

**ESTABELECIMENTO DE CRITÉRIOS PARA AVALIAÇÃO DE
ENSAIOS DE MODELO REALIZADOS EM PROTEÇÕES DE
GERADORES DE USINAS HIDRELÉTRICAS UTILIZANDO
SIMULADOR EM TEMPO REAL (RTDS)**

AGENOR PIRES DE MORAIS JÚNIOR

Monografia submetida à Comissão Coordenadora do Curso de Especialização em Engenharia de Sistemas Elétricos de Potência – CESEP, Ênfase: Supervisão, Controle e Proteção de SEP, do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como parte dos requisitos necessários à obtenção do certificado da Especialização.

Aprovada em ____ de _____ de 2012

Clever Sebastião Pereira Filho - Dr.

Supervisor

Silvério Visacro Filho - Dr.

Coordenador do CESEP

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 RELEVÂNCIA E CONTEXTO DA INVESTIGAÇÃO.....	1
1.2 OBJETIVO E METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO	3
1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	3
2. ENSAIOS DE MODELO EM RELÉS DE GERADORES DE USINAS HIDRELÉTRICAS	5
2.1 ENSAIOS DE MODELO EM RELÉS DIGITAIS UTILIZANDO RTDS	5
2.2 MODELO REDUZIDO DO SISTEMA ELÉTRICO EM TORNO DO GERADOR.....	6
2.3 SIMULAÇÕES DAS FALTAS	8
2.4 AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	8
3. AVALIAÇÃO AUTOMÁTICA DOS RESULTADOS	09
3.1 PROTEÇÃO DE GERADORES DE USINAS HIDRELÉTRICAS.....	09
3.1.1 <i>Relés de Proteção</i>	09
3.1.2 <i>Funções de Proteção</i>	11
3.1.2.1 <i>Proteção de Distância</i>	12
3.1.2.2 <i>Sobre-excitação (Volts/Hertz)</i>	15
3.1.2.3 <i>Potência Inversa</i>	15
3.1.2.4 <i>Perda Excitação</i>	16
3.1.2.5 <i>Sequência Negativa</i>	18
3.1.2.6 <i>Energização Acidental</i>	19
3.1.2.7 <i>Sobrecorrente</i>	20
3.1.2.8 <i>Sobretensão</i>	21
3.1.2.9 <i>Falta à Terra no Rotor</i>	21
3.1.2.10 <i>Falta à Terra no Estator 95%</i>	22
3.1.2.11 <i>Falta à Terra no Estator 100%</i>	23
3.1.2.12 <i>Frequência</i>	24
3.1.2.13 <i>Proteção Diferencial de Gerador</i>	25
3.1.2.14 <i>Falha Fusível</i>	26
3.2 VARIÁVEIS DE ENTRADA	27
3.3 CRITÉRIOS DE AVALIAÇÃO – FALTAS EXTERNAS NO GERADOR	30
3.3.1 <i>Avaliação do Tempo de Eliminação de Falta e Abertura Correta do Disjuntor</i> ... 30	
3.3.2 <i>Avaliação das Respostas das Funções de Proteção</i>	31

4. SOFTWARE DE AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS	33
4.1 APRESENTAÇÃO DA PROPOSTA DE CRIAÇÃO DO SOFTWARE	33
4.2 TELA INICIAL	35
4.3 LEITURA DA PLANILHA DE DADOS GERADA PELO RTDS	36
4.4 EDIÇÃO DAS LÓGICAS DE AVALIAÇÃO DOS CASOS SIMULADOS.....	36
4.5 INICIAR AVALIAÇÃO DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES	38
4.6 VISUALIZAÇÃO DA AVALIAÇÃO AUTOMÁTICA DOS RESULTADOS.....	38
5. CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	41
5.1 CONCLUSÕES.....	41
5.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	42
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	43

RESUMO

Na busca pelo aumento da eficiência dos equipamentos utilizados nos sistemas de proteção e controle, as empresas concessionárias de energia elétrica passaram a utilizar modernas técnicas, como a realização de ensaios de modelo utilizando o Simulador Digital em Tempo Real (Real Time Digital Simulator – RTDSTM). Em um único ensaio de modelo são simuladas centenas de falhas e condições especiais de um determinado Sistema Elétrico de Potência – SEP, o que gera uma grande quantidade de dados a serem analisados. Os métodos de avaliação dos resultados são manuais, muitas vezes lentos, podendo levar até meses para os resultados finais. Com o objetivo de reduzir o tempo e padronização das avaliações dos resultados, esta monografia propõe um critério lógico de avaliação para um caso particular, com foco nos ensaios de modelo de relés de proteção de geradores de usinas hidrelétricas. Este caso é base para um futuro software de avaliação automática dos resultados, no final são identificadas as variáveis de entrada do programa, sua estrutura prevista, funcionalidades e apresentação dos resultados.

ABSTRACT

In the quest for increased efficiency of equipment used in systems protection and control, electric utility companies began to use modern techniques such as testing a model using the Real Time Digital Simulator (RTDSTM). In one test model are simulated hundreds of failures and special conditions of a given Electrical Power System – SEP, which generates a large amount of data to be analyzed. The methods for evaluating the results are manual, often slow, taking up to months for final results. In order to reduce the time and standardization of outcome measures, this monograph proposes a logical criterion of evaluation for a particular case, focusing on model testing of protective relays for generators Hydroelectric Power Plants. This case is a basis for future software for automatic evaluation of results, at the end of the work are identified input variables of the program, its predicted structure, functionality and presentation of results.

1 Introdução

1.1 Relevância e Contexto da Investigação

Com a regulamentação do novo modelo do Setor Elétrico, inaugurado pela **Lei 9.427/96**, quando foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as concessionárias e agentes do setor elétrico passaram a ter obrigações de atender a diversas normas, regulamentos, índices e procedimentos de redes. Segundo Arantes [Arantes, 2010] quando esses índices não são alcançados, podem impor às empresas até perdas de receitas, como o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. Portanto, o negócio de Geração de Energia Elétrica passou a ser livre e competitivo, porém muito rentável para os agentes e concessionárias de geração, levando as engenharias dessas empresas a investir cada vez mais em ferramentas de gestão eficazes para garantir a disponibilidade das usinas hidrelétricas, maximizando os ganhos financeiros. O correto funcionamento dos sistemas de proteção garantem a integridade e a disponibilidade dos equipamentos destas usinas.

Com o avanço da tecnologia digital utilizada para desenvolver equipamentos de supervisão, controle e proteção, os fabricantes de relés digitais multifunção estão sempre acrescentando novas funções aos hardwares dos relés, gerando uma grande quantidade de funções de proteção, controle, parâmetros e configurações complexas. Portanto o domínio dessa tecnologia se torna fundamental, embora seja difícil a avaliação como um todo, dos relés digitais multifunção.

Mas essa mesma tecnologia digital fez-se surgir também modernas ferramentas de ensaios, como os Simuladores Digitais em Tempo Real (RTDSTM), um completo sistema simulação digital para ensaios com relés digitais multifunção funcionando em modelos de um sistema elétrico de potência (SEP), de forma contínua, em malha fechada e plataforma em tempo real. O RTDS permite a realização de ensaios de modelo em relés digitais, com a simulação de centenas de faltas, localizações e tipos. Com essa ferramenta pode-se avaliar o ajuste proposto para diversas faltas e situações no sistema, por estar em malha fechada e em

tempo real. Essa avaliação permite aferir e propor modificações nos ajustes, otimizando-os para atender aos requisitos do sistema de proteção, o que seria difícil se for utilizar os programas convencionais de curto-circuito.

No âmbito do programa de pesquisa e desenvolvimento – P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com as concessionárias de energia elétrica do Brasil, onde essas concessionárias devem investir um percentual mínimo, como ilustrado na tabela 1.1, de sua receita operacional líquida no programa de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. O programa P&D da ANEEL objetiva incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico. A CEMIG¹ e UFMG² criaram um projeto de P&D, o *GT-201 – Desenvolvimento de metodologia para busca das condições ideais de aplicação de equipamentos de proteção e controle no sistema elétrico*.

Tabela 1.1 - Distribuição dos percentuais relativos à **Lei 9.991/2000** e as alterações desta com respectivas vigências.

Segmento	Lei 9.991/2000				MP 144/2003 (alterou artigos da 9.991/2000)			
	Vigência: 24/07/2000 a 11/12/2003				Vigência: 11/12/2003 a 14/03/2004			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,25	0,50	0,25		0,125	0,50	0,25	0,125
G	0,50		0,50		0,25		0,50	0,25
T	0,50		0,50		0,25		0,50	0,25

Segmento	Lei 10.848/2004 (alterou artigos da lei 9.991/2000)							
	Vigência: 15/03/2004 a 31/12/2005				A partir de 1º/01/2006			
	&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
G	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
T	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Segmento	Lei 11.465/2007 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)							
	Vigência: 28/03/2007 a 31/12/2010				A partir de 1º/01/2011			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
G	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
T	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Segmento	Lei 12.212/2010 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)							
	Vigência: 21/01/2010 a 31/12/2015				A partir de 1º/01/2016			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
G	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
T	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Fonte: Site da ANEEL em 29/04/2012.

Este trabalho de monografia estabelece um critério para um dos objetivos do P&D GT-201, que é “Avaliação Automática dos Resultados”, por meio da avaliação de 01 caso, estabelece um critério para avaliação de ensaios de modelo realizados em proteções de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS.

¹ CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais

² UFMG: Universidade Federal de Minas Gerais

1.2 Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento

Por meio do projeto de P&D, GT-201, foi montado um laboratório completo, foi adquirido um RTDS, uma caixa de teste trifásica Doble, relés digitais multifunção, computadores e licenças de software para a realização de ensaios de modelos em equipamentos de proteção.

Para um ensaio de modelo em relés de proteção de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS são desenvolvidas em três etapas: 1) Modelagem e Redução do Sistema Elétrico de Potência; 2) Execução de Simulações e 3) Avaliação dos Resultados.

A monografia proposta tem como objetivo a participação na terceira etapa do ensaio de modelo - Avaliação dos Resultados, por meio do estabelecimento de critérios para avaliação de ensaios de modelo realizados em proteções de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS.

Inicialmente é descrito de forma resumida as três etapas básicas do ensaio de modelo de proteção de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS.

Para a Avaliação dos Resultados, identificam-se as variáveis de entrada do software lidas da base de dados gerada pelo RTDS. Essa base de dados é gerada a partir de simulações de possíveis falhas que podem ocorrer em geradores de usinas hidrelétricas.

É estabelecido um critério de avaliação dos resultados para um caso de simulação e proposição básica de um software para avaliação automática dos resultados, como apresentação, funcionalidades e interfaces previstas.

Com a avaliação dos resultados de um caso real exemplificado chega-se às conclusões e às propostas para continuidade do desenvolvimento dos critérios de avaliação dos resultados para outros tipos de casos e a criação do software de avaliação automática dos resultados.

1.3 Organização do texto

A organização do texto desta monografia tem objetivo de ser clara e apresentar uma sequência lógica do assunto, sendo dividido em cinco capítulos.

O *Capítulo 1* é a introdução da monografia, onde é abordada a relevância e objetivo da monografia.

O *Capítulo 2* é apresentado o ensaio de modelo em relés de proteção de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o laboratório montado pelo GT-201, contendo RTDS, caixa Doble, relés digitais, etc.

O *Capítulo 3* é apresentado uma revisão sobre a filosofia e princípios das proteções de geradores de usinas hidrelétricas. Por meio desta revisão são identificadas as variáveis de entrada avaliadas no critério de avaliação dos resultados para um ensaio de modelo de Geradores. É apresentado um caso exemplo para avaliação (falhas externas) no qual são abordados os critérios e a lógica utilizada na avaliação do resultado.

O *Capítulo 4* é apresentado uma proposta de desenvolvimento de um software de avaliação automática dos resultados das simulações.

O *Capítulo 5* é apresentado a conclusão e a proposta de continuidade do tema.

No final são apresentadas as *Referências Bibliográficas* utilizadas.

1 Introdução

1.1 Relevância e Contexto da Investigação

Com a regulamentação do novo modelo do Setor Elétrico, inaugurado pela **Lei 9.427/96**, quando foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), as concessionárias e agentes do setor elétrico passaram a ter obrigações de atender a diversas normas, regulamentos, índices e procedimentos de redes. Segundo Arantes [Arantes, 2010] quando esses índices não são alcançados, podem impor às empresas até perdas de receitas, como o Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. Portanto, o negócio de Geração de Energia Elétrica passou a ser livre e competitivo, porém muito rentável para os agentes e concessionárias de geração, levando as engenharias dessas empresas a investir cada vez mais em ferramentas de gestão eficazes para garantir a disponibilidade das usinas hidrelétricas, maximizando os ganhos financeiros. O correto funcionamento dos sistemas de proteção garantem a integridade e a disponibilidade dos equipamentos destas usinas.

Com o avanço da tecnologia digital utilizada para desenvolver equipamentos de supervisão, controle e proteção, os fabricantes de relés digitais multifunção estão sempre acrescentando novas funções aos hardwares dos relés, gerando uma grande quantidade de funções de proteção, controle, parâmetros e configurações complexas. Portanto o domínio dessa tecnologia se torna fundamental, embora seja difícil a avaliação como um todo, dos relés digitais multifunção.

