém ocorreu uma diferença significativa entre os tempos verificados para defeitos com o gerador operando a vazio e os tempos verificados para defeitos com o gerador operando a plena carga. Essa diferença é justificada pela própria corrente de carregamento do gerador, que, somada à corrente de curto-circuito, fez com que a proteção atuasse mais rapidamente do que se estivesse operando na condição a vazio.

Os tempos de resposta do relé de proteção para as faltas trifásicas na alta tensão ficaram entre 730 e 770 ms. O dial de tempo da função de proteção 51V foi calculado tomando como referência o tempo de operação de 1 segundo, porém esse cálculo foi baseado em valor de corrente de curto-circuito simétrico obtido a partir de simulações em *software* de curto-circuito. As oscilografias mostraram a presença de elevadas correntes assimétricas no gerador, justificada pela alta relação entre e reatância subtransitória de eixo direto “X”d e a resistência do enrolamento de armadura da máquina. Essas correntes assimétricas motivaram uma resposta mais rápida da proteção.

A partir dos resultados obtidos nas simulações de curtos-circuitos polifásicos externos dos ensaios de modelo, recomenda-se reavaliar os ajustes adotados para as funções de proteção 21 (zona 1) e 51V. Para a primeira zona da proteção de distância sugere-se aumentar o tempo de operação para 400 ms. Para a proteção de sobrecorrente com restrição por tensão, a proposta é aumentar o ajuste do dial de tempo para um valor que resulte em um tempo de operação de 800 ms para a condição mais crítica observada nas simulações.

7.4 Perda de Excitação

Os resultados dos testes de perda de excitação se encontram na Tabela 7.4.

Tabela 7.4 – Resultados das simulações para verificação do desempenho da proteção contra perda de excitação

Condição	Carregamento	Resultados
Normal	0 MW e -100 MVAR	- Sem atuação das proteções - Atuação do limitador de subexcitação do AVR em -80 MVAR
Normal	25 MW e -100 MVAR	- Sem atuação das proteções - Atuação do limitador de subexcitação do AVR em -80 MVAR
Normal	50 MW e -100 MVAR	- Sem atuação das proteções - Atuação do limitador de subexcitação do AVR em -77 MVAR
Normal	75 MW e -75 MVAR	- Sem atuação das proteções - Atuação do limitador de subexcitação do AVR em -62 MVAR
Normal	100 MW e -50 MVAR	- Sem atuação das proteções - Atuação do limitador de subexcitação do AVR em -46 MVAR
Abertura do contator de campo	Gerador a vazio	- Atuação do estágio 1 da proteção 40
Abertura do contator de campo	Carga nominal do gerador	- Atuação do estágio 2 da proteção 40

Para esses testes foi inicialmente prevista a operação do gerador em cinco pontos distintos na região de operação definida pela curva de capacidade, porém próximos dos

limites mínimos de subexcitação da máquina. Não foi observada atuação das funções de proteção em nenhum dos cinco pontos de operação simulados, conforme esperado.

Na sequência, foram realizados testes promovendo a abertura do contator de campo nas condições de carregamento do gerador em vazio e carregamento nominal. Quando o contator de campo é acionado com o gerador sincronizado na rede, observou-se que a máquina reage imediatamente, aumentando rapidamente os valores de potência reativa absorvidos do sistema. Contudo a resposta da proteção, quando a máquina opera em vazio, é diferente da de quando ela está a plena carga, sensibilizando as diferentes unidades da proteção contra perda de excitação em cada caso.

Os diagramas da Figura 7.5 apresentam as diferentes trajetórias das impedâncias vistas pelo relé de proteção para cada um dos ensaios realizados de abertura do contator de campo. Observa-se que, quando o gerador opera em vazio, a trajetória alcança apenas a unidade externa da proteção, enquanto que, na condição de carregamento nominal, a trajetória da impedância alcança também a unidade interna, que possui menor temporização e atua antes da unidade externa. Nas duas simulações, pode-se considerar que o desempenho da proteção foi satisfatório, visto que o gerador foi desconectado antes de ocorrer perda de sincronismo ou estabilidade.

