

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO–USP  
ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO CARLOS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

**Rodrigo Pavanello Bataglioli**

**Relé Universal baseado na Plataforma  
PC104 Aplicado na Proteção de  
Geradores Síncronos**

São Carlos  
2015



**Rodrigo Pavanello Bataglioli**

**Relé Universal baseado na Plataforma  
PC104 Aplicado na Proteção de  
Geradores Síncronos**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
à Escola de Engenharia de São Carlos, da  
Universidade de São Paulo.

Curso de Engenharia Elétrica com ênfase em  
Sistemas de Energia e Automação.

Orientador: Prof. Tit. Denis Vinicius Coury

São Carlos  
2015

AUTORIZO A REPRODUÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO,  
POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS  
DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

B328r Bataglioli, Rodrigo Pavanello  
Relé universal baseado na plataforma PC104 aplicado  
na proteção de geradores síncronos / Rodrigo Pavanello  
Bataglioli; orientador Denis Vinicius Coury. São  
Carlos, 2015.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com  
ênfase em Sistemas de Energia e Automação) -- Escola de  
Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo,  
2015.

1. Relé Universal. 2. Relé Comercial G30. 3.  
Geradores Síncronos. 4. Proteção. 5. Real Time Digital  
Simulator. 6. Sistemas Elétricos de Potência. I.  
Título.

# FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Rodrigo Pavanello Bataglioli

Título: "Relé universal baseado na plataforma PC104 aplicado na proteção de geradores síncronos"

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado  
em 01 / 12 / 2015,

com NOTA 10,0 ( dez, — ), pela Comissão Julgadora:

*Prof. Titular Denis Vinicius Coury - (Orientador - SEL/EESC/USP)*

*Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior - (SEL/EESC/USP)*

*Doutorando Áthila Quaresma Santos - (SEL/EESC/USP)*

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:  
Prof. Dr. José Carlos de Melo Vieira Júnior



*Este trabalho é dedicado à minha família.*



---

# Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus por todas as bênçãos, lições e conquistas, em especial por ter sempre estado ao meu lado, tanto nos momentos difíceis quanto felizes, em especial por me ajudar a concluir o Trabalho de Conclusão de Curso.

Agradeço aos meus pais, Francisco e Therezinha, por incontáveis motivos, principalmente na educação que me deram desde pequeno, fator determinante para persistir em ter uma formação de qualidade, além de sempre me motivarem e desejarem o melhor para mim. Aos meus irmãos, Roberta e Rogério, por todo o apoio e amizade. Adicionalmente, agradeço a toda minha família, e aos meus amigos por sempre estarem ao meu lado. Ainda agradeço a minha namorada, Patrícia, por ter compartilhado comigo boa parte dessa jornada.

Com relação à formação, agradeço a todos os professores da Universidade de São Paulo por terem me mostrado o caminho para se tornar um Engenheiro. Fico orgulhoso em carregar comigo o nome desta Universidade. Especialmente agradeço aos professores Denis Vinicius Coury e Renato Machado Monaro, pela orientação, suporte e contribuições feitas ao trabalho.

Ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), local onde realizei minhas pesquisas na área de Sistemas de Energia Elétrica, adquiri conhecimentos que utilizarei em minha vida profissional e fiz grandes amigos. Em especial, agradeço ao Athila Santos, Daniel Motter e Fabricio Mourinho pela amizade e contribuições com o trabalho.

Agradeço aos membros da banca examinadora por aceitarem o convite de avaliar este trabalho e fazer contribuições de modo a enriquecê-lo.

Por fim, aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação e da Escola de Engenharia de São Carlos, por toda a disponibilidade e pronto atendimento.



*“Deixe o futuro dizer a verdade, e avaliar cada  
um de acordo com seus trabalhos e suas conquistas.”*  
*(Nikola Tesla)*



---

# Resumo

Bataglioli, Rodrigo Pavanello **Relé Universal baseado na Plataforma PC104 Aplicado na Proteção de Geradores Síncronos**. 121 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2015.

Este trabalho apresenta uma análise de desempenho de um relé universal, baseado na plataforma PC104, aplicado na proteção de geradores síncronos. Um sistema elétrico de potência completo composto por geradores, linhas de transmissão e cargas foi simulado, por meio do *Real Time Digital Simulator* (RTDS), de forma a possibilitar a análise de desempenho das proteções ajustadas no relé comercial G30 e implementadas no relé universal. O procedimento de criação das contingências para sensibilizar cada função de proteção em teste é detalhado, descrevendo o esquema e lógica no *software* de interface do RTDS, denominado RSCAD. As simulações realizadas no RTDS consideraram a configuração laço fechado com o relé comercial e um amplificador (caixa de testes da Doble). As oscilografias obtidas destas simulações foram utilizadas para analisar o desempenho do relé universal em testes com laço aberto. Os resultados apresentados mostram que o relé universal, desenvolvido no Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), apresenta um desempenho similar ao dispositivo comercial.

**Palavras-chave:** Relé Universal, Relé Comercial G30, Geradores Síncronos, Proteção, *Real Time Digital Simulator*, Sistemas Elétricos de Potência.



---

# Abstract

Bataglioli, Rodrigo Pavanello **Universal Relay based on PC104 Platform Applied in Synchronous Generator Protection.** 121 p. Monograph – São Carlos School of Engineering, University of São Paulo, 2015.

This work presents a performance analysis of a universal relay, based on PC104 platform, applied to the protection of synchronous generators. A complete electric power system consisting of generators, transmission lines and loads was simulated on the Real Time Digital Simulator (RTDS), in order to allow a performance analysis of the protection set in the commercial Relay G30 and implemented in the universal relay. The procedure of creating the contingencies to sensitize each protection function in test is detailed, describing the scheme and logic in the interface software of RTDS, called RSCAD. Simulations in RTDS adopted the closed-loop configuration with the commercial relay and an amplifier (the Doble test box). The oscillograms obtained from these simulations were used to analyze the performance of the universal relay with opened-loop tests. The results show that the universal relay, developed in the Electrical Energy Systems Laboratory (LSEE) presents a performance similar to the commercial device.

**Keywords:** Universal Relay, Commercial Relay G30, Synchronous Generators, Protection, Real Time Digital Simulator, Electrical Power Systems.



---

## Lista de ilustrações

Figura 1	Proteção típica de um bloco gerador-transformador . . . . .	36
Figura 2	Exemplo de dados de capacidade térmica do enrolamento de armadura de um gerador . . . . .	39
Figura 3	Função de sobrecorrente com característica de tempo definido . . . . .	41
Figura 4	Função de sobrecorrente com característica de tempo inverso . . . . .	41
Figura 5	Exemplo de dados de capacidade térmica do enrolamento de campo de um gerador . . . . .	44
Figura 6	Esquema de conexão para proteção contra correntes desequilibradas . .	48
Figura 7	Curva de ajuste típica para proteção contra corrente de sequência- negativa . . . . .	48
Figura 8	Comportamento característico da impedância em casos de perda de campo . . . . .	49
Figura 9	Localização de $Z$ no plano $R-X$ de acordo com o fluxo de potência . . .	50
Figura 10	Esquema de conexão para proteção contra perda de excitação . . . . .	50
Figura 11	Característica de relé de proteção contra perda de excitação com duas zonas de atuação . . . . .	51
Figura 12	Comportamento da impedância vista nos terminais do gerador em caso de perda de sincronismo . . . . .	53
Figura 13	Curva característica de um relé diferencial percentual . . . . .	55
Figura 14	Aplicação de um relé diferencial percentual na proteção de um GS . . .	56
Figura 15	Aplicação de um relé diferencial de alta-impedância na proteção de um GS . . . . .	57
Figura 16	Esquema de proteção diferencial auto-balanceado . . . . .	57
Figura 17	Esquema de proteção de fase dividida . . . . .	58
Figura 18	Esquema de proteção contra falta entre espiras utilizando a função de sobretensão de neutro . . . . .	59
Figura 19	Esquema de proteção contra falta fase-terra para gerador com aterram- ento de alta impedância . . . . .	60

Figura 20	Esquema para detecção de falta à terra no circuito de campo . . . . .	62
Figura 21	Visão básica da estrutura do conjunto . . . . .	68
Figura 22	Cubo PC104 . . . . .	68
Figura 23	Estrutura simplificada com principais componentes de um relé digital .	69
Figura 24	Simulação do relé universal . . . . .	71
Figura 25	Arquitetura do RTAI . . . . .	72
Figura 26	Funções de proteção . . . . .	73
Figura 27	Fluxo de execução dos algoritmos de proteção . . . . .	74
Figura 28	<i>Buffer</i> circular . . . . .	75
Figura 29	Organização da biblioteca <i>OpenRelay</i> . . . . .	75
Figura 30	Diagrama de conexão montado no LSEE . . . . .	81
Figura 31	Componentes do RSCAD no RTDS . . . . .	85
Figura 32	Exemplo de simulação no RTDS em laço fechado . . . . .	85
Figura 33	Diagrama unifilar do SEP implementado no RTDS . . . . .	86
Figura 34	Localização dos TPs e TCs para o monitoramento do $G_1^R$ . . . . .	87
Figura 35	Esquema de ensaio em laço fechado do relé comercial G30 . . . . .	91
Figura 36	Ajuste de ganho do bloco de saída analógica no <i>Draft</i> do RSCAD . . .	92
Figura 37	Esquema de ensaio em laço aberto do relé universal . . . . .	93
Figura 38	Ponto de operação das simulações de faltas no RTDS . . . . .	96
Figura 39	Simulação da contingência 1: sobre-excitação . . . . .	97
Figura 40	Simulação da contingência 2: perda de excitação . . . . .	98
Figura 41	Simulação da contingência 3a: sobretensão . . . . .	99
Figura 42	Simulação da contingência 3b: subtensão . . . . .	99
Figura 43	Simulação da contingência 4: correntes desbalanceadas . . . . .	100
Figura 44	Simulação da contingência 5: função diferencial sensibilizada . . . . .	100
Figura 45	Simulação da contingência 5: função diferencial não sensibilizada . . .	101
Figura 46	Simulação da contingência 5: função de sobretensão de neutro sensibi- lizada . . . . .	102
Figura 47	Simulação da contingência 6: sobrecarga . . . . .	102
Figura 48	Simulação da contingência 7: motorização . . . . .	103
Figura 49	Simulação da contingência 8a: sobre-frequência . . . . .	104
Figura 50	Simulação da contingência 8b: sub-frequência . . . . .	104
Figura 51	Esquema no RSCAD (ambiente <i>Draft</i> ) para criação das contingências .	117
Figura 52	Lógica no RSCAD (ambiente <i>Draft</i> ) para controle das contingências . .	118
Figura 53	Elementos de controle das contingências no ambiente <i>RunTime</i> do RS- CAD . . . . .	119

---

## Lista de tabelas

Tabela 1	Funções típicas para proteção de GSs de acordo com a nomenclatura ANSI . . . . .	37
Tabela 2	Conjunto de proteções indicadas de acordo com a potência do gerador . . . . .	38
Tabela 3	Parâmetros das curvas padrões para relés de sobrecorrente . . . . .	42
Tabela 4	Máxima corrente de sequência-negativa permitida para cada tipo de gerador de forma contínua . . . . .	47
Tabela 5	Máximo K permitido para cada tipo de gerador . . . . .	47
Tabela 6	Critérios de ajustes das funções de proteção do GS . . . . .	66
Tabela 7	Funções disponíveis no Relé G30 e respectivo número ANSI . . . . .	77
Tabela 8	Margens de erro nas medições do relé comercial G30 . . . . .	79
Tabela 9	Especificações dos canais de entrada analógicos para corrente . . . . .	79
Tabela 10	Especificações dos canais de entrada analógicos para tensão . . . . .	79
Tabela 11	Valores dos ajustes adotados para ambos relés . . . . .	90
Tabela 12	Tempo de atuação dos relés . . . . .	105
Tabela 13	Análise de faltas internas variando o ângulo de incidência . . . . .	105
Tabela 14	Análise de faltas internas variando a resistência de aterramento do GS . . . . .	106
Tabela 15	Análise de faltas internas variando a resistência de falta . . . . .	107



---

## Lista de siglas

**ANSI** *American National Standards Institute*

**COMEDI** *Control and Measurement Device Interface*

**COMTRADE** *Common format for Transient Data Exchange*

**DCS** *Distributed Control System*

**DSP** *Digital Signal Processor*

**DOS** *Disk Operating System*

**EEPROM** *Electrically Erasable Programmable Memory*

**ERAC** Esquema Regional de Alívio de Carga

**FACTS** *Flexible AC Transmission System*

**FIFO** *First In First Out*

**fp** fator de potência

**FPA** *Field Programmable Analogic Array*

**GS** Gerador Síncrono

**IEC** *International Electrotechnical Commission*

**IEEE** *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

**IOC** *Instantaneous Overcurrent*

**LSEE** Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica

**MMQ** Método dos Mínimos Quadrados

**PCI** Placa de Circuito Impresso

**PMU** *Phasor Measurement Unit*

**RMS** *Root Mean Square*

**RTAI** *Real-Time Application Interface*

**RTDS** *Real-Time Digital Simulator*

**RTHAL** *Real Time Hardware Abstraction Layer*

**SCADA** *Supervisory Control and Data Acquisition*

**SEP** Sistema Elétrico de Potência

**SO** Sistema Operacional

**SP** Sistema de Proteção

**TC** Transformador de Corrente

**TCC** Trabalho de Conclusão de Curso

**TF** Transformada de Fourier

**TDF** Transformada Discreta de Fourier

**TOC** *Time Overcurrent*

**TP** Transformador de Potencial

---

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>25</b>
1.1	Objetivos . . . . .	26
1.2	Estrutura do Trabalho . . . . .	27
1.3	Divulgação do Trabalho . . . . .	27
<b>2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>29</b>
2.1	Desenvolvimento de Relés Digitais . . . . .	29
2.2	Simulações em Tempo Real . . . . .	31
<b>3</b>	<b>Filosofias e Esquemas de Proteção para Geradores Síncronos</b>	<b>35</b>
3.1	Proteção Contra Sobreaquecimento do Estator . . . . .	38
3.1.1	Sobrecarga . . . . .	38
3.1.2	Falha no Sistema de Refrigeração . . . . .	42
3.1.3	Falha no Isolamento . . . . .	43
3.2	Proteção Contra Sobreaquecimento do Rotor . . . . .	43
3.2.1	Enrolamento de Campo . . . . .	44
3.2.2	Sobre-excitação . . . . .	44
3.2.3	Correntes Desbalanceadas . . . . .	46
3.2.4	Perda de Excitação . . . . .	49
3.2.5	Perda de Sincronismo . . . . .	52
3.3	Proteção para Faltas no Circuito do Estator . . . . .	53
3.3.1	Diferencial . . . . .	54
3.3.2	Falta entre Espiras . . . . .	58
3.3.3	Falta à Terra . . . . .	59
3.4	Proteção para Faltas no Circuito do Rotor . . . . .	61
3.5	Proteção para Condições Anormais de Operação . . . . .	62
3.5.1	Motorização . . . . .	62
3.5.2	Sobretensão . . . . .	63

3.5.3	Subtensão . . . . .	63
3.5.4	Alteração da Frequência . . . . .	64
3.6	Proteção de Cheque de Sincronismo . . . . .	65
3.7	Proteção de Retaguarda . . . . .	65
3.8	Resumo dos Critérios de Ajustes das Proteções em Análise . . . . .	66
<b>4</b>	<b>O Relé Universal</b>	<b>67</b>
4.1	Componentes do Sistema Projetado . . . . .	67
4.1.1	Cubo PC104 . . . . .	69
4.1.2	Caixa de Condicionamento de Sinais . . . . .	70
4.1.3	Conjunto de <i>Softwares</i> Aplicados . . . . .	71
4.2	Funções de Proteção . . . . .	73
4.3	Organização da Biblioteca <i>OpenRelay</i> . . . . .	75
<b>5</b>	<b>O Relé Comercial (G30)</b>	<b>77</b>
5.1	Elementos de Proteção . . . . .	77
5.2	Monitoramento . . . . .	78
5.3	Medição . . . . .	78
5.4	Entradas e Saídas . . . . .	78
5.5	Comunicação . . . . .	80
5.6	Interface . . . . .	80
5.7	Conexão . . . . .	80
<b>6</b>	<b>Simulação de Faltas em Geradores Síncronos via Simulador Digital em Tempo Real</b>	<b>83</b>
6.1	<i>Real-Time Digital Simulator</i> . . . . .	83
6.2	Descrição do Sistema Simulado . . . . .	86
6.3	Parametrização dos Relés de Proteção . . . . .	88
6.3.1	Determinação dos Ajustes . . . . .	88
6.3.2	Tabela de Ajustes . . . . .	89
6.4	Simulação de Faltas . . . . .	89
6.4.1	Esquemas de Ensaio e Simulação . . . . .	89
6.4.2	Criação das Contingências no RTDS . . . . .	93
6.4.3	Condição Operacional . . . . .	96
6.5	Análises das Simulações de Faltas . . . . .	96
6.6	Desempenho dos Relés . . . . .	103
6.7	Análise Comparativa . . . . .	106
	<b>Considerações Finais</b>	<b>109</b>
6.8	Continuação da pesquisa . . . . .	110

<b>Referências</b>	<b>111</b>
<b>Apêndices</b>	<b>115</b>
<b>APÊNDICE A Esquema e Lógica no RSCAD para Contingências</b>	<b>117</b>



---

# Introdução

A energia elétrica é a base tecnológica a partir da qual a civilização moderna se desenvolveu. Sua utilização influencia diretamente no aumento da qualidade de vida de muitas pessoas, principalmente ao acesso a serviços essenciais, promovendo o desenvolvimento social, econômico e cultural em diversas regiões do mundo. Para tal, exige complexas infra-estruturas, denominadas Sistemas Elétricos de Potência (SEPs), que estão sujeitas a diversos distúrbios que podem afetar sua operação e consequentemente causar a interrupção de seu funcionamento.

Neste contexto, a ocorrência de condições anormais de operação leva a uma preocupação com a proteção dos componentes da rede. Nestes casos, a prioridade é proteger o sistema, isolando a menor área possível e evitando que situações faltosas sejam prolongadas e acarretem danos permanentes aos equipamentos de forma geral. Observa-se que um esquema de proteção bem ajustado para o sistema elétrico é de extrema importância. Caso os ajustes sejam feitos de forma inadequada, o resultado pode ser catastrófico, podendo causar desde danos permanentes nos componentes, como até o colapso do sistema, acarretando prejuízos econômicos e materiais aos consumidores e ao próprio SEP. Com isso, a eficiência dos dispositivos de proteção na detecção e isolamento de condições faltosas, remetem a uma maior estabilidade do sistema elétrico, aumentando a confiabilidade deste (BLACKBURN; DOMIN, 2006).

Dentre os equipamentos a serem protegidos, destacam-se os Geradores Síncronos (GSs) devido a representarem elevado custo de investimento e também pelo fato de que frente a paradas não programadas gerarem perdas financeiras. Além disso, as máquinas síncronas são amplamente empregadas em sistemas de geração de energia elétrica de grande porte, como usinas hidroelétricas e termoeletricas, as quais, no caso do Brasil, representam considerável parcela na matriz de geração.

A proteção de GSs é realizada por meio de diversas filosofias, sendo as principais baseadas em relés de sobrecorrente, relés diferenciais, relés de subtensão, relés de sobretensão, relés de sub-frequência, relés de sobre-frequência e monitoramento direto da temperatura dos enrolamentos (REIMERT, 2006). Os esquemas de proteção apresentados

no estudo têm como base principal o guia para Proteção de Geradores AC denominado IEEE C37.102-2006 (COMMITTEE, 2007a).

Neste trabalho, um SEP completo, composto por GSs, linhas de transmissão e cargas, foi simulado para fornecer dados das respostas dos relés universal e comercial (G30) empregados para proteger um dos geradores do sistema. O relé universal utilizado é um sistema integrado de *software* e *hardware* baseado na plataforma PC104 que permite desenvolver e executar, em tempo real, funções de proteção convencionais e inteligentes aplicadas a um SEP (MONARO et al., 2012). Essa plataforma é um padrão de computador embarcado controlado, indicado para aplicações que dependam de uma aquisição de dados confiáveis em ambientes extremos (MONARO et al., 2012). Além disso, o PC104 também permite o uso de Sistemas Operacionais (SOs) convencionais, incluindo a utilização de SO de tempo real, flexibilizando seu uso para a aplicação na área de proteção do sistema elétrico. As funções de proteção foram implementadas na linguagem C++ e compiladas para execução no dispositivo. Os resultados obtidos das simulações contribuíram para a análise deste equipamento com base na comparação com as respostas apresentadas pelo relé comercial. O SEP simulado foi submetido a várias condições de falta, criando as contingências necessárias para que todas as funções ajustadas para a proteção do GS em foco fossem testadas.

Para realizar tais simulações foi utilizado um simulador digital em tempo real, denominado *Real-Time Digital Simulator* (RTDS). Este equipamento permite reproduzir com fidelidade as condições de um sistema elétrico real. Adicionalmente, o RTDS é capaz de executar simulações em laço fechado, possibilitando o teste e avaliação de algoritmos de proteção, auxiliando nas parametrizações dos relés de proteção (MONARO, 2013).

Portanto, visando a análise de desempenho do relé universal aplicado na proteção de GSs, este trabalho propôs a realização de simulações no RTDS, utilizando como dispositivos de proteção do GS em foco, os relés universal e comercial.

## 1.1 Objetivos

Com base na introdução apresentada, a proteção de componentes do SEP é de extrema importância. Assim, neste trabalho foi abordada a proteção de GSs por meio de um relé universal e um comercial. Em função disso os principais objetivos deste projeto são:

- ❑ Programar as funções de proteção em análise no relé universal na linguagem C++;
- ❑ Parametrizar as funções de proteção convencionais nos relés universal e comercial;
- ❑ Criar as contingências no RTDS;
- ❑ Simular faltas no sistema modelado no RTDS;
- ❑ Analisar as respostas dos relés em cada condição;

- Validar o algoritmo do relé universal com base na comparação com o desempenho do relé comercial.

Ao final deste trabalho, os objetivos listados contribuíram para a análise de desempenho do relé universal, assim como para aprimorar o conhecimento do aluno na área de proteção de geradores.

## 1.2 Estrutura do Trabalho

O trabalho prossegue com o Capítulo 2, responsável por apresentar a revisão bibliográfica acerca de estudos relacionados com o funcionamento e desenvolvimento de relés digitais, assim como dos estudos que abordam a aplicação do RTDS na área de proteção de sistemas elétricos. O intuito desta seção é tanto possibilitar uma comparação entre o relé universal desenvolvido pelo Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE) com os demais abordados em pesquisas paralelas, como mostrar a aplicação do RTDS em estudos da área de proteção.

Como o principal objetivo do projeto é a análise do relé universal aplicado na proteção de GSs, é necessário o conhecimento das filosofias e esquemas de proteção aplicadas na prática. Para tanto, o Capítulo 3 descreve detalhadamente tais conceitos.

Apenas o domínio dos conceitos de proteção de GSs não é suficiente para realizar as parametrizações nos relés de forma adequada. Ou seja, é necessário o conhecimento da estrutura e funcionamento dos relés a serem parametrizados. Para isso são apresentados os Capítulos 4 e 5, os quais descrevem os relés universal e comercial, respectivamente. Os ajustes destes dispositivos de proteção são especificados na Seção 6.3.

Após o aprofundamento nos conceitos de proteção e na funcionalidade dos relés, iniciou-se a parte prática do projeto, que consiste nas simulações de faltas em laço fechado. A utilização do RTDS permite verificar o tempo de atuação do relé comercial ou a sua não atuação, além de armazenar as oscilografias para posterior análise do relé universal. Apesar disso, os sinais que o relé comercial estará sujeito representam os mesmos dados de entrada para o relé universal, simulando de certa forma uma condição em que ambos os relés de proteção estão em operação simultânea. Esse desenvolvimento é descrito no Capítulo 6.

Por fim, são apresentadas as considerações finais e as recomendações para a continuidade da pesquisa.

## 1.3 Divulgação do Trabalho

Ao longo deste trabalho de conclusão de curso o resumo de um artigo científico que abrange parte do estudo realizado foi aceito na primeira etapa para publicação no *The*

13<sup>th</sup> *IET International Conference on Developments in Power System Protection* que ocorrerá nos dias 7-10 de Março de 2016, na Escócia - Reino Unido. O artigo completo já foi submetido e aguarda retorno para revisão. Intitulado "*An Intelligent Relay based on Fuzzy Logic Applied to Differential Protection of Synchronous Generators*", o artigo aborda a validação do relé universal (cubo PC104) na proteção convencional do enrolamento do estator de GSs, apresentando em conjunto a análise de desempenho das funções convencionais e inteligente (lógica *fuzzy*) implementadas no dispositivo de proteção. Os resultados referentes ao sistema inteligente fazem parte da contribuição do Prof. Renato Machado Monaro, que no caso é segundo autor do artigo.

---

## Revisão Bibliográfica

As pesquisas voltadas para a melhoria da proteção são condicionadas normalmente para o desenvolvimento de novas técnicas de proteção e/ou ao aperfeiçoamento daquelas existentes. O uso exclusivo do ambiente de simulação computacional para o desenvolvimento de novas técnicas de proteção, pode caminhar para a proposição de algoritmos suficientemente complexos, inviabilizando sua implementação em situações práticas, devido ao fator tempo ser importante neste tipo de aplicação. O aumento do interesse nessa área é constatado pelo crescente número de publicações que abordam esses tópicos. Assim, este capítulo é dividido em duas seções, uma que apresenta pesquisas relacionadas ao desenvolvimento de relés digitais e outra que aborda a aplicação do RTDS na área de proteção de sistemas elétricos, ramos fortemente relacionados na área de aprimoramento de filosofias e esquemas de proteção.

### 2.1 Desenvolvimento de Relés Digitais

O domínio da tecnologia dos relés digitais é o primeiro passo na busca da melhoria dos esquemas e filosofias de proteção, possibilitando o desenvolvimento de novas técnicas e o aperfeiçoamento das convencionais. Na sequência, apresenta-se um breve levantamento bibliográfico com alguns dos trabalhos em destaque na área de desenvolvimento e aprimoramento de relés digitais.

McLaren et al. (1993) apresentam o desenvolvimento de um novo hardware genérico para a implementação de relés de proteção. A arquitetura de hardware alcançada após todo conhecimento adquirido ao longo do desenvolvimento do primeiro protótipo, resume-se basicamente a um sistema composto por um elemento *Digital Signal Processor* (DSP) e um computador industrial 386. A utilização de módulos genéricos de hardware possibilita a extensão e expansão das capacidades deste conforme necessário. Essa propriedade possibilita que um engenheiro de proteção com algum conhecimento de hardware projete funções de proteção específicas a suas necessidades. O programa para implementar as funções de proteção é escrito em linguagem C, ou seja, a tradução para linguagem de

máquina é feita por um compilador instalado na placa-mãe baseada em *Disk Operating System* (DOS). É importante observar que todas as funções de proteção são executadas independente da placa-mãe, possibilitando que o sistema de comunicação opere em paralelo.

Yalla (2001) desenvolve a função de proteção contra faltas à terra no circuito do rotor como parte de um relé multi-função aplicado para proteção de geradores. O método é baseado na medição da resistência de falta por meio da injeção de uma onda quadrada de baixa frequência através do enrolamento de campo e a terra. Dentre os componentes que compõem o *hardware* do relé, é importante mencionar o DSP, responsável por gerar o sinal da onda quadrada de baixa frequência. O *software* para o processador *host* Zilog 64181 e o DSP é armazenado na memória *flash*, enquanto os ajustes são gravados na *Electrically Erasable Programmable Memory* (EEPROM). Além da nova filosofia de proteção contra faltas à terra no circuito do rotor, outras funções foram implementadas no relé, totalizando vinte e uma funções de proteção para geradores.

Usta, Bayrak e Redfern (2002) introduzem um novo algoritmo para detectar faltas assimétricas por meio do monitoramento das oscilações senoidais que ocorrem na potência trifásica instantânea medida nos terminais do gerador. O novo algoritmo desenvolvido é capaz de discriminar entre faltas assimétricas internas e externas. Esta característica é obtida pela verificação do sentido do fluxo da potência reativa de sequência-negativa. A função de proteção desenvolvida é implementada em um computador pessoal equipado com DSP e sistema de aquisição de dados, possibilitando os ensaios no modelo de SEP real composto por dois geradores síncronos. Os testes realizados mostram que o novo algoritmo proporciona uma resposta mais rápida para faltas assimétricas internas e proteção de retaguarda para condições de faltas assimétricas externas. Além disso, nos testes o relé não atuou para faltas simétricas, mostrando sua estabilidade para este tipo de falta.

Ruan e Lin (2005) descrevem o teste da utilização de um novo modelo de DSP de baixo custo, de estrutura simples e de alta confiabilidade para a implementação de funções de proteção. A comparação com outros dispositivos foi feita através da implementação de ferramentas de extração fasorial utilizando a Transformada de Fourier (TF) e o Método dos Mínimos Quadrados (MMQ). Constatou-se a superioridade, com relação à velocidade computacional e precisão, do novo modelo de DSP perante os utilizados tradicionalmente para implementação de relés de proteção.

Zadeh, Sidhu e Klimek (2009) abordam o uso de um *hardware* híbrido, composto por *Field Programmable Analogic Arrays* (FPAAs) em conjunto com DSPs, para a implementação de relés de distância com característica mho. Tal estrutura resulta em alta velocidade de atuação, similar aos dispositivos de estado sólido, em conjunto com o monitoramento e comunicação dos dispositivos digitais. A alta velocidade é obtida por meio da aplicação da técnica baseada nos sinais instantâneos, diferente dos métodos baseados em fasores amplamente aplicados em relés numéricos. Adicionalmente, deve-se ressaltar a

flexibilidade obtida pela utilização de elementos analógicos programáveis, pois possibilita a mudança dos circuitos eletrônicos diretamente no dispositivo. Em contrapartida, foram necessárias muitas unidades de FPAA para o desenvolvimento da plataforma devido à baixa densidade de elementos analógicos presentes em cada unidade. Dentre as várias condições testadas e comparadas com um relé comercial, o relé de distância baseado em FPAA apresentou uma melhor performance para razões elevadas de impedância do SEP pela impedância da área protegida e para alta resistência de falta, enquanto que para os demais casos apresentou um desempenho quase igual ou um pouco abaixo.

É notável que os trabalhos supracitados utilizam essencialmente DSPs para executar as operações necessárias para a proteção de SEPs. No entanto, o desenvolvimento de um *software* em um DSP para implementar funções de processamento digital de sinal requer esforços consideráveis de projeto e verificação (STRANNEBY, 2001). Desta forma, é importante mencionar que o relé universal em análise neste Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) foi projetado no LSEE com o intuito de facilitar e diminuir o tempo de desenvolvimento deste processo, sendo basicamente um conjunto de *hardware* e *software* para servir de plataforma para desenvolvimento e execução em tempo real de novos algoritmos de proteção.

## 2.2 Simulações em Tempo Real

Arelado ao desenvolvimento e aprimoramento de relés digitais, é de extrema importância o acesso a ferramentas que possibilitem a análise tanto do *hardware* como do *software* elaborados. Simuladores em tempo real, como o RTDS, são um dos dispositivos utilizados para esta finalidade. A capacidade de simulação em laço fechado é uma das principais características do RTDS no âmbito de proteção de SEPs, possibilitando o teste e avaliação de algoritmos de proteção, e auxiliando nas parametrizações dos relés de proteção. Essa ferramenta permite também observar os impactos da atuação dos relés de proteção sobre o SEP em tempo real. A seguir apresentam-se alguns trabalhos que abordaram a aplicação dessa ferramenta no desenvolvimento e aprimoramento de filosofias de proteção.

Voloh, Kasztenny e Campbell (2001) abordam o ramo de testes de relés diferenciais de corrente aplicados na proteção de linhas de transmissão utilizando um simulador digital em tempo real. Na pesquisa publicada, os autores aplicaram o RTDS em conjunto com amplificadores de corrente e tensão e um simulador de *link* de comunicação de dados. A combinação destes equipamentos compõe a estrutura necessária para atender aos requisitos de testes para validação. As saídas analógicas do RTDS foram conectadas, por intermédio dos amplificadores, às entradas dos dois relés digitais aplicados na proteção diferencial da linha de transmissão do SEP simulado. A comunicação entre os dois relés digitais foi realizada por um simulador de *link* de comunicação de dados, no qual foram

modelados também alguns problemas que ocorrem em canais de comunicação reais, como ruído e atraso.

Tang et al. (2008) apresentam a filosofia, a estrutura e a validação de um novo esquema de proteção diferencial de retaguarda, abordando a modelagem desta função no ambiente de simulação do RTDS. A análise engloba a coordenação com relés comerciais conectados nos canais de entrada do RTDS, sendo que um exerce a função de proteção primária no SEP em simulação, e o outro exerce a função de retaguarda.

Dehkordi, Ouellette e Forsyth (2010) utilizam um modelo aprimorado para máquinas síncronas, o qual permite a simulação de faltas internas, para testar o modelo de um relé multi-função, ambos implementados no RTDS. Os autores examinaram três esquemas de proteção, aplicando-se faltas internas para a análise da proteção diferencial do estator (87P) e da proteção de 100% do estator-terra (64G) e abrindo o disjuntor do sistema de excitação para verificar a proteção contra perda de campo (40). Um dos diferenciais do modelo para a máquina síncrona utilizado é a representação adequada de harmônicos, como o sinal de tensão de terceiro harmônico no neutro e nos terminais da máquina, característica que possibilitou a análise da função de proteção de 100% do estator-terra.