Mas essa mesma tecnologia digital fez-se surgir também modernas ferramentas de ensaios, como os Simuladores Digitais em Tempo Real (RTDSTM), um completo sistema simulação digital para ensaios com relés digitais multifunção funcionando em modelos de um sistema elétrico de potência (SEP), de forma contínua, em malha fechada e plataforma em tempo real. O RTDS permite a realização de ensaios de modelo em relés digitais, com a simulação de centenas de faltas, localizações e tipos. Com essa ferramenta pode-se avaliar o ajuste proposto para diversas faltas e situações no sistema, por estar em malha fechada e em

tempo real. Essa avaliação permite aferir e propor modificações nos ajustes, otimizando-os para atender aos requisitos do sistema de proteção, o que seria difícil se for utilizar os programas convencionais de curto-circuito.

No âmbito do programa de pesquisa e desenvolvimento – P&D da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL com as concessionárias de energia elétrica do Brasil, onde essas concessionárias devem investir um percentual mínimo, como ilustrado na tabela 1.1, de sua receita operacional líquida no programa de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. O programa P&D da ANEEL objetiva incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico. A CEMIG¹ e UFMG² criaram um projeto de P&D, o *GT-201 – Desenvolvimento de metodologia para busca das condições ideais de aplicação de equipamentos de proteção e controle no sistema elétrico*.

Tabela 1.1 - Distribuição dos percentuais relativos à **Lei 9.991/2000** e as alterações desta com respectivas vigências.

Segmento	Lei 9.991/2000				MP 144/2003 (alterou artigos da 9.991/2000)			
	Vigência: 24/07/2000 a 11/12/2003				Vigência: 11/12/2003 a 14/03/2004			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,25	0,50	0,25	0,125	0,50	0,25	0,125	
G	0,50		0,50	0,25		0,50	0,25	
T	0,50		0,50	0,25		0,50	0,25	

Segmento	Lei 10.848/2004 (alterou artigos da lei 9.991/2000)							
	Vigência: 15/03/2004 a 31/12/2005				A partir de 1º/01/2006			
	&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
G	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
T	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Segmento	Lei 11.465/2007 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)							
	Vigência: 28/03/2007 a 31/12/2010				A partir de 1º/01/2011			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
G	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
T	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Segmento	Lei 12.212/2010 (alterou incisos I e III do art. 1º da 9.991/2000)							
	Vigência: 21/01/2010 a 31/12/2015				A partir de 1º/01/2016			
	P&D	PEE	FNDCT	MME	P&D	PEE	FNDCT	MME
D	0,20	0,50	0,20	0,10	0,30	0,25	0,30	0,15
G	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20
T	0,40		0,40	0,20	0,40		0,40	0,20

Fonte: Site da ANEEL em 29/04/2012.

Este trabalho de monografia estabelece um critério para um dos objetivos do P&D GT-201, que é “Avaliação Automática dos Resultados”, por meio da avaliação de 01 caso, estabelece um critério para avaliação de ensaios de modelo realizados em proteções de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS.

¹ CEMIG: Companhia Energética de Minas Gerais

² UFMG: Universidade Federal de Minas Gerais

1.2 Objetivo e Metodologia de Desenvolvimento

Por meio do projeto de P&D, GT-201, foi montado um laboratório completo, foi adquirido um RTDS, uma caixa de teste trifásica Doble, relés digitais multifunção, computadores e licenças de software para a realização de ensaios de modelos em equipamentos de proteção.

Para um ensaio de modelo em relés de proteção de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS são desenvolvidas em três etapas: 1) Modelagem e Redução do Sistema Elétrico de Potência; 2) Execução de Simulações e 3) Avaliação dos Resultados.

A monografia proposta tem como objetivo a participação na terceira etapa do ensaio de modelo - Avaliação dos Resultados, por meio do estabelecimento de critérios para avaliação de ensaios de modelo realizados em proteções de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS.

Inicialmente é descrito de forma resumida as três etapas básicas do ensaio de modelo de proteção de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o RTDS.

Para a Avaliação dos Resultados, identificam-se as variáveis de entrada do software lidas da base de dados gerada pelo RTDS. Essa base de dados é gerada a partir de simulações de possíveis falhas que podem ocorrer em geradores de usinas hidrelétricas.

É estabelecido um critério de avaliação dos resultados para um caso de simulação e proposição básica de um software para avaliação automática dos resultados, como apresentação, funcionalidades e interfaces previstas.

Com a avaliação dos resultados de um caso real exemplificado chega-se às conclusões e às propostas para continuidade do desenvolvimento dos critérios de avaliação dos resultados para outros tipos de casos e a criação do software de avaliação automática dos resultados.

1.3 Organização do texto

A organização do texto desta monografia tem objetivo de ser clara e apresentar uma sequência lógica do assunto, sendo dividido em cinco capítulos.

O *Capítulo 1* é a introdução da monografia, onde é abordada a relevância e objetivo da monografia.

O *Capítulo 2* é apresentado o ensaio de modelo em relés de proteção de geradores de usinas hidrelétricas utilizando o laboratório montado pelo GT-201, contendo RTDS, caixa Doble, relés digitais, etc.

O *Capítulo 3* é apresentado uma revisão sobre a filosofia e princípios das proteções de geradores de usinas hidrelétricas. Por meio desta revisão são identificadas as variáveis de entrada avaliadas no critério de avaliação dos resultados para um ensaio de modelo de Geradores. É apresentado um caso exemplo para avaliação (falhas externas) no qual são abordados os critérios e a lógica utilizada na avaliação do resultado.

O *Capítulo 4* é apresentado uma proposta de desenvolvimento de um software de avaliação automática dos resultados das simulações.

O *Capítulo 5* é apresentado a conclusão e a proposta de continuidade do tema.

No final são apresentadas as *Referências Bibliográficas* utilizadas.

3 Avaliação Automática dos Resultados

3.1 *Proteção de Geradores de Usinas Hidrelétricas*

Falhas graves em geradores síncronos nas usinas hidrelétricas não são muito comuns, embora os geradores estejam sujeitos às mais diversas condições operativas no sistema elétrico. Uma falha ou funcionamento anormal pode provocar consequências graves, para a usina ou até mesmo para o sistema elétrico interligado. Para os agentes de geração, concessionárias ou produtores independentes, os prejuízos podem não ser apenas os danos no gerador, mas também multas e penalidades impostas pela agência reguladora ANEEL, perdas financeiras em função de não se conseguir cumprir o fornecimento contratado (comercializados com clientes) e com isso ter que comprar a energia no mercado livre para cumprir o contrato de fornecimento. Portanto, o sistema de proteção deverá atender aos requisitos de seletividade, confiabilidade, rapidez e segurança para isolar as faltas com eficiência, reduzindo as consequências aos equipamentos com falha e as perdas financeiras para os agentes.

3.1.1 *Relés de Proteção*

Os primeiros relés de proteção eram eletromecânicos, depois começaram a chegar os relés eletrônicos analógicos, ainda com uma única função de proteção por relé, assim como os precursores eletromecânicos. Com a chegada dos relés digitais, tornaram-se disponíveis além da função de proteção, funções de controle, supervisão e medição. Inicialmente estas eram dedicadas a uma única função ou tinham um número limitado de funções. No entanto, com o avanço da informática, os relés digitais se tornaram multifunção, economizando hardware, cabos de interligação e relés auxiliares. Atualmente esses relés também são capazes de transmitir dados para Sistemas Digitais de Supervisão e Controle – SDSC, e Interfaces Homem Máquina – IHM. Os recursos disponíveis nos atuais relés digitais são tão amplos que alguns usuários preferem chama-los de IED's (*Intelligent Electronic Devices*).

Conceitualmente os hardwares dos IED's são formados por: entradas analógicas (correntes e tensões), entradas digitais, entradas virtuais (por rede), interface analógico-digitais (A/D), fonte de

alimentação, saídas digitais, saídas analógicas, saídas virtuais (por rede), memórias (EEPROM, ROM/PROM, RAM), módulo de processamento ou CPU, portas de comunicação (seriais, paralelas, ethernet, etc) e IHM. A figura 3.1 ilustra o diagrama em bloco conceitual de um relé digital da GE, relé G60.

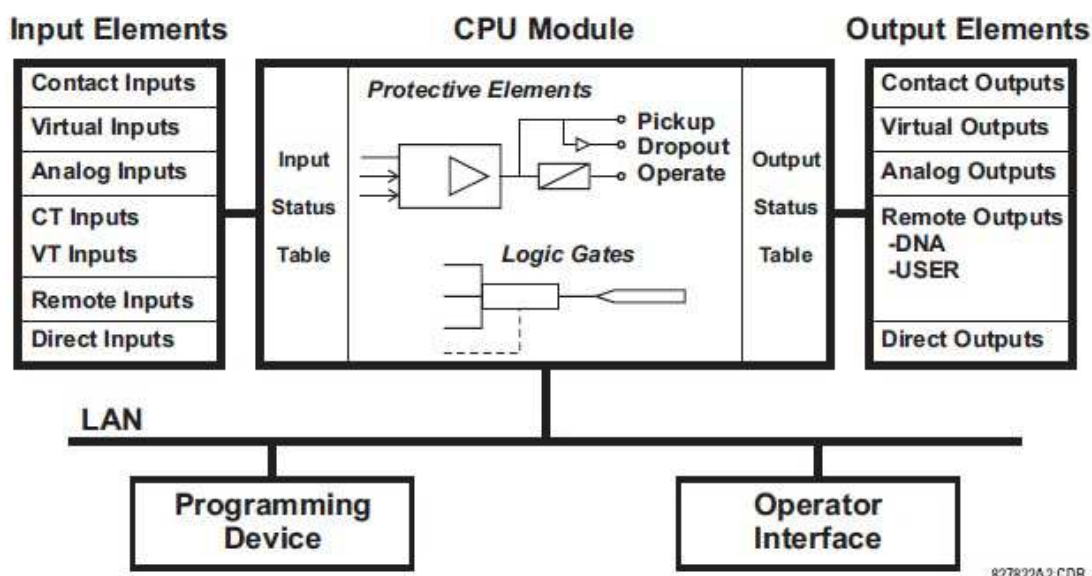


Figura 3. 1- Diagrama em bloco conceitual de um Relé Digital

Fonte: Catálogo do Relé G60 da GE [2011]

Segundo o professor Clever [Clever, 2011], “os relés microprocessados executam os programas de proteção e controle, algoritmos de filtros digitais, além das funções autodiagnóstico, oscilografias, parametrização, comunicação com os periféricos. Essas funções são executadas em tempo real durante um intervalo de amostragem”.

As concessionárias de Geração estão adotando cada vez mais o conceito dos IED's, sendo necessária também uma comunicação cada vez mais rápida. Num futuro próximo, as comunicações de altíssimas velocidades serão necessárias para executar as funções de sinalização, controle e proteção com um desempenho do tempo de resposta para um sinal de comando entre dois IED's, a partir da transmissão para recepção, de menos de 3 milissegundos. Isto foi estabelecido pela norma [IEC 61850, 2004].

A figura 3.2 ilustra o hardware de 02 relés digitais de proteção de geradores, de fabricantes diferentes, um da General Electric – GE e outro da Siemens, instalados em usinas hidrelétricas da CEMIG GT. O da GE é o modelo G60 instalado na usina de Três Marias e o da Siemens é o modelo 7UM62 instalado na usina de Jaguará.



Figura 3.2- Relé de Proteção de Gerador G60 da General Eletric (Esquerda) e 7UM62 Siemens (Direita).

Fonte: Catálogo do Relé G60 da GE [2011] e Catálogo da Siemens Siprotec 7UM62[2005]

3.1.2 Funções de Proteção

Cada concessionária, agente de Geração e/ou fabricante de gerador estabelece as premissas para um sistema de proteção em usinas hidrelétricas. Não há ainda um requisito específico para geradores nos módulos do Procedimento de Rede do ONS¹. Serão adotados os requisitos das usinas da CEMIG GT nesta monografia, incluindo a especificação das funções de proteção e controle deste Sistema.

Para os ensaios em modelo utilizando o RTDS serão considerados os requisitos adotados nas grandes Centrais Hidráulicas – GCH, ou seja, usinas com potência nominal superior a 30 MW.

O sistema de proteção de geradores com potência nominal igual ou superior a 30 MW requer a utilização de conjuntos de hardware redundantes em cada gerador, normalmente denominados de proteção principal e proteção suplementar. Cada um dos conjuntos deverá dispor das funções conforme indicado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Funções de Proteção e Controle utilizadas nas Usinas da CEMIG GT

FUNÇÕES	NÚMERO ANSI
Proteção de Distância	21
Sobre-excitação (Volts/Hertz)	24
Potência Inversa	32
Perda de Excitação	40

⁶ ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro

Proteção de Sequência Negativa	46
Energização Acidental	50/27
Sobrecorrente	50/51
Sobrecorrente com Restrição por Tensão	51V
Sobretensão	59
Falta à terra no Rotor	64F
Falta à terra no Estator – 95%	64G-95%
Falta à terra no Estator – 100%	64G-100%
Proteção de Frequência	81
Proteção Diferencial	87
Supervisão de Tensão ou Falha de Fusível	60

Fonte: do autor

3.1.2.1 Proteção de Distância

A função de proteção de distância utilizada no sistema de proteção de geradores é usada como backup da proteção principal (Diferencial-87G), ou seja, uma proteção retaguarda para faltas entre fases, cabos/barramentos blindados, cubículos de surto, transformadores elevadores, linhas curtas e barramentos na subestação da usina.

A função de distância para proteção de geradores em usinas usualmente habilita-se 03 zonas de proteção. A figura 3.3 ilustra o alcance das zonas de proteção da função de distância (21), onde ajusta-se o alcance da 1ª zona até o primário do transformador elevador (de 70 a 90% da impedância do Trafo), o alcance da 2ª zona até barramento da subestação elevadora da usina. Há ainda o ajuste de uma 3ª zona, que normalmente é ajustada com o alcance reverso para dentro do gerador.