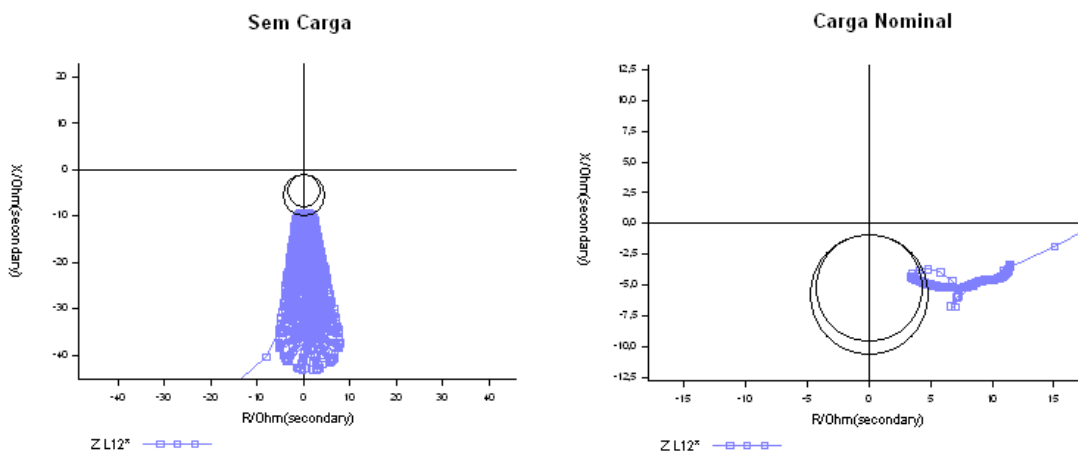


Figura 7.5 – Trajetórias das impedâncias vistas pelo relé de proteção após a abertura do contator de campo nas condições de carregamento em vazio e nominal

7.5 Energização Acidental

A Figura 7.6 apresenta a oscilografia registrada durante a realização do teste de energização acidental do disjuntor. O comando de fechamento forçado do disjuntor foi executado com a excitação do gerador desligada.