Johnson e Jadid (2015) propõem um método para calcular as impedâncias de sequência positiva e negativa, tanto para linhas de transmissão transpostas como não transpostas, por meio da utilização das medidas de um *Phasor Measurement Unit* (PMU). Estes parâmetros são utilizados para determinar os ajustes de relés de distância. Uma das ferramentas utilizadas pelos autores para validar o método proposto é o RTDS. Com relação à aplicação do simulador em tempo real, os autores modelaram um SEP no RTDS para gerar as correntes e tensões do sistema e injetá-las no PMU para diferentes comprimentos de linha e tipos de torres. Os resultados obtidos do RTDS validaram o método.

Magrin e Tavares (2015) descrevem passos importantes para o desenvolvimento de modelos de relé utilizando simuladores em tempo real. O artigo apresenta o desenvolvimento da função diferencial no RTDS. O modelo implementado é comparado com um relé real que possui a função diferencial. A comparação aborda dois aspectos, sendo a primeira se o modelo esta operando de forma correta para as principais funções do elemento diferencial e a segunda o tempo de resposta. Todos os testes foram realizados em um SEP implementado no RTDS. O principal objetivo do desenvolvimento de um modelo de relé real no RTDS, citados pelos autores, é permitir o estudo não apenas do relé físico em uma área específica, mas uma análise abrangente de todo o sistema modelado, podendo guiar engenheiros para problemas específicos que podem ocorrer com a expansão do SEP e a necessidade de modificar os ajustes dos elementos de proteção.

Motter, Vieira e Coury (2015) realizam simulações no RTDS para validar modelos analíticos de funções de proteção baseadas na frequência (sub e sobre-frequência, taxa de variação da frequência e salto de vetor) contra ilhamento de GSs distribuídos. Todos os modelos de relés propostos foram validados comparando as curvas de desempenho

apresentadas por estes com as desempenhadas por dois relés comerciais para um grande número de situações de ilhamento. O RTDS é utilizado no modo laço fechado para realizar as simulações e coletas de dados. Os resultados apresentados indicam que os modelos desempenharam um comportamento similar ao dos relés comerciais.

Monaro et al. (2015) propõem um novo esquema de proteção contra faltas internas em GSs, baseado em lógica *fuzzy*. O método adotado consiste em desenvolver e testar o novo esquema por meio da utilização de um banco de oscilografias obtido através de simulações realizadas no RTDS e experimentos conduzidos em um GS real. A ferramenta de mineração de dados foi utilizada para suportar a escolha das variáveis mais relevantes para a detecção de faltas internas em GSs. Os resultados mostram que o esquema de proteção proposto é mais sensível na identificação de faltas internas envolvendo o terra em GS com elevada impedância de aterramento comparado com funções de proteção convencionais. Além disso, o esquema proposto é capaz de identificar faltas entre espiras e entre caminhos.

Observa-se que dentre os trabalhos apresentados, o RTDS é largamente aplicado para a realização de simulações e testes com novas funções ou dispositivos de proteção, possibilitando tanto o aprimoramento no conhecimento das novas técnicas abordadas, como a validação das mesmas.



---

## Filosofias e Esquemas de Proteção para Geradores Síncronos

Apesar da frequência de falhas em máquinas rotativas ser baixa em projetos novos com materiais aperfeiçoados, falhas ainda ocorrerão, e se houver atrasos no sinal de *trip* ou proteção insensível, o ocorrido pode resultar em danos graves e longa interrupção na operação para o reparo da máquina (ELMORE, 1994). Como os geradores representam os equipamentos de maior valor econômico dentre os componentes de um SEP e são sujeitos a mais tipos de defeitos que qualquer outro equipamento, existem diversas filosofias de proteção aplicadas aos GSs (CAMINHA, 1977). Uma configuração típica de proteção é apresentada na *Figura 1*. Nesta configuração não estão representados os dispositivos de proteção térmica (49) do gerador, assim como a de nível (71) e pressão (63) do gás no transformador.

Os dispositivos de proteção presentes na *Figura 1* possuem funções específicas e estão numerados de acordo com a nomenclatura da *American National Standards Institute* (ANSI), conforme apresentado na *Tabela 1* com suas respectivas funções.

Analisando a *Tabela 1*, observa-se que a proteção de GSs pode ser resumida basicamente para dois tipos de faltas:

- ❑ Falha no isolamento;
- ❑ Condições anormais de funcionamento.

A falha no isolamento pode causar curto-circuitos entre espiras ou caminhos, proveniente geralmente de sobretensões, sobreaquecimento devido à corrente desequilibrada e deficiência no sistema de refrigeração. Já as condições anormais de funcionamento estão relacionadas a casos como perda de campo, carga desequilibrada do estator, sobre-velocidade, sobrecarga, entre outros.

Além disso, com relação à qualidade da proteção de GSs, é importante observar que os principais indicadores de eficiência são:

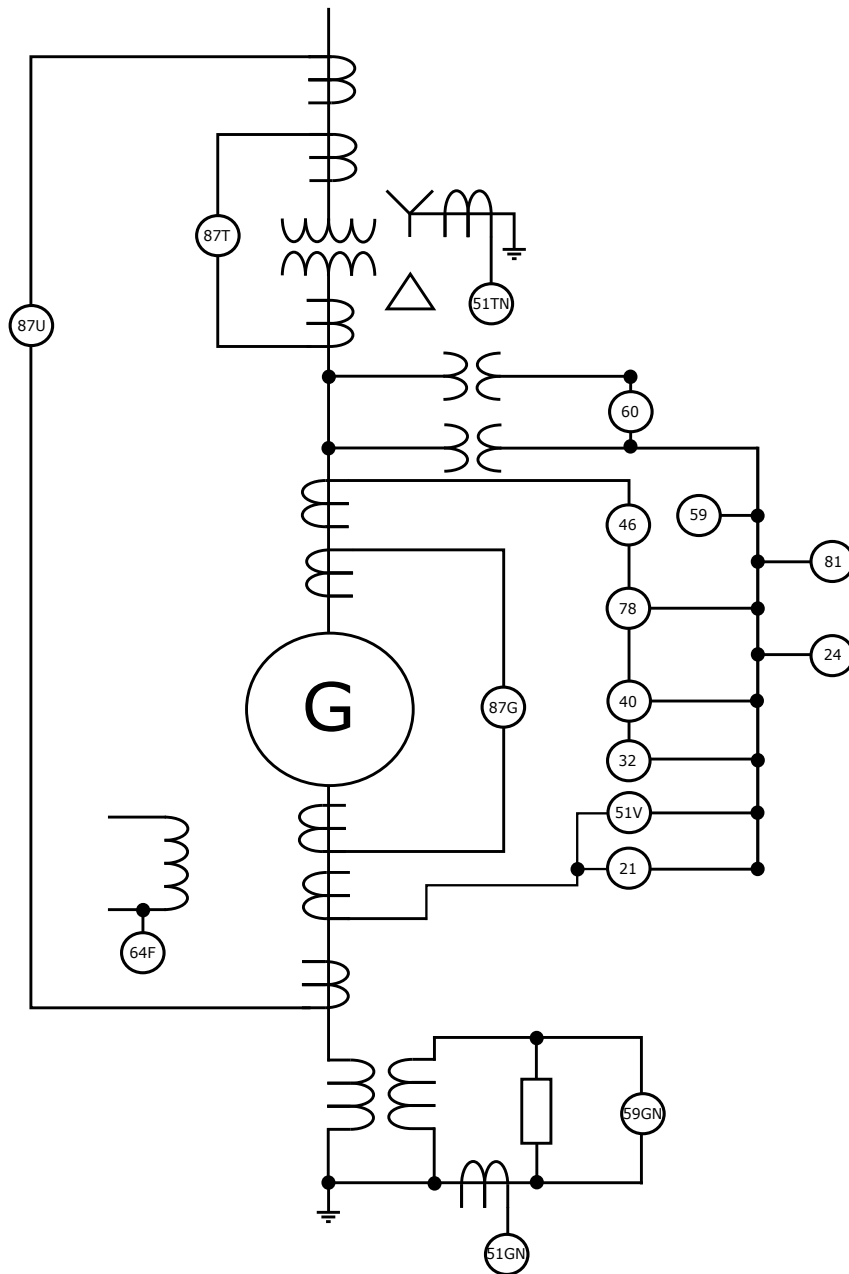


Figura 1: Proteção típica de um bloco gerador-transformador

- ❑ atuação instantânea para faltas internas, reduzindo os danos proporcionais a  $I^2t$ ;
- ❑ seletividade, ou seja, ser insensível às faltas externas à zona de proteção estabelecida;
- ❑ limitar a corrente de falta para a terra.

Para que tais indicadores sejam satisfeitos, os relés devem possuir as seguintes características funcionais segundo Coury, Oleskovicz e Giovanini (2007):

- ❑ Sensibilidade: indica a capacidade da proteção em responder às anormalidades nas condições de operação e de curto-circuito, para as quais foi projetada e ajustada;

Tabela 1: Funções típicas para proteção de GSs de acordo com a nomenclatura ANSI

Número	Denominação
21	Relé de distância
24	Relé de sobre-excitação ou Volts por Hertz
32	Relé direcional de potência
40	Relé de perda de excitação ou de campo
46	Relé de reversão ou desbalanceamento de corrente
51GN	Relé de sobrecorrente temporizado de terra e neutro para o gerador
51TN	Relé de sobrecorrente temporizado de terra e neutro para o transformador
51V	Relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão
59	Relé de sobretensão
59GN	Relé de sobretensão de terra e neutro
60	Relé de balanço de corrente ou tensão
64F	Relé de proteção de terra do campo
78	Relé de proteção contra perda sincronismo
81	Relé de frequência
87G	Relé de proteção diferencial contra falta de fases do gerador
87T	Relé de proteção diferencial para o transformador
87U	Relé de proteção diferencial total do bloco gerador-transformador

- ❑ Seletividade: capacidade de isolar completamente o elemento defeituoso e desligar apenas a menor parte possível do sistema, operando os disjuntores de forma adequada;
- ❑ Velocidade de atuação: característica que minimiza o transitório dos defeitos e risco de instabilidade;
- ❑ Confiabilidade: probabilidade de um equipamento ou sistema satisfazer uma função prevista e evitar a operação desnecessária, durante tanto o funcionamento normal do sistema elétrico a ser protegido como na presença de faltas fora de sua zona de proteção.

Em condições anormais de operação, o dano causado nos GSs para cada tipo de falta depende da potência nominal. Segundo Caminha (1977), a complexidade do Sistema de Proteção (SP) depende de cada faixa de potência, tal como retratado na *Tabela 2*.

Assim, dentre os dispositivos listados na *Tabela 1*, as funções relacionadas diretamente à proteção de unidades geradoras serão detalhadas nas subseções seguintes, baseando-se fortemente no guia para Proteção de Geradores CA denominado IEEE C37.102-2006 (COMMITTEE, 2007a), e em outras referências citadas em pontos específicos para complementar as informações presentes no guia, permitindo um maior entendimento das filosofias e esquemas de proteção existentes.

Apesar de o foco do trabalho não ser a lógica de atuação, ou seja, basicamente se o relé deve atuar no disjuntor ou soar um alarme, quando disponível nas referências adotadas, serão citadas tais informações.

Tabela 2: Conjunto de proteções indicadas de acordo com a potência do gerador

Tipo de Proteção Indicada	Regime Nominal MW			
	< 1	≥ 1	≥ 10	> 100
Diferencial			X	X
Terra restrita			X	X
Falta entre espiras do estator				X
Sobrecorrente com restrição por tensão	X	X		
Sobrecarga	X	X	X	X
Sobretensão (detector)		X	X	X
Corrente de sequência-negativa			X	X
Perda de carga				X
Antimotorização	X	X	X	
Perda de campo			X	X
Perda de sincronismo				X
Sobrevelocidades	X	X	X	X
Sobretensão	X	X	X	X
Falta à terra no rotor			X	X
Indicador de vibração			X	X
Temperatura do mancal			X	X
Isolamento do mancal				X

Fonte: [Adaptada] Caminha (1977)

É importante frisar que, dentre os esquemas apresentados nessa seção, apenas os esquemas de proteção presentes no relé comercial G30 e relevantes para o estudo serão avaliados.

### 3.1 Proteção Contra Sobreaquecimento do Estator

A proteção térmica do estator, tanto para o núcleo quanto o enrolamento, considera as seguintes contingências:

- ☐ Sobrecarga;
- ☐ Sobrecorrente;
- ☐ Falha no sistema de refrigeração;
- ☐ Falha no isolamento entre as lâminas do núcleo de material ferromagnético ou do enrolamento.

#### 3.1.1 Sobrecarga

Em situações de emergência é admissível, em um curto período de tempo, que o gerador opere com uma potência de saída maior que a sua capacidade nominal. A característica

da curva de capacidade térmica do enrolamento da armadura de um turbo-gerador é apresentado na *Figura 2*, sendo que cada gerador possui a sua própria curva característica.

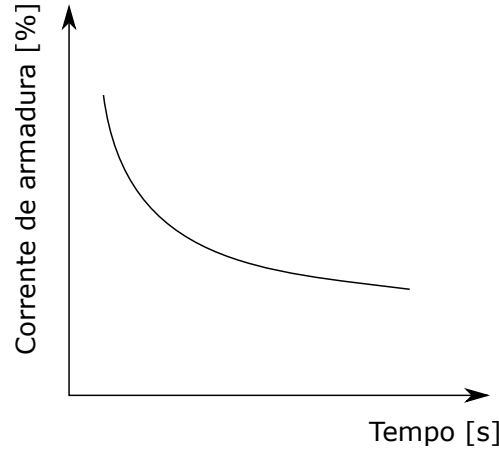


Figura 2: Exemplo de dados de capacidade térmica do enrolamento de armadura de um gerador

Para prevenir danos térmicos ao enrolamento do estator são utilizados esquemas de proteção que podem ser compostos tanto por um sensor de temperatura, como por um relé de sobrecarga (49). Geralmente, a proteção é baseada no monitoramento direto da temperatura do gerador através de sensores, estes instalados nos enrolamentos do estator e nos mancais do gerador, assim, caso o gerador atinja uma temperatura superior a de projeto definida pelo fabricante, a proteção atuará (MOURINHO, 2013).

A maioria dos geradores possuem sensores de temperatura para monitorar os enrolamentos do estator. Os sensores são usualmente termistores ou termopares. O sensor do tipo termistor detecta a temperatura por meio da variação da resistência. Já o termopar detecta a temperatura através da variação da tensão induzida. Esses sensores térmicos podem ser conectados com relés para propósitos de registros, alarmes e desligamento da unidade geradora, este último por meio do envio de um sinal de *trip* (abertura), caso o limite de temperatura seja excedido.

Em alguns casos, a proteção de sobrecarga do gerador é realizada com a utilização de um relé de sobrecorrente coordenado com a curva de capacidade térmica do equipamento a ser protegido. Este relé consiste em uma unidade de sobrecorrente instantânea, *Instantaneous Overcurrent* (IOC), e uma de sobrecorrente temporizada com característica inversa, *Time Overcurrent* (TOC). O relé de sobrecorrente pode ser ajustado para, antes de enviar o sinal de *trip*, soar um alarme que permita o operador reduzir a carga, evitando o desligamento da unidade geradora. Os detalhes da função de sobrecorrente são apresentados a seguir.

### 3.1.1.1 Sobrecorrente

A proteção de sobrecorrente é aplicada para proteger o gerador contra casos de curto-circuito, os quais podem produzir correntes elevadas de falta, e sobrecarga. Entretanto, a configuração desta função para esta contingência varia de acordo com o tipo de aterramento de cada gerador, de forma a garantir o seu correto funcionamento (MOURINHO, 2013). Esta função possui as seguintes configurações:

- ❑ 50: Sobrecorrente de fase instantânea;
- ❑ 51: Sobrecorrente de fase com tempo inverso ou definido;
- ❑ 50N: Sobrecorrente de neutro instantânea;
- ❑ 50G: Sobrecorrente de terra instantânea (residual  $I_a + I_b + I_c$ );
- ❑ 51N: Sobrecorrente de neutro com tempo inverso ou definido;
- ❑ 51G: Sobrecorrente de terra com tempo inverso ou definido (residual  $I_a + I_b + I_c$ ).

Baseado em Mourinho (2013) e Kindermann (2008) na sequência serão apresentadas detalhadamente as funções de sobrecorrente citadas anteriormente, além de observações técnicas relevantes. Antes, é importante frisar que diversos esquemas de proteção contra outros tipos de faltas aplicam relés de sobrecorrente, fato que pode ser observado no decorrer deste capítulo.

A função 50 é aplicada para proteger o gerador principalmente contra curto-circuito. Já a 51 é aplicada tanto para curto-circuito como para sobrecarga, permitindo a coordenação desta função com a curva de suportabilidade térmica do gerador.

As funções de neutro (N) são ajustadas para atuar o mais rápido possível contra faltas fase-terra. Entretanto, dependendo o tipo de aterramento do gerador esta função pode não atuar, pois a impedância de aterramento reduz a corrente de falta. Além disso, caso o relé seja sensível o suficiente, pode ocorrer atuações indevidas devido a correntes de terceiro harmônico. Neste caso, uma das soluções é utilizar um relé de sobretensão (59) em conjunto com um Transformador de Potencial (TP) e um filtro passa-baixa. O TP mede a tensão de neutro, enquanto que o filtro é conectado ao secundário do TP, ou seja, o relé de sobretensão estará sujeito apenas a tensões na frequência nominal, sendo sensível o suficiente para correntes de falta, e não atuando para correntes de terceiro harmônico. Para relés digitais, esta função de proteção já possui em seu algoritmo o filtro passa-baixa.

Ainda com relação a proteção de sobrecorrente de neutro, é interessante diferenciar as funções de neutro (N) e os elementos residuais (G). As funções do tipo N recebem a corrente diretamente do Transformador de Corrente (TC) conectado ao neutro, enquanto que as do tipo G operam a partir da soma das correntes de fase. Esta soma pode ser realizada matematicamente pelo relé digital por meio das medidas das correntes de fase

utilizadas pelas funções 50/51. Outra opção é realizar essa soma fisicamente por meio de um TC toroidal conectado as três fases. Com isso, os dispositivos residuais (G) podem ser utilizados como proteção redundante.

Os relés de sobrecorrente são classificados em dois grupos de acordo com a curva tempo-corrente:

- Tempo definido: Para uma corrente medida maior que a corrente de *pickup* ( $I_p$ ), o relé inicia o temporizador e após o tempo definido ( $t_p$ ) o dispositivo emite o sinal de *trip*, conforme *Figura 3*.
- Tempo inverso: o relé dispõe de diferentes curvas de atuação, cada uma com uma característica, de forma a aumentar ou diminuir a rapidez de acordo com a intensidade da corrente de falta, conforme *Figura 4*.

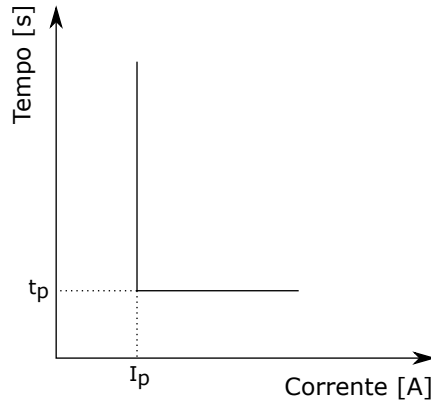


Figura 3: Função de sobrecorrente com característica de tempo definido

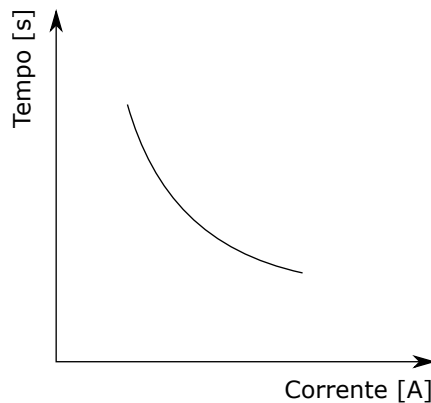


Figura 4: Função de sobrecorrente com característica de tempo inverso

As curvas padrões de atuação dos dispositivos de sobrecorrente, baseadas no *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), possuem comportamento característico de acordo com as equações (1) e (2). Entretanto, existem outras características de curvas de tempo inverso, como a  $I^2t$ , *International Electrotechnical Commission* (IEC) e IAC

(*General Electric type*), que não serão detalhadas neste trabalho, mas que também são aplicadas na prática.

$$T = TDM \left[ \frac{A}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^p - 1} + B \right] \quad (1)$$

$$T_{RESET} = TDM \left[ \frac{TR}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1} \right] \quad (2)$$

onde  $T$  é o tempo de operação do relé,  $TDM$  é o ajuste multiplicador de tempo,  $I$  é a corrente de entrada,  $I_p$  é o ajuste da corrente de *pickup*,  $A$ ,  $B$  e  $p$  são coeficientes constantes que determinam a inclinação característica da curva de atuação do relé de sobrecorrente,  $T_{RESET}$  é o tempo de reinicialização em segundos e  $TR$  é a constante característica de  $T_{RESET}$ .

Na *Tabela 3* são apresentados os tipos de curvas de tempo inverso referente ao padrão IEEE Std C37.112-1996 (COMMITTEE, 1997). Estas são utilizadas por alguns fabricantes de dispositivos de proteção, e estão disponíveis no relé comercial e universal.

Tabela 3: Parâmetros das curvas padrões para relés de sobrecorrente

Tipo de Curva	A	B	p	TR
IEEE <i>Extremely Inverse</i>	28,2000	0,1217	2,0000	29,10
IEEE <i>Very Inverse</i>	19,6100	0,4910	2,0000	21,60
IEEE <i>Moderately Inverse</i>	0,0515	0,1140	0,0200	4,85

A proteção de sobrecorrente do gerador pode ser ajustada com as funções de tempo inverso, de acordo com a curva de suportabilidade térmica do equipamento. O *pickup* deve ser menor que a corrente de curto-circuito mínima para garantir a atuação em casos de falta.

### 3.1.2 Falha no Sistema de Refrigeração

O núcleo e enrolamento do estator dos geradores podem ser refrigerados por ar, óleo, hidrogênio ou água, dependendo do projeto. Em geradores refrigerados diretamente, o refrigerante está em contato direto com os condutores do enrolamento do estator. Já para geradores refrigerados indiretamente, o refrigerante reduz a temperatura do gerador por meio da troca de calor transferido através do isolamento.

Porém, para qualquer tipo de gerador, uma falha no sistema de refrigeração pode resultar em uma rápida deterioração do isolamento do núcleo laminado e/ou dos condutores e isolamento do enrolamento.

A proteção para este tipo de falha também é realizada por meio de sensores térmicos, semelhantes aos utilizados para sobrecarga. Além disso, pode-se utilizar sensores de fluxo

e pressão, os quais verificam o funcionamento do sistema de refrigeração. Estes sensores também devem ser conectados ao relé de proteção, possibilitando o acionamento de alarmes ou o envio de sinal de *trip* para o desligamento do gerador.

### 3.1.3 Falha no Isolamento

Esse tipo de falha pode ocorrer tanto no isolamento entre as lâminas do núcleo de material ferromagnético, como no isolamento entre as espiras do enrolamento.

A falha no isolamento entre as lâminas do núcleo de material ferromagnético pode ser causado por operação inadequada do gerador, como operação excessiva com fator de potência (fp) atrasado (indutivo) ou sobre-fluxo, vibração devido ao afrouxamento (desgaste do isolamento ou laminação), objetos deixados na máquina, danos no núcleo durante instalação ou manutenção, ou objetos da própria máquina, como porcas, que por algum motivo entram em contato com o núcleo.

O aquecimento do núcleo é causado por correntes de Foucault, denominadas também por correntes parasitas, as quais são produzidas pela interação do fluxo magnético com o núcleo de material ferromagnético, fechando caminhos na isolação entre as lâminas.

Um dos meios para a proteção deste tipo de falha é utilizar sensores térmicos dispostos em locais estratégicos, semelhante aos utilizados para sobrecarga e falha no sistema de refrigeração. Como não é prático cobrir todo o núcleo e enrolamento com este tipo de detector, essa abordagem fornece uma proteção parcial contra falha no isolamento.

A lógica de atuação desta proteção resume-se geralmente ao acionamento de alarmes.

## 3.2 Proteção Contra Sobreaquecimento do Rotor

A proteção térmica do campo pode ser dividida em duas categorias:

- ❑ Proteção para o enrolamento de campo;
- ❑ Proteção para o rotor (estrutura mecânica).

O enrolamento de campo pode operar continuamente com uma corrente igual ou menor do que a requerida para produzir a potência nominal do GS, na condição de fp e tensão nominais. Caso o fp seja menor do que o nominal, a potência de saída do gerador deve ser reduzida de forma a manter a corrente de campo dentro dos limites de projeto. A curva de capacidade da máquina é definida com base nos limites impostos pelos valores nominais das grandezas de corrente de campo, fp e tensão.

Do mesmo modo que apresentado para o enrolamento de armadura, o circuito de campo também possui uma curva de capacidade térmica, conforme *Figura 5*. Com base na *Figura 5*, observa-se que sobre condições anormais, como em caso de um curto-circuito, o limite de corrente de campo pode ser excedido por um curto período de tempo. Assim,

esquemas de proteção de campo utilizam essa característica para prevenir possíveis danos térmicos ao enrolamento.

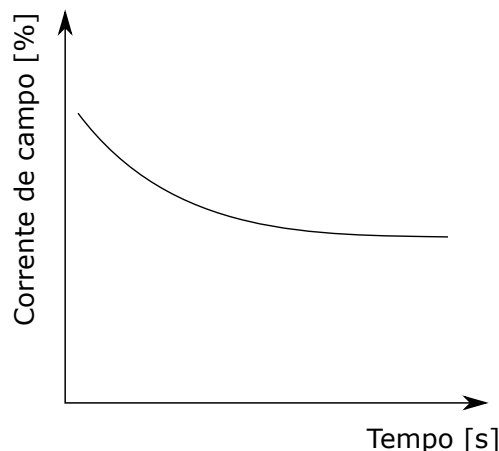


Figura 5: Exemplo de dados de capacidade térmica do enrolamento de campo de um gerador

Já para a estrutura mecânica do rotor, não há métodos simples para uma proteção térmica direta. Diversos métodos são usados para estimar a temperatura do rotor ou para atuar diretamente em grandezas que resultam em uma temperatura excessiva do rotor. Portanto, esquemas de proteção do rotor atuam diretamente nas causas potenciais de danos térmicos.

Como exemplo das causas potenciais de danos térmicos ao rotor verifica-se a corrente de sequência-negativa no circuito do estator, a perda de excitação e a perda de sincronismo.

Nas subseções seguintes serão tratadas as filosofias e esquemas de proteção para o enrolamento de campo e o rotor, respectivamente.

### 3.2.1 Enrolamento de Campo

Neste caso, a utilização de sensores de temperatura diretamente no enrolamento de campo não é algo praticável, por outro lado, apenas o monitoramento indireto da temperatura do enrolamento de campo é normalmente possível.

De forma específica, geradores com anéis coletores no circuito de excitação permitem que a temperatura média do enrolamento de campo seja estimada com base no cálculo da resistência de campo por meio das medidas de tensão e corrente. Entretanto, este método não é aplicável em máquinas com sistema de excitação *brushless*, pois o circuito de campo não é acessível, impossibilitando as medidas de tensão e corrente.

### 3.2.2 Sobre-excitação

Um gerador está na condição de sobre-excitado quando há um sobre-fluxo magnético no núcleo deste. Os esquemas de proteção contra sobre-excitação (24) utilizam relés e/ou

elementos de controle do sistema de excitação, e são necessárias para detectar situações em que as funções de sobretensão e variação da frequência não detectam o defeito. A seguir serão apresentados alguns dos possíveis esquemas de proteção para este problema.

### 3.2.2.1 Esquema com Relé de V/Hz

A contingência de gerador sobre-excitado pode ser identificada pela razão entre os valores medidos de tensão e frequência (V/Hz) nos terminais do gerador, e é detectada quando o resultado for maior que um determinado valor, tipicamente 1,05 pu na base do gerador (CARRASCO, 2009). Essa base de comparação é válida devido ao fato de que a razão V/Hz é proporcional ao fluxo (MARDEGAN, 2012). Isto pode ser verificado por meio de (3).

$$E = 4,44 \cdot n \cdot f \cdot \phi \quad (3)$$

onde E é a tensão induzida em uma bobina, n é o número de espiras, f é a frequência e  $\phi$  é o fluxo.

Como todos os termos da equação (3) são constantes, exceto E, f e  $\phi$ , conclui-se que E/f é proporcional a  $\phi$  (MARDEGAN, 2012).

O ajuste desta proteção é realizado por um valor percentual da razão entre a tensão nominal pela frequência nominal, sendo que este valor pode estar entre 5 e 20%, com ajuste de tempo definido ou tempo inverso (MOURINHO, 2013).

Caso seja conhecida a curva limite de sobre-excitação do gerador, informada pelo fabricante, é recomendável ajustar a curva de atuação como a réplica da curva limite, porém, deslocada para baixo por cerca de 20% (KINDERMANN, 2008).

### 3.2.2.2 Esquema com Relé de Tempo Definido

Uma forma de proteção de campo baseia-se na medida da corrente ou da tensão de campo. O relé é ajustado para atuar quando a corrente de campo exceder o valor de corrente a plena carga.

Quando uma sobre-excitação ocorre, o relé aciona o sistema de alarme e atua no sistema de excitação para reduzir a corrente de campo abaixo do valor de plena carga. Caso, após um tempo fixo, o gerador ainda esteja sobre-excitado, o relé envia o sinal de abertura.

Esse esquema protege o campo para condições de sobre-excitação durante distúrbios e também para situações de falta no sistema de excitação. Entretanto, há uma desvantagem, pois o tempo fixo é definido geralmente com base na máxima sobre-excitação possível, ou seja, para condições menos severas, o sinal de abertura ocorre em um período de tempo menor do que o requerido pela curva de capacidade térmica.

### 3.2.2.3 Esquema com Relé de Tempo Inverso

Para solucionar a desvantagem do esquema anterior baseado em uma função de proteção com tempo fixo, utiliza-se um relé que possua característica de tempo inverso com o intuito de maximizar a probabilidade de o gerador permanecer conectado frente a distúrbios. Essa abordagem utiliza um relé de tensão com característica de tempo inverso e ajustado com uma margem de 5% a 10% entre a característica do relé e a curva de capacidade térmica do enrolamento do rotor.

Semelhante ao esquema anterior, quando uma sobre-excitação ocorre, o relé aciona o alarme e atua no sistema de excitação para reduzir a corrente de campo no mínimo ao valor de plena carga. Caso, após determinado tempo, que varia com a severidade da sobre-excitação, o gerador ainda esteja sobre-excitado, o relé envia o sinal de abertura.

Esse esquema protege o campo para condições de sobre-excitação durante distúrbios e também para situações de falta no sistema de excitação, de forma a maximizar a probabilidade de o gerador permanecer conectado frente a distúrbios, diferente do esquema apresentado anteriormente.

### 3.2.2.4 Esquema com Regulador de Tensão

Sistemas modernos de excitação fornecem funções de proteção de campo, assim como funções de regulação. Esses sistemas podem fornecer a função de tempo fixo e/ou a função de tempo inverso, funcionando da mesma forma que foi apresentado para os dois esquemas anteriores.

Neste tipo de sistema de excitação, a função de proteção é operacionalmente separada. Entretanto, se esta não for separada do sistema de excitação, ou seja, fizer parte do regulador, a proteção será eliminada quando o mesmo for desconectado, requerendo neste caso um relé de proteção suplementar.

## 3.2.3 Correntes Desbalanceadas

Existem diversas condições de operação do SEP que causam correntes trifásicas desbalanceadas no gerador. Dentre elas estão: linhas de transmissão não transpostas, cargas desbalanceadas, faltas assimétricas e fase aberta (MARDEGAN, 2012).

Quando o SEP opera nessas condições são produzidas correntes com componentes de sequência-negativa, as quais produzem vibrações e aquecimento em máquinas rotativas, gerando desgaste e risco de danos às mesmas (MOURINHO et al., 2014).

A suportabilidade de um gerador para correntes de sequência-negativa ( $I_2$ ), tanto continuadas como por um curto período, é adotada em termos de (4).

$$I_2^2 t = K \quad (4)$$

onde  $t$  é o tempo de duração da corrente de sequência-negativa ( $I_2$ ) e  $K$  é uma constante que depende da dimensão do GS.

Na *Tabela 4* são representadas as máximas correntes de sequência-negativa típicas permitidas de forma contínua de acordo com o tipo de gerador, ou seja, não há uma dependência do tempo ( $t$ ). Já na *Tabela 5* são apresentados os valores típicos de  $K$  de acordo com o tipo de gerador, havendo neste caso uma dependência do tempo ( $t$ ). Os valores exatos destes parâmetros são fornecidos pelo fabricante.

Tabela 4: Máxima corrente de sequência-negativa permitida para cada tipo de gerador de forma contínua

Tipo de Gerador			$I_2[\%I_{nominal}]$
Polos salientes	Com enrolamento amortecedor		10
	Sem enrolamento amortecedor		5
Rotor cilíndrico	Refrigeração indireta		10
	Refrigeração direta	Até de 350 MVA	8
		351 a 1250 MVA	8 - (MVA - 350)/300
		1251 a 1600 MVA	5

Fonte: [Adaptada] Committee (2007a)

Tabela 5: Máximo  $K$  permitido para cada tipo de gerador

Tipo de Gerador			$I_2^2t$
Polos salientes			40
Rotor cilíndrico	Refrigeração indireta		30
	Refrigeração direta	Até 800 MVA	10
		801 a 1600 MVA	10 - 0,00625(MVA - 800)

Fonte: [Adaptada] Committee (2007a)

A corrente de sequência-negativa pode ser calculada por meio de (5), conforme o Teorema de Fortescue. Assim, no caso de relés digitais, a leitura das correntes de fase pelo relé é suficiente para que internamente, dentro de uma sub-rotina de cálculo, o relé determine a magnitude da corrente de sequência-negativa. O esquema de conexão do relé digital para essa proteção é apresentado na *Figura 6*.

$$\vec{I}_2 = \frac{1}{3}(\vec{I}_a + a^2 \vec{I}_b + a \vec{I}_c) \quad (5)$$

onde  $a = 1 \angle 120^\circ$  e  $\vec{I}_a$ ,  $\vec{I}_b$  e  $\vec{I}_c$  são os fasores de corrente das fases A, B e C, respectivamente.