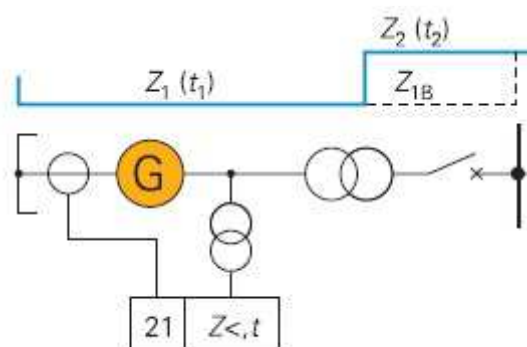


Figura 3.3 – Classificação da Proteção de Distância

Fonte: Catálogo da Siemens Siprotec 7UM62[2005]

A característica de disparo da função de distância depende da filosofia adotada pelo engenheiro de proteção e do fabricante do relé. A figura 3.4 ilustra a característica de disparo da função de proteção de distância do relé 7UM62 da Siemens é um polígono. É uma característica simétrica no plano R/X, o cálculo da impedância é realizado por meio dos vetores de tensão e corrente derivados dos valores medidos.

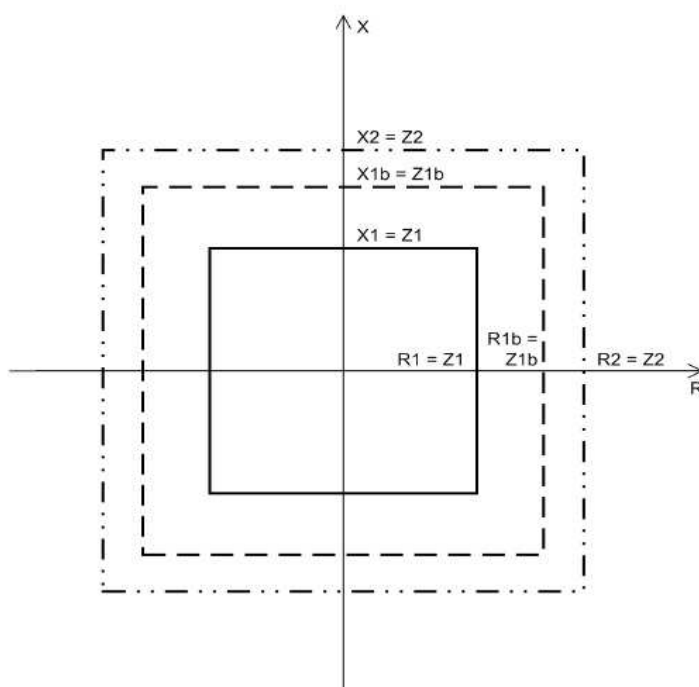
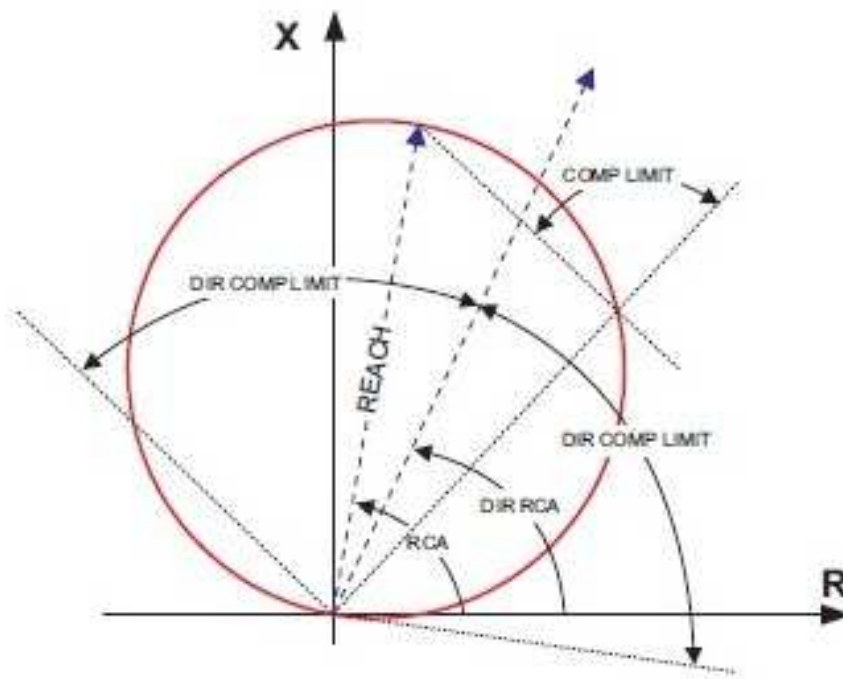


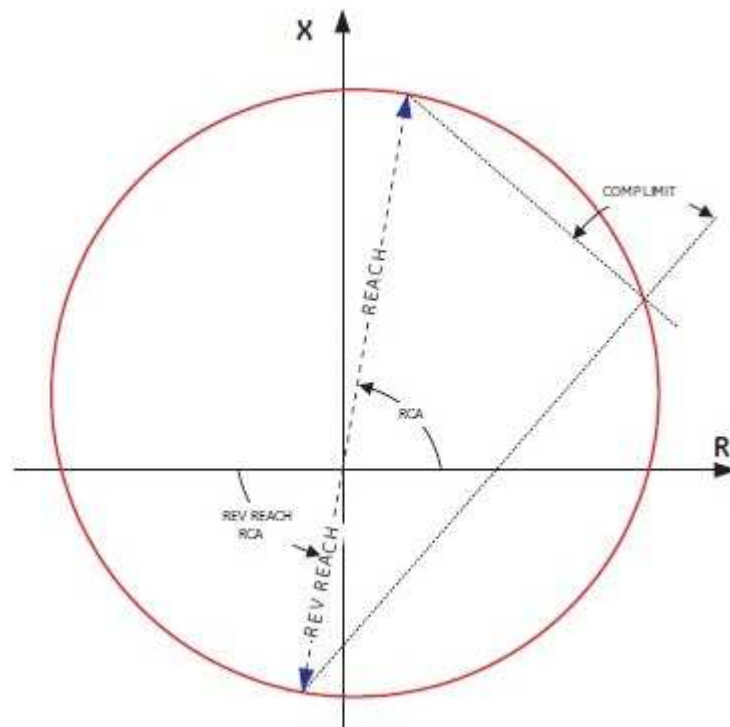
Figura 3.4 - Características de disparo da proteção de impedância do Relé 7UM62 da Siemens

Fonte: Catálogo do Relé 7UM 62 da Siemens [2005]

Já na figura 3.5 ilustra a característica de disparo da função de proteção de distância do relé G60 da GE, é uma MHO polarizada pela tensão de sequência positiva. Esta MHO tem característica dinâmica com memória polarizada com reatância adicional, direcional, sobrecorrente e supervisão característica. Quando ajustada para não direcional, a função torna-se uma MHO deslocada com alcance reverso controlado independente do alcance para frente, e todas as características direcionais são removidas.



Unidade MHO direcional



Unidade não direcional

Figura 3.5 - Características de disparo da proteção de impedância do Relé G60 da GE

Fonte: Catálogo do Relé G60 da GE [2011]

3.1.2.2 Sobre-excitação (Volts/Hertz)

A função de sobre-excitação é também conhecida por Volts/Hertz. A sobre-excitação gera um aumento da densidade de fluxo magnético, saturando o núcleo magnético, e o fluxo dispersa em partes magnéticas não laminadas, provocando uma elevação rápida da temperatura. No gerador, o excesso de fluxo magnético no seu núcleo danifica o isolamento das lâminas do pacote magnético e dos enrolamentos próximos às extremidades do núcleo e às estruturas do gerador, devido ao aquecimento adicional proporcionado pelo aumento das perdas por histerese e correntes parasitas. Esta sobre-excitação é normalmente oriunda de uma sobretensão ou de uma subfrequência no gerador. Nas usinas da CEMIG GT a configuração mais comum é o gerador ligado diretamente ao transformador elevador, e para esse conjunto o elemento mais sensível ao sobrefluxo é o transformador elevador. Na figura 3.6 mostra um diagrama lógico da função de sobre-excitação do relé 7UM62 da Siemens, lógica de alarme, trip e bloqueio da função.

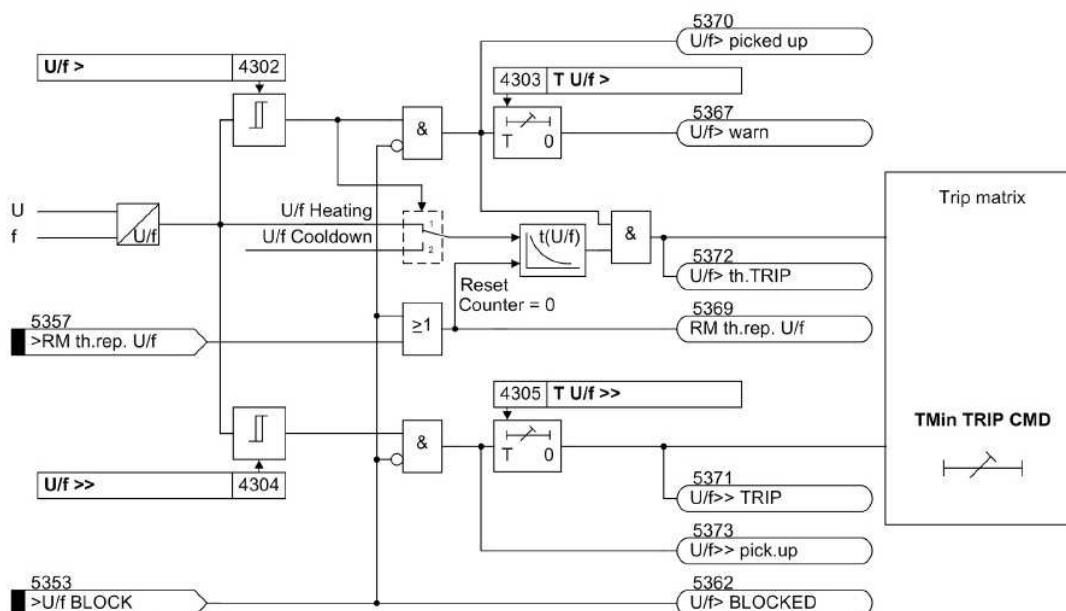


Figura 3.6 - Diagrama Lógico da Proteção de Sobre-excitação do Relé 7UM62 da Siemens

Fonte: Catálogo do Relé 7UM 62 da Siemens [2005]

3.1.2.3 Potência Inversa

A proteção de Potência Inversa protege o gerador para falhas no sistema de regulação de velocidade, onde esta falha provoca o fechamento do distribuidor, passando o gerador a consumir potência ativa do sistema elétrico ao invés de fornecer (motorização da unidade geradora).

O ajuste da proteção de Potência Inversa deve ter uma temporização, normalmente de alguns segundos, para evitar desligamentos indevidos quando houver oscilações de potência em momentos de faltas no Sistema Elétrico Interligado.

Em algumas Usinas Hidráulicas essa função 32 é configurada apenas para alarme, pois *na* motorização a potência ativa absorvida não provoca problema momentâneo para o Sistema Elétrico Interligado, como exemplo podemos citar a UHE Nova Ponte da CEMIG GT. Em outras usinas a função é bloqueada quando da conversão do gerador para Motor Síncrono devido ao tempo de motorização durante a conversão, como exemplo pode-se citar a UHE Volta Grande da CEMIG GT.

3.1.2.4 Perda de Excitação

Os fundamentos da perda de excitação, de acordo com o descrito em IEEE [Std C37.102TM, 2006], a excitação em máquinas síncronas pode ser completamente ou parcialmente perdida por meio de:

- Abertura acidental do disjuntor/chave de campo;
- Curto-circuito no campo;
- Falha controle do Regulador de Tensão;
- Mau contato nas escovas do anel coletor;
- Falha na fonte de alimentação do sistema de excitação.

Quando um gerador síncrono perde seu sistema de excitação, o campo do rotor perde repentinamente sua força magnetomotriz – fmm. O efeito da queda de tensão interna do gerador é a redução do ângulo de potência transmitida. Devido a isso, o rotor começa a girar com uma velocidade diferente da nominal, perde o seu acoplamento magnético com o estator, e ocasiona uma queda na potência ativa gerada. Durante este período, como o regulador de velocidade ainda está ajustado para entregar a mesma quantidade de potência mecânica, a máquina acelera. Desse modo, o gerador que em condições normais opera como gerador síncrono passa a operar como um gerador de indução, recebendo correntes reativas do sistema que são induzidas no corpo do rotor, enrolamentos amortecedores e enrolamentos de campo. A frequência das correntes induzidas no rotor pelo estator depende do escorregamento alcançado pela máquina. Essas correntes podem atingir a magnitude da ordem de 2 a 4 vezes a corrente nominal do estator, gerando aquecimento excessivo no corpo do rotor [Anderson, 1998].

Existem vários métodos de proteção contra perda de excitação, mas para alguns geradores com reatâncias síncronas de eixo direto maiores que 1,2 PU – Por Unidade, podem ocorrer atuações indevidas em função de oscilações estáveis de potência, portanto é um desafio da engenharia a escolha do método adequado a cada gerador e coordenar a função de proteção Perda de Excitação com os limitadores dos reguladores de tensão dos sistemas excitação estáticos das usinas. A figura 3.7 ilustra uma curva de Capabilidade de um gerador síncrono, onde são identificados os limites térmicos do enrolamento do estator e das bobinas dos pólos do rotor, o limite de estabilidade teórico, o limite de estabilidade prática e mínimo prático do sistema de excitação.