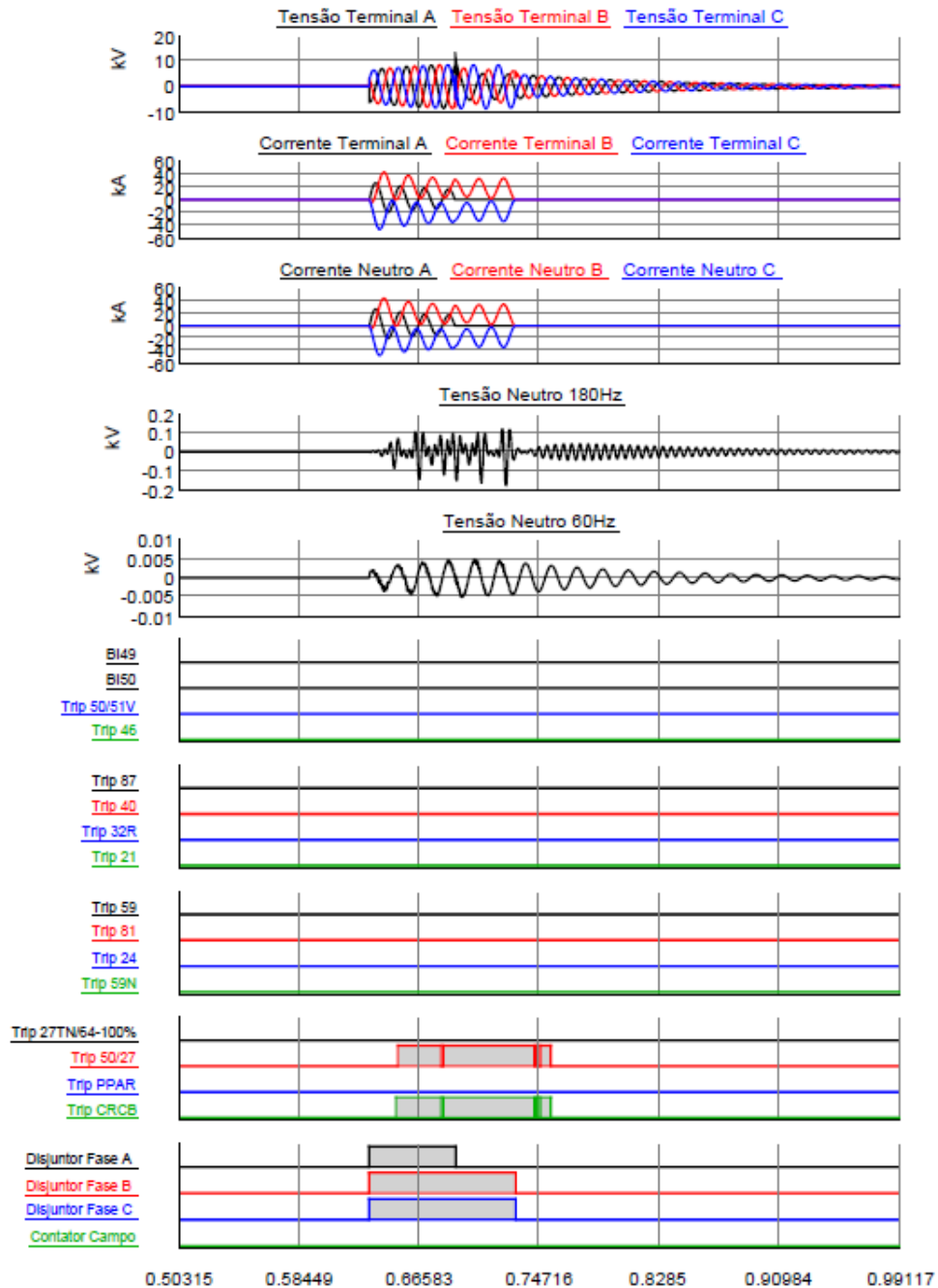


Figura 7.6 – Oscilografia da simulação de energização acidental

Pela Figura 7.6, observa-se que houve atuação da função de proteção 50/27 em menos de um ciclo após o início das correntes nos terminais do gerador. A abertura do disjuntor ocorreu logo em seguida; no entanto, em função da assimetria das correntes nas fases B e C, a passagem pelo zero das correntes nessas fases ocorre após a fase A, justificando o tempo maior para interrupção das correntes nas fases B e C. O fechamento indevido do disjuntor se dá próximo do pico de tensão da fase A, e, como o gerador se comporta como uma carga indutiva, os transitórios de corrente são menores nessa fase, uma vez que há um atraso de 90 graus entre a onda de corrente e a onda de tensão da mesma fase.

A partir dos resultados verificados, pode-se concluir que a atuação da proteção foi correta, havendo a interrupção das correntes do defeito em até 6 ciclos após seu início.

7.6 Rejeição de Carga

As rejeições de carga foram realizadas nos patamares de carga de 25 MW, 50 MW, 75 MW e 100 MW. Os resultados obtidos nas simulações são mostrados na Tabela 7.5.

Tabela 7.5 – Resultados das simulações de rejeição de carga

Carregamento	Resultados
25 MW e 0 MVAR	- Sem atuação das proteções
50 MW e 0 MVAR	- Sem atuação das proteções
75 MW e 0 MVAR	- Sem atuação das proteções
100 MW e 0 MVAR	- Atuação indevida da proteção 59

As três primeiras simulações foram consideradas satisfatórias, pois não houve atuação das funções de proteção e os reguladores de tensão e velocidade conseguiram estabilizar a máquina. No entanto, para a rejeição de carga em 100 MW, verificou-se a ocorrência de atuação indevida da proteção de sobretensão.

A Figura 7.7 apresenta a oscilografia registrada para a rejeição de carga em 100 MW, na qual o pico da tensão terminal medido é aproximadamente 1,05 pu, inferior ao ajuste do primeiro estágio da função de proteção 59, definido em 1,15 pu, o que sugere uma atuação indevida do relé de proteção.

Para comprovar o diagnóstico de atuação indevida, foram realizados novos ensaios, mantendo a tensão constante em seu valor nominal e variando a frequência da máquina até alcançar o valor máximo de frequência observado durante o ensaio de rejeição em 100 MW. Chegou-se à conclusão de que a proteção de sobretensão responde de forma inadequada quando a frequência das tensões é superior a 65 Hz, mesmo com amplitude abaixo da tensão de referência. Essa resposta do relé de proteção evidencia uma falha interna no *firmware* do equipamento.

Conclui-se, portanto, que a resposta do relé de proteção testado foi inadequada para o ensaio de rejeição de carga no patamar de carga de 100 MW.