A proteção contra correntes desequilibradas (46) consiste em uma função de sobrecorrente de tempo inverso ajustada para ser sensível para corrente de sequência-negativa. A curva de tempo inverso deve estar coordenada com a curva de suportabilidade para  $I_2$  do

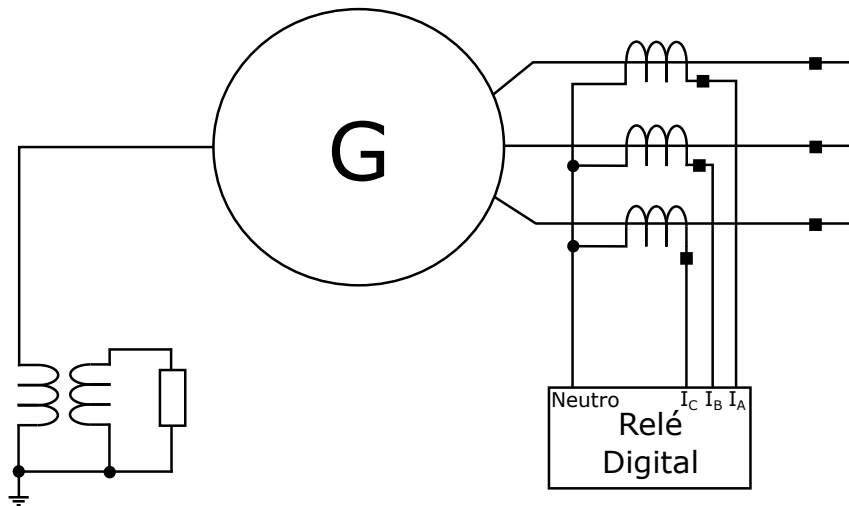


Figura 6: Esquema de conexão para proteção contra correntes desequilibradas

gerador, conforme *Figura 7*, na qual é ilustrado a margem entre a curva de atuação e a região que implica em danos para o GS. Esta margem é determinada em função da constante  $K$  informada pelo fabricante, podendo ser de 10% - 20% abaixo do valor informado por este, ficando a critério do engenheiro de proteção.

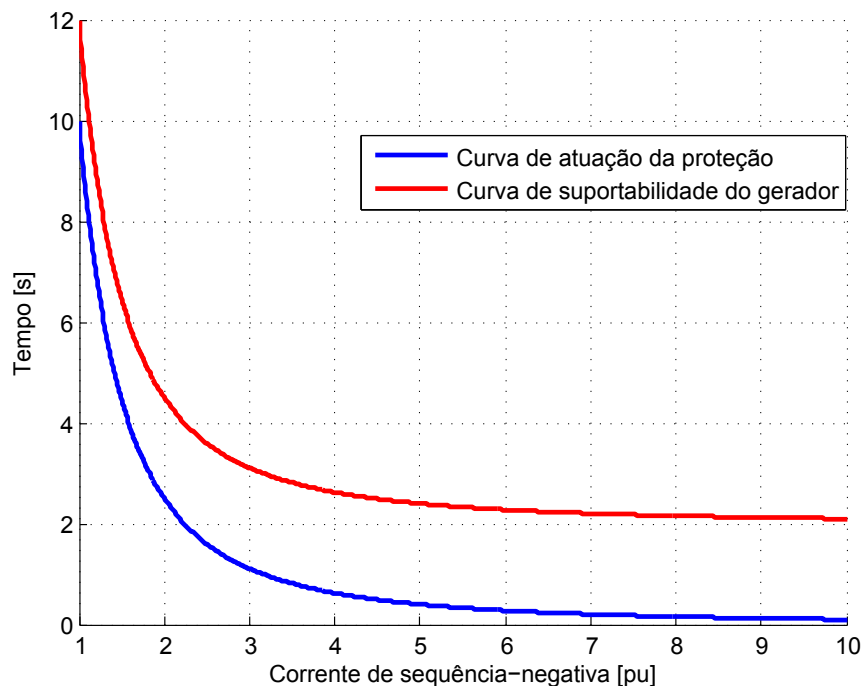


Figura 7: Curva de ajuste típica para proteção contra corrente de sequência-negativa

O relé de proteção para corrente de sequência-negativa é conectado para enviar o sinal de abertura para o disjuntor principal do gerador.

### 3.2.4 Perda de Excitação

O sistema de excitação pode ser parcialmente ou completamente removido devido a alguns incidentes. Independente da causa, a perda de campo pode causar condições severas de operação tanto para o gerador como para o sistema de excitação, podendo sobreaquecer os enrolamentos do rotor e do estator da máquina síncrona, causar sobre-velocidade no rotor e também comprometer a estabilidade de GSs da mesma usina, colocando em risco o SEP (KINDERMANN, 2008).

Quando ocorre a perda de campo por curto-circuito, o gerador absorve potência reativa e opera no quarto quadrante do plano P-Q, sendo que esta área de operação é instável e deve ser evitada. Entretanto, se não houver excitação e o SEP conseguir manter a tensão e fornecer a potência reativa necessária, a máquina irá operar como gerador de indução (DEHKORDI; OUELLETTE; FORSYTH, 2010). Este cenário pode ocorrer para geradores de pequeno porte. Porém, caso o SEP não consiga manter a tensão e fornecer a potência reativa necessária, a perda de sincronismo entre o GS e o sistema elétrico ocorrerá.

Alguns exemplos de causas da perda de campo são: abertura accidental do disjuntor de campo (circuito de campo aberto), curto-circuito na bobina de campo (tensão de campo nula), falha no sistema de regulação de tensão e perda do sistema de excitação.

A proteção de perda de campo ou excitação (40) pode ser implementada usando o mesmo princípio da função de distância, número 21 segundo a nomenclatura ANSI. Esse método usa a sensibilidade do relé de distância com relação à variação da impedância aparente vista nos terminais do gerador, sendo geralmente adotada a característica mho (admitância). Tal abordagem é possível devido ao fato de a variação da impedância aparente vista nos terminais do gerador possuir um comportamento característico em casos de perda de excitação para vários níveis de carregamento, conforme retratado no diagrama RX presente na *Figura 8*.

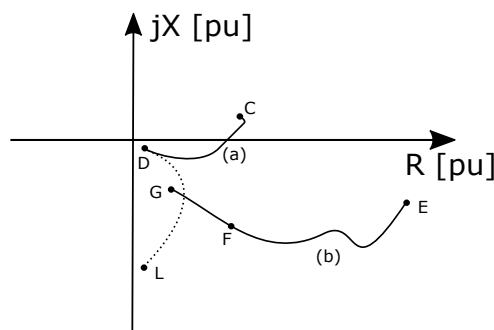


Figura 8: Comportamento característico da impedância em casos de perda de campo

Fonte: [Adaptada] Committee (2007a)

Na *Figura 8*, a curva (a) mostra a variação da impedância aparente vista nos terminais de uma máquina operando em plena carga, ou próximo disto. O ponto inicial de carga é em C, sendo que a impedância varia no caminho C-D após a perda de campo. Já a curva

(b) ilustra a condição em que a máquina opera inicialmente com 30% de carregamento e sub-excitada. Neste caso, a impedância segue o caminho E-F-G e varia dentro da região entre F-G após a perda de excitação. Para o GS operando em vazio e considerando a ocorrência da perda de campo, a impedância vista nos terminais da máquina irá variar entre as reatâncias de eixo direto e em quadratura, denominadas  $X_d$  e  $X_q$ , respectivamente. Por outro lado, geralmente para qualquer carregamento, a variação da impedância terá o comportamento da curva pontilhada D-L. O ponto inicial de carga depende do fluxo de potência no ponto de medição (terminais do gerador), conforme *Figura 9*.

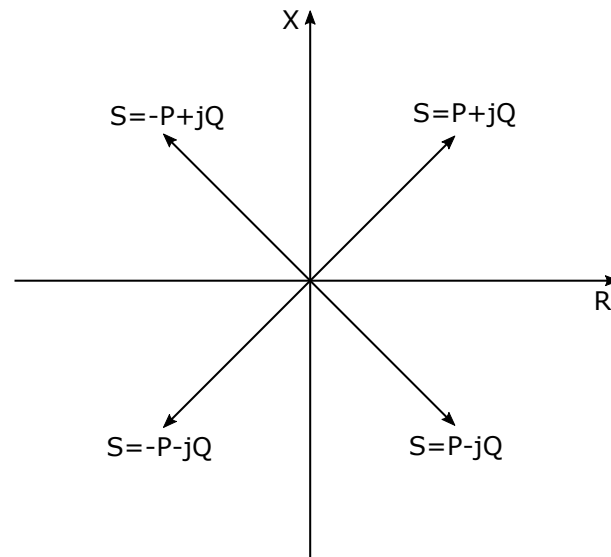


Figura 9: Localização de  $Z$  no plano  $R$ - $X$  de acordo com o fluxo de potência

Fonte: Siqueira (2007)

O cálculo da impedância, no caso de relés digitais, é feito com base nos fasores de tensão e corrente, estes obtidos por meio das medidas de tensão e corrente nos terminais do GS. O esquema de conexão do relé digital é apresentado na *Figura 10*.

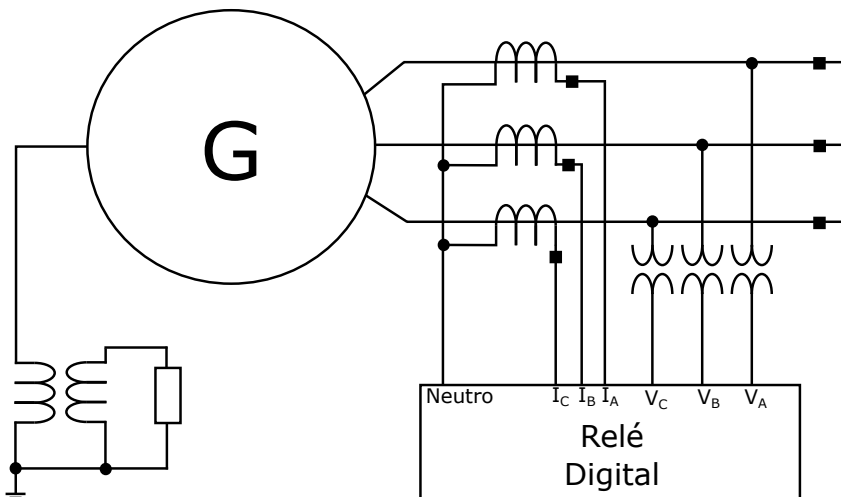


Figura 10: Esquema de conexão para proteção contra perda de excitação

A função de perda de excitação é aplicada de forma a direcionar a medição da impedância para o interior da máquina síncrona e seu ajuste deve cobrir a zona do lugar geométrico das impedâncias de perda de campo, que é definida como uma circunferência de diâmetro igual à reatância síncrona de eixo direto ( $X_d$ ), considerando o *offset* igual ao valor negativo da metade da reatância transitória de eixo direto ( $-X'_d/2$ ) do GS (KINDERMANN, 2008). Na *Figura 11* é retratada a zona de atuação de um relé de proteção contra perda de campo, sendo que neste caso o dispositivo possui duas áreas de atuação, uma instantânea e outra temporizada.

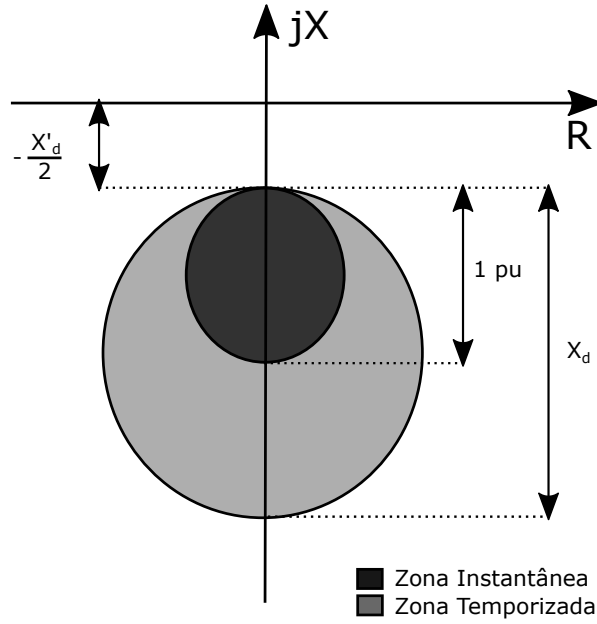


Figura 11: Característica de relé de proteção contra perda de excitação com duas zonas de atuação

Durante a contingência de perda de campo, a trajetória da impedância no Plano de Argand-Gauss (Plano Complexo) entrará na zona de atuação do relé mho, que caracteriza o lugar geométrico de perda de excitação, fazendo com que a proteção atue e envie o sinal de *trip* para o disjuntor principal do gerador e o do campo, com o intuito de minimizar danos ao GS. O ajuste do relé de perda de campo pode ser feito da seguinte forma:

- Zona instantânea: região com diâmetro igual à impedância base da máquina síncrona ( $Z_B = V_B/\sqrt{3}I_B$ ), ou seja, igual a 1 pu na base de impedância do GS, e com *offset* de  $(-X'_d/2)$ ;
- Zona temporizada: região com diâmetro igual a  $X_d$  e com *offset* também de  $(-X'_d/2)$ , responsável pela área de sub-excitação do GS.

No caso de unidades geradoras de pequeno porte, apenas uma zona de atuação pode ser suficiente, com diâmetro igual a  $X_d$ , indicado para detectar perda de excitação com carregamento de 30% até a plena carga, e *offset* igual a  $-X'_d/2$ .

Para evitar atuação incorreta em casos de transitórios estáveis, a atuação da zona temporizada do relé contra perda de excitação é ajustada geralmente entre 0,5 a 0,6 segundos. O ajuste do tempo de atraso adequado pode ser determinado por meio de estudos de estabilidade transitória do SEP, no qual o gerador a ser protegido está localizado.

### 3.2.5 Perda de Sincronismo

A ocorrência de faltas próximas à unidade geradora podem causar a perda de sincronismo da máquina com o SEP, sendo que o tempo crítico de isolamento da falta determina o limite para que ocorra tal contingência. Tal tempo varia de acordo com o porte de cada máquina.

Outras possíveis causas de perda de sincronismo são: quedas de tensão no barramento do gerador, máquina sub-excitada, alta impedância entre o gerador e o SEP ou operações de chaveamento em linhas de transmissão de energia elétrica. A perda de sincronismo resulta em elevados picos de correntes, operação com frequência diferente da rede elétrica, torques pulsantes e ressonância mecânica.

Inicialmente, o esquema contra perda de sincronismo aplicava a lógica de contar os pulsos de corrente a cada vez que o polo passa pelo ponto onde a diferença angular entre o sistema e o gerador é de 180 graus, sendo o relé ajustado para atuar após determinado número de pulsos contados. Porém, atualmente é reconhecido que a impedância do sistema vista através dos terminais do gerador possibilita a aplicação de métodos rápidos para a detecção da perda de sincronismo (REIMERT, 2006).

Uma das abordagens adotadas para detectar a condição de perda de sincronismo é analisar a variação da impedância aparente vistas nos terminais do gerador a ser protegido. Esse método baseia-se no fato de que durante a perda de sincronismo entre duas áreas de um SEP, gerador e restante do sistema, a impedância aparente vista nos terminais do gerador irá variar como uma função da diferença angular entre o gerador e a rede, assim como da impedância e tensão do sistema.

O comportamento característico da variação da impedância vista nos terminais da máquina é retratado na *Figura 12* para dois valores diferentes de impedância do sistema. O ponto P representa a impedância de carga inicial. Em seguida, o ponto S retrata a impedância de curto-circuito na falta e os pontos  $R_1$  e  $R_2$  mostram os respectivos valores da impedância após a eliminação da falta para cada caso. Em ambos os casos apresentados, a instabilidade foi causada pelo retardo na isolamento da área faltosa.

O relé contra perda de excitação fornece um grau de detecção da perda de sincronismo, porém não é capaz de garantir a proteção para todas as condições de operação do SEP. Por isso, a proteção contra perda de sincronismo, denominada *Out-of-Step* (78), combina um relé mho com único ou duplo *blinder*. O elemento, denominado *blinder*, possui característica linear quando representado no plano R-X (REIMERT, 2006). A junção do

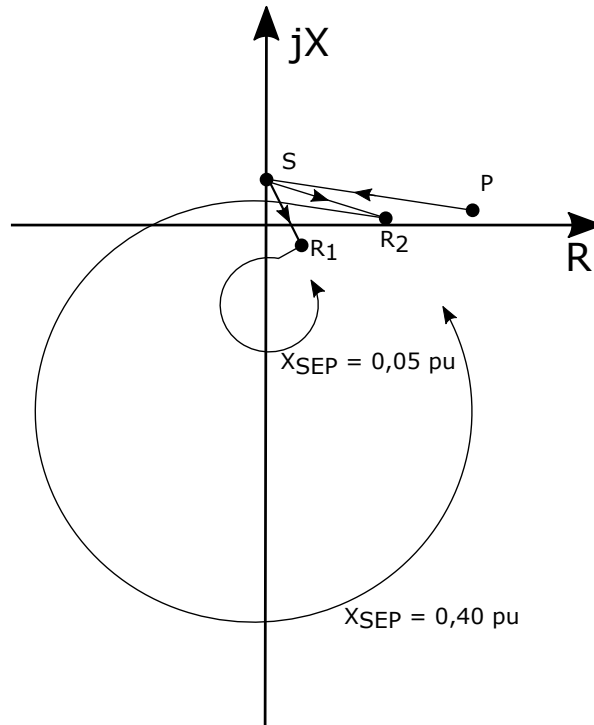


Figura 12: Comportamento da impedância vista nos terminais do gerador em caso de perda de sincronismo

Fonte: [Adaptada] Committee (2007a)

relé mho com o elemento *blinder* permite um ajuste mais adequado para proteção contra perda de sincronismo.

Como o relé comercial G30 é indicado para geradores de pequeno e médio porte, este dispositivo de proteção não possui a função contra perda de sincronismo (78). Por isso, neste trabalho não serão detalhados os esquemas de proteção que abordam a aplicação de um relé mho com simples ou duplo *blinder*. Os detalhes destas funções são apresentados por Reimert (2006).

### 3.3 Proteção para Faltas no Circuito do Estator

As faltas em geradores, em específico no enrolamento do estator, requerem atenção devido à magnitude elevada que a corrente produzida pode atingir. Além disso, há o agravante de que a corrente de falta não cessa logo que o gerador é desconectado do sistema e o circuito de campo é aberto. Ao contrário, ela se mantém por alguns segundos devido ao fato de a energia armazenada no campo continuar alimentando a corrente de falta. Em alguns casos, justifica-se a aplicação de métodos para desexcitar rapidamente a máquina, causando um rápido decaimento da corrente de falta.

Para faltas internas ou próximas ao gerador, que produzem elevadas correntes de curto-circuito, proteções rápidas são usualmente aplicadas para minimizar os danos no

isolamento, enrolamento e núcleo, assim como na estrutura mecânica da máquina (eixo e acoplamento). Esquemas de proteção lentos são justificados quando são aplicados valores de impedância de aterramento que limitem a corrente de falta.

Na sequência serão apresentados os esquemas e filosofias aplicadas na proteção contra os tipos de falta no enrolamento de fase ou fases do estator, envolvendo ou não o terra.

### 3.3.1 Diferencial

A aplicação de relés diferenciais (87) para proteção do enrolamento do estator de um gerador não depende exclusivamente dos ajustes. Ou seja, outros fatores influenciam no funcionamento correto da proteção, como o aterramento do gerador e os TCs.

Quando o neutro da máquina está solidamente aterrado ou com uma baixa impedância, as faltas envolvendo o terra serão detectadas pelo relé diferencial, pois a corrente de falta será suficientemente alta para que a diferença seja detectada pelo instrumento. Porém, caso a impedância de aterramento seja elevada, a corrente de falta será baixa o suficiente para que a sensibilidade do relé não detecte a diferença.

Os TCs, que fazem parte do esquema de proteção diferencial, necessitam de um cuidado especial com relação aos aspectos construtivos. Geralmente, há TCs conectados no lado do neutro do GS e outros no disjuntor do gerador, ou seja, empregam-se dois TCs por fase. Deste modo, os TCs devem ser estruturalmente o mais similares possível, caso contrário, o relé detectará uma falsa diferença de corrente, principalmente em casos de pico de carga. Como na prática é impossível fabricar TCs idênticos, tal diferença deve ser considerada no procedimento de parametrização e ajustes do relé. A aplicação de TCs em esquemas de proteção deve ser realizado com cuidado, realizando estudos de forma a garantir que não ocorra a saturação dos TCs frente a situações de falta (CONROY et al., 1999).

Além desses fatores, é importante observar que para uma falta entre espiras de uma mesma fase, o relé não será capaz de detectá-la, pois a corrente na entrada e saída do enrolamento não serão diferentes. Este problema pode ser atenuado quando o gerador possui mais de um enrolamento (caminho) por fase e é aplicada a proteção de fase dividida que será discutida posteriormente.

A seguir serão apresentados alguns tipos de esquemas de proteção diferencial, sendo: o diferencial percentual, o diferencial de alta impedância e, por fim, o diferencial auto-balanceado.

#### 3.3.1.1 Relé Diferencial Percentual

O comportamento de um relé diferencial percentual é exemplificado pela *Figura 13*. A curva, denominada característica e representada por uma função da corrente de operação pela corrente de restrição, delimita a fronteira entre as regiões de atuação e não atuação

do relé. Por exemplo, se para determinada corrente de restrição, a de operação for tal que o ponto fique acima da curva, o relé atuará.

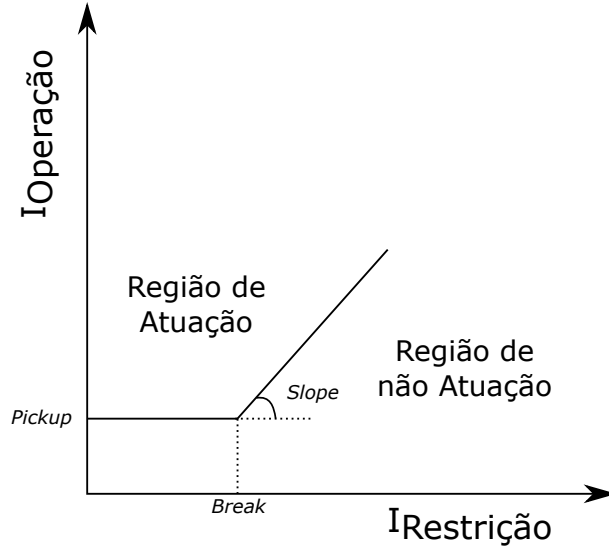


Figura 13: Curva característica de um relé diferencial percentual

Um esquema típico da aplicação de um relé diferencial percentual na proteção de um gerador é apresentado na *Figura 14*. Analisando o esquema apresentado, verifica-se que a corrente de restrição sempre será igual à corrente que passa no secundário de cada TC, ou seja, a corrente do sistema multiplicada pela relação de transformação do TC. Para o caso de funcionamento normal do sistema, a corrente de operação, denominada corrente diferencial, será aproximadamente nula, já que para cada fase a corrente do TC conectado no primário do gerador será aproximadamente igual a do conectado no secundário deste. Está análise é válida se forem considerados TCs ideais, pois em uma situação real as correntes não serão exatamente iguais, pois os TCs não serão idênticos devido a imprecisões de projeto. Por este motivo os relés diferenciais possuem em seus ajustes a corrente de *pickup*, o *break* e o *slope*, conforme representados na *Figura 13*. Por fim, no caso de uma falta no enrolamento de uma das fases do gerador, as correntes que passam em cada TC da mesma fase em falta serão diferentes, e portanto, a corrente de operação poderá ser elevada dependendo da gravidade do defeito, e assim, o relé atuará.

No caso de um relé digital, as correntes de restrição e operação são calculadas com base em (6) e (7), respectivamente, representando um comportamento similar do esquema apresentado na *Figura 14*.

$$I_R = \text{máximo}(|\vec{I}_t|, |\vec{I}_n|) \quad (6)$$

$$I_O = |\vec{I}_t - \vec{I}_n| \quad (7)$$

onde  $I_R$  é a corrente de restrição,  $I_O$  é a corrente de operação,  $I_t$  é a corrente no terminal do gerador e  $I_n$  é a corrente próxima ao neutro do gerador.

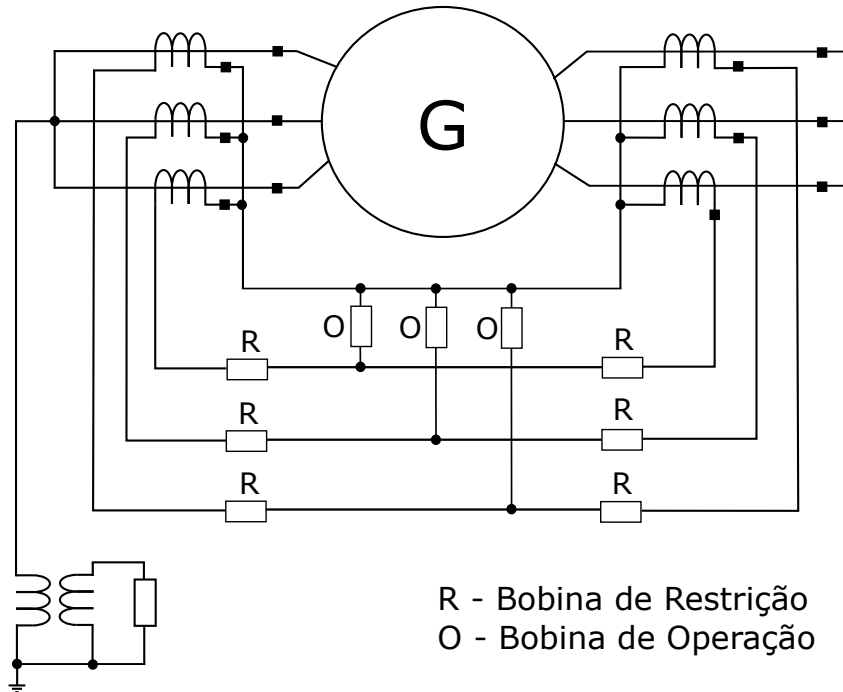


Figura 14: Aplicação de um relé diferencial percentual na proteção de um GS

Com relação à parametrização do relé diferencial, segundo Carrasco (2009), o ajuste de *pickup* típico mínimo varia entre 5% e 20% da corrente nominal do equipamento protegido. Para relés diferenciais com dois *slopes*, a porcentagem de inclinação da curva para valores baixos de corrente de restrição varia por volta de 5% e para valores elevados em torno de 50% ou mais, proporcionando a característica de o relé ser muito sensível para faltas internas e insensível para erros na medição dos TCs durante faltas externas que produzam correntes elevadas.

É importante frisar que no caso de GSs com aterramento de alta impedância, este tipo de proteção não atuará para faltas envolvendo o terra, pois a corrente será ínfima em caso de faltas tanto internas como externas.

### 3.3.1.2 Relé Diferencial de Alta-Impedância

Conforme o próprio nome indica, este esquema é composto por um relé de alta-impedância conectado em um circuito diferencial, conforme *Figura 15*. Desta forma, o relé é capaz de discriminar entre faltas externas e internas por meio da tensão que surge em seus terminais de entrada. Para faltas internas, a tensão na bobina de operação será consideravelmente alta, enquanto que para faltas externas, essa tensão será baixa.

Assim como para o relé diferencial percentual, neste caso os TCs também devem ter características idênticas na medida do possível.

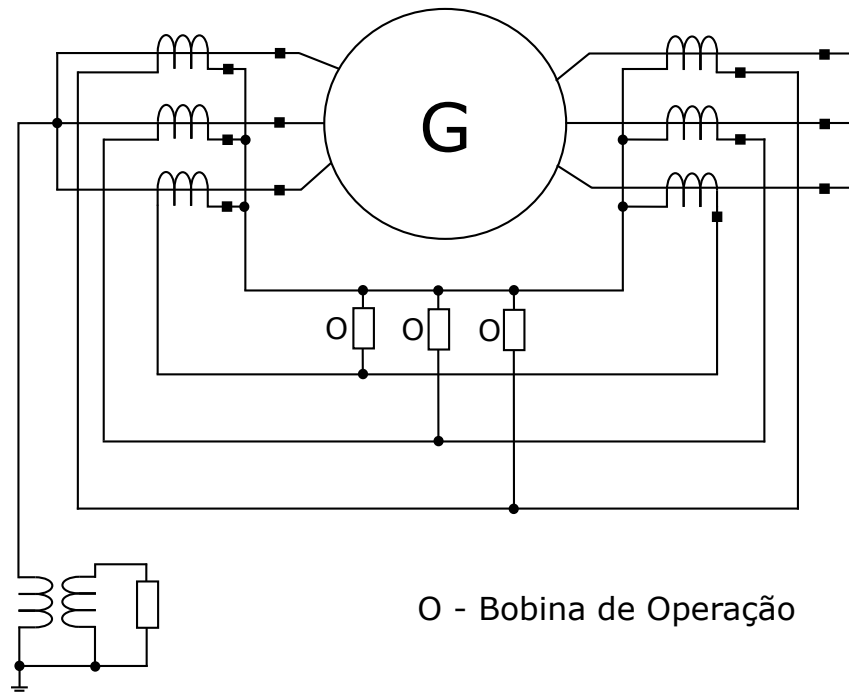


Figura 15: Aplicação de um relé diferencial de alta-impedância na proteção de um GS

### 3.3.1.3 Diferencial Auto-Balanceado

O relé diferencial auto-balanceado tem sido utilizado para proteger geradores de pequeno porte com resistência de aterramento baixa contra faltas na fase. O esquema desta proteção é representado na *Figura 16*.

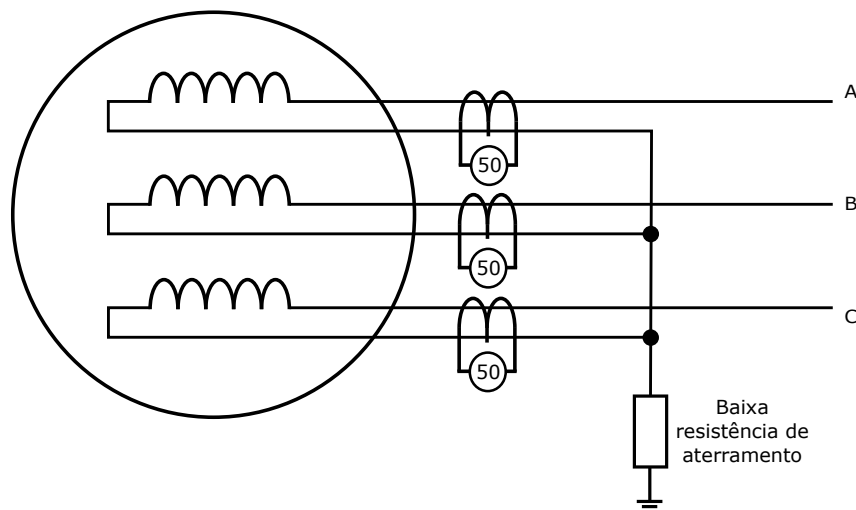


Figura 16: Esquema de proteção diferencial auto-balanceado

Analisando a *Figura 16*, observa-se que qualquer diferença entre a corrente que entra no enrolamento de fase com a que sai, de acordo com o ajuste, é detectada por um relé de sobrecorrente instantâneo (50). Este esquema tem a característica de ser capaz de fornecer grande sensibilidade para proteção contra faltas na fase.

### 3.3.2 Falta entre Espiras

Os esquemas de proteção diferenciais apresentados nas subseções anteriores não são capazes de detectar a ocorrência de falta entre espiras, pois frente a esta contingência, a corrente que entra no enrolamento será igual a que sai. Para geradores com mais de um circuito por fase, a proteção contra falta entre espiras é obtida por meio da aplicação do relé de proteção de fase dividida. Por outro lado, para os geradores que não possuem mais de um circuito por fase, um método baseado nas tensões de fase-neutro é aplicado para a proteção contra falta entre espiras. Ambos os esquemas serão abordados na sequência desta subseção.

#### 3.3.2.1 Proteção de Fase Dividida

No esquema de proteção de fase dividida, os circuitos em cada fase do enrolamento do estator são divididos em dois grupos iguais, com o intuito de comparar as correntes de cada grupo. Em caso de falta entre espiras, haverá um desbalanço entre essas correntes que será detectado pelo relé. A *Figura 17* ilustra uma das formas de aplicar a proteção de fase dividida.