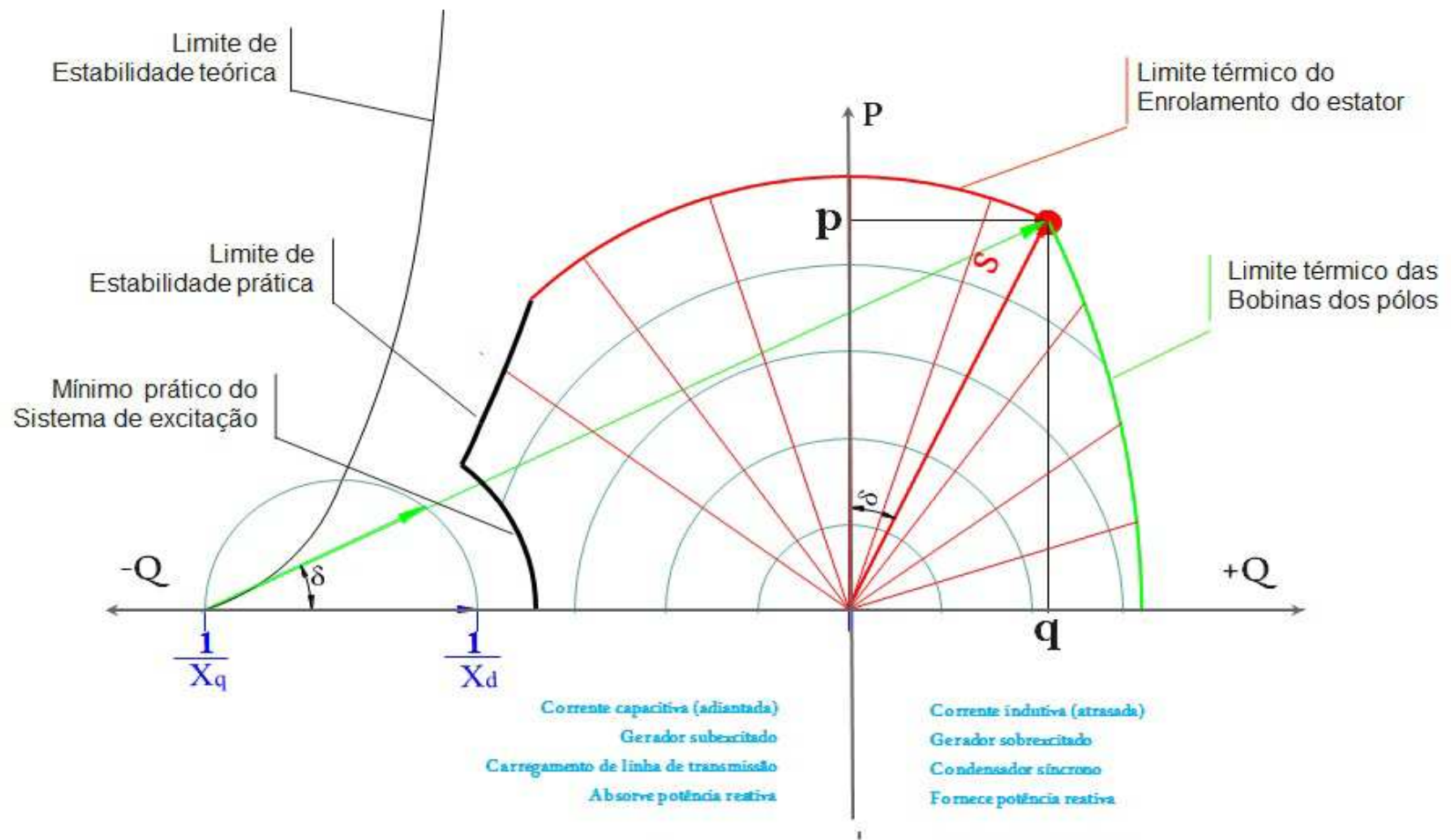


Figura 3.7 – Curva de Capabilidade de um Gerador síncrono de Pólos Salientes

Fonte: Princípios de Operação de Máquinas Síncronas – J. Johnny Rocha, [Alstom, 2012]

A figura 3.8 ilustra a característica de operação da função de proteção perda de excitação do relé G60 da GE, são duas unidades MHO com temporização diferente para o disparo. Segundo Lima [Lima, 2002] as unidades MHO são deslocados por um off-set, com a finalidade de que a função não opere indevidamente quando houver transitórios, como perda de estabilidade e/ou na eliminação de um curto circuito trifásico no sistema, normalmente esse off-set é a metade da reatância transitória de eixo direto ($X'd$) do gerador. A primeira unidade MHO tem o alcance (diâmetro) da impedância de base (Z_b) do gerador, mas uma temporização para o disparo menor (normalmente 0,5 seg) e segunda unidade MHO tem o alcance (diâmetro) da reatância síncrona de eixo direto (X_d) do gerador, com uma temporização maior (normalmente 5 seg) para dar tempo ao regulador de tensão regular a tensão do gerador a níveis nominais após transitórios no sistema interligado.

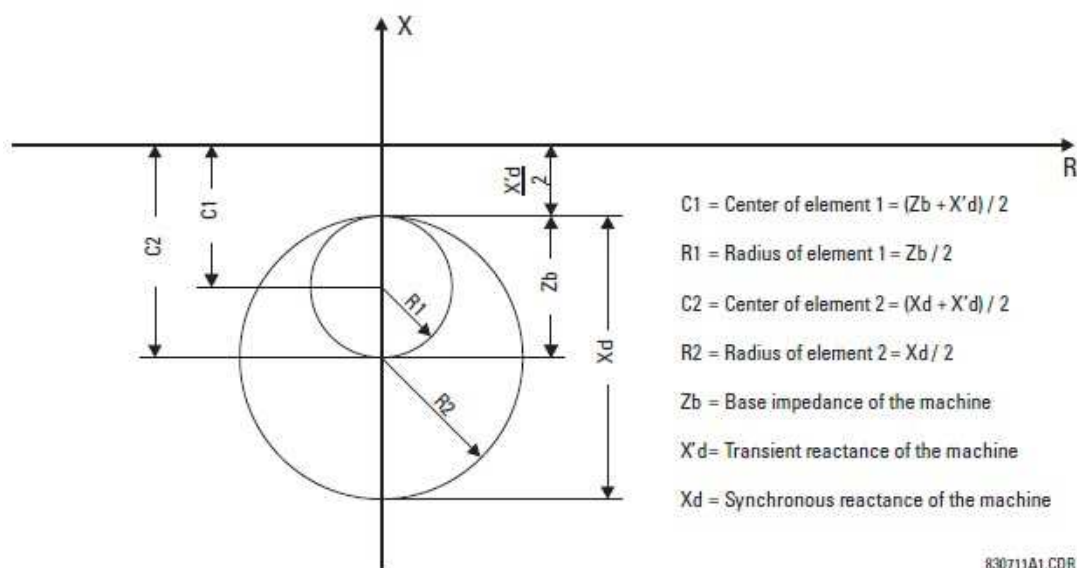


Figura 3.8 – Característica de operação perda de excitação do relé G60

Fonte: Catálogo do Relé G60 da GE [2011]

3.1.2.5 Sequência Negativa

A proteção de Sequência Negativa protege os geradores contra aquecimentos no rotor, provocados por desequilíbrio de corrente no estator. Essas correntes provocam uma elevação rápida de temperatura que pode causar danos no rotor.

As causas do aparecimento dessas corrente em geral são falhas externas ao gerador, por exemplo faltas entre fases, circuitos abertos, desequilíbrios de carga, assimetria do sistema (linhas de transmissão sem transposição ou banco de transformadores monofásicos com impedâncias diferentes).

Para a maioria dos geradores de pólos salientes com enrolamentos amortecedores e resfriamento indireto é permitido 8% de desequilíbrio de correntes de Sequência Negativa em regime contínuo. A figura 3.9 ilustra a equação para curva de tempo em função do desequilíbrio de sequência negativa: $K=I_2^2*t$, onde:

- K: Constante relacionada ao tipo de máquina; como já dito para gerador de pólos salientes e enrolamentos amortecedores é 10;
- I_2 : Corrente de Sequência Negativa em RMS;
- t: Tempo em segundos.

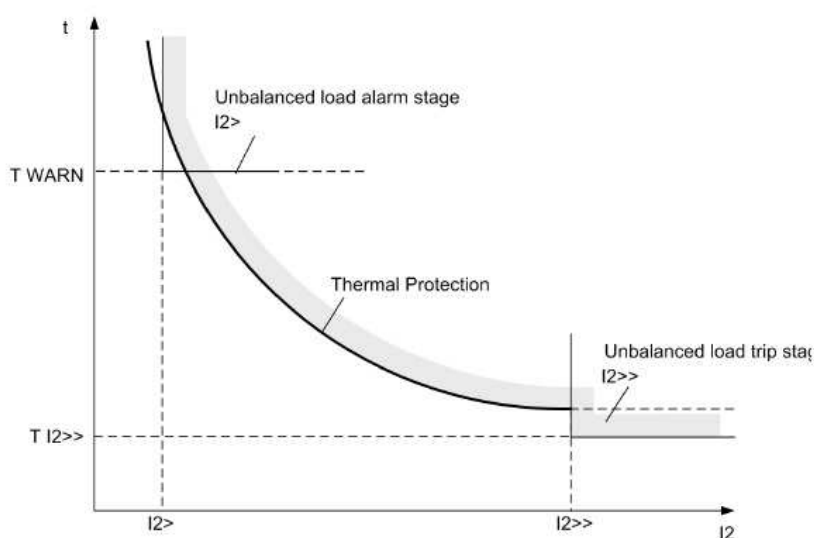


Figura 3.9 – Curva de Tempo da Proteção de Sequência Negativa do Relé 7UM62 da Siemens

Fonte: Catálogo do Relé 7UM 62 da Siemens [2005]

3.1.2.6 Energização Acidental

A lógica de Energização Acidental protege contra a energização acidental do gerador parado ou em processo de parada, levando o mesmo a operar como motor de indução. A corrente que circula neste caso é altíssima e pode danificar o gerador rapidamente. As causas mais comuns são manobras indevidas, falhas no disjuntor que alimenta o gerador.

A figura 3.10 ilustra a lógica da GE, relé G60, para energização acidental (50/27), onde com o gerador parado ou em processo de parada e uma subtensão após 5 segundos a lógica se arma, se o disjuntor fechar e aparecer uma sobrecorrente a lógica é ativada e envia instantaneamente um sinal de desligamento para o disjuntor.

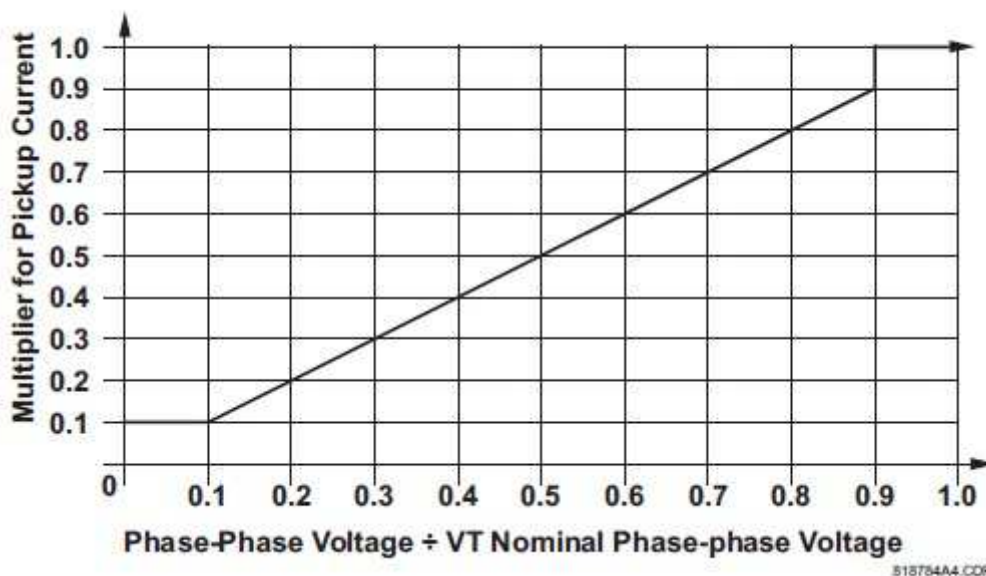


Figura 3.11 – Característica de operação da função 51V do relé G60

Fonte: Catálogo do Relé G60 da GE [2011]

3.1.2.8 Sobretensão

A função de Sobretensão protege o gerador contra sobretensões de origem sistêmicas, rejeições de carga e falhas nos reguladores de tensão dos sistemas de excitação. Segundo Silva [Silva, 2009] “Toda sobretensão acima dos valores permissíveis produz um aumento no campo elétrico que pode provocar deterioração do isolamento das bobinas do estator do gerador e ou do transformador, possibilitando o surgimento de faltas à terra”.

A maioria dos relés usa um bloco comparador da tensão entre fases ou fase-terra com um ajuste parametrizado no relé de proteção. A saída do comparador pode estar ligada a um temporizador para então enviar o sinal de desligamento. Normalmente são habilitados um estágio instantâneo e um estágio temporizado, coordenados com os reguladores de tensão, para dar um tempo a estes regularem a tensão do gerador a níveis nominais após transitórios no sistema interligado.