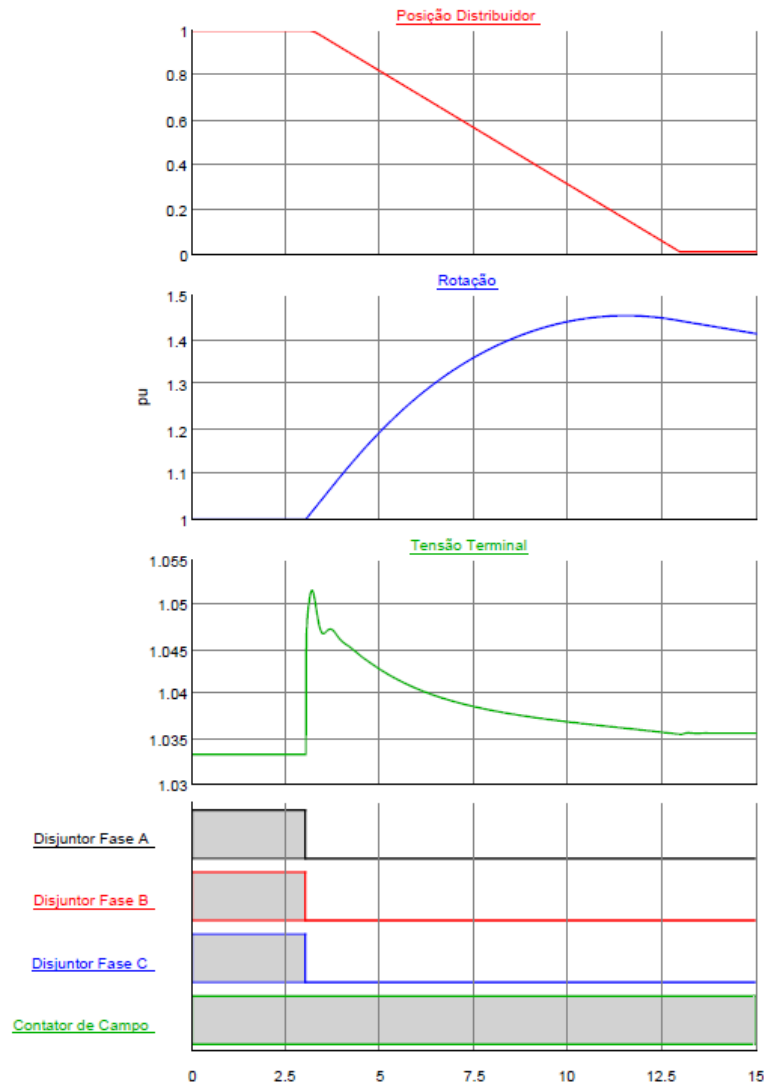


Figura 7.7 – Oscilografia da simulação de rejeição de carga em 100 MW

7.7 Motorização

O ensaio de motorização foi realizado após a estabilização do gerador operando com injeção de potência ativa abaixo de 1 MW. A partir de um comando para reduzir a velocidade de referência para 0,99 pu, observou-se, logo em seguida, uma inversão gradual do sentido do fluxo de potência até o disparo da proteção, ocorrido após 30 s do comando. A Figura 7.8 apresenta a oscilografia do ensaio de motorização. Conclui-se que a proteção atuou corretamente, promovendo a abertura do disjuntor e a interrupção do fluxo de potência negativo.