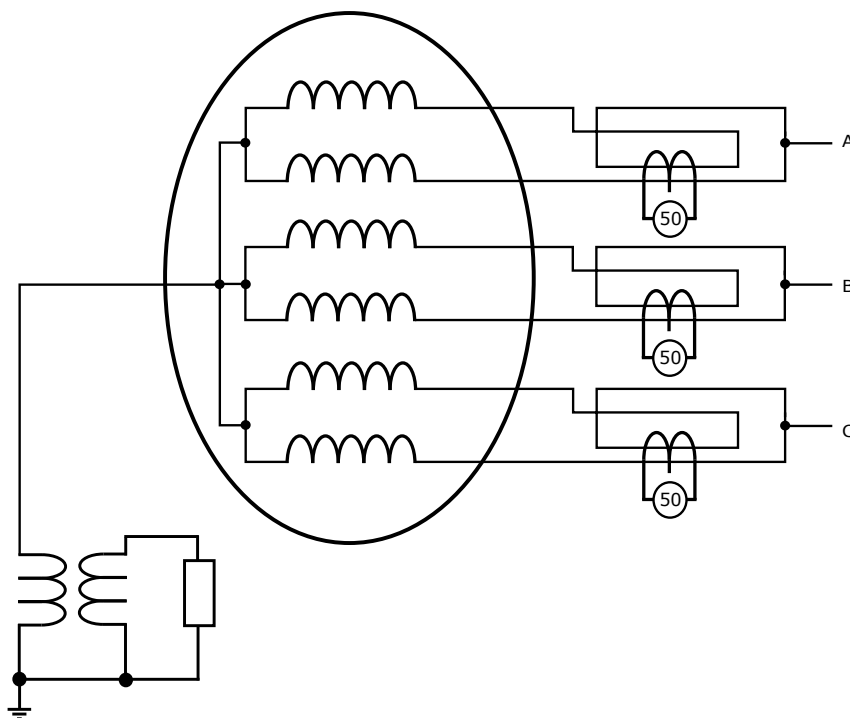


Figura 17: Esquema de proteção de fase dividida

Com base na *Figura 17*, verifica-se que qualquer diferença entre as correntes em cada circuito da mesma fase será detectada por um relé de sobrecorrente instantâneo (50), dependendo do ajuste realizado.

Como normalmente há um pequeno desbalanço entre as correntes dos enrolamentos, o relé de sobrecorrente é ajustado para não atuar em caso de desbalanços normais, mas

sim, para situações de falta entre espiras.

O esquema de conexão do relé comercial, apresentado no Capítulo 5, não permite a simulação desta função de proteção, assim a mesma não será avaliada neste estudo. Adicionalmente, o modelo do gerador no RSCAD possui enrolamento de apenas um caminho, impossibilitando também a aplicação desse esquema de proteção neste trabalho.

### 3.3.2.2 Detecção de Falta entre Espiras por meio do Desbalanço de Tensão

Esse esquema de proteção contra falta entre espiras é baseado em três TPs, sendo o primário conectado em estrela compartilhando o neutro com o gerador. Já o secundário é conectado em delta aberto, com o relé de sobretensão de neutro ligado em paralelo para medir o desbalanço de tensão. A configuração descrita é retratada na *Figura 18*.

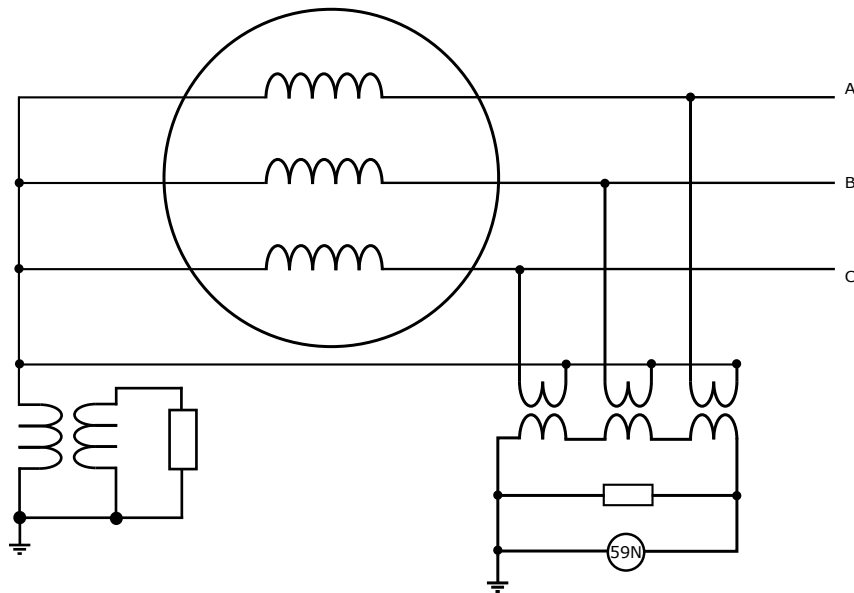


Figura 18: Esquema de proteção contra falta entre espiras utilizando a função de sobretensão de neutro

De acordo com a *Figura 18*, observa-se que em condições normais de operação a tensão medida pelo relé de sobretensão de neutro (59N) será praticamente nula, pois a soma teórica das tensões de fase é igual a zero. Já no caso de falta entre espiras, haverá um desbalanço de tensão consequente de uma assimetria entre os enrolamentos de fase, resultando em uma soma física diferente de zero que será detectada pelo relé.

Esta função de proteção não será avaliada, pois o modelo de GS disponível no RTDS para faltas internas não possibilita a simulação de faltas entre espiras ou caminhos.

### 3.3.3 Falta à Terra

O grau de proteção contra faltas à terra fornecido por esquemas projetados para faltas trifásicas e bifásicas é diretamente relacionado ao tipo de aterramento do gerador. Isso

deve-se ao fato de o aterramento impactar diretamente na magnitude da corrente de falta fase-terra.

Em casos que a corrente de falta fase-terra é limitada a valores baixos devido ao tipo de aterramento (alta impedância), é comum a aplicação de esquemas sensíveis e específicos para a proteção de geradores contra este tipo de falta, pois a corrente de falta fase-terra será baixa o suficiente para que o relé diferencial não a detecte.

Um dos métodos aceitáveis e mais empregado para este tipo de proteção é baseado em um relé de sobretensão temporizado (59G) conectado à impedância de aterramento para ser sensível a tensões de sequência zero, conforme *Figura 19*.

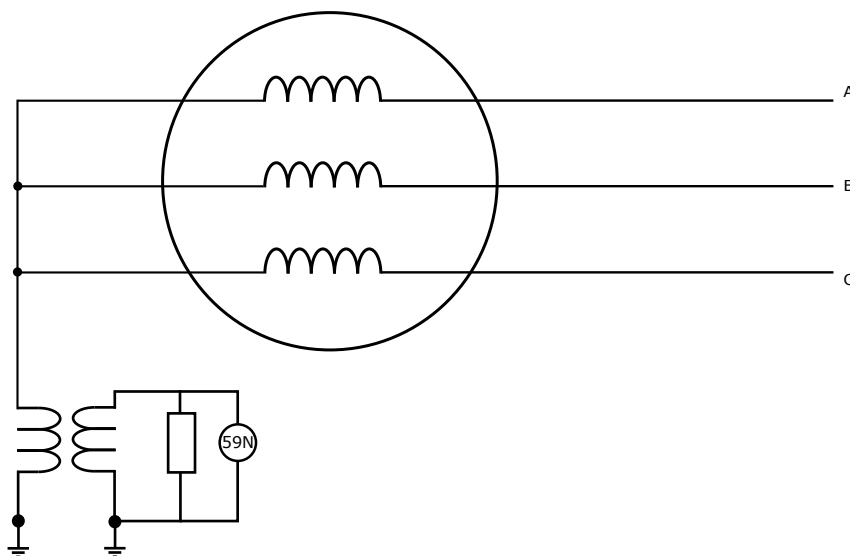


Figura 19: Esquema de proteção contra falta fase-terra para gerador com aterramento de alta impedância

Na situação de falta nos terminais do gerador, a tensão de fase-neutro estará praticamente no dispositivo de aterramento de alta impedância, pois neste caso esta impedância é muito maior que a do gerador. Além disso, a magnitude da tensão será máxima para faltas no terminal do gerador e decairá em magnitude ao passo que o local de falta varie em direção ao neutro do gerador.

O relé utilizado para esta função é projetado para ser sensível apenas para frequência fundamental e não para outras componentes que possivelmente podem estar presentes na tensão de neutro do gerador. Geralmente, o relé de sobretensão é ajustado com um *pickup* em aproximadamente 5 V, mas que depende da resistência de aterramento do gerador. Com esse valor de ajuste e com uma razão típica do transformador de distribuição, esse esquema é capaz de detectar faltas de até entre 95% a 98% do enrolamento do estator. Os 2% a 5% restantes, próximos ao neutro, ficam desprotegidos. Com relação ao ajuste de tempo, este deve ser parametrizado de forma a garantir a coordenação com outras funções de proteção, como a diferencial.

Adicionalmente, um relé de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo pode

ser aplicado como proteção primária ou de retaguarda quando o gerador é aterrado por meio de um transformador de distribuição com resistor no secundário, assim como representado na *Figura 19*. O TC pode ser localizado diretamente no neutro ou no secundário do transformador, dependendo do projeto e relação de transformação adotada para o mesmo.

Conforme já citado, o esquema apresentado não proporciona uma proteção completa, ficando restrito a ser capaz de detectar faltas de até entre 95% a 98% do enrolamento do estator. Porém, atualmente existem esquemas capazes de proteger 100% do enrolamento do estator contra faltas à terra, os quais não foram abordados neste trabalho. Um deste esquemas baseia-se na componente de terceiro harmônico produzida devido à distribuição dos enrolamentos do GS. Entretanto, como o modelo do GS disponível no RTDS considera os enrolamentos senoidalmente distribuídos, o componente de terceiro harmônico não é observado nas formas de onda do GS em foco, impossibilitando a análise desta função de proteção disponível no relé comercial. Para um maior aprofundamento nessa área de proteção, vários esquemas desenvolvidos e utilizados para fornecer uma proteção adequada e sensível para geradores contra faltas fase-terra são detalhados e discutidos no guia para Proteção de Geradores contra Faltas à Terra denominado IEEE C37.101-2006 (COMMITTEE, 2007b).

### 3.4 Proteção para Faltas no Circuito do Rotor

Esta seção é totalmente focada na detecção de faltas à terra no circuito de campo. Outra proteção para o circuito de campo, em específico relacionada à perda de campo ou excitação, foi abordada na *Subseção 3.2.4*, pois era relacionada ao sobreaquecimento do rotor.

O circuito de campo de um GS é um sistema sem aterramento, de tal forma que uma falta simples ao terra não afetará, necessariamente, o gerador. Entretanto, em caso de uma segunda falta à terra, parte do enrolamento de campo será curto-circuitado, ocasionando na produção de fluxos desbalanceados na máquina. Esses fluxos desbalanceados podem causar vibração no rotor que por consequência pode resultar em danos à máquina.

Existem vários métodos para proteção contra faltas à terra no circuito do rotor. Neste trabalho será apresentado o método que utiliza uma fonte CC para detectar este tipo de contingência. O esquema de proteção é retratado na *Figura 20*.

Conforme *Figura 20*, o método consiste em uma fonte de tensão em série com um relé de sobretensão conectados entre o negativo do enrolamento de campo e o terra. Uma falta à terra em qualquer ponto do enrolamento de campo fará surgir uma tensão no relé, fazendo-o atuar. Observa-se que uma escova é utilizada para aterrar o eixo do rotor, pois a camada de óleo no equipamento pode representar uma resistência elevada o suficiente para não sensibilizar o relé em caso de falta à terra. Esse esquema de proteção é

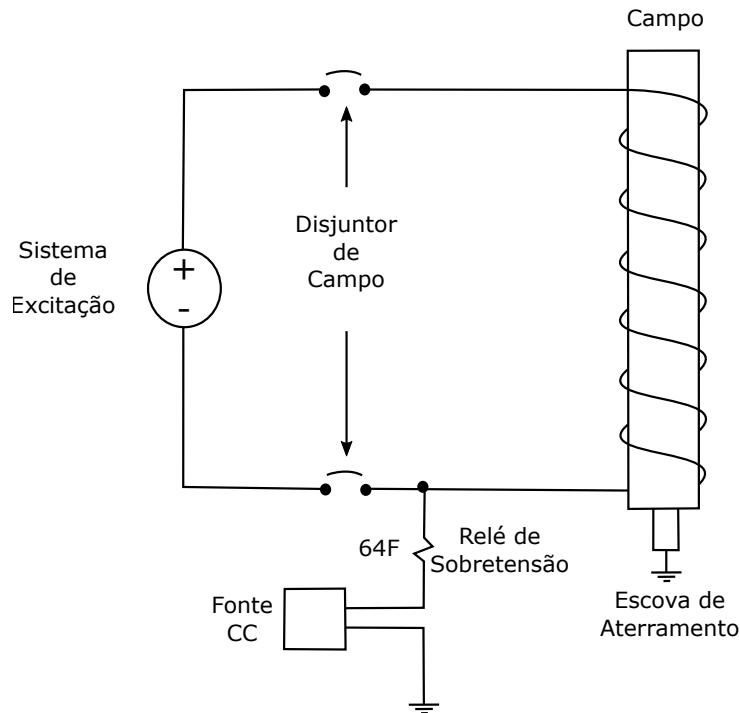


Figura 20: Esquema para detecção de falta à terra no circuito de campo

usualmente temporizado, entre 1 a 3 segundos, com o intuito de evitar atuações indevidas em condições de transitórios momentâneos que podem desbalancear o circuito de campo com relação ao terra.

Como esse método não é composto apenas por um relé de proteção não será simulado neste trabalho. Outros métodos para detecção de falta à terra no circuito de campo são detalhados e discutidos no guia para Proteção de Geradores AC denominado IEEE C37.102-2006 (COMMITTEE, 2007a).

## 3.5 Proteção para Condições Anormais de Operação

Nesta seção são retratados os riscos que o gerador está sujeito, mas que não necessariamente envolvem condições de falta no mesmo. Adicionalmente, são apresentados os esquemas típicos para detectar estas condições anormais de operação e as práticas de atuação nestes casos.

### 3.5.1 Motorização

A motorização de um GS ocorre quando a fonte primária de energia interrompe o fornecimento de torque ao eixo da máquina ainda conectada no SEP. Nessa contingência o gerador vai operar como um motor síncrono, ocorrendo uma inversão no fluxo de potência.

Em certos casos a condição de motorização é permitida intencionalmente. Por exemplo, para geradores com turbinas a gás, durante a partida o processo de motorização é

utilizado para acelerar o rotor.

O esquema de proteção contra motorização é realizado por meio da função direcional de potência (32). O ajuste da potência ativa reversa pode ser feito em 3% a 10% da potência nominal do GS (KINDERMANN, 2008). Para evitar atuações indevidas por inversão temporária de potência ativa, como na sincronização da máquina com o SEP e na variação de potência frente a algum transitório no sistema, é recomendada a utilização de um atraso em sua atuação. Entretanto, há um tempo máximo permitido para o gerador operar na condição de motorizado, sendo este tempo geralmente uma função da velocidade nominal da unidade. Esta informação pode ser obtida do fabricante da turbina.

O relé direcional de potência geralmente atua diretamente nos disjuntores principais do gerador e do circuito de campo, desconectando a máquina em caso de motorização.

### 3.5.2 Sobretensão

A sobretensão pode ocorrer sem que necessariamente exceda o limite de V/Hz da máquina. Esse problema pode ser observado quando frente a uma rejeição de carga, além da sobretensão, ocorre a sobre-velocidade do rotor. Nesta condição, a sobre-excitação pode não ser excessiva, mas a magnitude da tensão possivelmente terá excedido o limite permissível. Assim, relés com a função V/Hz não atuarão, sendo necessário a proteção de sobretensão (59). Em alguns casos, como para geradores acionados por turbina a gás ou a vapor, pode não ser necessária essa proteção, pois podem ser utilizados sistemas de controle de velocidade e reguladores de tensão, ambos com resposta rápida.

O esquema para proteção de sobretensão pode ser composto por uma unidade instantânea e uma temporizada com característica de tempo inverso. A unidade instantânea é ajustada geralmente com *pickup* de 130% até 150% da tensão nominal. Já a unidade temporizada é parametrizada com *pickup* em 110% da tensão nominal. No caso de relés que apenas possuam unidades de tempo definido, o esquema pode ser composto por duas destas funções. De acordo com Mourinho (2013) tipicamente se ajusta esta função a partir de dois estágios temporizados:

- a) Estágio 1: 5 segundos para 110% da tensão nominal;
- b) Estágio 2: 0,5 segundo para 130% da tensão nominal.

O sinal de atuação do relé é geralmente configurado para abrir o disjuntor principal do gerador e do circuito de campo, assim como transferir o gerador para os auxiliares.

### 3.5.3 Subtensão

Geralmente, o regulador de tensão do GS opera de forma a manter a tensão terminal do gerador dentro de limites adequados. Porém, mesmo assim há situações que podem causar a queda acentuada da tensão no barramento terminal do equipamento, como a

ocorrência de uma sobrecarga severa, a perda de uma unidade geradora no SEP, a falha no regulador de tensão ou mesmo uma falta no sistema elétrico.

A operação de geradores com tensão terminal abaixo da tensão mínima determinada pode provocar efeitos indesejáveis, como consumo excessivo de potência reativa da rede e redução do limite de estabilidade.

A tensão mínima varia de acordo com o limite de cada gerador, mas usualmente são projetados para poderem operar continuamente até uma tensão mínima de 95% da nominal.

A proteção de subtensão (27) pode ser parametrizada tanto por uma função de tempo definido como por uma com característica de tempo inverso, dependendo dos ajustes oferecidos por cada relé. Segundo Mourinho (2013) o ajuste pode ser feito a partir da diferença de 10% da tensão nominal, e com estágios temporizados, de forma a atuar mais rapidamente durante quedas de tensão de maior intensidade, sendo que tipicamente adotam-se dois níveis de atuação com funções de tempo definido conforme a seguir:

- a) Estágio 1: 5 segundos para 90% da tensão nominal;
- b) Estágio 2: 0,5 segundo para 75% da tensão nominal.

O sinal de *trip* do relé de subtensão é geralmente utilizado como *trigger* para soar um alarme, mas não para desconectar o gerador da rede, pois, assim o operador pode atuar para remediar a condição de subtensão caso seja possível.

### 3.5.4 Alteração da Frequência

A operação de geradores com sobre-frequência ou sub-frequência pode ser resultado de uma diferença entre a potência gerada e a consumida.

Caso a frequência seja mantida em níveis inadequados abaixo do valor nominal, pode causar desligamentos de máquinas rotativas devido às funções de proteção de sub-frequência, assim como a rejeição de cargas de acordo com o Esquema Regional de Alívio de Carga (ERAC), com o intuito de retomar a frequência nominal do SEP. Além disso, para sub-frequências ocorre uma redução na capacidade de geração da unidade, pois quando se diminui a frequência, reduz-se também a ventilação da máquina.

Por outro lado, caso a frequência mantenha-se em níveis inadequados acima do valor nominal, pode causar danos mecânicos a máquinas rotativas devido à sobre-velocidade.

É importante frisar que tanto o gerador como a turbina possuem uma margem de tolerância com relação à variação da frequência, devendo ser respeitados os limites do conjunto.

As funções de proteção de sub e sobre-frequência (81) são tipicamente ajustadas de acordo com a faixa de frequências permissíveis e não permissíveis da turbina, estas fornecidas pelo fabricante (MARDEGAN, 2012). Além disso, as funções geralmente possuem uma restrição de tensão mínima, pois em caso de falta essa grandeza pode se reduzir a zero, impossibilitando a medida da frequência pelo dispositivo de proteção.

Os relés de sub-frequência são usualmente conectados para atuar apenas no disjuntor do lado de alta do transformador, se possível. Entretanto, em casos que a perda da máquina provoque outras consequências para o sistema, o relé pode apenas ativar um alarme. Já os relés de sobre-frequência são geralmente conectados para apenas ativar um alarme.

Para um maior aprofundamento nessa área de proteção é indicado o guia para Proteção de Plantas de Geração contra Frequências Anormais denominado IEEE C37.106-2003 (COMMITTEE, 2004).

## 3.6 Proteção de Cheque de Sincronismo

A conexão de um GS ao SEP sem que ambos estejam sincronizados pode causar danos permanentes a máquina, tanto na estrutura elétrica (enrolamentos) como na mecânica (eixo do rotor).

O sincronismo de um GS ao sistema elétrico pode ser efetuado tanto manualmente, através do ajuste simultâneo da corrente de campo e da velocidade do rotor, como por meio da utilização de sistemas de controle, de forma a automatizar o procedimento. Para que ambos estejam sincronizados é necessário que o gerador tenha a mesma sequência de fase da rede, o mesmo sentido de rotação do campo girante, a mesma frequência elétrica, a mesma magnitude de tensão eficaz e defasamento angular mínimo.

A função de cheque de sincronismo (25) é responsável por monitorar as grandezas, citadas anteriormente, do lado do GS e da rede, habilitando o fechamento do disjuntor assim que as condições de sincronismo forem atendidas.

O esquema de conexão do relé comercial, apresentado no Capítulo 5, e a disposição dos instrumentos de medida no SEP simulado, apresentado no Capítulo 6, não permitem a simulação desta função de proteção, assim a mesma não será avaliada neste estudo.

## 3.7 Proteção de Retaguarda

Os esquemas de proteções apresentados nas seções anteriores, fornecem proteção para praticamente todos os tipos de faltas e operações anormais na zona do gerador. Adicionalmente, é comum a aplicação de funções de proteção que são capazes de detectar faltas externas a zona do gerador, com o intuito de garantir a proteção da máquina em caso de falha no equipamento de proteção do sistema. Esta proteção, denominada de retaguarda, é aplicada para detectar faltas externas nas fases, envolvendo ou não o terra.

A proteção de retaguarda de fase é realizada geralmente por meio de um relé de distância ou um relé de sobrecorrente temporizado com restrição de tensão. O esquema de proteção escolhido deve ser ajustado de forma a coordenar com as proteções primárias

do sistema. Neste trabalho não serão testadas as funções de proteção de retaguarda, pois o foco são as proteções primárias de um GS.

### 3.8 Resumo dos Critérios de Ajustes das Proteções em Análise

A síntese das recomendações para os ajustes das funções de proteção aplicadas neste trabalho é apresentada na *Tabela 6*. É importante frisar que essas recomendações não são universais, ou seja, cada SP projetado requer estudos do sistema elétrico em que serão implementados para determinar os ajustes de forma a garantir o funcionamento correto e adequado do mesmo.

Tabela 6: Critérios de ajustes das funções de proteção do GS

Proteção	Critério
Sobrecorrente (50/51)	Ajuste para coordenar com a curva de suportabilidade térmica do GS e o <i>pickup</i> deve ser menor que a corrente de curto-circuito mínima.
Sobre-excitação (24)	Curva de atuação 20% abaixo da curva limite de sobre-excitação da máquina.
Correntes desbalanceadas (46)	Ajuste K abaixo da curva informada pelo fabricante ou basear-se em dados de normas.
Perda de excitação (40)	Zona instantânea: diâmetro = $Z_B$ e <i>offset</i> = $-X'_d/2$ Zona temporizada (0,5 - 0,6 s): diâmetro = $X_d$ e <i>offset</i> = $-X'_d/2$
Diferencial (87)	$pickup = 0,05 - 0,20$ pu $slope_1 = \pm 5\%$ $slope_2 = \pm 50\%$ Os ajustes dependem da classe de erro dos TCs.
Sobretensão de neutro (59G)	O ajuste depende da resistência de aterramento do GS e deve ser coordenada com as outras funções.
Motorização (32)	Potência ativa reversa ajustada entre 3 a 10% da potência nominal do GS.
Sobretensão (59)	5 s para 110% de $V_n$ 0,5 s para 130% de $V_n$
Subtensão (27)	5 s para 90% de $V_n$ 0,5 s para 75% de $V_n$
Frequência (81)	Limites de frequência fornecidos pelo fabricante da turbina e restrição de tensão de acordo com o erro do instrumento de medição.

---

## O Relé Universal

O relé universal a ser analisado foi desenvolvido na plataforma PC104. O PC104 é um padrão de computador embarcado controlado, indicado para aplicações de computação embarcada que dependam de uma aquisição de dados confiáveis em ambientes extremos (MONARO et al., 2012). As características que resultam em uma plataforma robusta são: formato reduzido, permitindo assim menor área de exposição a eventuais danos; ausência de partes móveis, visto que não há disco rígido e sim um dispositivo de armazenamento de estado sólido (*Solid State Disk*); sistema de refrigeração somente com dissipadores (*fanless*).

Além dessas características, importantes para as aplicações em áreas industriais, o PC104 também permite o uso de SOs convencionais, assim como a utilização de SO de tempo real, flexibilizando seu uso.

A junção das características de robustez com flexibilidade, fazem da plataforma PC104 uma excelente base de desenvolvimento para aplicações industriais. Em específico, pode-se utilizá-la para o desenvolvimento de diferentes funções de proteção integradas, emulando o funcionamento de um relé de proteção multifuncional. Neste capítulo será detalhada a aplicação da plataforma PC104 como um relé de proteção, com base em Monaro et al. (2012), especificando as configurações adotadas e necessárias para possibilitar tal utilização. Além disso, será apresentada a organização da biblioteca *OpenRelay* que possui diversas funções para a implementação de um relé de proteção, incluindo as desenvolvidas neste trabalho.

### 4.1 Componentes do Sistema Projetado

Nesta seção serão apresentados os equipamentos e *softwares* que compõem o sistema integrado de desenvolvimento e execução de algoritmos de proteção, denominado relé universal. O *hardware* deste dispositivo é concentrado na plataforma PC104, batizada de Cubo PC104. O diagrama da *Figura 21* mostra a estrutura geral das principais partes do *hardware*, incluindo as suas inter-relações, onde é verificada a necessidade de uma caixa de

condicionamento de sinais para adequar os sinais do sistema elétrico à placa de aquisição de dados. Esta por sua vez realiza a amostragem dos sinais condicionados e envia os dados à placa de processamento por meio do barramento PC104. Na *Figura 22* é retratada uma foto do Cubo PC104 com a especificação de suas dimensões físicas.

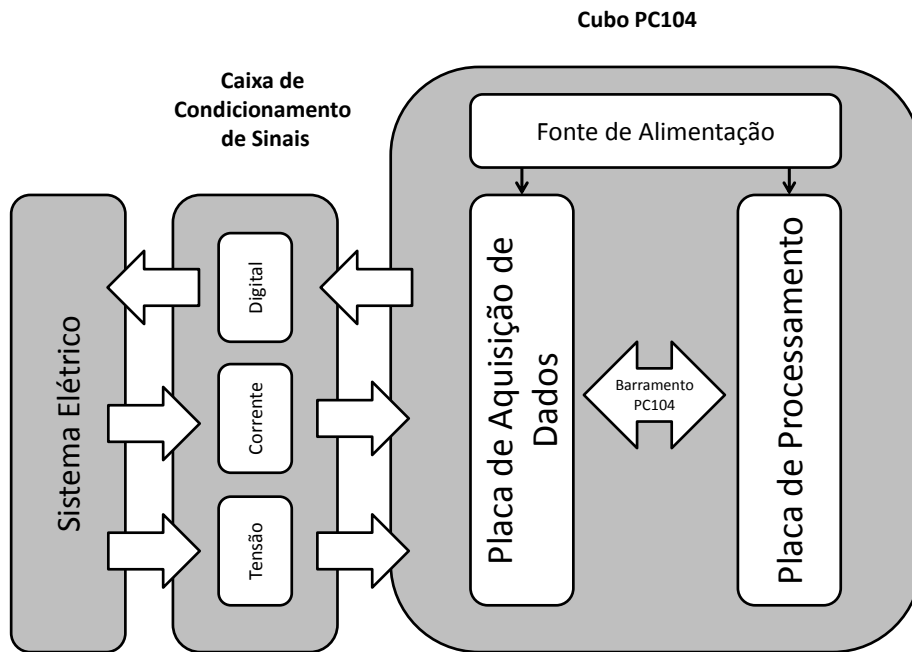


Figura 21: Visão básica da estrutura do conjunto

Fonte: Monaro et al. (2012)

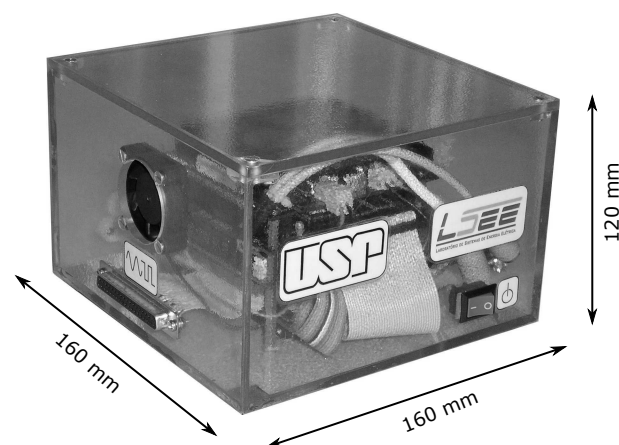


Figura 22: Cubo PC104

Fonte: Monaro et al. (2012)

Observando a composição da estrutura apresentada na *Figura 21*, é visível a semelhança deste arranjo com a arquitetura encontrada em relés digitais comerciais, que é mostrada de forma resumida na *Figura 23* (COURY; OLESKOVICZ; GIOVANINI, 2007). Esta

semelhança é evidenciada pela presença de componentes similares em ambas as arquiteturas, ou seja, caixa de condicionamento de sinais ou placa de interface, placa de aquisição de dados, barramento PC104 ou de comunicação, placa de processamento e fonte de alimentação.

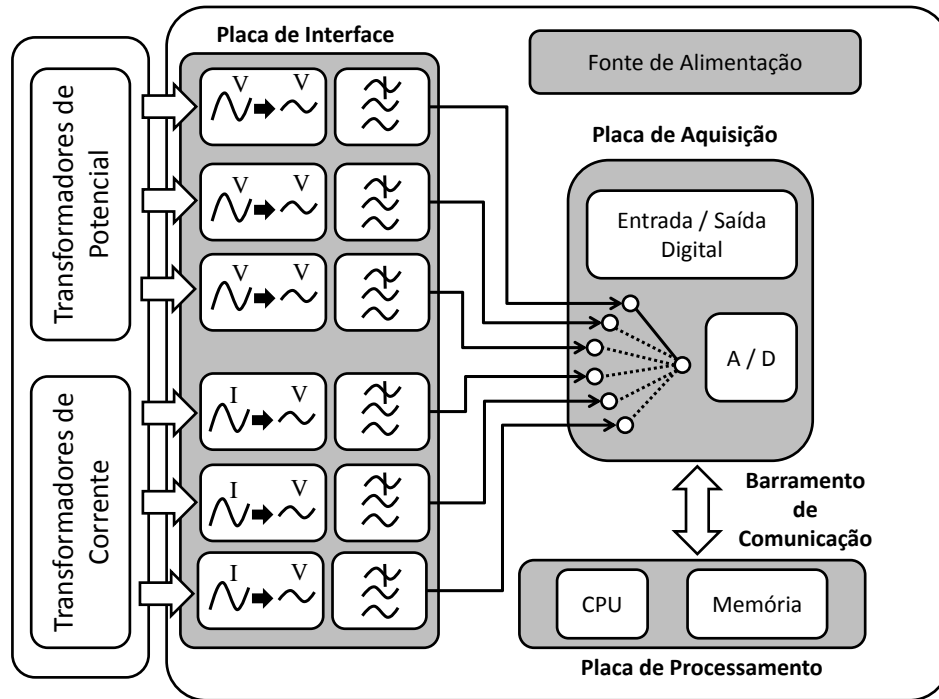


Figura 23: Estrutura simplificada com principais componentes de um relé digital

Fonte: [Adaptada] Monaro et al. (2012)

#### 4.1.1 Cubo PC104

O emprego da plataforma PC104 para testes de novos algoritmos de proteção em tempo real, conta com o seguinte conjunto de placas: uma placa de processamento de dados, uma placa de aquisição de dados e uma fonte de alimentação. Estes componentes estão representados na *Figura 21*. As principais características destes equipamentos são listados na sequência.

##### ❑ Placa de processamento de dados:

- Processador AMD Geode LX800;
- 512MB de Memória RAM DDR333;
- 8GB de Armazenamento em Cartão *Compact Flash*;
- 1 Placa de rede Ethernet 10/100 Mb/s;
- 4 Portas USB 2.0;

- 2 Portas Seriais (RS232);
- 1 Porta Paralela.

❑ Placa de aquisição de dados:

- Resolução de 16 bits;
- Taxa de amostragem máxima de 100 kS/s;
- 16 canais de entrada analógica em modo comum ou 8 em modo diferencial;
- 8 canais de entrada/saída digital;
- *Buffer* de 512 amostras.

❑ Fonte de alimentação:

- Potência de Saída de 50W;
- Tensão de entrada variável entre 6V e 40V;
- Saídas  $\pm 5$  V e  $\pm 12$  V.

### 4.1.2 Caixa de Condicionamento de Sinais

A caixa de condicionamento de sinais é o componente responsável por adequar os níveis dos sinais de tensão e corrente aos valores admissíveis pela placa de aquisição de dados. Ela é composta por duas Placas de Circuito Impresso (PCIs), sendo uma para o condicionamento das tensões de entrada e outra para as correntes de entrada.

A PCI responsável pelo condicionamento de tensão foi projetada para receber sinais de  $\pm 380V_{pico}$  e fornecer em sua saída  $\pm 10V_{pico}$ , valores adequados para a placa de aquisição de dados. A placa consiste de um divisor resistivo na entrada, empregado para rebaixar a tensão do sinal de entrada, seguido de um amplificador isolado de barreira ótica para realizar a isolamento elétrica entre a plataforma PC104 e o sistema elétrico, com um amplificador operacional na sequência, que realiza o ajuste de ganho e *offset*, e por fim, o sinal é submetido a um filtro ativo *Anti-Aliasing* do tipo *Butterworth* de segunda ordem com frequência de corte de 2,0 kHz.