3.1.2.9 Falta à Terra no Rotor

Os enrolamentos de campo do rotor são alimentados por corrente contínua e isolados da terra. A proteção de falta à terra no rotor identifica o 1º ponto de falta à terra, atua de modo a evitar que haja um 2º ponto de falta a terra. O 1º ponto em tese não provocaria danos à máquina, mas ocorrendo um 2º ponto de falta à terra, provocaria um curto-circuito nos enrolamentos de campo, que por sua vez

distorceria os fluxos magnético do rotor, causando vibrações e esforços prejudiciais a todo conjunto da máquina.

Para detectar falta à terra no rotor são usados normalmente a injeção de corrente alternada, a injeção de tensão contínua ou o divisor de tensão. A figura 3.12 ilustra o esquema de injeção de corrente alternada para identificação de falta à terra, esquema adotado pela Siemens.

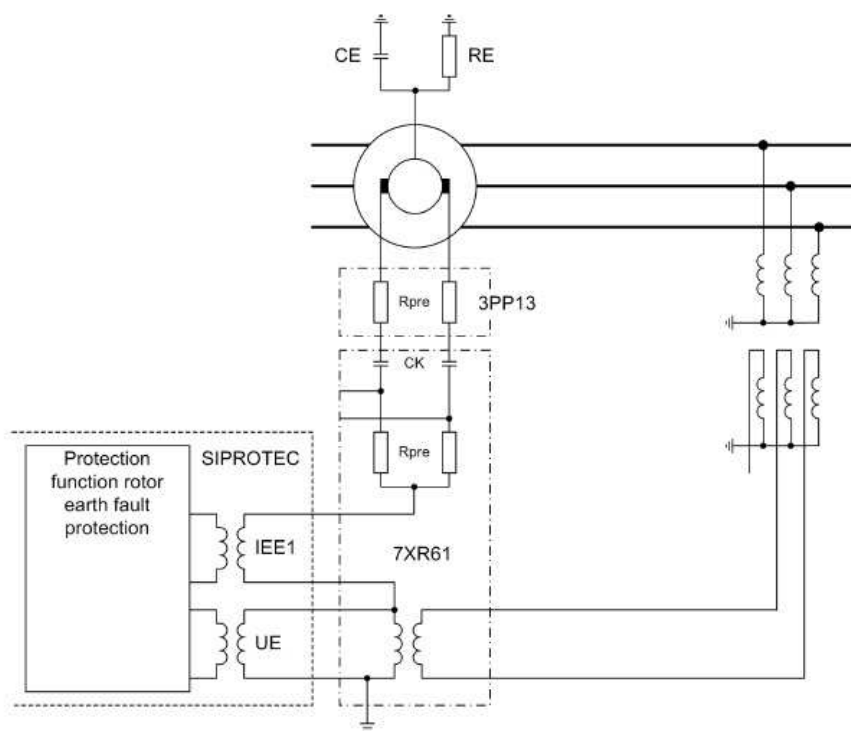


Figura 3.12 – Circuito de injeção corrente alternada do Relé 7UM62 da Siemens

Fonte: Catálogo do Relé 7UM 62 da Siemens [2005]

3.1.2.10 Falta à Terra no Estator 95%

A função 65G-95% protege para falta à terra até 95% do comprimento total dos enrolamentos do estator a partir dos terminais de fase, pois nos 5% dos enrolamentos próximos do lado do Neutro do gerador os valores não sensibilizam as proteções, sendo necessários outros métodos para proteger esses enrolamentos.

Nas grandes usinas da CEMIG GT os neutros dos geradores não são aterrados diretamente e sim por meio de transformadores, resistores ou reatores, que limitam as correntes de falta à terra a valores de 2 a 15A. Quando é aterrado por meio de transformadores a tensão primária é igual ou maior que a tensão nominal do gerador e a tensão secundária é em torno de 120 a 240 Volts. No secundário deste transformador é instalado um resistor, calculado para que em caso de falta à terra com potencial nominal a corrente que irá circular no resistor refletida no primário do transformador seja de no

máximo 15A; a corrente que circula no resistor causa uma queda de tensão no mesmo. Neste caso, utiliza-se um relé de sobretensão em paralelo ao resistor, quando há uma falta à terra no estator irá sensibilizar o relé 59N. A figura 3.13 ilustra o esquemático característico da ligação da função 64G-95% utilizando transformador de aterramento do neutro do gerador e relé 59N em paralelo com o resistor, normalmente este relé de sobretensão é ajustado para 5% da tensão, que significa aproximadamente proteção de 90 a 95% do enrolamento do estator.

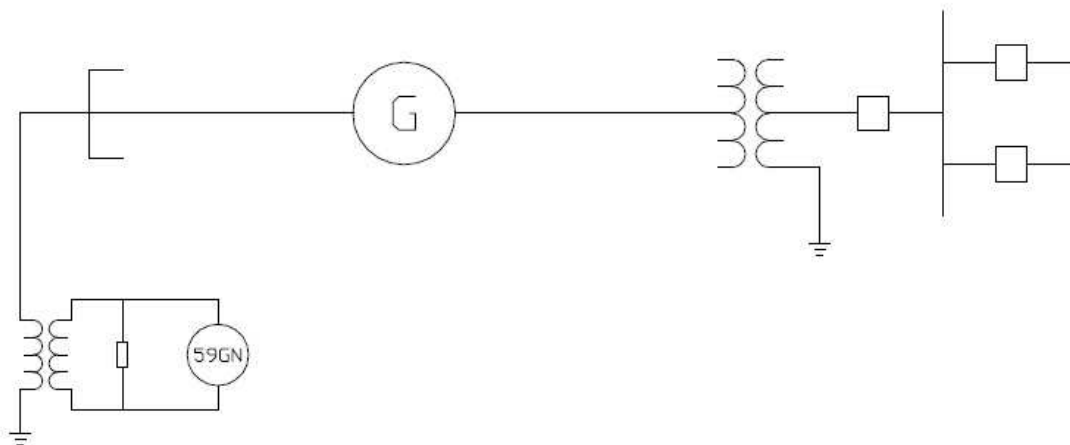


Figura 3.13 – Ligação característica 65G-95%

Fonte: Treinamento de Proteção UHE Três Marias – [Batista, 2006].

3.1.2.11 Falta à Terra no Estator 100%

Para proteção de falta à terra dos enrolamentos do estator em 100% de sua extensão são necessários outros métodos de medição, como a medição da tensão de terceiro harmônico. A tensão de terceiro harmônico fase-neutro está presente no gerador devido a sua característica construtiva. A figura 3.14 ilustra o perfil característico da tensão de terceiro harmônico no enrolamento do estator. Quando ocorre uma falta fase-terra nos enrolamentos próximos ao neutro, esse perfil é alterado. No enrolamento próximo do neutro ocorre um decréscimo na magnitude da tensão enquanto que nos terminais de saída ocorre o oposto, ou seja, um acréscimo na magnitude da tensão, então comparando a tensão do lado do neutro e a do lado de saída do gerador, quando a tensão de terceiro harmônico do enrolamento de saída é muito maior que a tensão do lado do neutro indica que há uma falta à terra no enrolamento próximo ao lado do neutro do gerador. Baseado neste comportamento utiliza-se relés de tensão de 180 Hz, para proteger as primeiras espiras próximas ao fechamento do neutro.

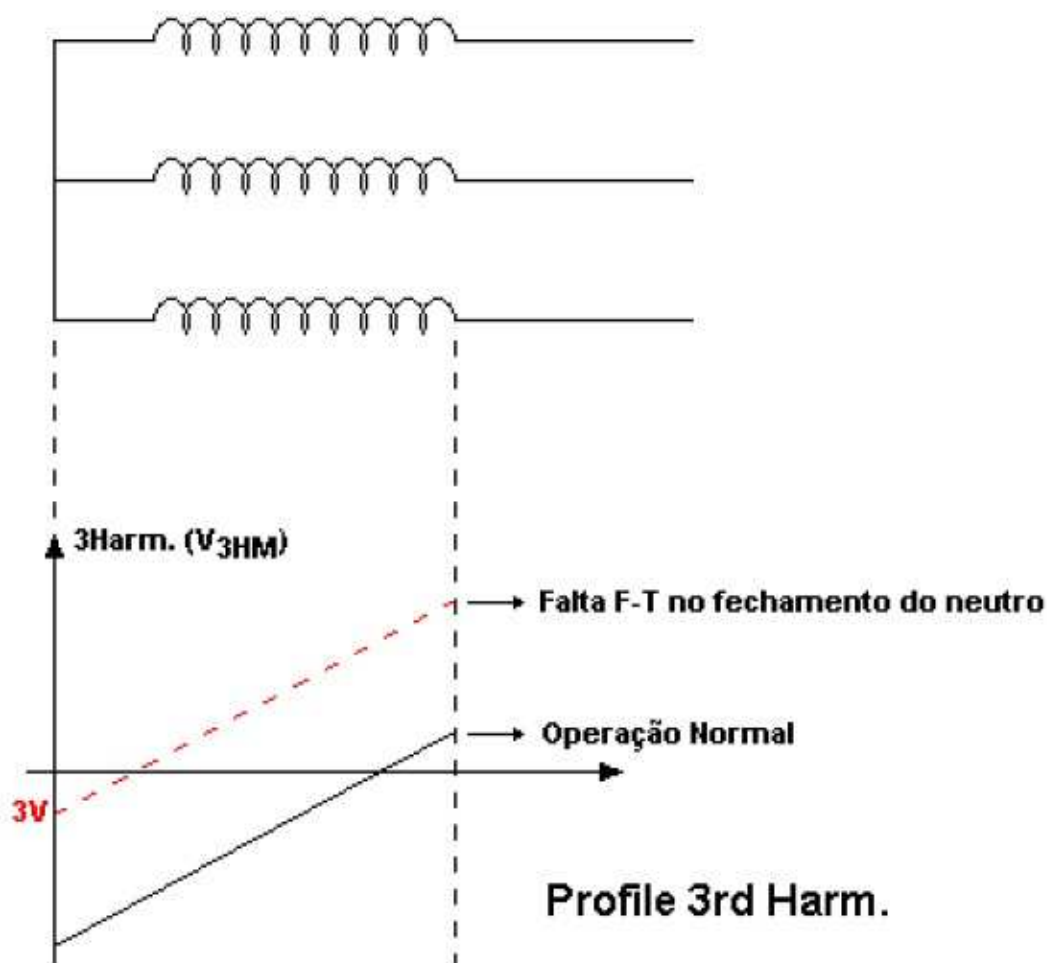


Figura 3.14 – Perfil de terceiro harmônico nos enrolamentos de um Gerador síncrono 65G-100%
Fonte: Treinamento de Proteção UHE Três Marias – [Batista, 2006].

3.1.2.12 Proteção de Frequência

A função da proteção de Frequência é proteger o gerador contra frequências altas e baixas da máquina, oriundas de falha no regulador de velocidade ou em caso de desequilíbrio entre a geração e a demanda no sistema. No caso de uma grande perda de um bloco de carga há sobrefrequência e quando de uma perda de um bloco de geração haverá uma subfrequência. Em ambos os casos se a ação do regulador de velocidade não obtiver uma resposta satisfatória e rápida então o gerador deverá ser desinterligado do sistema.

Essa função é muito importante nos geradores que operam em sistemas ilhados.

3.1.2.13 Proteção Diferencial do Gerador

A função de proteção diferencial é a principal proteção do gerador para faltas entre fases e/ou fase-terra dentro da sua zona de proteção.

A proteção diferencial utilizada nos geradores é baseada no relé diferencial percentual, que compara as correntes secundárias dos transformadores de correntes - TC's instalados do lado do neutro com as correntes secundárias das mesmas fases dos TC's instalados na saída do gerador. Essa área entre os TC's é chamada de área diferencial. Em condições normais, sem faltas, as correntes que entram no gerador é a mesma que sai. Quando há uma falta dentro da área diferencial, a corrente de falta irá passar apenas por um dos TC's, então haverá uma corrente diferencial circulando pelo relé, o que provocará a sua operação. A figura 3.15 ilustra o esquema de ligação de um relé diferencial de gerador.

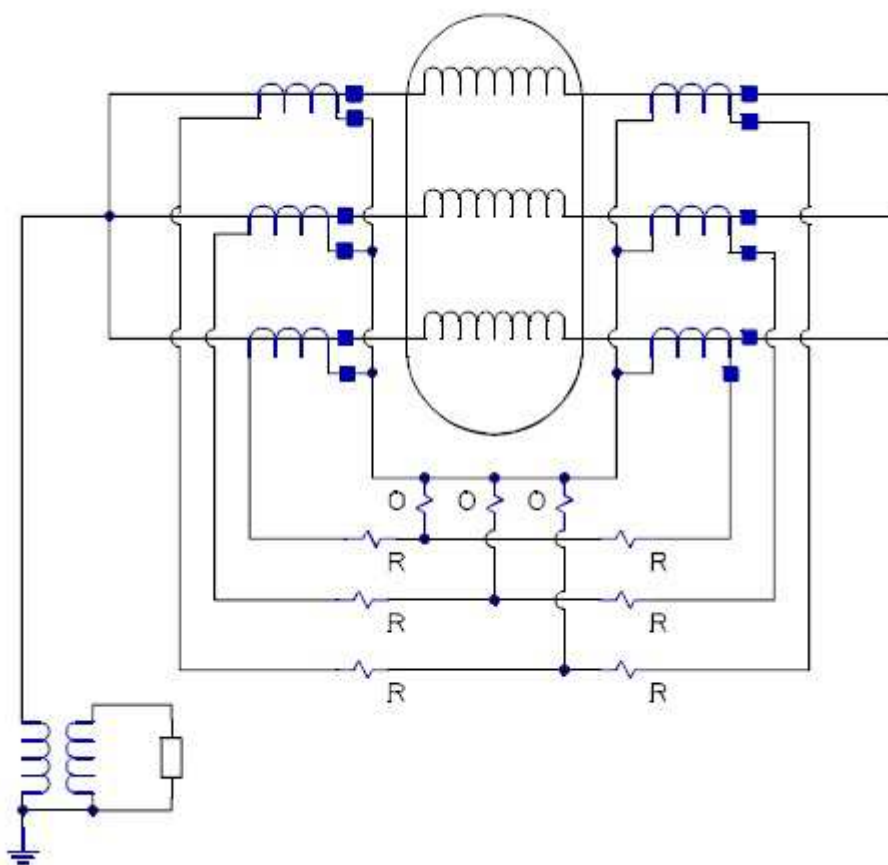


Figura 3.15 – Conexão do relé Diferencial percentual.