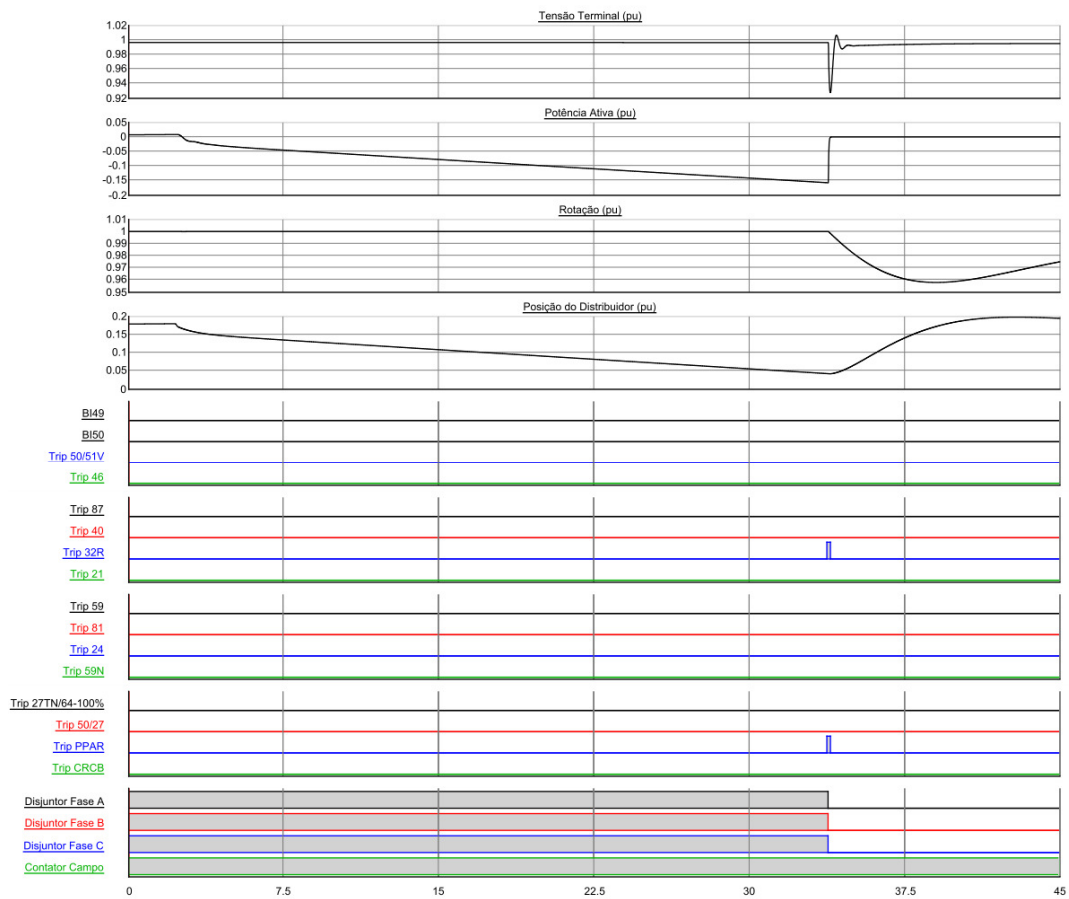


Figura 7.8 – Oscilografia da simulação de motorização do gerador

7.8 Comentários Gerais dos Resultados

A execução das simulações em um ambiente de tempo real para geradores síncronos requer a habilidade de ajustar a operação da máquina na condição adequada para a realização dos ensaios. É importante ressaltar que a resposta da máquina pode ser lenta, em função principalmente da característica do controle do sistema de regulação de velocidade. Isso implica um tempo adicional para alcançar a estabilidade da potência terminal da máquina a partir de um comando de ajuste dessa grandeza.

O aspecto positivo observado nas simulações é que a resposta obtida para o controle do gerador é muito similar à de uma unidade geradora real, evidenciando uma boa reprodução das características do controle do equipamento.

Em relação às simulações de curto-circuito internos no gerador, a proteção respondeu conforme esperado. A faixa de sensibilidade da proteção 27TN, entre 0% a 29%, verificada nos ensaios praticamente coincidiu com a prevista na referência [IEEE, 2011], que menciona valores entre 0% a 30%.

Nos demais curtos-circuitos, as principais vantagens observadas na utilização do simulador foram a reprodução das correntes assimétricas de curto-circuito e a sua evolução no tempo, associadas com fenômenos de oscilação das correntes próprios de uma resposta dinâmica de um gerador síncrono. Isso permitiu verificar a resposta do relé de proteção e os ajustes adotados, que antes era possível somente com registros de eventos reais ou em máquinas de laboratório.

Verificou-se, nos ensaios, a necessidade de revisão das considerações adotadas nos estudos para a definição dos ajustes do relé de proteção, principalmente aos parâmetros relacionados às funções de proteção 21 e 51V.

Os resultados obtidos nos ensaios de perda de excitação proporcionaram uma avaliação da coordenação da proteção com o limitador de subexcitação do sistema de excitação. Observou-se a correta atuação do limitador quando a máquina foi conduzida para valores de potência reativa próximos dos limites de subexcitação da curva de capacidade.

Pode-se afirmar que o desempenho do relé de proteção foi satisfatório em diversas simulações. Em alguns casos, ele respondeu de forma muito rápida, como verificado nos

ensaios de curtos-circuitos polifásicos internos e energização acidental. Contudo a atuação indevida observada no ensaio de rejeição de carga é considerada uma falha crítica do equipamento, devendo ser corrigida, pois promove um desligamento indevido do gerador e sinaliza incorretamente um defeito inexistente.