Já o condicionamento do sinal de corrente é realizado por uma PCI que converte a corrente na entrada para tensão na sua saída. Isto deve-se ao fato de as placas de aquisição de dados, inclusive a utilizada, operarem geralmente apenas com sinais de tensão. Esta placa foi projetada para receber sinais de  $\pm 30A_{pico}$  e fornecer em sua saída  $\pm 10V_{pico}$ . Para tanto, a PCI consiste de um sensor Hall que realiza a conversão do sinal de corrente em tensão e ao mesmo tempo isola eletricamente o circuito de condicionamento do sistema elétrico, seguido, assim como no circuito de condicionamento de tensão, por um amplificador operacional que realiza o ajuste de ganho e *offset* e um filtro ativo para evitar o efeito *Aliasing*.

Apesar de estar disponível a caixa de condicionamento de sinais para uso no LSEE, esta não foi utilizada nas simulações devido o RTDS permitir o armazenamento de oscilografias, obtidas nas simulações realizadas com o relé comercial G30, para posterior análise do relé universal. Desta forma, não será necessário aplicar uma etapa de amplificação, conforme retratado na *Figura 24*.

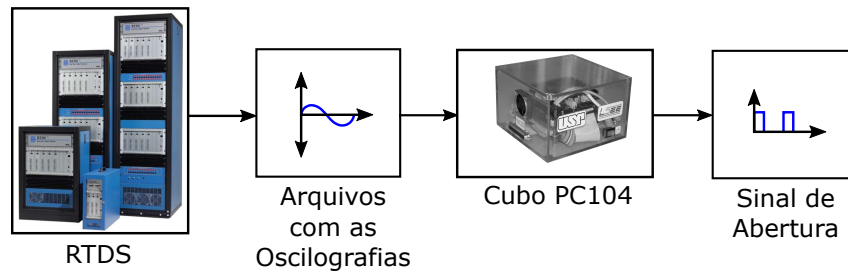


Figura 24: Simulação do relé universal

O esquema apresentado na *Figura 24* ilustra o procedimento de simulação do relé universal (cubo PC104). Em específico, a partir das simulações de contingências, realizados no RTDS em laço fechado com o relé comercial G30, serão obtidos arquivos de oscilografias de faltas. Posteriormente, estes arquivos serão utilizados para análise do cubo PC104, como se o mesmo estivesse funcionando durante as simulações no RTDS.

### 4.1.3 Conjunto de *Softwares* Aplicados

Um SO é um *software* ou conjunto de *softwares* cuja finalidade é o gerenciamento dos recursos de *hardware* disponíveis. O SO instalado no relé universal é o Linux, em específico o Debian GNU/Linux. No entanto, o Linux é um SO multiusuário de propósito geral, entrando em conflito com as características de um SO de tempo real.

A principal diferença entre um SO de tempo real e um de propósito geral está basicamente no seu escalonador de processos, que é responsável por gerenciar o tempo de uso do processador para cada processo, alternando entre estes. Assim, para que um SO seja caracterizado como de tempo real, é necessário que o escalonador seja preemptivo e atenda ao tempo de resposta pré-definido, em outras palavras, os programas em execução (processos) devem possuir prioridades, possibilitando que os tempos desejados para determinadas atividades sejam alcançados.

Desta forma, para que o Linux opere como um SO de tempo real, foi instalada a extensão *Real-Time Application Interface* (RTAI) que permite o desenvolvimento de aplicações com restrições de tempo. A arquitetura do RTAI é retratada na *Figura 25*.

Como pode ser observado na *Figura 25*, o RTAI possui uma camada intermediária entre o *hardware* e o kernel do SO Linux, identificado como kernel de tempo real. Este por sua vez, tem como característica a aplicação de um escalonador de tarefas preemptivo, com pleno controle sobre os tempos de execução de cada processo e podendo aplicar prioridades

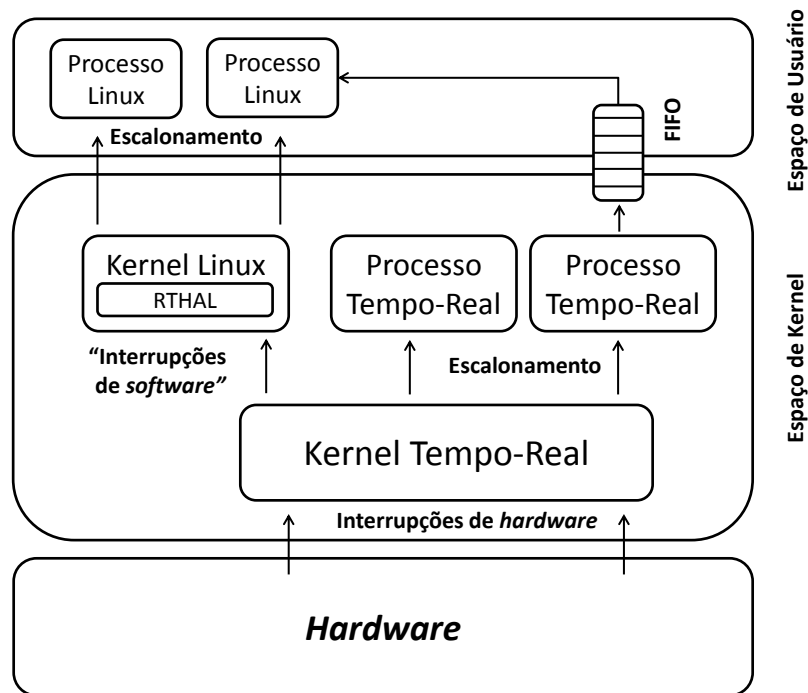


Figura 25: Arquitetura do RTAI

Fonte: Monaro et al. (2012)

entre os mesmos. Desta forma, as interrupções do *hardware* são gerenciadas e o tempo de processamento das tarefas de tempo real é dividido. Adicionalmente, para que os processos do Linux sejam gerenciados com baixa prioridade, abaixo do kernel do Linux é inserida uma camada denominada *Real Time Hardware Abstraction Layer* (RTHAL). Esta camada é controlada por interrupções de *software* provenientes do kernel de tempo real. Por fim, é utilizada uma estrutura de dados do tipo *First In First Out* (FIFO) com o intuito de compartilhar informações entre os processos de tempo real e os do Linux, permitindo a comunicação entre códigos em execução com diferentes níveis de prioridade.

Além do SO Linux e do RTAI, é necessário um *software* para utilizar a placa de aquisição de dados. No relé universal está instalado o *Control and Measurement Device Interface* (COMEDI), que é o conjunto padrão de *drivers* e bibliotecas para aquisição de dados do Linux. Os programas que utilizam o COMEDI podem ser escritos em linguagem C ou C++. É importante saber que o COMEDI está organizado em canais, sub-dispositivos e dispositivos. Um canal é o nível mais baixo de medição e controle. Já um sub-dispositivo é um conjunto composto por canais de um mesmo tipo e os sub-dispositivos são agrupados em um dispositivo. Por meio de um conjunto de funções disponíveis na biblioteca comedilib é possível acessar os vários dispositivos de uma placa de aquisição de dados.

Concluindo, as versões dos softwares citados nesta seção são listadas a seguir:

- ❑ Debian GNU/Linux 5.0 (Lenny) com kernel 2.6.28.7;



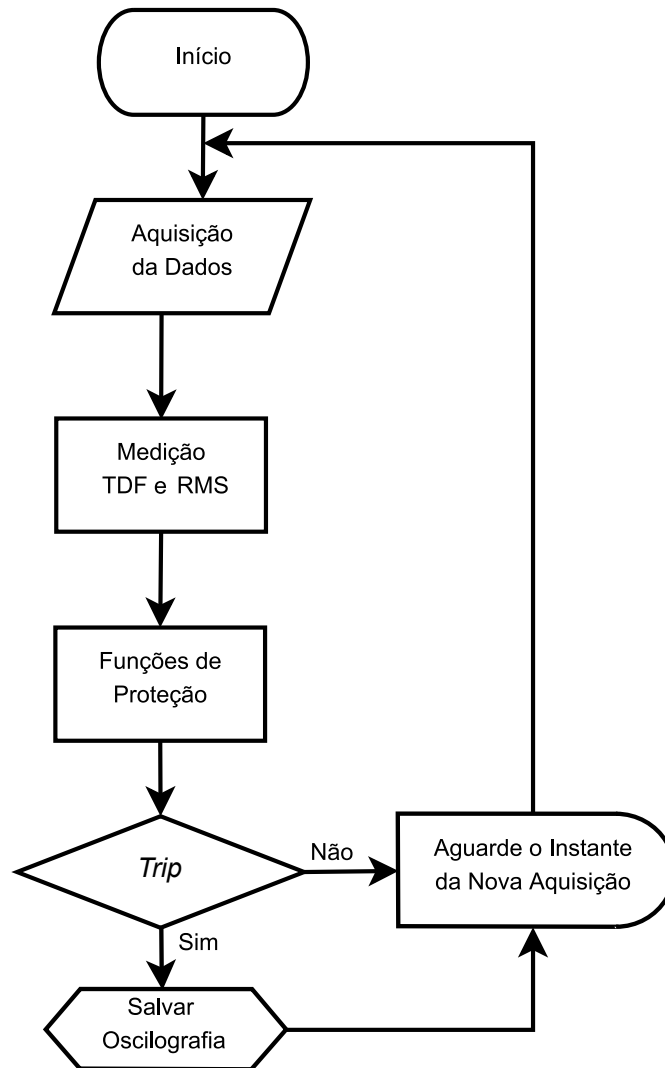


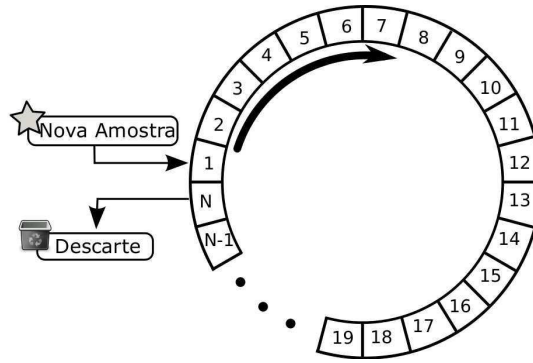
Figura 27: Fluxo de execução dos algoritmos de proteção

Fonte: [Adaptada] Monaro et al. (2012)

quantidade de amostras (janelamento) que represente pelo menos um ciclo completo dos sinais dessas grandezas. No *buffer* circular, por convenção a amostra mais nova é armazenada na posição 1, e quando uma nova amostra é obtida, a amostra que ocupava a posição 1 ocupará a posição 2, e a amostra que ocupava a última posição é descartada. A *Figura 28* ilustra o princípio de funcionamento do *buffer* circular.

Foram necessários apenas para os canais de entrada analógicos dez *buffers* circulares para as funções de proteção utilizadas: três para as correntes próximas aos terminais do gerador, três para as correntes próximas ao neutro, três para as tensões de fase e um para a tensão de neutro. Além desses, foram utilizados alguns *buffers* para medidas de potência, frequência, fasores, entre outras variáveis.

As funções de proteção estão programadas em linguagem C++. Dentre as funções presentes na *Figura 26*, uma parte já estava disponível na biblioteca *OpenRelay* desenvolvida por Monaro (2013), exceto as funções de proteção contra correntes desequilibradas,

Figura 28: *Buffer* circular

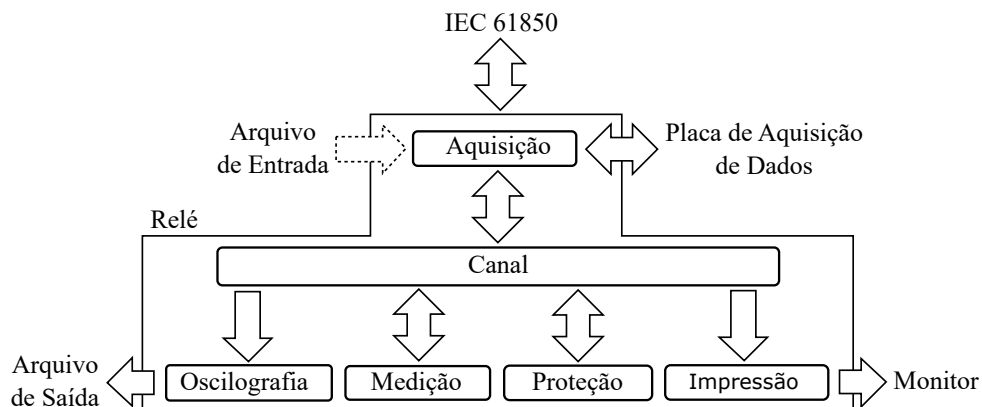
Fonte: Monaro et al. (2012)

motorização, perda de excitação (baseada no relé mho), sobre-excitação, sobre-frequência e sub-frequência. Assim, deste trabalho resultou também a adição destas funções de proteção na biblioteca *OpenRelay*.

Apesar de detalhes não serem apresentados com relação ao funcionamento de cada função implementada no relé universal, é importante frisar que o princípio de funcionamento e execução de cada função é similar ao adotado pelo relé comercial G30, que pode ser verificado no manual do próprio relé (MULTILIN, 2006). Além disso, como a biblioteca *OpenRelay* é de acesso livre e público, detalhes das funções implementadas e utilizadas neste trabalho podem ser encontrados na referência Monaro (2015).

### 4.3 Organização da Biblioteca *OpenRelay*

A biblioteca *OpenRelay* é estruturada sobre sete classes principais, das quais as demais classes herdam suas propriedades. As classes mães são: *Relé*, *Aquisição*, *Oscilografia*, *Medição*, *Proteção* e *Impressão*. Cada uma destas classes é dedicada a um tipo de funcionalidade. A Figura 29 mostra a organização da biblioteca *OpenRelay* e as inter-relações entre as classes.

Figura 29: Organização da biblioteca *OpenRelay*

A classe *Relé* é responsável por controlar a execução do programa. Já o bloco *Canal* tem a função de manter as relações com todos os outros blocos funcionais, pois será sobre este que as classes realizarão as trocas das informações necessárias ao seu funcionamento. É interessante observar que associados à classe *Aquisição* são apresentados os três métodos em que a biblioteca poderá receber informações do meio externo, podendo ser via placa de aquisição de dados, arquivo de entrada ou por meio da aplicação do padrão IEC 61850. Conforme já mencionado, neste trabalho foi utilizado a aquisição por meio de arquivo de entrada.

## O Relé Comercial (G30)

O G30 é um relé digital desenvolvido e fabricado pela empresa *General Eletric*. Por se tratar de um relé microprocessado fornece também funções de monitoramento, controle e registro, além das funções de proteção. O G30 é um relé específico para a proteção de geradores CA, indicados para geração a vapor, a gás ou hidráulica, de pequeno e médio porte (MULTILIN, 2006). Além disso, o G30 é adequado para aplicações onde o gerador e o transformador estão na mesma zona de proteção, fornecendo os requisitos de proteção para o bloco em apenas um dispositivo. Neste capítulo são apresentados todos os detalhes relevantes com relação ao relé G30.

### 5.1 Elementos de Proteção

Dentre as funções de proteção abordadas no Capítulo 3, as disponíveis no relé G30 estão listadas na *Tabela 7*. Cada função possui seus ajustes pertinentes, cujos valores estão especificados na *Seção 6.3*.

Tabela 7: Funções disponíveis no Relé G30 e respectivo número ANSI

Número	Função	Número	Função
24	Volts por Hertz	51	Sobrecorrente Temporizada
25	Cheque de Sincronismo	59	Sobretensão
27	Subtensão	67	Sobrecorrente Direcional
32	Direcional de Potência	81O	Sobre-frequência
40	Perda de Excitação	81R	Variação da Frequência
46	Desbalanço do Gerador	81U	Sub-frequência
50	Sobrecorrente Instantânea	87G	Restrição de Falta a Terra
50SP	Proteção de Fase Dividida	87T	Diferencial de Transformador
50/27	Energização Acidental		

Os detalhes das funções de proteção disponíveis no relé G30, em específico o funcionamento e os parâmetros relevantes para os ajustes, estão apresentados detalhadamente no Manual do Relé G30 (MULTILIN, 2006).

## 5.2 Monitoramento

O relé G30 conta com um registrador de oscilografias, o qual permite que o sinal de abertura ativado por determinada função de proteção seja também o *trigger* do registrador, capturando a oscilografia desejada naquele momento.

O *trigger* é configurado por meio da função *FlexLogic<sup>TM</sup>*, que é um operador lógico programável. Este permite configurar funções lógicas, como OU e E, cujo sinal de saída é o *trigger* e os sinais de entrada podem ser as variáveis de *status* das funções de proteção. Além disso, a posição do *trigger* também pode ser ajustada. Esta posição é especificada por meio de um valor de porcentagem do *buffer*. Ou seja, se o *trigger position* estiver em 25%, os dados registrados consistirão em 25% de sinal pré-*trigger* e 75% de pós-*trigger*.

O número de oscilografias é ajustável, mas o número de ciclos a serem capturados em um único registro varia consideravelmente de acordo com outros fatores, como amostragem e número operacional de módulos de TC e TP. Em outras palavras, há uma capacidade limitada para armazenamento de oscilografias. Assim, quanto mais dados capturados, menor será o número de ciclos capturados por registro.

Por fim, é importante observar que o ajuste da taxa de amostragem para o registrador de oscilografias não afeta a taxa de amostragem do relé, que é sempre 64 amostras por ciclo, não afetando os cálculos fundamentais do dispositivo.

## 5.3 Medição

O sistema de medição do relé G30 fornece como saída, baseado nos dados de entrada dos valores instantâneos medidos de correntes e tensões, os respectivos valores eficazes (RMS). Além disso, indica também a frequência (Hz) do sinal medido, assim como, valores de potência ativa (W), energia ativa (Wh), potência reativa (VAR), energia reativa (VARh) e potência aparente (VA).

Como sabe-se, equipamentos de medida não retratam exatamente a grandeza física em análise, ou seja, são passíveis de erro. Sendo assim, geralmente manuais de relés comerciais fornecem as margens de erro com relação aos valores medidos. Na *Tabela 8* são apresentadas as margens de erro do relé G30.

## 5.4 Entradas e Saídas

Antes da utilização do equipamento, é de extrema importância a verificação dos limites dos canais de entrada, de forma a garantir que os sinais de tensão e corrente estarão dentro dos valores máximos permitidos, principalmente para as condições de falta. As especificações para os canais analógicos de corrente e tensão estão apresentados nas *Tabelas 9 e 10*, respectivamente.

Tabela 8: Margens de erro nas medições do relé comercial G30

Grandeza	Faixa	Erro
Corrente RMS	0,1 a $2,0 \times I_{nominal}$ do TC	$\pm 0,25\%$ na leitura ou $\pm 0,1\%$ de $I_{nominal}$ (considerar o maior valor)
	$>2,0 \times I_{nominal}$ do TC	$\pm 0,1\%$ de $I_{nominal}$
Tensão RMS	10 a 208 V	$\pm 0,5\%$ na leitura
Potência Ativa (W)	$0,8 < \text{fp} < 1,0$ (capacitivo ou indutivo)	$\pm 1,0\%$ na leitura
Potência Reativa (VAr)	$\text{fp} < 0,2$ (capacitivo ou indutivo)	$\pm 1,0\%$ na leitura
Potência Aparente (VA)	-	$\pm 1,0\%$ na leitura
Wh	$\pm 0$ a $2 \times 10^9$ MWh	$\pm 2,0\%$ na leitura
VArh	$\pm 0$ a $2 \times 10^9$ MVarh	$\pm 2,0\%$ na leitura
Frequência	$V = 0,8$ a $1,2$ pu	$\pm 0,01$ Hz
	$I = 0,1$ a $0,25$ pu	$\pm 0,05$ Hz
	$I > 0,25$ pu	$\pm 0,02$ Hz

Tabela 9: Especificações dos canais de entrada analógicos para corrente

Corrente nominal do primário	1 - 50.000 A
Corrente nominal do secundário	1 ou 5 A
Frequência nominal	20 - 65 Hz
<i>Burden</i>	$<0,2$ VA para a corrente nominal do secundário
Limites de corrente	20 ms para $250 \times I_n$ 1 s para $100 \times I_n$ contínuo para $3 \times I_n$

Tabela 10: Especificações dos canais de entrada analógicos para tensão

Tensão nominal do secundário	50,0 - 240,0 V
Razão da tensão	1,00 - 24.000,00
Frequência nominal	20 - 65 Hz
<i>Burden</i>	$<0,25$ VA em 120 V
Limites de tensão	1 minuto/hora para 420 V fase-terra contínuo para 260 V fase-terra

Além disso, deve-se conhecer o funcionamento dos canais de saída, especificamente o responsável pelo sinal de abertura. No caso do relé G30, o sinal de abertura (*trip*) é configurado para ser obtido entre os contatos de saída digitais. Em condições normais de operação, os contatos de saída configurados estão na condição aberta (alta impedância). Já em caso de falta, esses contatos são curto-circuitados (baixa impedância). Assim, quando o sinal lógico for igual a 1 (baixa impedância), o relé de proteção terá atuado e enviado o sinal de abertura para o canal digital de entrada do RTDS.

## 5.5 Comunicação

O dispositivo G30 fornece tecnologias avançadas de comunicação, tanto remota como de acesso local, facilitando o uso deste equipamento em infraestruturas de proteção novas e existentes.

O relé possui conexão Ethernet com porta para fibra óptica, a qual fornece uma grande largura de banda de comunicação, possibilitando a transmissão de informações com uma rápida velocidade de transferência. Além disso, possui uma porta serial com protocolo RS-232, possibilitando a comunicação local com um computador. Outra característica importante é que o G30 permite integração direta com *Distributed Control System* (DCS) e *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA).

Por fim, é interessante observar que o relé G30 possui o protocolo de comunicação denominado IEC 61850. Este protocolo é baseado na norma IEC 61850, a qual está em evidência atualmente, tendo como uma das aplicações a automação de subestações, integrando os dispositivos de proteção com o sistema supervisório.

## 5.6 Interface

O relé G30 possui uma interface no próprio equipamento, por meio de um *display* digital e botões, possibilitando a configuração e ajustes do equipamento no próprio local. Adicionalmente, com o intuito de simplificar todos os aspectos da utilização do dispositivo de proteção, há o *software EnerVista<sup>TM</sup>* que possibilita a interface gráfica com o equipamento por meio do acesso remoto, seja ele através da comunicação serial ou Ethernet.

O *software EnerVista<sup>TM</sup>* fornece todas as ferramentas necessárias para monitorar e ajustar o relé de proteção, assim como permite integrar as informações de medida aos sistemas de monitoramento DCS e SCADA. Desta forma, arquivos no formato *Common format for Transient Data Exchange* (COMTRADE) podem ser enviados ao sistema supervisório, possibilitando a análise de eventos e garantindo o funcionamento adequado do SP.

## 5.7 Conexão

Todo procedimento de instalação de qualquer relé comercial deve ser baseado em seu manual, de forma a evitar possíveis danos ao equipamento. Assim, da mesma forma neste trabalho o relé G30 foi instalado de acordo com o manual Multilin (2006). O diagrama de conexão implementado no LSEE está retratado na *Figura 30*.

Na *Figura 30* são identificados os canais analógicos de tensão e corrente, o canal responsável pelo sinal de abertura (*trip*), a porta de comunicação serial utilizada para a

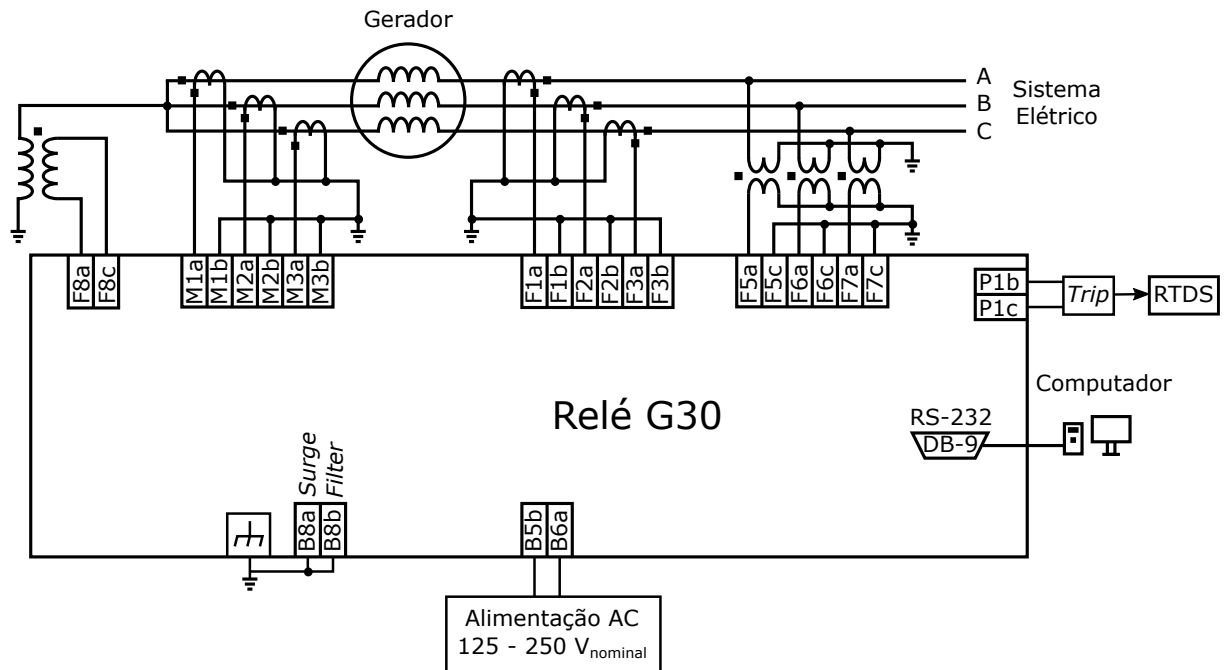


Figura 30: Diagrama de conexão montado no LSEE

interface com o computador por meio do *software EnerVista<sup>TM</sup>*, a alimentação elétrica e o aterramento do dispositivo.



---

# Simulação de Faltas em Geradores Síncronos via Simulador Digital em Tempo Real

Um SEP composto por geradores, linhas de transmissão e cargas foi simulado de forma a possibilitar a análise de desempenho das proteções ajustadas no relé comercial G30 e implementadas no relé universal. As simulações foram realizadas por meio de um simulador digital em tempo real, denominado RTDS, cuja características e princípio de funcionamento são introduzidos neste capítulo. O SEP simulado foi submetido a vários tipos de faltas de forma a englobar as principais proteções de geradores síncronos. O foco das análises das simulações de faltas recaiu sobre o GS protegido pelos relés. Neste capítulo são apresentadas todas as etapas de simulações, incluindo a descrição do sistema simulado, os ajustes dos relés, o procedimento de criação das contingências no RTDS, os detalhes da configuração dos blocos de entrada e saída para possibilitar a simulação em laço fechado com o relé comercial e a condição operacional adotada nas simulações. Por último são apresentados os resultados e análises.

## 6.1 *Real-Time Digital Simulator*

Inicialmente, as simulações em tempo real eram realizadas por meio de simuladores analógicos, nos quais eram utilizados componentes passivos em escala reduzida, como resistores, indutores e capacitores, para representar as características elétricas dos componentes do SEP por meio de equivalentes de linhas e cargas. O sistema em estudo era configurado e conetado componente por componente manualmente. Como se tratam de modelos físicos, as fontes e geradores funcionam na frequência do sistema elétrico, e assim, os simuladores analógicos operam por natureza em tempo real (MONARO, 2013).

Há algumas décadas, *softwares* para simulação de transitórios eletromagnéticos surgiram como opção para o estudo de fenômenos que ocorrem em SEPs. Os programas

de simulação se baseiam em modelos matemáticos que representam cada componente do SEP, como tipos de geradores, linhas e cargas, possibilitando ao usuário a parametrização de um SEP completo por meio da conexão entre os modelos implementados. Os recursos de modelagem dos modernos programas de simulação de transitórios magnéticos, tais como EMTP, ATP, PSCAD/EMTDC e DIgSILENT PowerFactory, são capazes de representar fielmente o SEP, sendo um método bem aceito pela comunidade técnico científica para o estudo dos fenômenos que ocorrem em SEP (MONARO, 2013).

A solução utilizada pela maioria dos programas de simulação de transitórios eletromagnéticos é baseada no algoritmo desenvolvido por Dommel (1969), o qual usa o método de integração trapezoidal para converter equações diferenciais, provenientes da análise nodal do SEP, em equações algébricas. A integração trapezoidal é adaptada para o método computacional, pois é necessário que a solução seja computada para instantes discretos de tempo, devido a limites de processamento para uma solução contínua, sendo o intervalo entre duas soluções discretas denominado de passo de integração. O valor típico do passo de integração utilizado para simulações de SEP, de forma a garantir a convergência da maioria dos modelos numéricos, varia entre 50 e 75  $\mu\text{s}$  (MONARO, 2013). Como todas as equações que representam cada componente do SEP modelado devem ser resolvidas para cada passo de integração, no caso de sistemas complexos, a solução de cada passo de integração pode levar vários segundos, caracterizando uma simulação *off-line*, ou seja, não é feita em tempo real. Entretanto, no caso de um computador capaz de realizar continuamente todos os cálculos para um passo de integração em um intervalo de tempo menor ou igual ao passo de integração, a simulação é realizada em tempo real.

O equipamento denominado RTDS, que é uma marca registrada, é um tipo de computador que combina um *hardware* e *software* especializado para alcançar a simulação em tempo real (KUFFEL et al., 1996). Este equipamento é um simulador de SEPs capaz de funcionar continuamente em tempo real, realizando simulações de transitórios eletromagnéticos de SEPs com passo de integração de 50  $\mu\text{s}$  (MONARO, 2013). Com tal velocidade de processamento e um conjunto de *hardware* dedicado, o RTDS permite obter saídas analógicas e digitais que produzem com fidelidade as condições de um sistema real, possibilitando obter e controlar variáveis internas da simulação por meio de suas interfaces com o meio externo (MAGUIRE; GIESBRECHT, 2005).

O RTDS possui uma ferramenta computacional para a sua interface gráfica, denominada RSCAD, usada para simulação de sistemas elétricos. A estrutura do RSCAD se divide em várias abas quando aplicado às funcionalidades do RTDS (MOTTER, 2014). Na *Figura 31* são apresentadas as abas *Draft* e *RunTime* que foram aplicadas neste trabalho. O *Draft* é o ambiente computacional utilizado para a modelagem do sistema elétrico e do controle, enquanto que o *RunTime* é usado para controlar a simulação do RTDS (MOTTER, 2014).

A capacidade de simulação em laço fechado é uma das principais características do

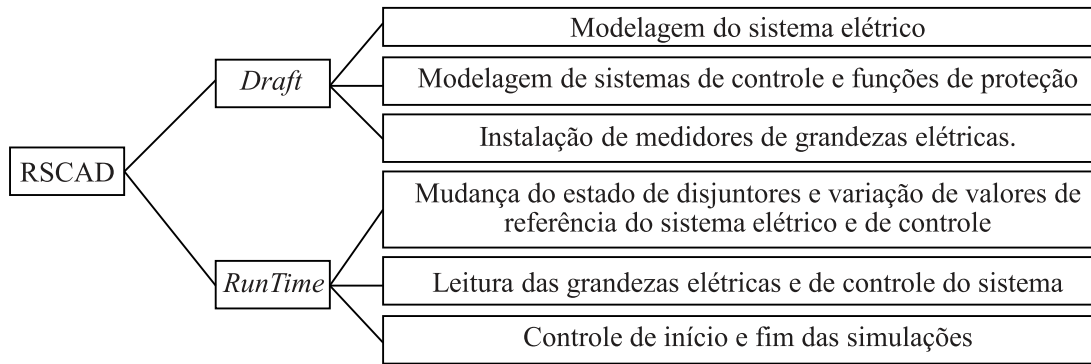


Figura 31: Componentes do RSCAD no RTDS

Fonte: [Adaptada] Motter (2014)

RTDS no âmbito de proteção de SEPs, possibilitando o teste e avaliação de algoritmos de proteção, e auxiliando nas parametrizações dos relés de proteção. Essa ferramenta permite também observar os impactos da atuação dos relés de proteção sobre o SEP em tempo real. O esquema de simulação em laço fechado é ilustrado na *Figura 32*, onde a interação entre os elementos apresentados ocorre da seguinte forma: o RTDS fornece sinais elétricos de  $\pm 10V$  em suas saídas analógicas, que representam as grandezas elétricas do SEP. Porém, como os relés de proteção trabalham com tensões de entrada de  $\pm 115V$  e correntes de  $\pm 5A$ , é necessária uma etapa de amplificação entre as saídas analógicas do RTDS e as entradas analógicas do relé de proteção. Por fim, o laço é fechado com a conexão da porta digital de saída do relé de proteção com a entrada digital do RTDS, possibilitando ao relé, frente a uma falta no SEP, enviar o sinal de abertura para o RTDS. Este sinal pode ser utilizado para atuar diretamente nos disjuntores principais do gerador, e assim desconectá-lo da rede em caso da sensibilização da proteção.

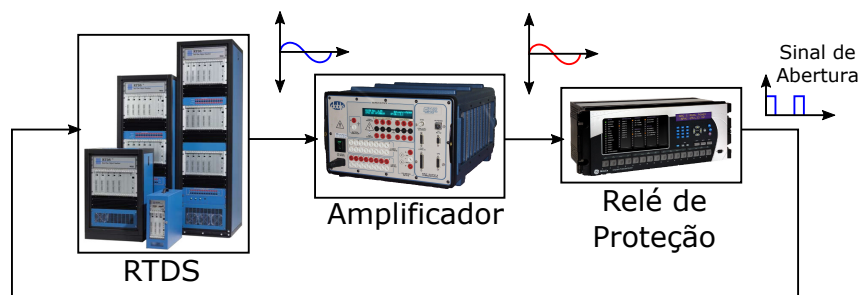


Figura 32: Exemplo de simulação no RTDS em laço fechado

A etapa de amplificação entre as saídas analógicas do RTDS e as entradas analógicas do relé de proteção apenas será necessária para o relé comercial, pois o relé universal estará sendo testado por meio das oscilografias registradas das simulações com o relé comercial, simulando de certa forma uma condição em que ambos os relés de proteção estão em operação simultânea.