Fonte: C37.102-1995_IEEE Guide for AC Generator Protection. [1995]

Os TC's possuem erros, há sempre uma pequena corrente que circula na bobina de operação do relé, mas a bobina de restrição irá produzir um fluxo para que não ocorra operação indevida, principalmente nas condições de curto-circuito, quando a circulação das correntes aumenta. Para melhorar o desempenho e evitar erros maiores são usados TC's com as mesmas características

construtivas. A figura 3.16 ilustra a curva característica do pick-up do elemento diferencial, relação entre a corrente de operação e a corrente de restrição, do relé SR489 da GE.

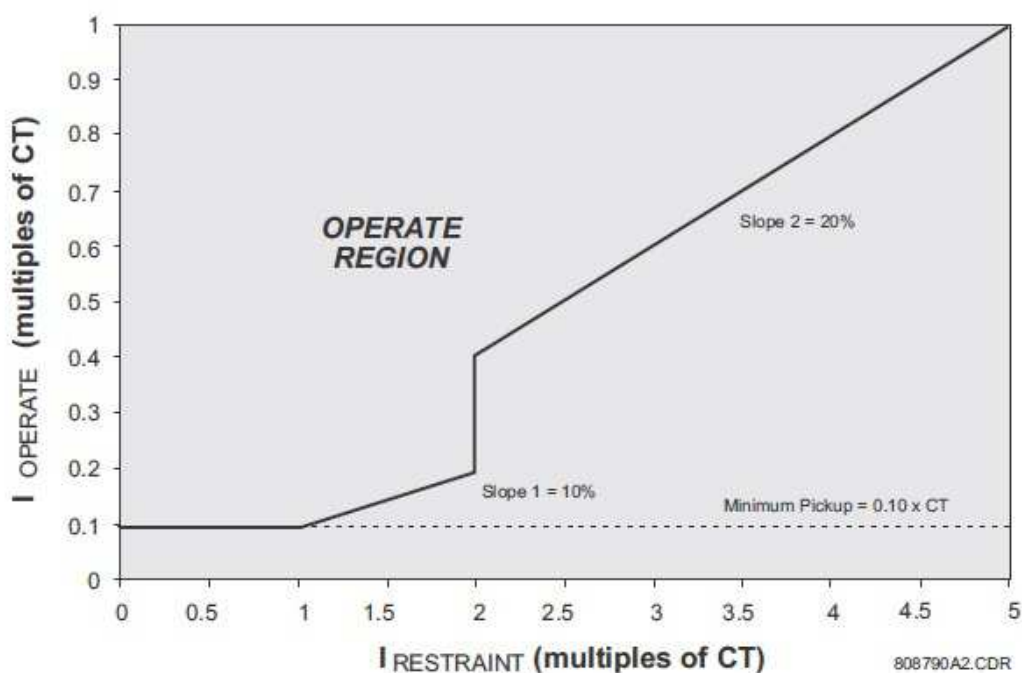


Figura 3.16 – Característica do pick-up do elemento diferencial do relé SR489

Fonte: Catálogo do Relé SR489 da GE [2006]

3.1.2.14 Falha de Fusível

A função de falha de fusível é proteger o sistema de proteção de operações indevidas quando de falha nos dispositivos (fusível e/ou disjuntor termomagnético) que alimenta circuito de tensão do relé digital. Quando é identificada uma falha, a lógica da função de falha de fusível bloqueia as funções de proteção que dependem da magnitude da tensão, por exemplo, a função de distância.

A figura 3.17 ilustra a lógica da função de falha de fusível do relé SR489 da GE. A falha de fusível é ativada quando há níveis significativos de tensão de sequência negativa, sem as correspondentes correntes de sequência negativa e o gerador está interligado. Também quando o gerador está interligado e não há tensão de sequência positiva a função de falha de fusível é ativada.

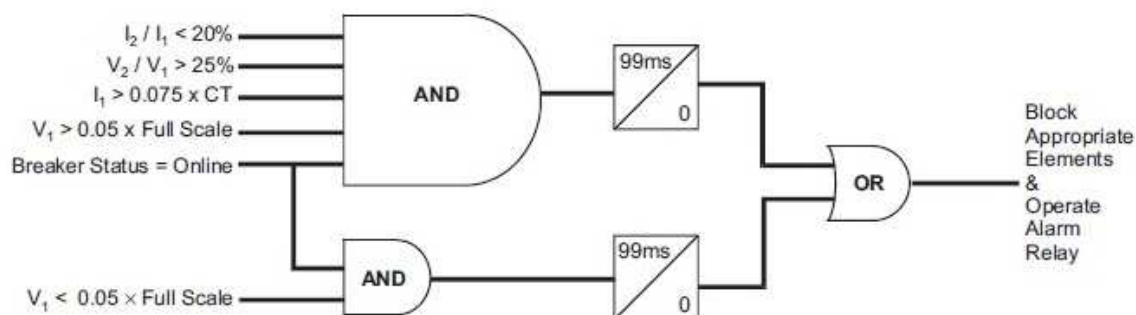


Figura 3.17- Função Falha de Fusível do Relé SR489
 Fonte: Catálogo do Relé SR489 da GE [2006]

3.2 Variáveis de Entrada

Para os ensaios de modelo em relés de proteção digital de geradores utilizando o RTDS, é necessária uma configuração dos dados gerados pelo RTDS e as variáveis de controle dos relés. Todos esses dados devem ser configurados e padronizados para serem avaliados em uma mesma referência, criando assim uma base de dados padrão. Essa base de dados contém variáveis analógicas e digitais.

Por meio da leitura da base de dados do RTDS será criado um software, que avaliará os resultados das simulações. Entretanto é necessário criar também variáveis no software que serão utilizadas nas lógicas de avaliação.

Definiu-se as variáveis de entradas em 03 grupos:

- Variáveis de entrada do software de avaliação dos resultados;
- Variáveis de entrada do ensaio de modelo;
- Variáveis geradas pelo RTDS/relés durante o ensaio de modelo.

Os 03 grupos são apresentados nas tabelas 3.2, 3.3 e 3.4.

Tabela 3.2 – Variáveis de Entrada Definidas no Software de Avaliação dos Resultados

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
62_21Z1	Temporização da Zona 01
62_21Z2	Temporização da Zona 02
62_21Z3	Temporização da Zona 03
62_46	Temporização de Sequência Negativa
62_40-1	Temporização Perda de Excitação 1º Estágio
62_40-2	Temporização Perda de Excitação 2º Estágio
62_32	Temporização de Potência Inversa
62_51V	Temporização de Sobrecorrente com restrição de tensão
62_64F	Temporização de Falta à Terra no Rotor

62_64G1	Temporização de Falta à Terra no Estator 1º Estágio
62_64G2	Temporização de Falta à Terra no Estator 2º Estágio
62_50/27	Temporização de Energização Acidental
62_59	Temporização de Sobretensão
62_81-1U	Temporização de Subfrequência 1º Estágio
62_81_2U	Temporização de Subfrequência 2º Estágio
62_81_1O	Temporização de Sobrefrequência
62_50BF	Temporização Falha Disjuntor
21Z1_REACH	Alcance da zona 1 em Ω até o Transformador Elevador
21Z2_REACH	Alcance da zona 2 em Ω até o Barramento da SE Elevadora
21Z3_REACH	Alcance da zona 3 em Ω (normalmente 20% do X_d do Gerador)
TIME_SET	Tempo desejado para eliminação completa da falta
TIME_MAX	Tempo máximo para verificação de abertura do polo do disjuntor

Tabela 3.3 – Variáveis de Entrada Especificadas para o Ensaio de Modelo

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
NUM	Identifica o número do caso simulado
SECAO	Refere-se à seção do relatório do ensaio.
DATA_HORA	Data e hora de início do teste
TIPO DE FALTAS	Sobrecarga; curto-circuito interno; curto-circuito externo; energização acidental; falha à terra; Perda de excitação; Sobretensão; Sobre e Subfrequência; Sobrefluxo
LOCAL	Localização da Falta: ex.: Falta interna (em Ω), Externa (em Ω)
RES_FF	'Resistência de falta (Entre Fases): 0ohms a 10ohms
RES_FT	'Resistência de falta (Entre Fase e Terra): 0ohms a 10ohms
POW	Ângulo de incidência da falta
CARGA	Condição de carga: Carga Leve, Carga Pesada
Spead no Load	Gerador a vazio e excitado: Sim, Não

Tabela 3.4 – Variáveis de Entrada Registradas Durante o Ensaio de Modelo

VARIÁVEL	DESCRIÇÃO
21Z1_TRIP	Proteção de Distância Zona 1 – Disparo
21Z2_PKP	Proteção de Distância Zona 2 – Pickup
21Z2_TRIP	Proteção de Distância Zona 2 – Disparo
21Z3_PKP	Proteção de Distância Zona 3 – Pickup
21Z3_TRIP	Proteção de Distância Zona 3 – Disparo
87G_PKP_A	Proteção Diferencial Fase A- Pickup
87G_TRIP_A	Proteção Diferencial Fase A - Disparo
87G_PKP_B	Proteção Diferencial Fase B - Pickup
87G_TRIP_B	Proteção Diferencial Fase B - Disparo
87G_PKP_C	Proteção Diferencial Fase C - Pickup
87G_TRIP_C	Proteção Diferencial Fase C - Disparo
32_PKP	Proteção Potência Inversa - Pickup

32_TRIP	Proteção Potência Inversa - Disparo
51V_PKP_A	Proteção Sobrecorrente com restrição de Tensão Fase A - Pickup
51V_TRIP_A	Proteção Sobrecorrente com restrição de Tensão Fase A - Disparo
51V_PKP_B	Proteção Sobrecorrente com restrição de Tensão Fase B - Pickup
51V_TRIP_B	Proteção Sobrecorrente com restrição de Tensão Fase B - Disparo
51V_PKP_C	Proteção Sobrecorrente com restrição de Tensão Fase C - Pickup
51V_TRIP_C	Proteção Sobrecorrente com restrição de Tensão Fase C - Disparo
46_PKP	Proteção Sequência Negativa - Pickup
46_TRIP	Proteção Perda de Excitação - Disparo
40-1_PKP	Proteção Perda de Excitação 1º Estágio - Pickup
40-1_TRIP	Proteção Perda de Excitação 1º Estágio - Disparo
40-2_PKP	Proteção Perda de Excitação 2º Estágio - Pickup
40-2_TRIP	Proteção Perda de Excitação 2º Estágio- Disparo
64F_PKP	Proteção Falha à Terra no Rotor - Pickup
64F_TRIP	Proteção Falha à Terra no Rotor - Disparo
64G1_PKP	Proteção Falha à Terra no Estator 95% - Pickup
64G1_TRIP	Proteção Falha à Terra no Estator 95% - Disparo
64G2_PKP	Proteção Falha à Terra no Estator 100% - Pickup
64G2_TRIP	Proteção Falha à Terra no Estator 100% - Disparo
24G1_PKP	Proteção Volts/Hertz 1º Estágio - Pickup
24G1_TRIP	Proteção Volts/Hertz 1º Estágio - Disparo
24G2_PKP	Proteção Volts/Hertz 2º Estágio - Pickup
24G2_TRIP	Proteção Volts/Hertz 2º Estágio - Disparo
50/27_HAB	Proteção Energização Acidental Habilitada
50/27_PKP	Proteção Energização Acidental Pickup
50/27_TRIP	Proteção Energização Acidental Disparo
59_PKP	Proteção Sobretensão - Pickup
59_TRIP	Proteção Sobretensão - Disparo
87L_TRIPC	Proteção Diferencial de Linha – Disparo fase C
81_1U_PKP	Proteção Subfrequência 1º Estágio - Pickup
81_1U_TRIP	Proteção Subfrequência 1º Estágio - Disparo
81_2U_PKP	Proteção Subfrequência 2º Estágio - Pickup
81_2U_TRIP	Proteção Subfrequência 2º Estágio - Disparo
81_1O_PKP	Proteção Sobrefrequência - Pickup
81_2O_TRIP	Proteção Sobrefrequência - Disparo
60_VTFF	Falha de Fusível – Função Ativa
50BF_START	Proteção Falha Disjuntor - Pickup
50BF_RETRIP	Proteção Falha Disjuntor - Redisparo
50BF_TRIP	Proteção Falha Disjuntor – Disparo nos demais Disjuntores

3.3 Critérios de Avaliação – Falhas Externas no Gerador

Os critérios de avaliação serão estabelecidos de acordo com as variáveis de entrada mostradas nas tabelas do item anterior e lógicas que serão desenvolvidas em função da metodologia proposta para aprovar ou reprovar as simulações dos ensaios de modelo.