8 Conclusões

A utilização de simuladores digitais em tempo real tem-se tornado cada vez mais comum em estudos e ensaios relacionados ao sistema elétrico de potência. Nesse sentido, é importante que se tenha conhecimento dos recursos e das possibilidades de aplicação dessa ferramenta. A escolha do tema deste trabalho de dissertação se deu em função do interesse do autor na aprendizagem da manipulação de um simulador digital em tempo real e na aplicação de seus conhecimentos sobre proteção de geradores síncronos. Para tal, fez-se necessário o estudo dos recursos disponíveis de *software* e *hardware* do simulador, utilizando manuais, bibliografias relacionadas e simulações já desenvolvidas para ensaios em modelo de outros equipamentos.

As práticas atuais para avaliação do desempenho das proteções de centrais geradoras recorrem apenas a ensaios em fábrica e de comissionamento, cuja abrangência é restrita. Os resultados obtidos nas simulações realizadas neste trabalho de dissertação possibilitaram avaliar as parametrizações e configurações estabelecidas para o relé de proteção ensaiado, incluindo eventos considerados destrutivos aos equipamentos e de grande impacto no SEP.

A partir das simulações realizadas nos ensaios de modelo, foi possível verificar a resposta conjunta de todas as funções de proteção habilitadas no relé de proteção diante dos diversos eventos estudados. Observou-se que os princípios e considerações utilizados nos estudos de proteção nem sempre são válidos, pois são afetados pela resposta dinâmica da máquina síncrona. Os exemplos principais registrados nas simulações foram as atuações da função de proteção 51V abaixo de 1 segundo durante simulações de curtos-circuitos na alta tensão e a atuação da primeira zona da proteção de distância por defeitos bifásicos a terra na alta tensão com gerador operando com carga.

Durante os ensaios de rejeição de carga, foi observada uma atuação incorreta da proteção de sobretensão do relé G60. Constatou-se, nesse caso, a presença de uma falha interna do relé de proteção, o que requer a atualização do *firmware* do equipamento para uma

versão na qual a falha já tenha sido solucionada, ou o acionamento do fabricante, com o intuito de buscar uma alternativa para a solução do problema.

Não foi objetivo deste trabalho desqualificar o relé de proteção ensaiado, mas sim pôr em prática as metodologias definidas para os ensaios de modelo. Ressalta-se que o equipamento utilizado nas simulações é uma peça sobressalente adquirida há mais de 6 anos, que não contempla as correções implementadas nas últimas atualizações do fabricante.

As realizações obtidas a partir deste trabalho de dissertação motivaram a criação de um artigo [BATISTA, 2014], que foi apresentado no XII Seminário Técnico de Proteção e Controle realizado na cidade do Rio de Janeiro-RJ, entre os dias 16 e 19 de novembro de 2014. Na oportunidade, verificou-se que as simulações relacionadas aos sistemas de proteção de geradores são um tema atual e objeto de estudo de diferentes autores. Houve grande interesse dos participantes em conhecer o presente trabalho, principalmente pela abrangência dos modelos adotados para ensaios de modelo de uma instalação real e também pela possibilidade de sua aplicação em outras instalações de geração do SIN.

A intenção é aprimorar os ensaios de modelo de relés de proteção de unidades geradoras, por meio da execução automática das simulações e avaliação automática de resultados. Isso tornará mais acessível a realização dos testes em modelo, por meio da redução dos custos e do tempo de execução. Com isso será possível a execução de um número maior de simulações, permitindo avaliar também a repetibilidade dos resultados.

Pensa-se, também, em desenvolver novos modelos para as simulações, como, por exemplo, a modelagem do circuito de potência do sistema de excitação e os tipos de falha relacionados, a reprodução de oscilações de potência instáveis e estáveis no sistema elétrico e a operação ilhada de uma usina.

Esse tipo de trabalho pode ser estendido para outras aplicações, como treinamentos nas áreas de proteção e operação de centrais geradoras e ensaios e simulações de malhas de controle e equipamentos de regulação de velocidade e tensão.

9 Referências Bibliográficas

ABB, **Application Manual – Generator Protection IED – REG 670**, 2014a. p. 95-440.

ABB, **Technical Reference Manual – Generator Protection IED – REG 670**, 2014b. p. 107-607.

AREVA, **Micom P342, P343 – Generator Protection Relays – Technical Guide**, 2011. p. 17-123.