## 6.2 Descrição do Sistema Simulado

O sistema simulado via RTDS para fornecer dados para a análise de desempenho dos relés universal e comercial é similar ao SEP utilizado por Monaro (2013) em sua tese de doutorado. O sistema é baseado em um SEP de doze barras desenvolvido para estudos de *Flexible AC Transmission Systems* (FACTSs) (JIANG; ANNAKAGE; GOLE, 2006). As modificações realizadas neste SEP resumem-se na remoção do dispositivo FACTS e na adição de um novo GS, foco da proteção realizada simultaneamente pelos relés universal e comercial. A *Figura 33* retrata o sistema implementado no *software* do RTDS, denominado RSCAD, para as simulações de faltas em um GS, nomeado como  $G_1^R$ .

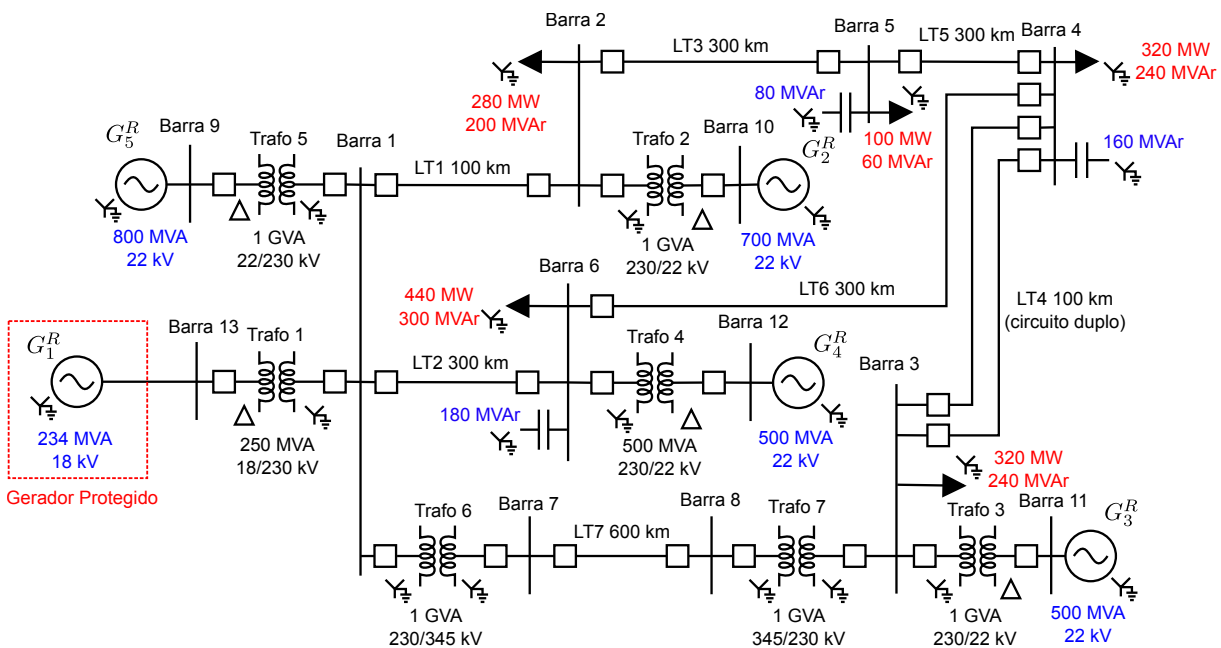


Figura 33: Diagrama unifilar do SEP implementado no RTDS

Conforme a *Figura 33*, observa-se que o SEP é composto por treze barras, sete linhas de transmissão, sete transformadores, cinco GSs, conjuntos de cargas concentrados em cinco barras do sistema e três bancos de capacitores. Os dados básicos de cada componente estão indicados no próprio diagrama unifilar apresentado na *Figura 33*.

Após a apresentação do SEP utilizado para as simulações, é importante a abordagem do sistema de medição e a disposição de seus componentes. Como sabe-se, os dispositivos de proteção possuem limites para os canais de entrada de tensão e corrente. Deste modo, nos sistemas elétricos é necessária a utilização de transdutores para reduzir a magnitude dessas grandezas elétricas a níveis aceitáveis, dentro dos limites impostos pelos equipamentos. Os relés de proteção trabalham geralmente com tensões de entrada de 115 V e corrente de 5 A para o sistema americano e 1 A para o sistema europeu (MCDONALD, 2006). No caso do relé comercial, de acordo com os limites informados no manual do dispositivo, para os ensaios foram adotados 100 V e 5 A como tensão e corrente nominais. Apesar de o relé comercial permitir que seja selecionado 1 A como corrente nominal,

adotou-se 5 A devido ao fato de nas simulações não ter sido constatada nenhuma possível saturação do amplificador em cada contingência, não comprometendo a medição do relé de proteção no ensaio em laço fechado.

Com relação ao sistema de medição, este não impacta na análise de desempenho do relé universal, pois para os ensaios é suficiente que ambos os dispositivos de proteção recebam sinais similares de tensão e corrente. Apesar disso, um sistema completo de medição foi simulado para o  $G_1^R$ , equipamento protegido, com o intuito de aproximar ao máximo das condições reais de um SEP.

O esquema apresentado na *Figura 34* retrata a disposição dos TPs e TCs utilizados para monitorar as tensões e correntes do  $G_1^R$  e suas respectivas relações de transformação.

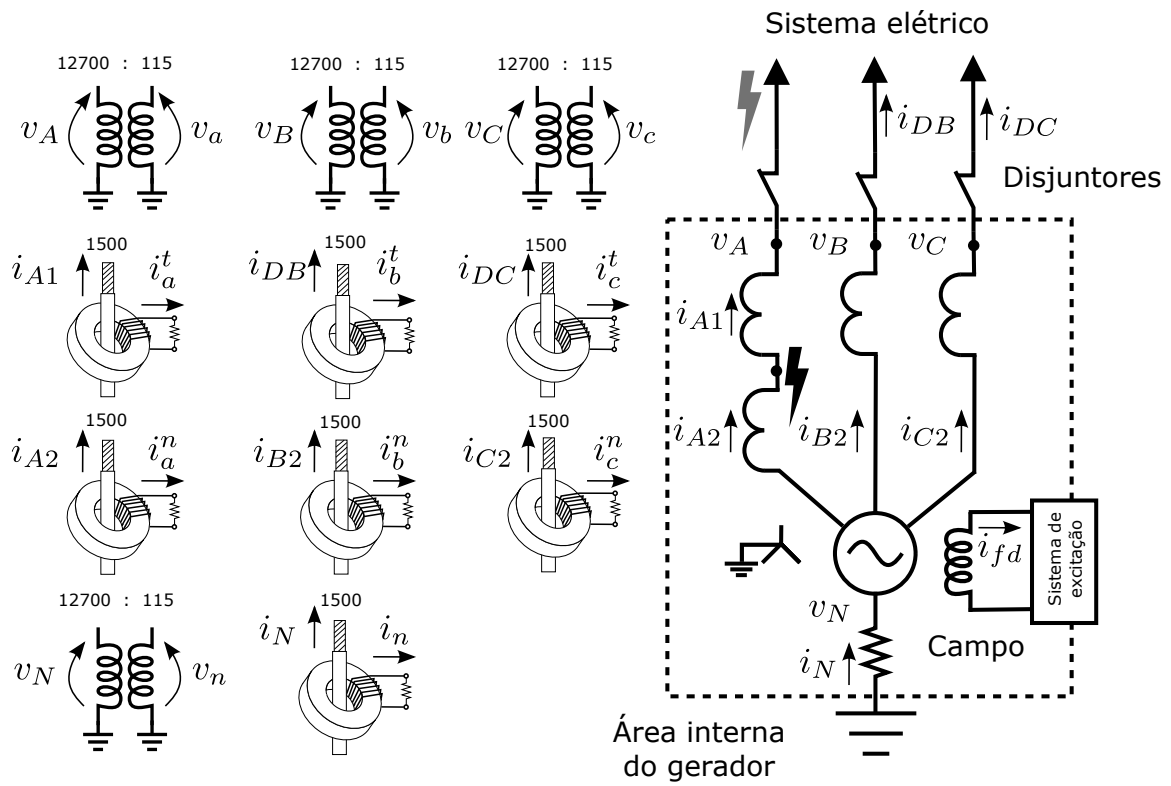


Figura 34: Localização dos TPs e TCs para o monitoramento do  $G_1^R$

Fonte: [Adaptada] Monaro (2013)

Conforme retratado no diagrama da *Figura 34*, o modelo do RTDS utilizado para o  $G_1^R$  proporciona a subdivisão do enrolamento de armadura da fase A, permitindo a aplicação de faltas internas. Ademais, o modelo fornece a medida de corrente em cada uma das subdivisões do enrolamento ( $i_{A1}$  e  $i_{A2}$ ), sendo que para as demais fases estão disponíveis apenas as medidas  $i_{B2}$  e  $i_{C2}$ . Assim, as medidas  $i_{A2}$ ,  $i_{B2}$  e  $i_{C2}$  representam as correntes que circulam no enrolamento de armadura a partir do neutro.

Por outro lado, para as correntes que fluem através dos terminais, somente  $i_{A1}$  está diretamente disponível. Com isso, para obter as correntes que fluem nos terminais e neutro das fases B e C, utilizou-se as correntes que passam através dos disjuntores,  $i_{DB}$  e  $i_{DC}$ ,

que conectam o  $G_1^R$  ao SEP. Desta forma, as faltas que ocorrem a jusante dos disjuntores, dentro da região delimitada pelas linhas tracejadas, são consideradas faltas internas ao GS.

Ainda com relação a *Figura 34*, verifica-se que a corrente de campo não possui transdutor devido a ser medida de maneira direta.

Os dados detalhados da modelagem de todo o sistema elétrico, geradores, linhas de transmissão, cargas, sistemas de excitação e controles, e do sistema de medição podem ser obtidos em (MONARO, 2013).

## 6.3 Parametrização dos Relés de Proteção

Neste capítulo serão apresentadas as considerações adotadas para determinação dos ajustes parametrizados nas funções de proteção testadas no relé comercial G30 e universal. Em seguida será apresentada uma síntese dos valores utilizados no formato de uma tabela para facilitar a visualização.

### 6.3.1 Determinação dos Ajustes

Devido a algumas informações do conjunto GS e turbina em análise não serem conhecidas, como curva de suportabilidade térmica, constante K, limites de frequência e curva limite de sobre-excitação, os ajustes das funções que dependem destas informações foram realizados com valores típicos, de forma a permitir a sensibilização de cada proteção nas simulações realizadas no RTDS. Em específico, a ausência destas informações impossibilitou na determinação adequada dos ajustes das funções de: sobrecorrente, sobre-excitação, correntes desbalanceadas e frequência.

Com relação ao sistema de medição, não era conhecido as classes dos TPs e TCs. Assim, como o cálculo do ajuste da proteção diferencial depende destas informações, foram adotados valores típicos. Além disso, para a função de sobretensão de neutro, complementar da diferencial, foi adotado um ajuste típico de 2 V e com temporização de 0,5 s para coordenação com a proteção diferencial.

Para as funções de proteção: motorização, sobretensão e subtensão, foram adotados valores padrões de acordo com a síntese de critérios de ajustes apresentada na *Seção 3.8*. O atraso na função contra motorização foi ajustado para evitar atuações indevidas por inversão temporária de potência ativa, entretanto por falta de informação este tempo não foi baseado no tempo máximo permitido, geralmente informado pelo fabricante da turbina.

Por fim, o cálculo dos ajustes da proteção contra perda de excitação é apresentado na sequência. Primeiramente, conhecida a potência nominal do gerador  $G_1^R$  (234 MVA) e a tensão nominal (18 kV), calcula-se a impedância base do GS protegido, conforme (8).

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B} = 1,38\Omega \quad (8)$$

Em seguida, utilizando os dados de placa do gerador  $G_1^R$  protegido, em específico a reatância síncrona de eixo direto ( $X_d = 2,12$  pu) e a reatância transitória de eixo direto ( $X'_d = 0,26$  pu), em conjunto com as relações de transformação dos TPs (12700:115) e TCs (1500) do sistema de medição, calcula-se os ajustes para as zonas instantânea e temporizada de proteção, conforme (9), (10) e (11).

$$Diâmetro(Instantânea) = Z_{B-sec} = Z_B \cdot 1500 \cdot \frac{115}{12700} = 18,81\Omega \quad (9)$$

$$Diâmetro(Temporizada) = X_{d-sec} = X_d \cdot Z_{B-sec} = 39,87\Omega \quad (10)$$

$$Offset = -\frac{X'_{d-sec}}{2} = -\frac{X'_d}{2} \cdot Z_{B-sec} = -2,44 \quad (11)$$

### 6.3.2 Tabela de Ajustes

Os valores ajustados nos relés, de modo idêntico, são mostrados na *Tabela 11*. É importante frisar que o objetivo é comparar o relé comercial com o universal, assim, os ajustes não impactam nesta análise desde que as funções de proteção sejam parametrizados de modo idêntico em ambos dispositivos, como foi feito na prática.

## 6.4 Simulação de Faltas

Após a apresentação do SEP e do sistema de medição implementado no RTDS, iniciou-se a fase de simulação de faltas. Ao longo desta seção serão apresentados os esquemas de ensaio e simulação para obtenção dos dados de desempenho dos relés de proteção e descritos os detalhes da criação das contingências no SEP. Este último descreve as abordagens e lógicas adotadas para causar as diversas situações de falta de modo a sensibilizar as funções de proteção dos dispositivos de proteção. Por fim, é apresentado a condição operacional adotada nas simulações.

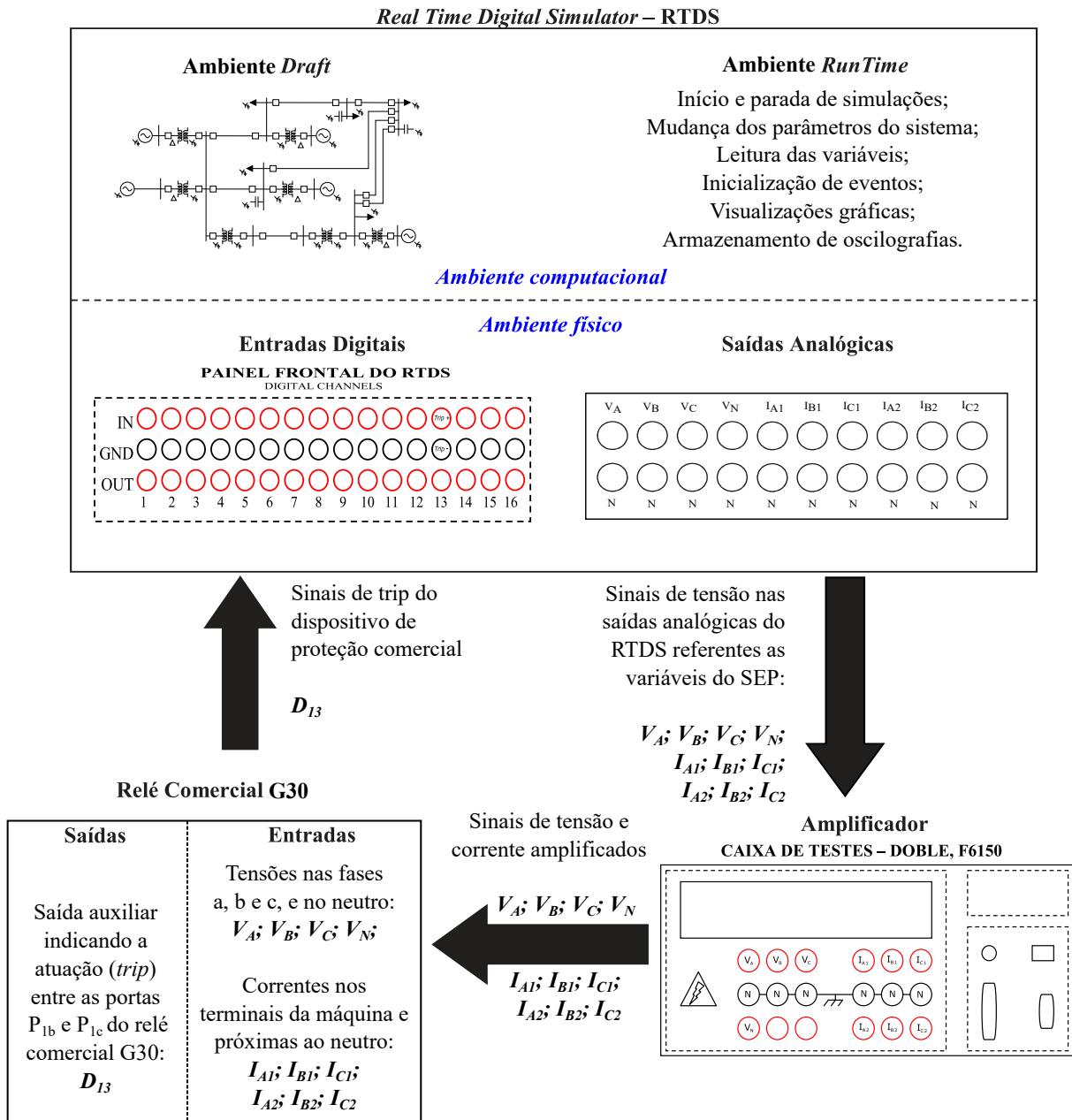
### 6.4.1 Esquemas de Ensaio e Simulação

Na *Figura 35* é retratado o esquema de ensaio utilizado para obtenção do tempo de atuação do relé comercial e das oscilografias que abrangem um período T em segundos, sendo 20% referente ao sinal pré-falta e 80% ao pós-falta. Esse período é alterado de acordo com cada contingência analisada, pois cada tipo de falta demora determinado tempo para sensibilizar a proteção após a aplicação da mesma.

Tabela 11: Valores dos ajustes adotados para ambos relés

Proteção	Ajuste
Sobrecorrente (51)	$pickup = 1,5 \text{ pu}$ Multiplicador de Tempo (TDM) = 0,3 Curva IEEE <i>Very Inverse</i>
Sobre-excitação (24)	$pickup = 1,05 \text{ pu}$ $delay = 0,5 \text{ s}$
Correntes desbalanceadas (46)	$K = 9$ $I_{2-m\acute{a}x} = 8\%$
Perda de excitação (40)	Zona instantânea: diâmetro = $Z_{B-sec} = 18,81 \Omega$ $offset = -X'_{d-sec}/2 = -2,44$ Zona temporizada (0,5 s): diâmetro = $X_{d-sec} = 39,87 \Omega$ $offset = -X'_{d-sec}/2 = -2,44$
Diferencial (87)	$pickup = 0,2 \text{ pu}$ $break \ 1 = 1,15 \text{ pu}$ $Slope \ 1 = 15\%$ $break \ 2 = 8 \text{ pu}$ $Slope \ 2 = 50\%$
Sobretensão de neutro (59G)	$pickup = 0,02 \text{ pu}$ $delay = 0,5 \text{ s}$
Motorização (32)	$pickup = -0,05 \text{ pu}$ $delay = 0,25 \text{ s}$
Sobretensão (59)	5 s para 1,10 pu 0,5 s para 1,30 pu
Subtensão (27)	5 s para 0,90 pu 0,5 s para 0,75 pu
Frequência (81)	0,25 s para $f < 59,5 \text{ Hz}$ e $f > 60,5 \text{ Hz}$ Tensão mínima = 0,1 pu

No esquema apresentado está explícito a separação entre o ambiente computacional e o ambiente físico. Dentro do ambiente computacional está o bloco que representa o RTDS, onde estão os ambientes de simulação do *Draft* e do *Runtime*, ambos componentes do *software* de interface do RTDS, denominado RSCAD. No *Draft* está modelado o sistema elétrico e todo o controle, incluindo as lógicas para criar as contingências e as configurações de entradas (digitais) e saídas (analógicas). Já o *RunTime* representa o ambiente de operação propriamente dito do SEP modelado, permitindo a seleção das contingências a ser simuladas e a visualização e registro do comportamento das diversas variáveis do SEP. Passando do ambiente computacional para o físico, observa-se como ocorre a simulação em laço fechado. O SEP simulado fornece, nas saídas analógicas do RTDS, as tensões e correntes instantâneas, as quais passam por uma etapa de amplificação na caixa de testes da *Doble* para adequar os sinais aos níveis de tensão e corrente do relé comercial. Por último, o dispositivo de proteção em caso de falta envia o sinal de abertura para a entrada



digital do RTDS.

O condicionamento dos sinais para possibilitar o esquema de ensaio e simulação se resume aos ajustes dos ganhos para adequar os sinais das saídas analógicas do RTDS (variáveis de tensão e corrente) as entradas do relé comercial, sendo que é ajustado o ganho do bloco de saída analógica do ambiente do *Draft* e o ganho da caixa de testes do fabricante *Doble*. A *Figura 36* apresenta um diagrama de como o ganho  $G_{AO}$  do bloco de saída analógica do RSCAD deve ser ajustado. Como já mencionado anteriormente, as portas de saída analógicas do RTDS fornecem um sinal de referência de tensão que varia na faixa de  $\pm 10 V_{pico}$ , o que é representado pela saturação no diagrama. Além disso, o valor especificado para  $G_{AO}$  corresponde a 5 V na saída analógica do RTDS, representando

a meia escala deste equipamento, sendo que esta característica é representada pelo valor 5 presente no ganho ajustável do bloco de saída analógica, conforme verifica-se na *Figura 36*.

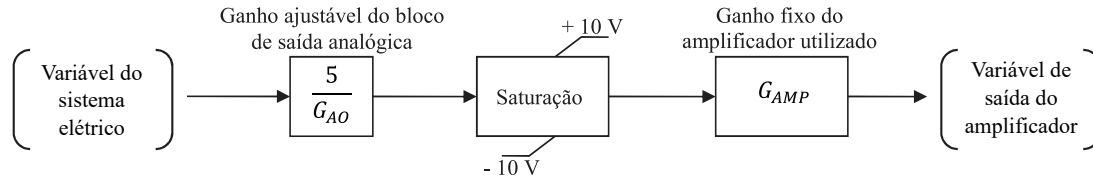


Figura 36: Ajuste de ganho do bloco de saída analógica no *Draft* do RSCAD

Fonte: [Adapatada] Motter (2014)

No amplificador utilizado neste trabalho foram selecionadas as faixas máximas para a configuração de 6 canais de saída de tensão e 6 canais de saída de corrente, com o intuito de evitar uma possível saturação do amplificador. As faixas selecionadas foram 150 V e 30 A. Para estes valores o equipamento possui um ganho fixo ( $G_{AMP}$ ) de 150/6,7 para os canais de saída de tensão e 30/6,7 para os de corrente (DOBLE ENGINEERING COMPANY, 2005). Baseado na *Figura 36*, os ganhos de tensão e corrente para o bloco de saída analógica do *Draft* são determinados com base em (12) e (13), respectivamente. Como no SEP foram modelados TPs e TCs, a relação entre as tensões/correntes no secundário dos instrumentos de medição com as tensões/correntes na saída do amplificador é de 1 para 1.

$$G_{AO} = 5 \cdot G_{AMP} \cdot \frac{V_i}{V_o} = 5 \cdot \frac{150}{6,7} \cdot \frac{1}{1} = 111,94 \quad (12)$$

$$G_{AO} = 5 \cdot G_{AMP} \cdot \frac{I_i}{I_o} = 5 \cdot \frac{30}{6,7} \cdot \frac{1}{1} = 22,39 \quad (13)$$

As oscilografias gravadas nas simulações em laço fechado com o relé comercial são utilizadas posteriormente como entrada para o relé universal, reproduzindo a mesma situação em que o relé comercial estava sujeito. A comunicação com o relé universal para o envio dos arquivos de oscilografias e o recebimento das informações de atuação é por meio da rede Ethernet. O esquema para simulação do relé universal (Cubo PC104) é retratado na *Figura 37*.

O arquivo de oscilografias contém um passo entre amostras de 50  $\mu$ s. Com isso, nas simulações do relé universal, este amostrou o arquivo de oscilografias com uma taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo. Por fim, pode-se concluir que no esquema de simulação adotado para o relé universal, a caixa de condicionamento de sinais e a placa de aquisição de dados não foram utilizadas. O fator determinante para a simulação do relé universal a partir das oscilografias registradas, que resultou em não utilizar a caixa de condicionamento de sinais e a placa de aquisição de dados, foi um problema de versão de

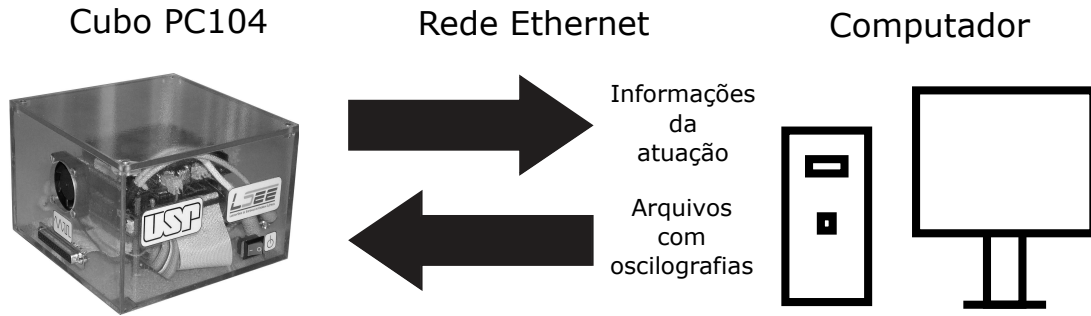


Figura 37: Esquema de ensaio em laço aberto do relé universal

*software* no relé universal, o qual impactou no não funcionamento do *software* COMEDI, fundamental para a utilização da placa de aquisição de dados. Ao final do trabalho este problema foi resolvido, porém já não havia tempo hábil para realizar também a simulação em laço fechado com este dispositivo de proteção.

## 6.4.2 Criação das Contingências no RTDS

As abordagens para a criação das condições de falta no *software* RSCAD, apresentados ao longo desta subseção, foram desenvolvidas de forma a sensibilizar cada função de proteção parametrizada nos relés universal e comercial, contribuindo para obtenção dos dados de tempo de atuação, necessários para a análise do relé universal. O esquema e lógica implementados no RSCAD, que englobam todas as contingências simuladas, são apresentados no Apêndice A. É importante mencionar que a resistência de aterramento do gerador  $G_1^R$  é mantida igual a  $2 \Omega$  para todas as contingências, exceto para as faltas no enrolamento do estator, onde é relevante a variação desta com o intuito de verificar o impacto na proteção.

### 6.4.2.1 Contingência 1: Sobre-excitação

A sobre-excitação de um GS ocorre quando há um sobre-fluxo magnético no núcleo deste. Como o fluxo é proporcional à relação V/Hz, o sobre-fluxo pode ser causado tanto por um aumento na tensão terminal, como por uma redução na frequência do gerador, ou a ocorrência simultânea de ambos. Para criar a condição de sobre-fluxo no gerador  $G_1^R$  modelado no RSCAD adotou-se um aumento na tensão aplicada pelo sistema de excitação no circuito de campo, simulando um defeito no controle deste sistema que impacta em um aumento na tensão terminal.

### 6.4.2.2 Contingência 2: Perda de excitação

O sistema de excitação pode ser parcialmente ou completamente removido devido a alguns incidentes, como abertura accidental do disjuntor de campo (circuito de campo aberto), curto-circuito na bobina de campo (tensão de campo nula), falha no sistema de

regulação de tensão e perda do sistema de excitação. A perda de campo do gerador  $G_1^R$  no RTDS é causado zerando a tensão aplicada pelo sistema de excitação no circuito de campo, ou seja, é simulada a ocorrência de um curto-circuito na bobina de campo.

#### 6.4.2.3 Contingência 3: Sobretensão e Subtensão

A sobretensão pode ocorrer sem que necessariamente exceda o limite de V/Hz da máquina. Esse problema pode ser observado quando frente a uma rejeição de carga, além da sobretensão, ocorre a sobre-velocidade do rotor. Nesta condição, a sobre-excitação pode não ser excessiva, mas a magnitude da tensão possivelmente terá excedido o limite permissível. Assim, relés com a função V/Hz não atuarão, sendo necessária a proteção de sobretensão (59). Por outro lado, há situações que podem causar a queda acentuada da tensão no barramento terminal da máquina, como a ocorrência de uma sobrecarga severa, a perda de uma unidade geradora no SEP, a falha no regulador de tensão ou mesmo uma falta no sistema elétrico. A sobretensão e subtensão nos terminais do gerador  $G_1^R$  no RTDS, para efeito de simplificação, são também causadas por meio de uma alteração na tensão aplicada pelo sistema de excitação no circuito de campo, simulando um defeito no controle deste sistema que causa um aumento/redução na tensão terminal. Para o caso de sobretensão, é considerada também uma falha na função de proteção contra sobre-excitação, pois esta atuaria neste tipo de simulação.

#### 6.4.2.4 Contingência 4: Correntes desbalanceadas

As correntes trifásicas desbalanceadas no gerador podem ser resultado de linhas de transmissão não transpostas, cargas desbalanceadas, faltas assimétricas e fase aberta. Como o SEP modelado no RSCAD possui linhas de transmissão transpostas e as cargas são balanceadas, para criar situações com correntes de sequência negativa no SEP, dentre as opções restantes, optou-se por faltas assimétricas no terminal do gerador  $G_1^R$  e resistência de falta à terra, com o intuito de a proteção contra correntes de sequência negativa detectar a falta antes que a proteção de sobrecorrente (sobrecarga). A falta assimétrica é aplicada na barra 13 e é do tipo fases A-B envolvendo o terra e com resistência de falta de  $2 \Omega$ .

#### 6.4.2.5 Contingência 5: Faltas no enrolamento do estator

As proteções diferenciais e de sobretensão de neutro serão analisadas nas faltas envolvendo o enrolamento da fase A do gerador  $G_1^R$  e o terra. O modelo de GS no RSCAD permite variar a porcentagem do enrolamento da fase A em falta, na faixa de 5% a 95%, possibilitando uma análise relativamente ampla. Além disso, a resistência de aterramento do gerador, a resistência de falta e o ângulo de incidência de falta serão variados para verificar o impacto destes no esquema de proteção.

Para analisar o impacto do ângulo de incidência da falta na proteção, são mantidas fixas ambas as resistências de falta e de aterramento do gerador  $G_1^R$  iguais a  $1 \Omega$ , e adotados o ângulo de incidência de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$  e  $90^\circ$  e a porcentagem do enrolamento da fase A em falta de 5% a 95%, em passos de 30%.

Por outro lado, para analisar a influência da resistência de aterramento na proteção, são mantidos fixas a resistência de falta ( $1 \Omega$ ) e o ângulo de incidência da falta ( $90^\circ$ ), e adotados a resistência de aterramento do gerador  $G_1^R$  de 3, 5 e  $7 \Omega$  e a porcentagem do enrolamento da fase A em falta de 5% a 95%, em passos de 30%. O mesmo é realizado para analisar o impacto da resistência de falta.

#### 6.4.2.6 Contingência 6: Sobrecarga

A proteção de sobrecarga do gerador  $G_1^R$  é realizada com a utilização da função de sobrecorrente coordenada com a curva de capacidade térmica do equipamento a ser protegido. Como essa curva não é conhecida, foi adotado um ajuste típico. Para sensibilizar a proteção de sobrecorrente, no RTDS será aplicada uma falta externa na barra 13. É importante frisar que essa proteção é temporizada e na prática deve estar coordenada com as proteções primárias do sistema, pois uma falta externa está fora da zona de proteção do gerador  $G_1^R$ . Com o intuito de comparar o tempo de atuação da proteção de sobrecarga com a função contra correntes desbalanceadas, é aplicada a mesma falta assimétrica, na barra 13, do tipo fases A-B envolvendo o terra e com resistência de falta de  $2 \Omega$ .

#### 6.4.2.7 Contingência 7: Motorização

Na condição em que a fonte primária de energia interrompe o fornecimento de torque ao eixo da máquina ainda conectada ao SEP, o gerador passa a operar como um motor síncrono, consumindo potência ativa do sistema elétrico, ou seja, ocorre uma inversão no fluxo de potência. No caso de uma usina hidroelétrica, seria o equivalente ao fechar a comporta da entrada de água da turbina. A motorização do gerador  $G_1^R$  no RTDS é obtida por meio da redução do torque no eixo do gerador a zero.

#### 6.4.2.8 Contingência 8: Alteração da frequência

A operação de geradores com sobre-frequência ou sub-frequência pode ser resultado de uma diferença entre a potência gerada e a consumida. Essa diferença pode ser devido a um excesso de geração, a conexão de um conjunto de cargas de grande porte para o sistema, perda de uma linha de transmissão, entre outras causas. A sobre-frequência no RTDS é obtida por meio da desconexão repentina do gerador  $G_1^R$  do SEP, simulando uma possível abertura indevida dos disjuntores principais. Já a sub-frequência é causada através da conexão súbita de um bloco de cargas na barra 1 do SEP simulado. Este bloco,

conectado no 230 kV, é representado por uma carga em estrela, com  $R = 100 \, \Omega$  e  $L = 1$  mH por fase, totalizando uma potência ativa de 528,99 MW e reativa de 1,99 MVar.