Para exemplificar a metodologia de avaliação proposta, será estudado um caso de *Falhas Externas no gerador, entre o gerador e transformador elevador, mas fora da área Diferencial*.

Para este exemplo a função de 50BF não foi habilitada, porque não tem instalado disjuntor entre o gerador e o transformador elevador, configuração esta que contempla a maioria das Usinas da CEMIG GT. Normalmente o disjuntor está instalado no lado de alta do transformador elevador.

3.3.1 Avaliação do Tempo de Eliminação de Falta e Abertura Correta do Disjuntor

Nas usinas hidrelétricas não há uma definição para tempo mínimo de eliminação de faltas no gerador como há para as faltas em uma linha de transmissão, conforme definido no Submódulo 2.6 do procedimento de Rede do Operador Nacional do Sistema - ONS. Para os geradores o tempo de eliminação da falta deve ser o menor possível para prevenir danos ao mesmo, mas também deverá atender a seletividade e coordenação com outras funções de proteção de outros equipamentos do sistema elétrico, pois os geradores são projetados para suportar determinadas faltas por um determinado tempo, normalmente um tempo muito pequeno, que depende de suas características construtivas.

Diferentemente dos disjuntores de linhas de transmissão, na CEMIG GT os disjuntores de geradores não são habilitados para aberturas monopolares e não há religamentos automáticos.

Portanto, o tempo para eliminação de faltas em geradores é definido pelas equipes de engenharia de proteção em função do porte do gerador, da sua característica construtiva, da seletividade e coordenação com outros sistemas de proteção e também do nível de tensão da subestação elevadora da usina.

3.3.2 Avaliação das Respostas das Funções de Proteção

Para uma falta externa no gerador, entre o gerador e o transformador elevador, mas fora da área diferencial, a atuação das funções de proteção depende do tipo de falta (entre fases e/ou fase-terra) e da resistência de falta que influencia diretamente na operação destas funções.

Para uma falta externa fase-fase-terra (ABT) na caixa de entrada do transformador elevador, e como normalmente o alcance da primeira zona (Z1) da proteção de distância é ajustada para alcance de 70 a 90% da impedância do transformador elevador, a função de proteção que irá operar o disparo será a primeira zona (Z1) da proteção de distância, mas também irão partir (pick-up) as funções: segunda zona (21Z2) da proteção de distância, sobrecorrente (50/51) e o sobrecorrente com restrição de tensão (51V) e corrente de sequência negativa (46).

Como a falta é externa à área da proteção diferencial (87G), a mesma não poderá partir/operar, portanto é uma importante avaliação do desempenho do sistema de proteção. Mas também outras funções não poderão partir/operar, como volts/hertz (24), potência inversa (32), perda de excitação (40), sobrecarga (49), sobretensão (59), falta à terra no rotor (64F), falta à terra no estator (64G-95% e 64G-100%), energização acidental (50/27), falha de fusível (60_VTFF), frequência (81). Quanto à função de frequência (81) cabe uma observação, no momento da falta ela não deve operar, porém na sequência dos eventos ela poderá partir (pick-up) seja em função da rejeição de carga do gerador após a abertura do disjuntor e/ou se a falta demorar a ser eliminada.

A grande vantagem de se utilizar simulações dinâmicas, neste caso, simulações utilizando o RTDS e caixa de teste trifásica Doble, é que todos os fenômenos que ocorrem durante uma falta e estão relacionados entre si, podem ser reproduzidos e enviados ao relé digital multifunção com malha fechada, podendo então avaliar o desempenho geral da proteção como um todo, sinais analógicos em regime e transitórios, sinais de controle, supervisão, sinalização e se há interferências na resposta do relé e não apenas a resposta à simulação a uma única função de proteção.

A seguir uma lógica proposta para este exemplo descrito acima, Figura 3.18.

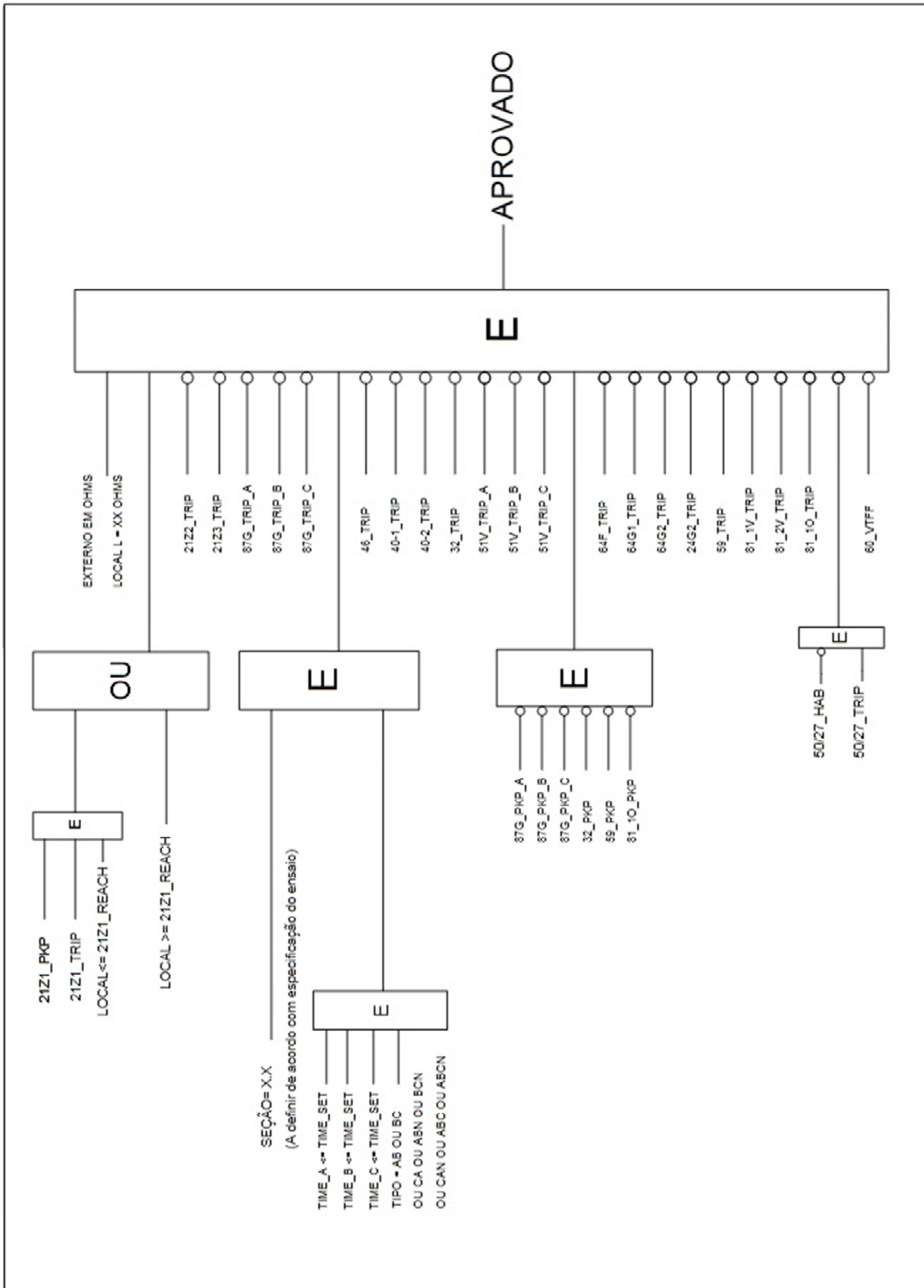


Figura 3.18 - Exemplo da lógica: Falta externas no gerador
(Entre o gerador e transformador elevador, mas fora da área diferencial)

4 Software de Avaliação dos Resultados

4.1 Apresentação da Proposta de criação do Software

A criação de um software de avaliação automática dos resultados é uma das metas do P&D GT-201, portanto serão apresentados aqui alguns exemplos de como está o desenvolvimento do software de avaliação automática dos resultados.

Nas planilhas com os resultados das simulações utilizando o RTDS, a linha superior identifica as variáveis de entrada e saída da simulação e as linhas inferiores os valores de cada variável, como ilustrado na figura 4.1, onde são apresentados os resultados de um ensaio de modelo de proteções de linhas de transmissão.

Test Index	Section	Time	Date	Fault Type	Fault Location	POW	Ph-N Fault Resistance (ohms)	Ph-Ph Fault Resistance (ohms)	t1 (s)	trecl (s)	t2 (s)	Trip Phase A (s)	Trip Phase B (s)	Trip Phase C (s)	Z1 Trip (s)	Z2 Trip (s)
69	4.3.1	08:14:40	17/06/2008	AN	Fe1	0	0.01	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
71	4.3.1	08:15:57	17/06/2008	BCN	Fe1	0	0.01	0.01	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
77	4.3.1	08:17:12	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
79	4.3.1	08:18:28	17/06/2008	BCN	Fe2	0	0.01	0.01	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
82	4.3.1	08:19:42	17/06/2008	AB	Fe2	90	-	0.01	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
85	4.3.2	08:20:57	17/06/2008	AN	Fe1	0	100	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
87	4.3.2	08:22:14	17/06/2008	BCN	Fe1	0	20,01	0.02	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
93	4.3.2	08:23:29	17/06/2008	AN	Fe2	0	100	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
95	4.3.2	08:24:46	17/06/2008	BCN	Fe2	0	20,01	0.02	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
126	4.4.2	08:26:00	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.05	0,96	1,01	0	0	0	0	0
127	4.4.2	08:26:48	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.05	1	1,05	0	0	0	0	0
128	4.4.2	08:27:35	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.05	1,04	1,09	0	0	0	0	0
1069	4.3.1	08:28:49	17/06/2008	AN	Fe1	0	0.01	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1071	4.3.1	08:30:03	17/06/2008	BCN	Fe1	0	0.01	0.01	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1077	4.3.1	08:31:16	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1079	4.3.1	08:32:31	17/06/2008	BCN	Fe2	0	0.01	0.01	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1082	4.3.1	08:33:44	17/06/2008	AB	Fe2	90	-	0.01	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1085	4.3.2	08:34:58	17/06/2008	AN	Fe1	0	100	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1087	4.3.2	08:36:12	17/06/2008	BCN	Fe1	0	20,01	0.02	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1093	4.3.2	08:37:27	17/06/2008	AN	Fe2	0	100	-	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1095	4.3.2	08:38:41	17/06/2008	BCN	Fe2	0	20,01	0.02	0.06	1	1.05	0	0	0	0	0
1126	4.4.2	08:39:56	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.05	0,96	1,01	0	0	0	0	0
1127	4.4.2	08:40:42	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.05	1	1,05	0	0	0	0	0
1128	4.4.2	08:41:28	17/06/2008	AN	Fe2	0	0.01	-	0.05	1,04	1,09	0	0	0	0	0

Figura 4.1- Exemplo de uma planilha com os resultados ensaio de modelo de proteções de linhas de transmissão.

Fonte: Monografia Software de Avaliação de Testes de Modelo Realizados em Proteções de Linhas de Transmissão Utilizando Simulador em Tempo Real (RTDS) [Batista, 2012]

Não é apresentada nesta monografia uma planilha com os resultados de um ensaio de modelo de proteções de gerador, porque ainda não foi realizado, mas apresentar-se-á como seria a planilha com os resultados de um ensaio de proteção de gerador contendo apenas a linha superior com a identificação das variáveis, mas sem os valores de cada variável do resultado do ensaio, como ilustrada na Figura 4.2.

Nº	SECAO	DATA	HORA	TIPO	LOCAL	RESISTENCIA FALTA		PONTO DE INCIDÊNCIA	CARGA	SPEED NO LOAD	TEMPO DE ELIMINAÇÃO			21/21					87G		
						FF	FT				A	B	C	Z1 TRIP	Z2 PICK-UP	Z2 TRIP	Z3 PICKUP	Z3 TRIP	PICKUP	TRIP	PICKUP
NUM	SECAO	DATA	HORA	TIPO	LOCAL	RES_FF	RES_FT	POW	CARGA	SPEED NO LOAD	TIME_A	TIME_B	TIME_C	Z121_TRIP	Z122_PKP	Z122_TRIP	Z123_PKP	Z123_TRIP	87G_PKP_A	87G_TRIP_A	87G_PKP_B

Figura 4.2- Exemplo Planilha de Resultados Ensaio de Modelo de proteções de Gerador

Fonte: autor [Agenor Pires de Moraes Júnior, 2012]

A possibilidade de simulações de casos de faltas no RTDS são inúmeras, e ao serem gerados os resultados e apresentados em forma de planilha, o engenheiro deverá avaliar manualmente estes resultados e marcar, por exemplo, em amarelo a linha que não foi aprovado no ensaio e em vermelho a variável que provocou a reprovação do ensaio. Mas quando o número de casos é muito grande, este processo levará muito tempo, portanto é fundamental o desenvolvimento do software de avaliação dos resultados de forma automática e, por exemplo, marcando os ensaios que não foram aprovados e também as variáveis que provocaram a reprovação.

Nesta monografia um dos objetivos é criar as variáveis de entrada para o RTDS, conforme foi mostrado nas tabelas 3.2, 3.3 e 3.4 do capítulo 3, construindo assim a sua base de dados, conforme o tipo de ensaio de modelo que será simulado.

A estrutura prevista para o software de avaliação dos resultados pode se resumir, na leitura da planilha dos resultados de cada caso simulado, no processamento destes resultados por meio de lógicas, como a exemplificada no capítulo 3. E finalmente apresentar os resultados finais com a conclusão do ensaio de modelo.