ALCANTARA, R. J., GARCIA, F. G., **100% Stator Ground Fault Protection – A Comparison of two Methods**, Tese de Doutorado, Dep. of Industrial Electrical Engineering and Automation, Lund University, Lund, 2006, pp. 64-75.

BATISTA, J. C., **Metodologia para ensaios em modelo de sistemas de proteção de geradores síncronos utilizando simulador em tempo real (RTDS)**, XII Seminário Técnico de Proteção e Controle, Rio de Janeiro, 2014.

CANAY, I. M., **Modelling of Alternating-Current Machines having Multiple Rotor Circuits**, IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol.8, No.2, 1993, pp. 280-296.

DEHKORDI, A. B., **Improved Models of Electric Machines for Real-Time Digital Simulation**, Tese de Doutorado, Dep. of Electrical and Computer Engineering, University of Manitoba, Winnipeg, 2010a, pp. 21-71.

DEHKORDI, A. B., **Testing a SEL-300G Generator Protection Relay Using RTDS™**, RTDS Technologies Inc, 2010b.

DOBLE, **F6350 User's Guide**, 2009.

DOMMEL, H. W., **Digital computer solution of electromagnetic transients in single and multiphase networks**, IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, vol. PAS-88, n° 4, 1969, p. 388-399.

FITZGERALD, A. E., KINGSLEY, C., Jr., UMANS, S. D., **Máquinas Elétricas**, 6ª ed., Ed. Porto Alegre: Bookman, 2006, p. 179-277.

FORSYTH, P., KUFFEL, R., CAYRES, S., **Utility applications of an RTDS® Simulator**, no no X Seminário Técnico de Proteção e Controle, Recife, 2010.

GENERAL ELECTRIC, **G60 Generator Protection System – UR Series Instruction Manual**, 2013, p. 5.150-5.244.

HYDROLINK, **Small hydro power**. Disponível em <http://www.hydrolink.cz/en/francis-turbines/hhf-turbines-spiral-francis-turbines-12.html>. Acesso em 13/01/2015.

IEC, Norma IEC 255-4 – **Electrical Relays – Part 4: Single input energizing quantity measuring relays with dependent specified time**, 1976.

IEC, Norma IEC 60034-1 – **Rotating Electrical Machines – Part 1: Rating and performance**, 2010.

IEC, Norma IEC 60034-2-1 – **Rotating electrical machines – Part 2-1: Standard methods for determining losses and efficiency from tests**, 2014.

IEC, Norma IEC 60034-2-2 – **Rotating electrical machines – Part 2-2: Specific methods for determining separate losses of large machines for tests – Supplement to IEC 60034-2-1**, 2010.

IEC, Norma IEC 60034-4: **Rotating electrical machines – Part 4: Methods for determining synchronous machine quantities from tests**, 2013.

IEC, Norma IEC 60034-14: **Rotating electrical machines – Part 14: Mechanical vibration of certain machines with shaft heights 56mm or higher – Measurement, evaluation and limits of vibration severity**, 2007.

IEC, Norma IEC 60034-15: **Rotating electrical machines – Part 15: Impulse voltage withstand levels of form-wound stator coils for rotating A.C. machines**, 2009.

IEC, Norma IEC 60034-18-1: Rotating electrical machines – Part 18-1: Functional evaluation of insulation systems – General guidelines, 1996.

IEC, Norma IEC 60034-18-21: Rotating electrical machines – Part 18-21: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for wire-wound windings – Thermal evaluation and classification, 2012.

IEC, Norma IEC 60034-18-22: Rotating electrical machines – Part 18-22: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for wire-wound windings – Classification of changes and insulation component substitutions, 2000.

IEC, Norma IEC 60034-18-31: Rotating electrical machines – Part 18-31: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Thermal evaluation and classification of insulation systems used in rotating machines, 2012.

IEC, Norma IEC 60034-18-32: Rotating electrical machines – Part 18-32: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Evaluation by electrical endurance, 2010.

IEC, Norma IEC 60034-18-33: Rotating electrical machines – Part 18-33: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Multifactor evaluation by endurance under simultaneous thermal and electrical Stresses, 2010.

IEC, Norma IEC 60034-18-34: Rotating electrical machines – Part 18-34: Functional evaluation of insulation systems – Test procedures for form-wound windings – Evaluation of thermomechanical endurance of insulation systems, 2012.