### 6.4.3 Condição Operacional

Apesar do carregamento ter impacto nas correntes durante o transitório causado pelas faltas, apenas um ponto de carregamento para o gerador  $G_1^R$  foi adotado como condição pré-falta para as simulações, pois, como o objetivo deste estudo é comparar o desempenho do relé universal com o comercial G30, o importante é que os dois dispositivos recebam os mesmos sinais do SEP. O ponto de operação adotado é retratado na curva de capacidade da máquina, conforme *Figura 38*. Observa-se que o gerador  $G_1^R$  fornece 213 MW de potência ativa e 50 MVar de potência reativa.

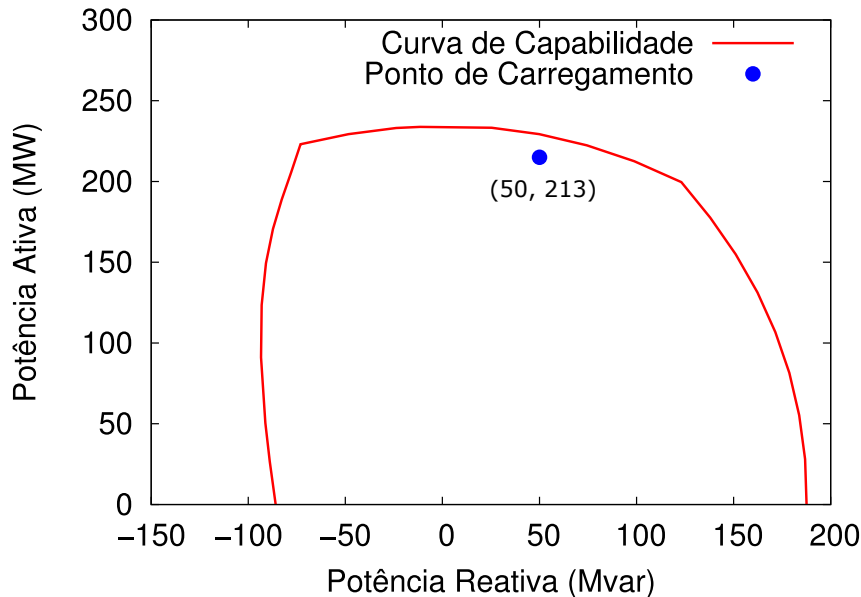


Figura 38: Ponto de operação das simulações de faltas no RTDS

Fonte: [Adaptada] Monaro (2013)

## 6.5 Análises das Simulações de Faltas

As simulações no RTDS em laço fechado com o relé comercial G30 de cada contingência detalhada anteriormente proporcionaram a sensibilização de cada função de proteção analisada neste trabalho. As funções foram analisadas individualmente, ou seja, apenas uma foi habilitada por vez, pois o foco não era verificar a coordenação entre elas, mas sim a sensibilização e atuação de cada uma. As oscilografias obtidas foram armazenadas para posterior simulação em malha aberta com o relé universal (cubo PC104). Para salvar a oscilografia completa dos períodos pré-falta (20% do sinal) e em falta (80% do sinal) de

cada contingência, a atuação do relé comercial G30 nos disjuntores principais do gerador protegido foi bloqueada.

Com o intuito de possibilitar uma melhor análise da atuação dos relés, a variável relevante para cada função de proteção sensibilizada em conjunto com a respectiva curva de proteção ajustada foram representadas simultaneamente em um mesmo gráfico. Entretanto, é importante frisar que apesar de cada curva de proteção estar no mesmo gráfico, esta é independente da variável apresentada em conjunto, ou seja, representa apenas o comportamento da proteção ajustada nos relés.

#### □ Contingência 1:

Na *Figura 39* é retratada a variação de V/Hz no caso da simulação de um defeito no sistema de excitação que ocasionou uma sobre-excitação no gerador em foco. Observa-se que a função de proteção (24) foi sensibilizada aproximadamente no instante  $t = 0,287$  s. A oscilografia armazenada contém 1 segundo de simulação.

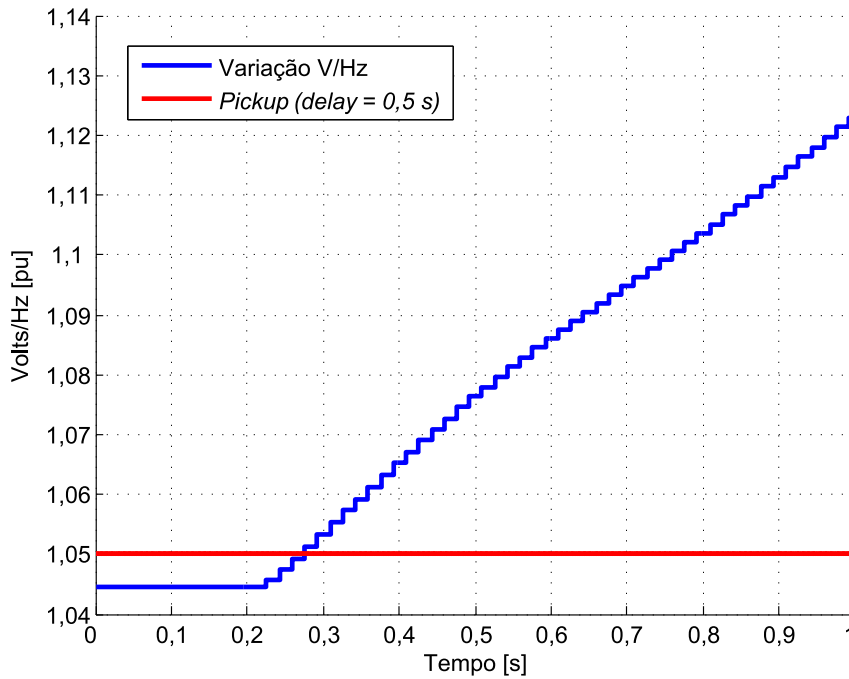


Figura 39: Simulação da contingência 1: sobre-excitação

#### □ Contingência 2:

O comportamento da impedância aparente do gerador  $G_1^R$  no caso de perda de excitação, resultante da simulação de um curto-circuito no sistema de excitação obtido por meio da aplicação de uma tensão de campo nula, é apresentado na *Figura 40*. No gráfico não é possível verificar o instante em que a função de proteção (40) foi sensibilizada, pois é representada a impedância aparente por meio dos eixos real e imaginário, mas observa-se que a zona de atuação instantânea foi sensibilizada. A oscilografia armazenada contém 3 segundos de simulação.

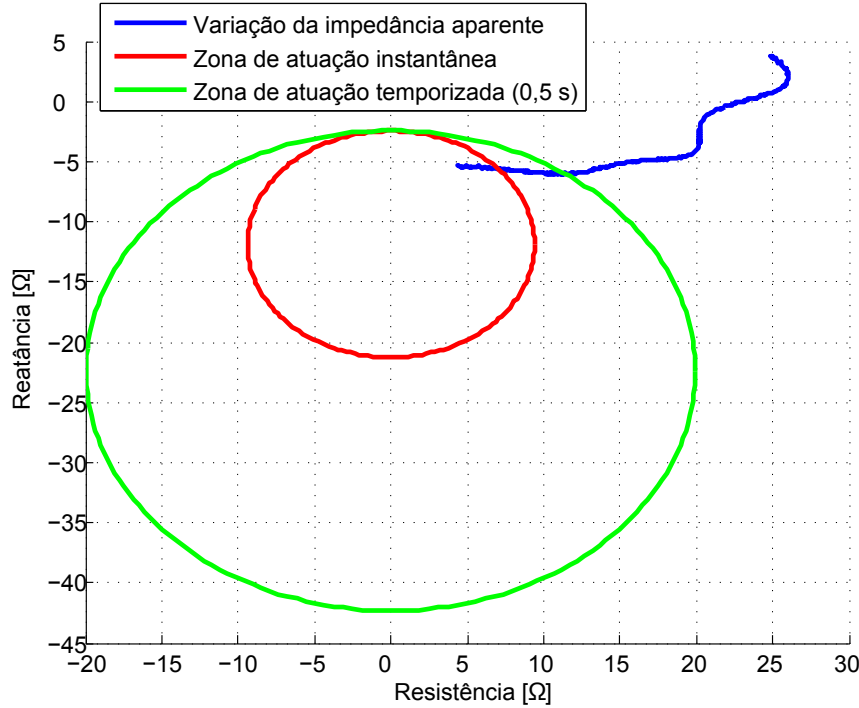


Figura 40: Simulação da contingência 2: perda de excitação

#### □ Contingência 3:

Nas Figuras 41 e 42 são mostradas as simulações de sobretensão e subtensão, respectivamente. Constata-se que as funções de proteção (59) e (27) foram sensibilizadas em tempos diferentes para o *pickup* 2, sendo que para a primeira a sensibilização ocorreu aproximadamente no instante  $t = 2,851$  s, enquanto que para a segunda em  $t = 8,510$  s. As oscilografias armazenadas para as contingências de sobretensão e subtensão contêm 5 e 10 segundos de simulação, respectivamente.

#### □ Contingência 4:

O surgimento de correntes de sequência negativa no circuito do gerador  $G_1^R$  é causado por uma falta assimétrica, aplicada na barra 13 com ângulo de incidência de  $45^\circ$ , do tipo fases A-B envolvendo o terra e com resistência de falta de  $2 \Omega$ . Na Figura 43 é apresentada a variação dessa componente de corrente. A partir do gráfico é difícil concluir o instante em que a função de proteção (46) foi sensibilizada, pois há uma variação no valor eficaz da componente de sequência negativa e a curva de proteção possui uma característica de tempo inverso. Essa variação deve-se à atuação dos controles dos geradores após a aplicação da falta. A oscilografia armazenada contém 5 segundos de simulação.

#### □ Contingência 5:

Apesar de terem sido realizadas várias simulações de falta interna, variando o ângulo de incidência, as resistências de aterramento e de falta e a porcentagem do enrolamento

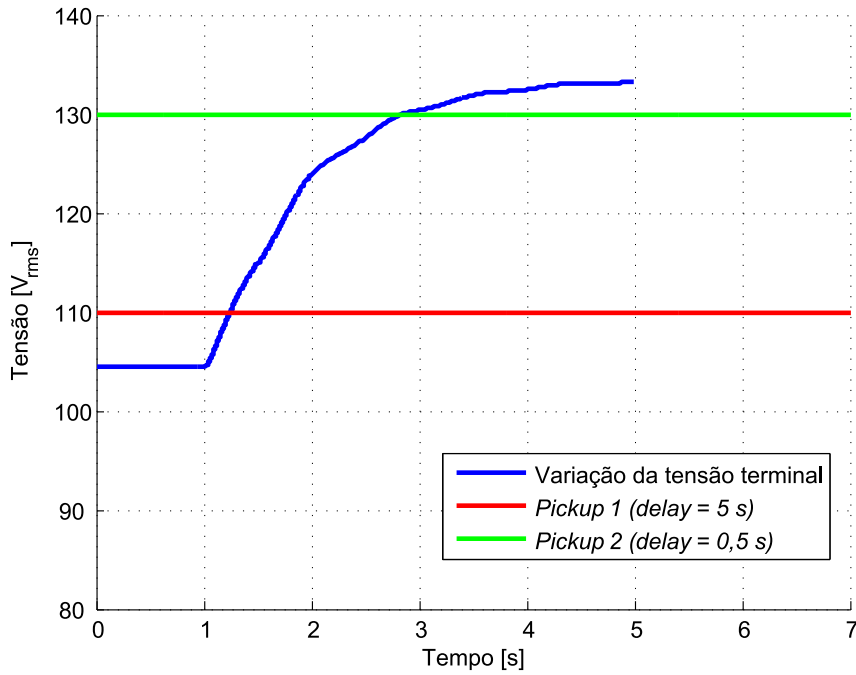


Figura 41: Simulação da contingência 3a: sobretensão

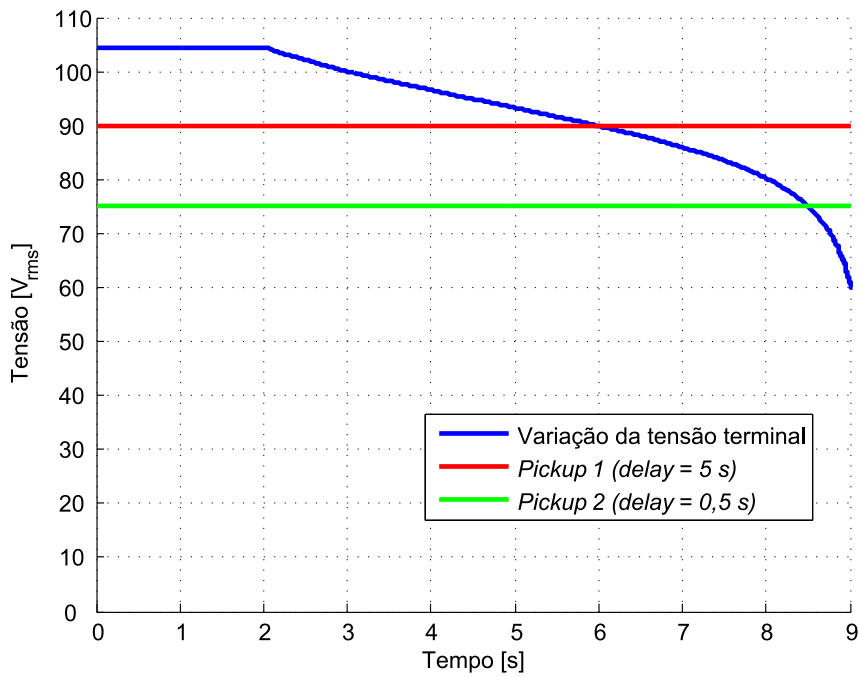


Figura 42: Simulação da contingência 3b: subtensão

da fase A em falta, é desnecessária a apresentação de todos os gráficos, sendo que uma análise mais ampla será realizada na *Seção 6.6*, na qual é observada a atuação ou não dos relés em cada caso simulado. Desta forma, nesta seção serão apresentados apenas dois casos: sendo que no primeiro a proteção diferencial é sensibilizada, e no segundo não, mas sim a função de sobretensão de neutro.

Na *Figura 44* é apresentada a atuação da proteção diferencial para o caso de falta interna na posição que representa 95% do enrolamento da fase A, com resistências de

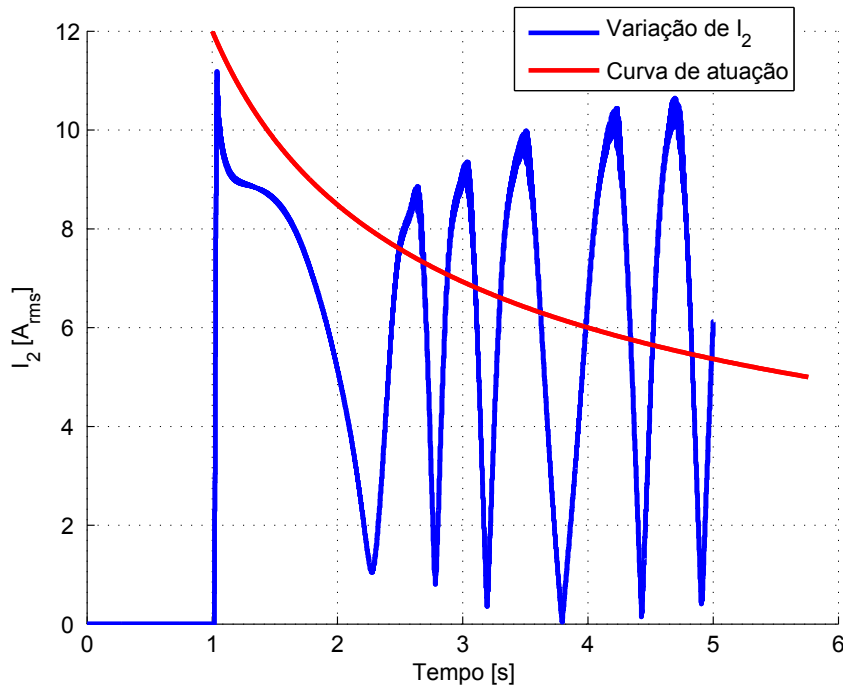


Figura 43: Simulação da contingência 4: correntes desbalanceadas

aterramento e de falta iguais a  $1 \Omega$  e ângulo de incidência de  $0^\circ$ . No gráfico não é possível verificar o instante em que a função de proteção (87G) foi sensibilizada, pois está representada a corrente de operação pela de restrição.

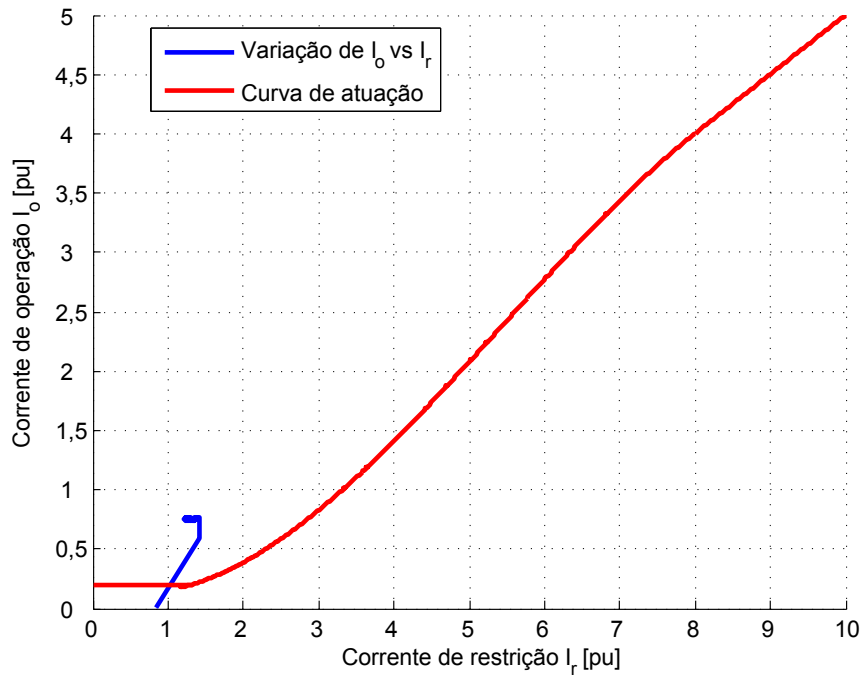


Figura 44: Simulação da contingência 5: função diferencial sensibilizada

Por outro lado, na *Figura 45* é mostrado que a função diferencial não é sensibilizada para uma falta interna na posição que representa 5% do enrolamento da fase A, com

resistências de aterramento e de falta iguais a  $1 \Omega$  e ângulo de incidência de  $45^\circ$ .

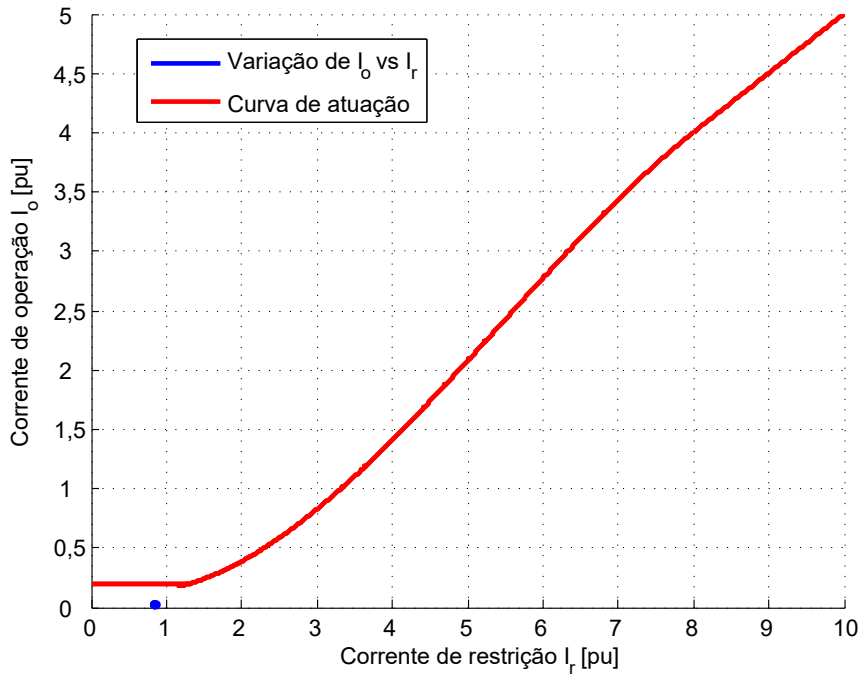


Figura 45: Simulação da contingência 5: função diferencial não sensibilizada

Para o caso anterior, a função de sobretensão de neutro (59N) funciona como proteção complementar, conforme *Figura 46*, pois é sensibilizada em uma situação de falta que a diferencial não detecta devido a corrente de falta ser consideravelmente pequena. Desta forma a parcela protegida do enrolamento do estator passa a ser maior. A sensibilização ocorreu aproximadamente no instante  $t = 0,214$  s. Entretanto, em algumas simulações ambas as funções de proteção não foram sensibilizadas, as quais serão apresentadas na *Seção 6.6*. As oscilografias armazenadas para todos os casos de simulação de falta interna, incluindo os dois apresentados nesta seção, contêm 1 segundo de simulação.

#### □ Contingência 6:

Na *Figura 47* é retratada a variação da corrente na fase A nos terminais do gerador  $G_1^R$  em valor eficaz, no caso da simulação de uma falta assimétrica, aplicada na barra 13 e com ângulo de incidência de  $45^\circ$ , do tipo fases A-B envolvendo o terra e com resistência de falta de  $2 \Omega$ . De modo similar para a contingência 4, neste caso, a partir do gráfico também é difícil concluir o instante em que a função de proteção (51) foi sensibilizada, pois há uma variação no valor eficaz da corrente da fase A e a curva de proteção possui uma característica de tempo inverso. Essa variação deve-se a atuação dos controles dos geradores após a aplicação da falta. A oscilografia armazenada contém 3 segundos de simulação.

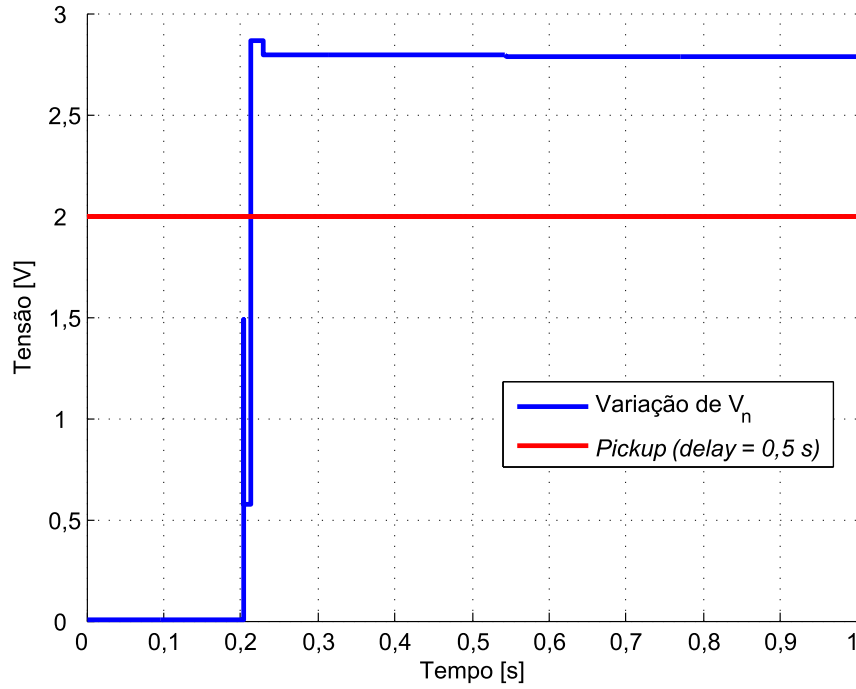


Figura 46: Simulação da contingência 5: função de sobretensão de neutro sensibilizada

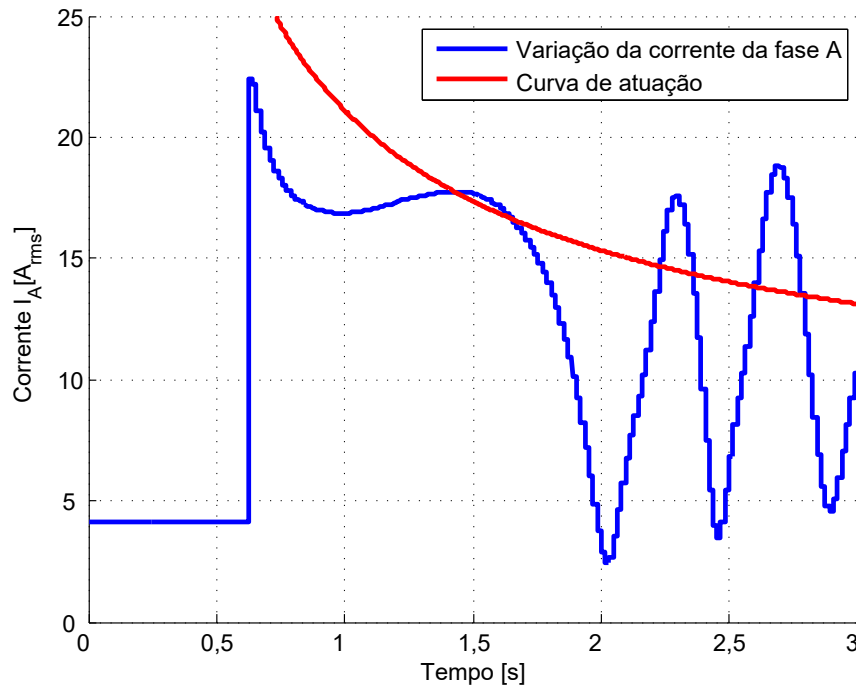


Figura 47: Simulação da contingência 6: sobrecarga

#### □ Contingência 7:

A inversão no fluxo de potência ativa do gerador  $G_1^R$ , conforme apresentado na *Figura 48*, ocorre na simulação de um defeito na fonte primária que acarreta na interrupção de fornecimento de torque ao eixo da máquina ainda conectada ao SEP, fazendo com que o gerador opere como um motor síncrono e consuma potência ativa do sistema elétrico. Observa-se que a função de proteção (32) foi sensibilizada aproximadamente no instante

$t = 0,918$  s. A oscilografia armazenada contém 3 segundos de simulação.

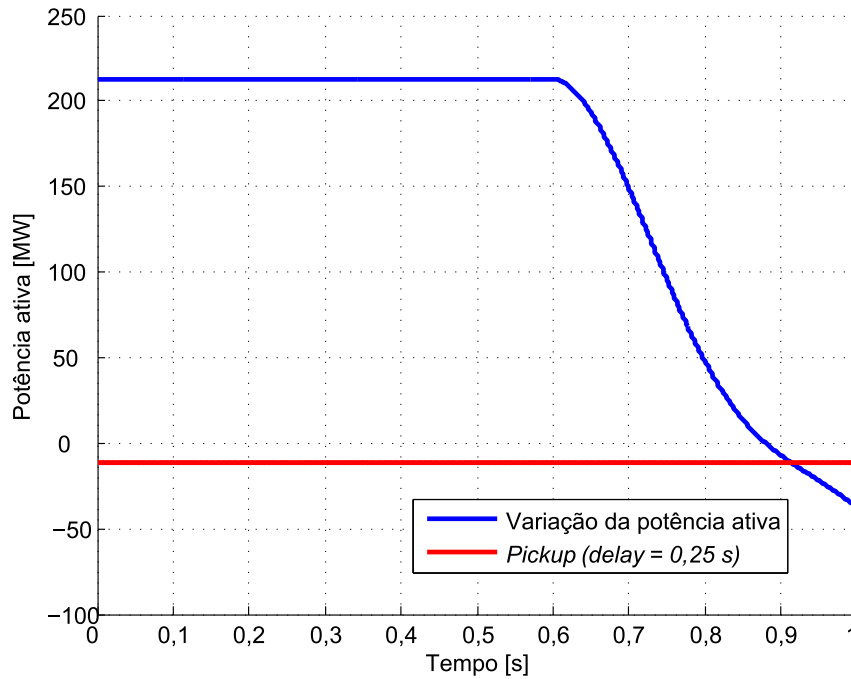


Figura 48: Simulação da contingência 7: motorização

#### □ Contingência 8:

Nas Figuras 49 e 50 são mostrados as simulações de sobre-frequência e sub-frequência, respectivamente. Constata-se que as funções de proteção (81) foram sensibilizadas em tempos diferentes, sendo que para a primeira a sensibilização ocorreu aproximadamente no instante  $t = 0,606$  s, enquanto que para a segunda ocorreu em  $t = 0,953$  s, e não em  $0,621$  s, pois neste ponto a variação é rápida o suficiente para que o relé G30 não a detecte. As oscilografias armazenadas para as contingências de alteração da frequência contêm 3 segundos de simulação.

## 6.6 Desempenho dos Relés

A análise de desempenho do relé universal (cubo PC104) neste trabalho é feita com base comparativa ao desempenho apresentado pelo relé comercial G30, verificando se a atuação e o tempo de resposta são semelhantes. Na Tabela 12 é informado o tempo de atuação de cada relé para cada contingência. É importante frisar que esse tempo é medido a partir da aplicação da falta até a atuação do dispositivo de proteção, ou seja, os valores são diferentes das temporizações ajustadas para cada função, pois após a aplicação da falta há um tempo até que ocorra variações no sistema que sensibilizam a proteção em análise.

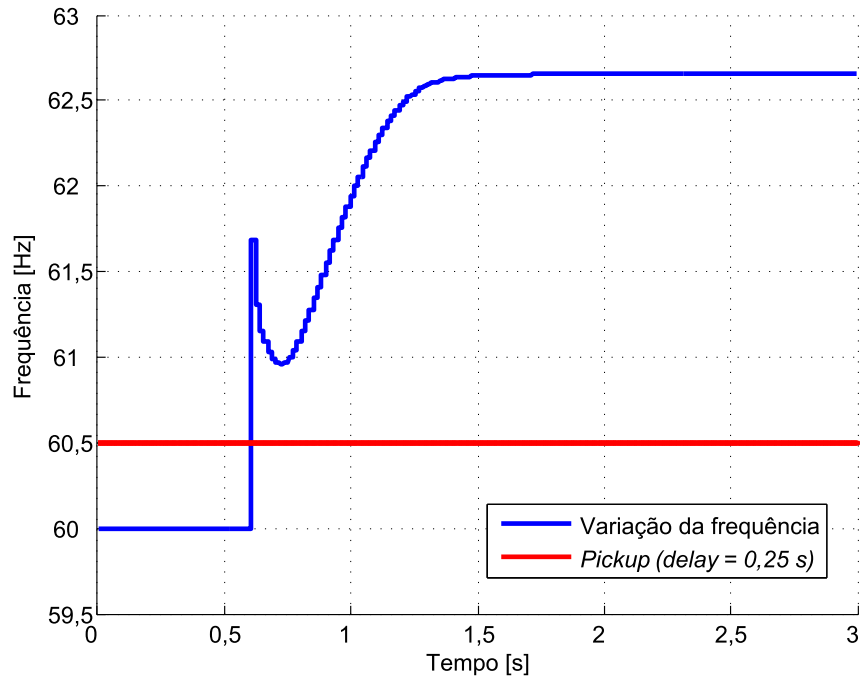


Figura 49: Simulação da contingência 8a: sobre-frequência

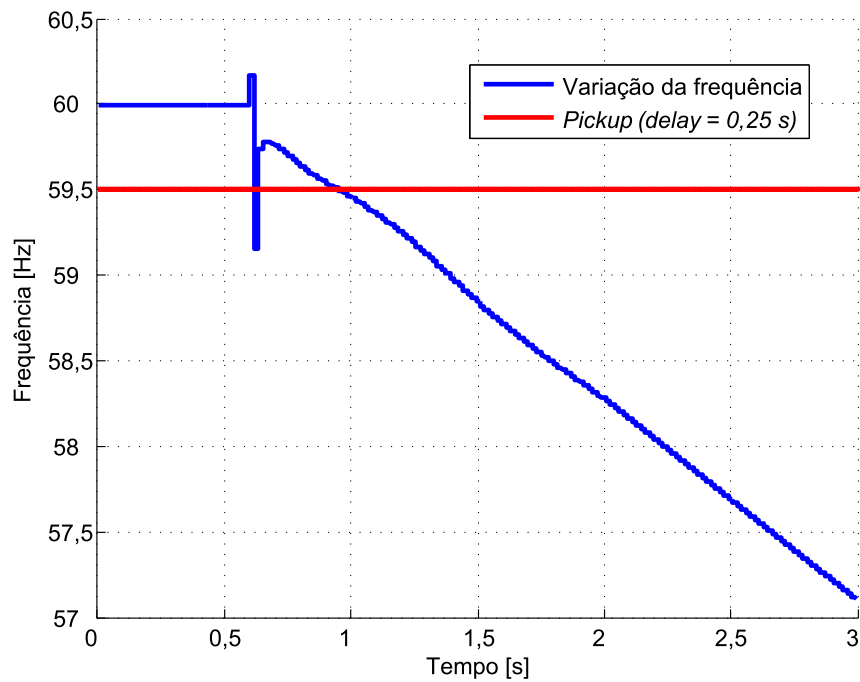


Figura 50: Simulação da contingência 8b: sub-frequência

Observa-se que para uma mesma condição de falta a proteção contra correntes de sequência negativa atuou com um tempo menor do que a de sobrecarga. Apesar da diferença no tempo de atuação ser pequena, há casos de resistência de falta ainda maiores que a proteção de sobrecarga não atuaria, enquanto que a de correntes desequilibradas sim.