IEC, Norma IEC 60034-29: Rotating electrical machines – Part 29: Equivalent loading and superposition techniques – Indirect testing to determine temperature rise, 2008.

IEEE, IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators – Special Publication of the IEEE Power System Relaying Committee, 2a ed., 2011.

IEEE, Norma IEEE 115 – IEEE Guide: Test Procedures for Synchronous Machines Part I – Acceptance and Performance Testing – Part II – Test Procedures and Parameter Determination ofr Dynamic Analysis, 2009.

IEEE, **Norma IEEE C62.92.2 – IEEE Guide for Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems – Part II: Grounding of Synchronous Generator Systems**, 1989.

KOSOW, I. L., **Máquinas Elétricas e Transformadores**, 15^a ed., Ed. São Paulo: Globo, 2005, p. 38-67.

KIMBARK, E. W., **Power System Stability: Synchronous Machines**, 1^a ed., Ed. New York: Dover, p. 1-51 e 214-219.

LIMA, J. C. M., **Aspectos de proteção e controle do gerador síncrono subexcitado**. Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, 2002, pp. 32-61.

MORAIS, A. P., MARIOTTO, L., CARDOSO, G., Jr., **Avaliação do desempenho dos métodos de proteção contra a perda de excitação em geradores síncronos**, publicado na revista Controle & Automação, volume 20, 2009.

MOZINA, C. J., **15 Years of Experience with 100% Generator Stator Ground Fault Protection – What Works, What doesn't and Why**, na 62nd Annual Conference for Protective Relay Engineers, Austin, 2009.

ONS, **Base de dados do software Anatem[®]**, 2014a.

ONS, **Base de dados do software Anafas[®]**, 2014b.

ONS, **Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão**, ver. 1.1, 2010. Disponível em <http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em 02/07/2014.

ONS, **Submódulo 11.3 – Diagrama de Impedâncias – Minas Gerais – Plano de Obras até 2015 – Impedâncias em % na base 100 MVA**, Disponível em http://www.ons.org.br/operacao/diagramas_impedancias.aspx. Acesso em 05/01/2015.

RTDS TECHNOLOGIES, **Real Time Digital Simulator – Power System Users Manual**, 2006.

RTDS TECHNOLOGIES, **Real Time Digital Simulator – Hardware**, 2015a. Disponível em <http://rtds.com/hardware/hardware.html>. Acesso em 05/01/2015.

RTDS TECHNOLOGIES, **Real Time Digital Simulator – Software**, 2015b. Disponível em <http://rtds.com/software/software.html>. Acesso em 05/01/2015.

RTDS TECHNOLOGIES, **RTDS Technologies Corporate Profile**, 2015c. Disponível em <http://www.rtds.com/index/index.html>. Acesso em 05/01/2015.

SOARES, R. A., **Relatório de atividades do mês de março de 2011**, referente ao projeto P&D GT201 – Metodologia para busca das condições ideais de aplicação de equipamentos de proteção e controle, PRRO Engenharia e Consultoria LTDA, 2011.

SOUSA, M. W., PEREIRA, C. S. F., **Simulação de casos para ensaios de modelos em sistemas de proteção na Cemig GT**, no XI Seminário Técnico de Proteção e Controle, Florianópolis, 2012.

SCHWEITZER, **Arquitetura de comunicação do sistema de proteção, controle e automação de uma usina**. Disponível em http://www.selinc.com.br/PressReleases_Usinas.aspx. Acesso em 07/01/2015.

SCHWEITZER, **SEL-700G – Generator and Intertie Protection Relays – Instruction Manual**, 2012, p. 4.6-4.180.

SIEMENS, **SIPROTEC Multifuncional Machine Protection 7UM62 V4.6 Manual**, 2010, p. 65-270.

VIOTTI, F. A., **Proteção de Geradores de Grande Porte**, Ciclo de Palestras e Estudos, GCOI/GTP - Eletrobrás, 1979.

WALKER, J. H., **Operating Characteristics of Salient-Pole Machines**, Proc. IEE, Vol. 100, 1953.

WEG, **DT-5 Características e Especificação de Geradores**. Disponível em [http://www.weg.net/br/Media-Center/Central-de-Downloads/Resultado-da-Busca/\(group\)/2](http://www.weg.net/br/Media-Center/Central-de-Downloads/Resultado-da-Busca/(group)/2). Acesso em 03/01/2015.