O tempo de atuação informado para a contingência 5 é uma média das condições simuladas em que os relés atuaram. Os resultados para cada condição simulada na contingência

Tabela 12: Tempo de atuação dos relés

Contingência	Função de Proteção	Tempo de Atuação [s]	
		G30	Cubo PC104
1	Sobre-excitação	0,583	0,567
2	Perda de campo	2,302	2,096
3	Sobretensão	2,459	2,365
	Subtensão	7,011	7,002
4	Correntes desbalanceadas	2,029	1,935
5	Diferencial	0,020 <sup>(1)</sup>	0,010 <sup>(1)</sup>
	Sobretensão de neutro	0,524 <sup>(1)</sup>	0,503 <sup>(1)</sup>
6	Sobrecarga	2,141	2,108
7	Motorização	0,539	0,562
8	Sobrefrequência	0,369	0,256
	Subfrequência	0,632	0,598

(1) valor médio de atuação das várias condições de falta simuladas.

5 são apresentados na sequência.

Na *Tabela 13* são mostrados os resultados para as condições de falta interna simuladas variando o ângulo de incidência de falta em conjunto com a porcentagem do enrolamento da fase A envolvido. Observa-se que a variação deste ângulo não impacta na atuação da proteção. Além disso, verifica-se que para uma falta próximo ao neutro (5%) a função diferencial (87G) não atua, mas sim a de sobretensão de neutro (59GN).

Tabela 13: Análise de faltas internas variando o ângulo de incidência

Enrolamento [%]	$R_N$ [ $\Omega$ ]	$R_F$ [ $\Omega$ ]	Incidência [graus]	Tempo de Atuação [s]		Proteção Sensibilizada
				G30	Cubo PC104	
95	1	1	0	0,0130	0,0040	87G
65	1	1	0	0,0190	0,0060	87G
35	1	1	0	0,0220	0,0140	87G
5	1	1	0	0,5307	0,5125	59GN
95	1	1	45	0,0110	0,0030	87G
65	1	1	45	0,0160	0,0050	87G
35	1	1	45	0,0200	0,0120	87G
5	1	1	45	0,5306	0,5115	59GN
95	1	1	90	0,0150	0,0070	87G
65	1	1	90	0,0160	0,0070	87G
35	1	1	90	0,0180	0,0090	87G
5	1	1	90	0,5263	0,5094	59GN

Por outro lado, na *Tabela 14* são apresentados os resultados para as condições de falta interna simuladas variando a resistência de aterramento do GS em conjunto com a porcentagem do enrolamento da fase A envolvido. Nestes casos, verifica-se que ocorre um aumento da porcentagem do enrolamento desprotegido pela função diferencial de acordo com o aumento da resistência de aterramento. Nestas situações, a função de proteção

complementar, ou seja, sobretensão de neutro (59GN), foi capaz de proteger o gerador.

Tabela 14: Análise de faltas internas variando a resistência de aterramento do GS

Enrolamento [%]	$R_N$ [ $\Omega$ ]	$R_F$ [ $\Omega$ ]	Incidência [graus]	Tempo de Atuação [s]		Proteção Sensibilizada
				G30	Cubo PC104	
95	3	1	90	0,0220	0,0090	87G
65	3	1	90	0,0220	0,0100	87G
35	3	1	90	0,5194	0,4990	59GN
5	3	1	90	0,5310	0,5063	59GN
95	5	1	90	0,0230	0,0160	87G
65	5	1	90	0,0290	0,0170	87G
35	5	1	90	0,5224	0,4990	59GN
5	5	1	90	0,5238	0,5021	59GN
95	7	1	90	0,5200	0,4990	59GN
65	7	1	90	0,5193	0,4990	59GN
35	7	1	90	0,5231	0,4990	59GN
5	7	1	90	0,5292	0,5021	59GN

Por fim, na *Tabela 15* são retratados os resultados para as condições de falta interna simuladas variando a resistência de falta em conjunto com a porcentagem do enrolamento da fase A envolvido. Para estes casos, constata-se também que ocorre um aumento da porcentagem do enrolamento desprotegido pela função diferencial (87G) de acordo com o aumento da resistência de falta. Em algumas destas situações, a função de proteção complementar, ou seja, sobretensão de neutro (59GN), foi capaz de proteger o gerador. Entretanto, para as faltas próximas ao neutro (5%) ambas as funções de proteção, (87G) e (59GN), não atuaram, conforme tempo de atuação indicado como infinito. Assim, conclui-se que, conforme esperado, este esquema de proteção não garante uma proteção de 100% do enrolamento do estator. Uma opção para aumentar a porcentagem protegida do enrolamento, é reduzir o valor de ajuste da função (59GN), entretanto isso pode ocasionar uma perda de seletividade.

## 6.7 Análise Comparativa

Com base nos resultados apresentados na seção anterior, observa-se que a atuação apresentada pelo relé universal é semelhante a desempenhada pelo relé comercial G30. Analisando os tempos de atuação, o relé universal demonstrou ser mais rápido em muitos casos. Desta forma, valida-se o funcionamento do algoritmo e processamento do relé universal para a aplicação na proteção de GSs. Além disso, é interessante observar que apesar de ter sido adotada uma taxa de amostragem para o relé universal (16 amostras por ciclo) menor que a do relé comercial (64 amostras por ciclo), não houve impacto negativo na operação das funções de proteção analisadas.

Tabela 15: Análise de faltas internas variando a resistência de falta

Enrolamento [%]	$R_N$ [ $\Omega$ ]	$R_F$ [ $\Omega$ ]	Incidência [graus]	Tempo de Atuação [s]		Proteção Sensibilizada
				G30	Cubo PC104	
95	1	3	90	0,0220	0,0090	87G
65	1	3	90	0,0230	0,0100	87G
35	1	3	90	0,5232	0,5000	59GN
5	1	3	90	$\infty$	$\infty$	Não atua
95	1	5	90	0,0230	0,0160	87G
65	1	5	90	0,0290	0,0170	87G
35	1	5	90	0,5177	0,5010	59GN
5	1	5	90	$\infty$	$\infty$	Não atua
95	1	7	90	0,5167	0,5000	59GN
65	1	7	90	0,5181	0,5010	59GN
35	1	7	90	0,5293	0,5021	59GN
5	1	7	90	$\infty$	$\infty$	Não atua

Com relação às simulações, como cada função de proteção foi analisada individualmente (apenas uma habilitada por vez) no relé universal, assim como no relé comercial, após a finalização de todos os casos, foi realizada uma simulação com todas as funções de proteção implementadas habilitadas no relé universal. O intuito era verificar se não ocorre *overrun* no dispositivo de proteção, ou seja, se o equipamento consegue tratar os dados respeitando a taxa de amostragem quando é necessário realizar os cálculos de todas as funções de proteção ajustadas. Após a simulação, verificou-se que o relé universal funcionou normalmente, apresentando o mesmo tempo de atuação para o caso de perda de excitação.



---

## Considerações Finais

A ocorrência de condições anormais de operação leva a uma preocupação com a proteção dos componentes da rede. Nestes casos, a prioridade é proteger o sistema, isolando a menor área possível e evitando que situações faltosas sejam prolongadas e acarretem danos permanentes aos equipamentos de forma geral. Baseado nisso, um esquema de proteção bem ajustado para o sistema elétrico é de extrema importância. Caso os ajustes sejam feitos de forma inadequada, o resultado pode ser catastrófico, podendo causar desde danos permanentes nos componentes como até o colapso do sistema, acarretando prejuízos econômicos e materiais aos consumidores e ao próprio SEP. Dentre os equipamentos a serem protegidos, destacam-se os GSs por representarem elevado custo de investimento e também pelo fato de paradas não programadas gerarem perdas financeiras.

Neste contexto, este trabalho de conclusão de curso tem como uma das contribuições principais a realização de simulações no RTDS para obtenção de dados de atuação dos relés universal (cubo PC104) e comercial G30. Com base nos resultados obtidos, observa-se que a atuação e o tempo de resposta apresentado pelo relé universal é semelhante ao desempenhado pelo relé comercial. Desta forma, validou-se o funcionamento do algoritmo e processamento do relé universal para a aplicação na proteção de GS. Além disso, observou-se que apesar de ter sido adotada uma taxa de amostragem para o relé universal (16 amostras por ciclo) menor que a do relé comercial (64 amostras por ciclo), não houve impacto negativo na operação das funções de proteção analisadas.

Ressalta-se também a programação em C++ das funções de proteção contra sobre-excitação, perda de campo (baseada no relé mho), correntes de sequência negativa, motorização, sobre-frequência e sub-frequência para compor a biblioteca *OpenRelay* do relé universal (cubo PC104).

Outra contribuição importante do trabalho foi o desenvolvimento de esquemas e lógicas no RSCAD para criar condições de falta que sensibilizem as principais funções de proteção de GSs. Dentre as contingências criadas, em todas foi alcançada a sensibilização das funções de proteção analisadas, exceto para algumas situações de faltas internas. Em específico para as faltas internas no enrolamento da fase A do estator, constatou-se que a

variação do ângulo de incidência não impacta na atuação da proteção. Adicionalmente, verificou-se que ocorre um aumento da porcentagem do enrolamento desprotegido pela função diferencial de acordo com o aumento tanto da resistência de aterramento, como da resistência de falta. Com base nos resultados, observou-se que o aumento da resistência de falta deixa claro que o esquema de proteção composto pelas funções diferencial e de sobretensão de neutro não garante uma proteção de 100% do enrolamento do estator.

Como contribuições secundárias ao trabalho desenvolvido destacam-se:

- ❑ Levantamento bibliográfico a cerca das filosofias e esquemas de proteção de geradores síncronos, sintetizando os critérios de proteção das principais funções aplicadas na prática;
- ❑ Instalação e conexão do relé G30 para possibilitar as simulações em laço fechado com o RTDS;
- ❑ Composição de um banco de oscilografias de situações de faltas em GS.

## 6.8 Continuação da pesquisa

As sugestões propostas para a continuidade da pesquisa são:

- ❑ Realização de simulações em laço fechado no RTDS com o relé universal, tendo como objetivo a análise do funcionamento da caixa de condicionamento de sinais;
- ❑ Desenvolvimento de um modelo de GS no RSCAD que não considere o enrolamento do estator da máquina senoidalmente distribuído e que possibilite a aplicação de faltas entre espiras e caminhos.

---

## Referências

BLACKBURN, J. L.; DOMIN, T. J. **Protective Relaying - Principles and Applications**. Third edition. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2006.

CAMINHA, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**. São Paulo - SP - Brasil: Planimpress Gráfica e Editora, 1977.

CARRASCO, R. V. **Avaliação do Desempenho de Esquemas de Proteção de Máquina Síncrona Contra Perda de Excitação**. 107 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Setembro 2009.

COMMITTEE, P. S. R. IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays. **IEEE Std C37.112-1996**, 1997. 1997.

\_\_\_\_\_. IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants. **IEEE Std C37.106-2003 (Revision of ANSI/IEEE C37.106-1987)**, 2004. p. 1–34, 2004.

\_\_\_\_\_. IEEE Guide for AC Generator Protection - Redline. **IEEE Std C37.102 -2006 (Revision of IEEE Std C37.102-1995) - Redline**, 2007. p. 1–190, 2007.

\_\_\_\_\_. IEEE Guide for Generator Ground Protection - Redline. **IEEE Std C37.101 -2006 (Revision of IEEE Std C37.101-1993/Incorporates IEEE Std C37.101-2006/Cor1:2007) - Redline**, 2007. p. 1–91, Nov 2007.

CONROY, M. et al. C37.110 Guide for the Application of Current Transformers used for Protective Relaying Purposes. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, 1999. v. 14, n. 1, p. 94–97, Jan 1999. ISSN 0885-8977.

COURY, D. V.; OLESKOVICZ, M.; GIOVANINI, R. **Proteção de sistemas elétricos de potência: dos relés eletromecânicos aos microprocessados inteligentes**. São Carlos: EDUSP, 2007. 378 p. ISBN 85-852-0578-4.

DEHKORDI, A.; OUELLETTE, D.; FORSYTH, P. Protection testing of a 100% stator ground fault using a phase domain synchronous machine model in real time. In: **10th IET International Conference on Developments in Power System Protection**. Manchester, UK: DPSP, 2010. p. 1–5.

DOBLE ENGINEERING COMPANY. **F6150/F6150A Power System Simulators User Guide**. Massachusetts - USA, 2005.

DOMMEL, H. W. Digital Computer Solution of Electromagnetic Transients in Single-and Multiphase Networks. **Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on**, 1969. PAS-88, n. 4, p. 388–399, 1969. ISSN 0018-9510.

ELMORE, W. A. **Protective Relaying Theory and Applications**. New York - USA: Marcel Dekker, Inc., 1994.

JIANG, S.; ANNAKAGE, U.; GOLE, A. A platform for validation of facts models. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, 2006. v. 21, n. 1, p. 484–491, Jan 2006. ISSN 0885-8977.

JOHNSON, B. K.; JADID, S. Synchrophasors for validation of distance relay settings: Real time digital simulation and field results. In: **International Conference on Power Systems Transients**. Croatia: IPST, 2015.

KINDERMANN, G. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 2<sup>a</sup>. ed. Florianópolis: UFSC - EEL, 2008.

KUFFEL, R. et al. A fully digital power system simulator operating in real time. In: **Electrical and Computer Engineering, 1996. Canadian Conference on**. Calgary - Canadian: IEEE, 1996. v. 2, p. 733–736 vol.2. ISSN 0840-7789.

MAGRIN; TAVARES, M. Differential relay models inside real time simulators. In: **International Conference on Power Systems Transients**. Croatia: IPST, 2015.

MAGUIRE, T.; GIESBRECHT, J. Small Time-step ( $< 2\mu s$ ) VSC Model for the Real Time Digital Simulator. **International Conference on Power Systems Transients**, 2005. n. No. IPST05 - 168, 2005.

MARDEGAN, C. **Proteção e Seletividade em sistemas elétricos industriais**. 1. ed. São Paulo - SP - Brasil: Gráfica Ipsis, 2012. 399 p.

MCDONALD, J. D. **Electric Power Substations Engineering**. Second edition. Boca Raton, USA: CRC Press, 2006.

MCLAREN, P. et al. “open” systems relaying. In: **WESCANEX 93. “Communications, Computers and Power in the Modern Environment.” Conference Proceedings., IEEE**. Manitoba, Canada: IEEE, 1993. p. 29–35.

MONARO, R. et al. A novel method based on fuzzy logic and data mining for synchronous generator digital protection. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, 2015. v. 30, n. 3, p. 1487–1495, June 2015. ISSN 0885-8977.

MONARO, R. M. **Lógica Fuzzy Aplicada na Melhoria da Proteção Digital de Geradores Síncronos**. Tese (Doutorado) — Escola de Engenharia de São Carlos - USP, 2013.

MONARO, R. M. **Open Source Protection Algorithms for Electric Power System Relays**. 2015. Disponível em: <<https://github.com/renato-monaro/OpenRelay>>.

MONARO, R. M. et al. Sistema integrado para desenvolvimento e execução em tempo real de algoritmos de proteção de sistemas elétricos. **SBA: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, 2012. v. 23, n. 2, p. 202–215, 2012. ISSN 0103-1759.

- MOTTER, D. **Modelagem Computacional de Funções de Proteção Baseadas em Medidas de Frequência para Detecção de Ilhamento de Geração Distribuída**. 167 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2014.
- MOTTER, D.; VIEIRA, J.; COURY, D. Development of frequency-based anti-islanding protection models for synchronous distributed generators suitable for real-time simulations. **Generation, Transmission Distribution, IET**, 2015. v. 9, n. 8, p. 708–718, 2015. ISSN 1751-8687.
- MOURINHO, F. A. **Modelagem e avaliação da proteção de alimentadores e geradores síncronos distribuídos considerando sistemas desequilibrados**. Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Estadual do Oeste do Paraná - UNIOESTE, 2013.
- MOURINHO, F. A. et al. Modeling and evaluation of the protection of distributed synchronous generators connected to unbalanced systems. In: **PES General Meeting | Conference Exposition, 2014**. Washington, DC: IEEE, 2014. p. 1–5.
- MULTILIN, G. **G30 Generator Management Relay**. G30 revision: 4.9x. Ontario - Canada, 2006.
- REIMERT, D. **Protective Relaying for Power Generation System**. Boca Raton - Florida - USA: CRC Press, 2006.
- RUAN, J.; LIN, J. The application of dsp technique in the field of relay protection. In: **Communications, Circuits and Systems, 2005. Proceedings. 2005 International Conference on**. Shanghai China: IEEE, 2005. v. 2, p. –1329.
- SIQUEIRA, M. d. C. **Desempenho da Proteção de Distância sob Diferentes Formas de Polarização**. 104 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007.
- STRANNEBY, D. **Digital Signal Processing: DSP and Applications**. Sweden: Newnes, 2001. 229 p.
- TANG, J. et al. In system emulation (ISE) of a new current differential back-up protection relay. In: **IET 9th International Conference on Developments in Power System Protection**. Glasgow, UK: DPSP, 2008. p. 400–405. ISSN 0537-9989.
- USTA, O.; BAYRAK, M.; REDFERN, M. A new digital relay for generator protection against asymmetrical faults. **Power Delivery, IEEE Transactions on**, 2002. v. 17, n. 1, p. 54–59, Jan 2002. ISSN 0885-8977.
- VOLOH, I.; KASZTENNY, B.; CAMPBELL, C. Testing line current differential relays using real-time digital simulators. In: **Transmission and Distribution Conference and Exposition**. Atlanta, Georgia: IEEE/PES, 2001. v. 1, p. 516–521.
- YALLA, M. Design and development of a digital multifunction relay for generator protection. In: **Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE)**. USA: IEEE, 2001. p. 491–494. ISSN 0537-9989.
- ZADEH, M. D.; SIDHU, T.; KLIMEK, A. Fpaa-based mho distance relay considering cvt transient supervision. **Generation, Transmission Distribution, IET**, 2009. v. 3, n. 7, p. 616–627, July 2009. ISSN 1751-8687.



## Apêndices



## Esquema e Lógica no RSCAD para Contingências

Na *Figura 51* é apresentado o esquema de conexão do gerador  $G_1^R$  implementado no ambiente *Draft* do RSCAD, para possibilitar a criação das contingências. Observa-se a presença de elementos de falta, conexão para falta interna, carga extra, disjuntores principais do gerador protegido, blocos do modelo do sistema de excitação e da turbina. Em conjunto com este esquema, são necessárias lógicas para ativar cada condição de falta no SEP, conforme *Figura 52*. Estas lógicas também foram implementadas no ambiente *Draft* do RSCAD e estão separadas por área para facilitar a explicação. Os controles para ativação das contingências no ambiente *RunTime* é ilustrado na *Figura 53*, onde observa a presença de chaves para ativar cada contingência. Na sequência, será detalhado como o esquema e lógica apresentados funcionam para criar cada contingência.

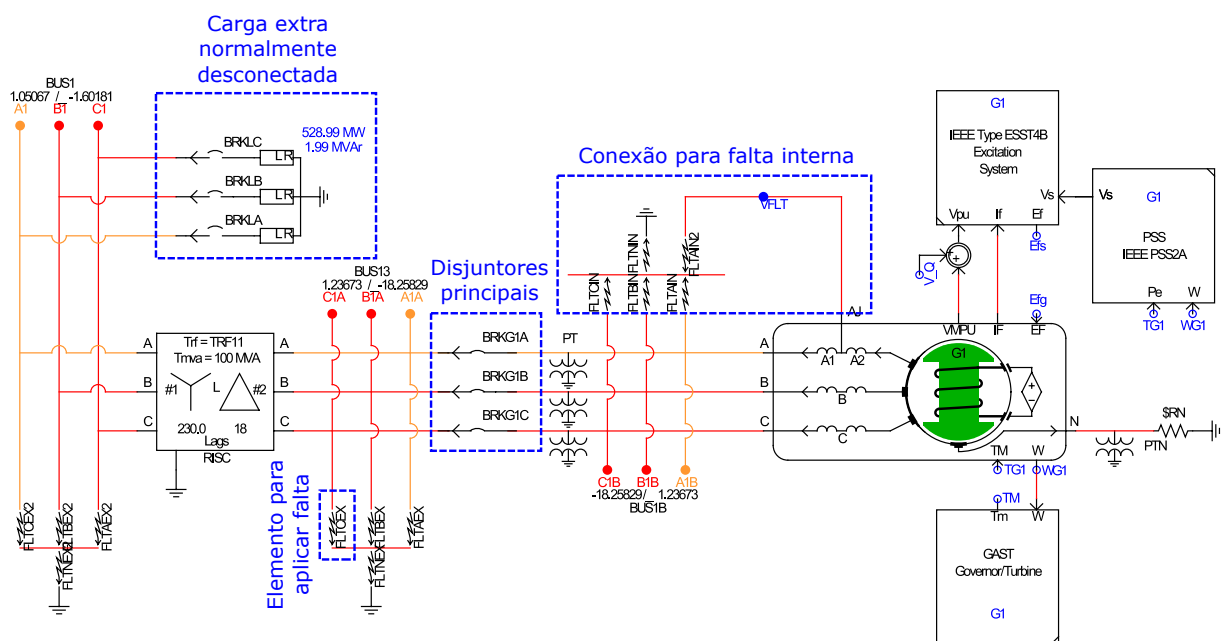


Figura 51: Esquema no RSCAD (ambiente *Draft*) para criação das contingências

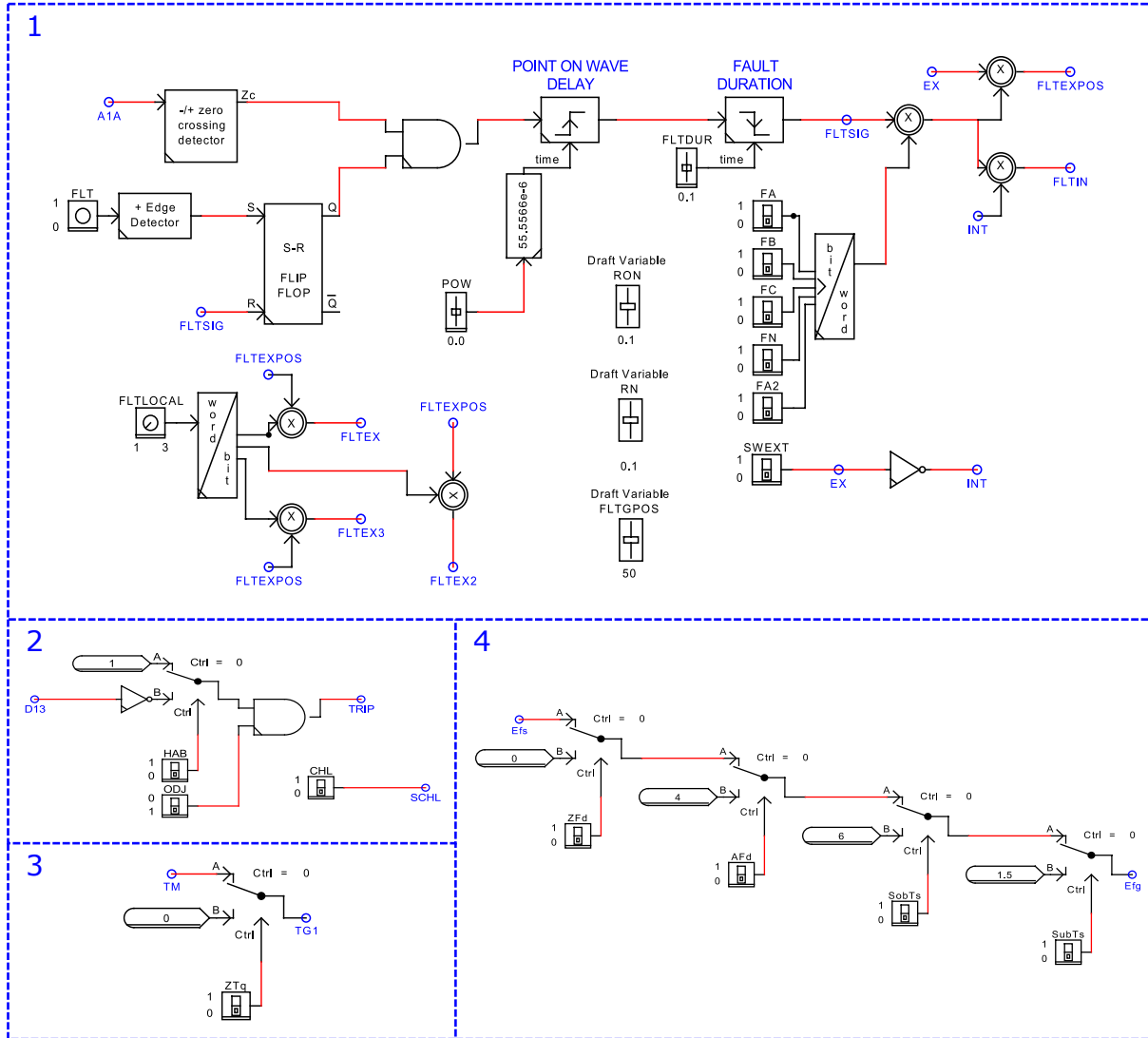


Figura 52: Lógica no RSCAD (ambiente *Draft*) para controle das contingências

#### □ Contingência 1 - Sobre-excitação:

Para causar o aumento da tensão de campo, que como consequência provoca um aumento na tensão terminal da máquina, ocasionando uma sobre-excitação no gerador  $G_1^R$ , atua-se na variável  $E_{fg}$  presente na Figura 51. A lógica presente na área 4 da Figura 52, resume-se a aumentar a tensão de campo por meio de uma chave que altera a atribuição para  $E_{fg}$  entre a variável de saída do modelo do sistema de excitação ( $E_{fs}$ ) para uma constante (no caso igual a 4) com valor maior do que  $E_{fs}$ , produzindo uma tensão de campo maior. A chave  $AF_d$  ativa a sobre-excitação.

#### □ Contingência 2 - Perda de excitação:

Para levar a máquina a condição de perda de campo, o esquema e lógica são similares aos utilizados para sobre-excitação. A diferença está em atribuir um valor nulo para  $E_{fg}$ , produzindo uma tensão de campo nula. A chave  $ZF_d$ , presente na área 4 da Figura 52, ativa a perda de campo.

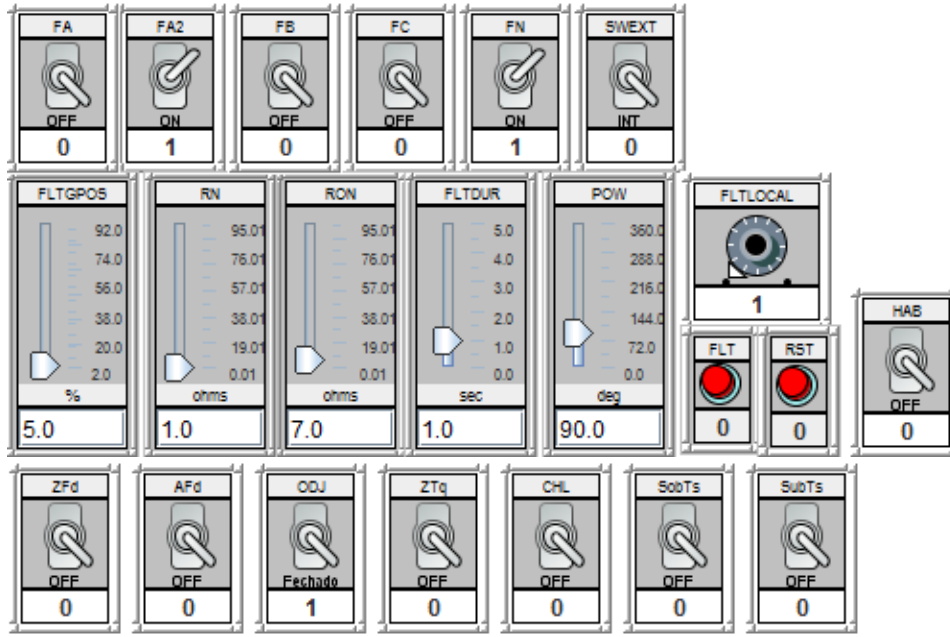


Figura 53: Elementos de controle das contingências no ambiente *RunTime* do RSCAD

□ Contingência 3 - Sobretensão e subtensão:

A criação das situações de sobretensão e subtensão nos terminais do gerador  $G_1^R$ , para efeito de simplificação, utilizam um esquema e lógica similar ao utilizado para sobre-excitação. Para sobretensão é atribuído uma constante para  $E_{fg}$  com valor maior do que o fornecido na saída do modelo do sistema de excitação  $E_{fs}$ , enquanto que para subtensão o valor constante atribuído a  $E_{fg}$  é menor do que  $E_{fs}$ . As chaves *SobTs* e *SubTs*, retratadas também na área 4 da *Figura 52*, ativam a sobretensão e subtensão, respectivamente. A seleção entre o tipo de falta resume-se a alterar o valor da constante que será atribuída a  $E_{fg}$ . Para sobretensão a constante é igual a 6, enquanto que para a subtensão o valor é de 1,5.

□ Contingência 4, 5 e 6 - Correntes desbalanceadas, faltas no enrolamento do estator e sobrecarga:

O esquema apresentado na *Figura 51* em conjunto com a lógica presente na área 1 da *Figura 52*, possibilitam a aplicação de faltas internas e externas ao gerador  $G_1^R$ .

As faltas são controladas pelo elemento do RSCAD cuja representação é similar a uma falta, conforme retratado na *Figura 51*. Este elemento varia a sua resistência de acordo com o controle de falta, sendo uma elevada resistência (1 M $\Omega$ ) para condição normal e um valor ajustável para situação de falta, exceto os elementos conectados diretamente ao terra, os quais possuem valor fixo e aproximadamente igual a zero (0,01  $\Omega$ ) para a situação de falta. Os elementos de falta foram colocados para simular faltas internas e externas nos barramentos 1, 6 e 13, apesar de não estar representada a barra 6 no esquema. As

faltas internas podem ser simuladas no enrolamento da fase A do gerador  $G_1^R$ , variando a porcentagem deste enrolamento em falta, envolvendo ou não os terminais das fases B e C antes dos disjuntores, e também o terra.

A lógica presente na área 1 da *Figura 52* tem como função o controle das faltas internas e externas ao GS em análise. A lógica é composta por uma chave (SWEXT) para selecionar entre falta externa e interna, um *dial* (FLTLOCAL) para selecionar a posição da falta externa, um *slider* (RON) para informar a resistência de falta, um *slider* (RN) para informar a resistência de aterramento do gerador  $G_1^R$ , um *slider* (FLTGPOS) para informar a porcentagem em falta do enrolamento da fase A do gerador  $G_1^R$ , um *slider* (POW) para indicar o ângulo de incidência da falta, um *slider* (FLTDUR) para especificar a duração da falta, cinco chaves (FA, FB, FC, FN e FA2) para selecionar o tipo de falta (fase-terra, fase-fase, entre outras possibilidades) e por fim um botão (FLT) para aplicar a falta após especificadas as configurações anteriores.

Apresentado os componentes variáveis da lógica, esta funciona da seguinte maneira: pressionado o botão FLT, um detector de bordas ativa a entrada S de um *flip-flop* RS, colocando em sua saída Q o nível lógico 1. Esta saída é entrada de uma porta E. A outra entrada desta porta E é a saída do detector de cruzamento por zero que tem como entrada a corrente da fase A. Deste modo, a saída da porta E terá nível lógico 1 quando, após o botão FLT ser pressionado, a corrente da fase A cruzar por zero. Quando isto ocorre, a borda de subida da saída E ativa um temporizador que colocará em sua saída o nível lógico 1 após determinado tempo, que varia de acordo com o ângulo de incidência da falta informado. Na sequência passa por um outro temporizador que manterá em sua saída o nível lógico 1 durante o tempo de falta especificado. A saída deste último temporizador ativa os elementos de falta de acordo com o tipo e localização da falta selecionada, alterando a resistência dos elementos de falta de elevada (1 MΩ) para o valor da resistência de falta especificada.

O esquema e lógica apresentados anteriormente permitem a criação das contingências de correntes desbalanceadas (faltas assimétricas), faltas no enrolamento do estator (faltas internas) e sobrecarga (faltas diversas próximas ao gerador em análise).

#### □ Contingência 7 - Motorização:

A condição de motorização do gerador  $G_1^R$  é atingida por meio do esquema apresentado na *Figura 51* em conjunto com a lógica presente na área 3 da *Figura 52*. A lógica adotada permite zerar o torque por meio do chaveamento do valor atribuído para  $T_{G1}$  entre a variável de saída do modelo da turbina e uma constante igual a zero, resultando em um torque nulo. A chave  $ZT_q$  ativa a condição para motorizar o gerador  $G_1^R$ .

---

□ Contingência 8 - Alteração da frequência:

O esquema apresentado na *Figura 51* em conjunto com a lógica presente na área 2 da *Figura 52* são utilizados para causar variações na frequência do gerador  $G_1^R$ . Para elevar a frequência desconecta-se o gerador do SEP por meio dos disjuntores principais. Já para reduzir a frequência aborda a conexão de um bloco de carga na barra 1. A chave CHL fecha os disjuntores BRKLA, BRKLB e BRKLC, para conexão do bloco de cargas na barra 1, enquanto que a chave ODJ abre os disjuntores BRKG1A, BRKG1B e BRKG1C para desconectar o gerador  $G_1^R$  da rede. A outra chave (HAB) presente na lógica não tem relação com o controle dessa contingência, mas sim habilita ou não a atuação do sinal de abertura D13 (enviado pelo relé G30) nos disjuntores BRKG1A, BRKG1B e BRKG1C, desconectando o gerador  $G_1^R$  em caso de falta. Para salvar a oscilografia completa dos períodos pré-falta e em falta, sem interrupção da corrente devido a atuação do relé G30, a chave HAB foi mantida na posição lógica nula, assim o sinal de abertura não atua nos disjuntores principais do gerador.