O desenvolvimento do Software de Avaliação dos Resultados está sendo realizado pela equipe de trabalho do P&D GT-201 e por alunos de graduação da Universidade Federal de Minas Gerais, com a supervisão do professor doutor Clever Pereira.

Este trabalho de desenvolvimento do Software de Avaliação dos Resultados está em sua fase inicial, mas algumas estruturas previstas já foram criadas de forma preliminar, com casos hipotéticos e alguns ensaios de modelo básicos em proteções de linhas de transmissão. Mostrar-se-á a seguir essa estrutura já desenvolvida.

4.2 Tela Inicial

Na tela inicial estão os menus *iniciar caso*, *analise resultados e configurações*. A Figura 4.3 ilustra uma proposta de como será a tela inicial do software de avaliação automática dos resultados.

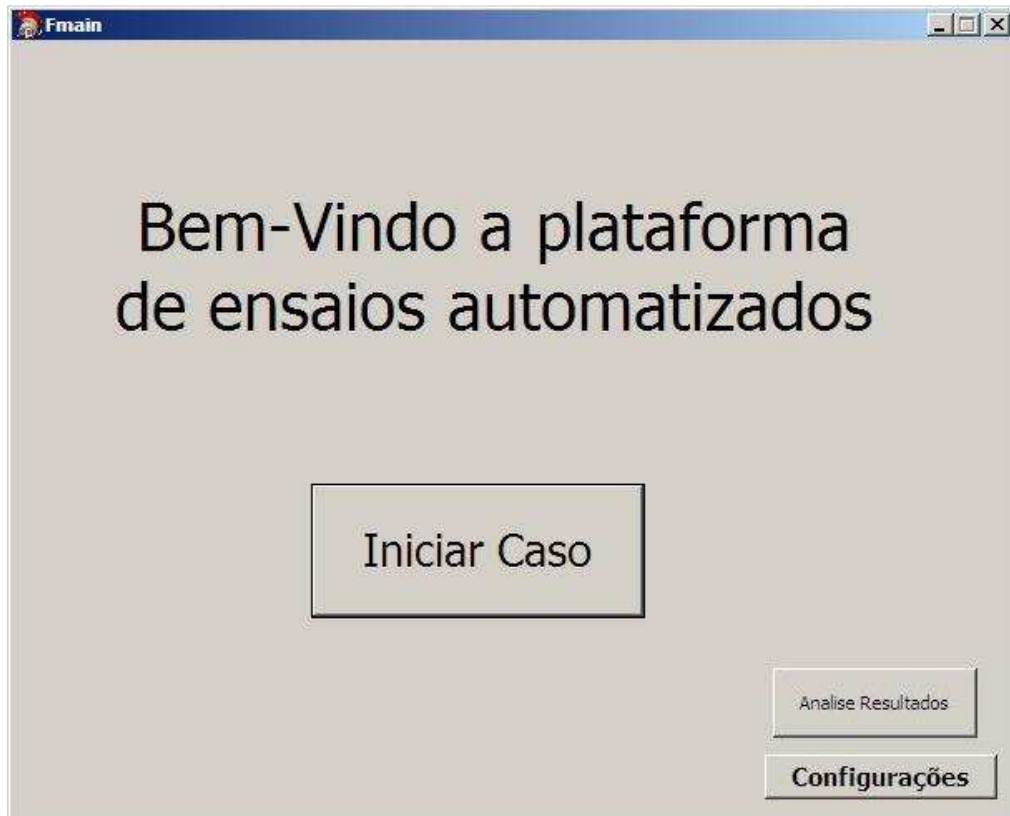


Figura 4.3 – Tela Inicial do Software de Avaliação Automática dos Resultados

Fonte: GT-201- CEMIG Geração e Transmissão [2012]

No menu *Iniciar Caso* iniciar a avaliação automatizada das simulações.

No menu *Analise Resultados* abre um novo menu com *arquivo* criar novo projeto, salvar um projeto em andamento.

No menu *Configurações* abre um novo menu *Definições* definir os valores das Variáveis de Entrada do Software de Análise de Resultados, relacionadas com a tabela 3.2 do Capítulo 3; e menu *Criar Lógica* criar as lógicas para cada caso simulado no ensaio de modelo, como exemplificado no capítulo 3.

No menu *Iniciar Análise* iniciar a avaliação automatizada das simulações.

4.3 Leitura da Planilha de Dados Gerada pelo RTDS

Para a leitura da planilha com os valores das variáveis e resultados das simulações realizadas utilizando o RTDS pelo software como ilustrado na Figura 4.4. menu *Arquivo* -> *Criar Projeto* -> Botão *Localizar*. Neste exemplo é utilizada uma planilha com extensão XLS de um ensaio genérico de falta ABC, gerado pelo RTDS.

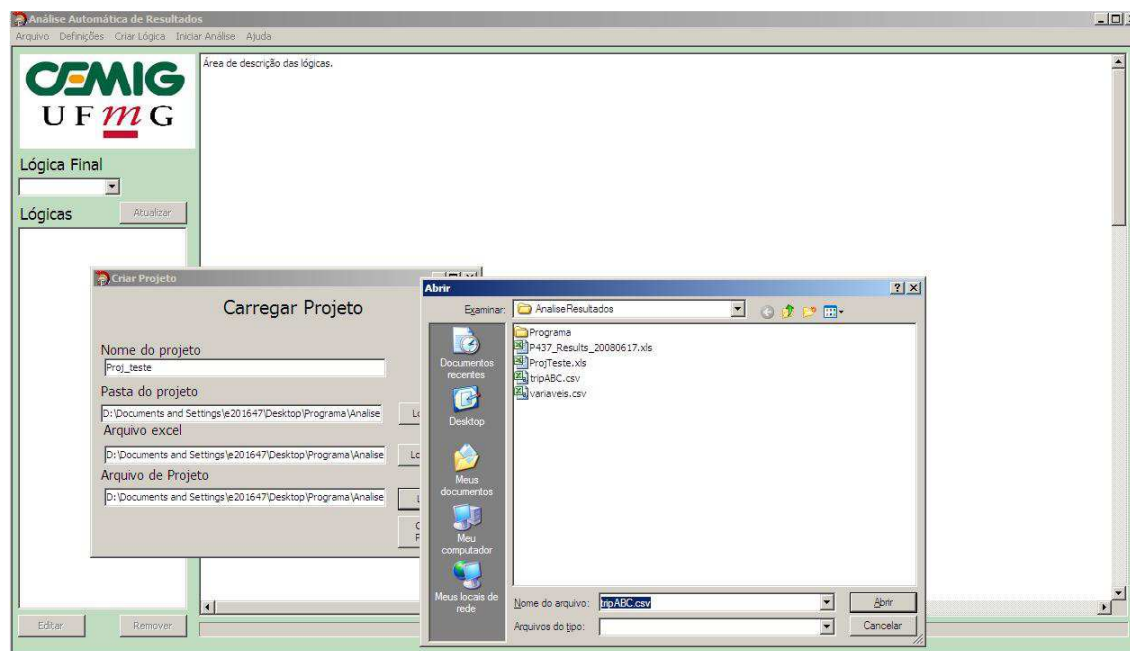


Figura 4.4- Tela de Leitura dos Dados Gerados pelo RTDS

Fonte: GT-201- CEMIG Geração e Transmissão [2012]

O software de avaliação automática dos resultados após a leitura da planilha transfere os valores das variáveis para o algoritmo das lógicas de avaliação.

4.4 Edição das Lógicas de Avaliação dos Casos Simulados

No menu *Criar Lógica* o programador pode criar/editar lógicas com as variáveis, conforme foi mostrado nas tabelas 3.2, 3.3 e 3.4 do capítulo 3, essas lógicas serão associadas aos tipos de falta e aos casos simulados, colocando um nome para cada lógica. Essa identificação de cada lógica permite avaliar corretamente este caso dentro da simulação, assim como outras lógicas avaliarão os outros casos simulados no ensaio de modelo. Nas Figuras 4.5, 4.6 e 4.7 mostrar-se-á um exemplo de criação/edição de uma lógica proposta, configuração das variáveis e a lógica pronta do software de avaliação automática dos resultados.

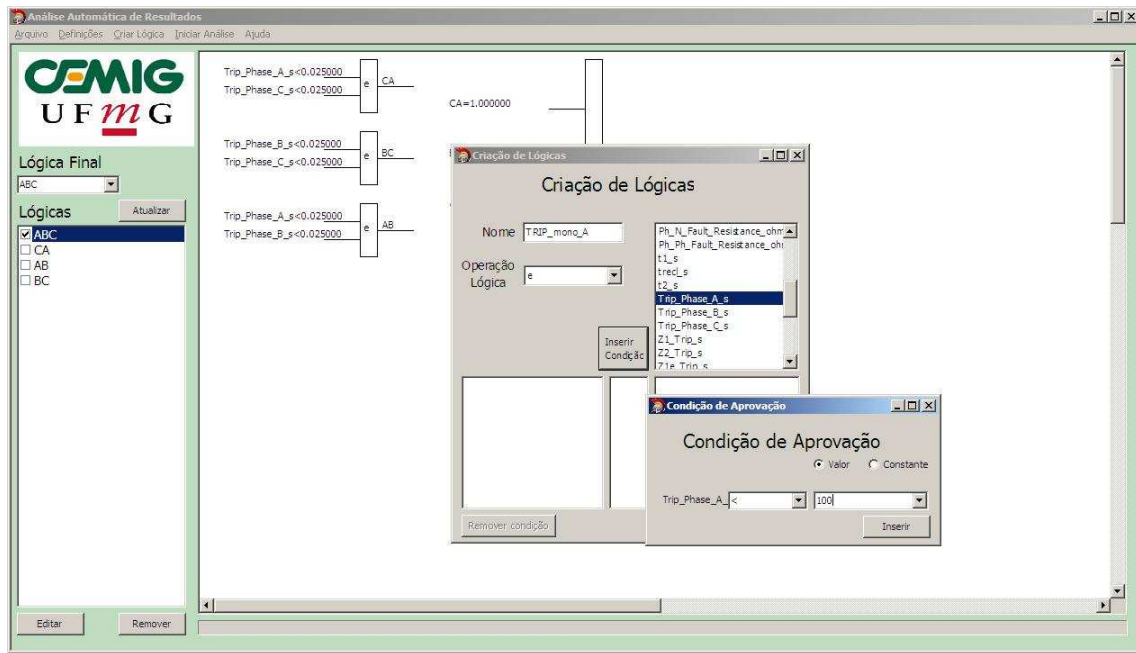


Figura 4.5- Tela de Criar/Editar Lógicas

Fonte: GT-201- CEMIG Geração e Transmissão [2012]



Figura 4.6- Tela de Configuração das Variáveis

Fonte: GT-201- CEMIG Geração e Transmissão [2012]

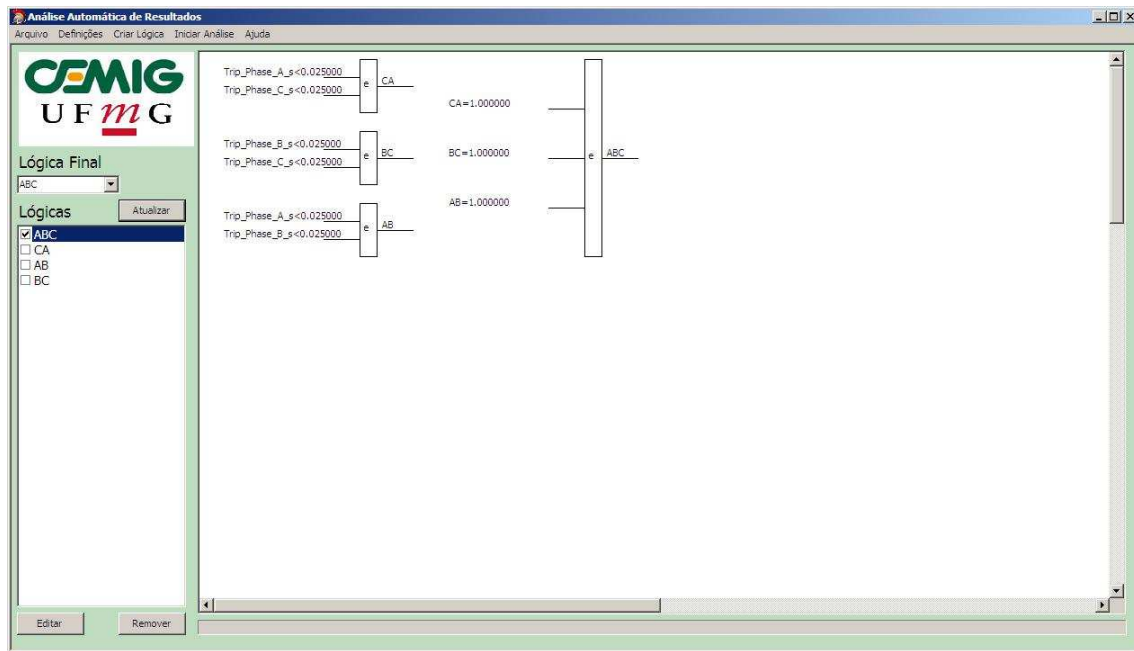


Figura 4.7- Tela com a Lógica pronta

Fonte: GT-201- CEMIG Geração e Transmissão [2012]

4.5 Iniciar Avaliação dos Resultados das Simulações

No menu *Iniciar Análise* o programa irá ler os valores da planilha com os resultados gerados pelo RTDS e executará automaticamente as lógicas de avaliação dos resultados das simulações, previamente editadas para cada caso.

4.6 Visualização da Avaliação Automática dos Resultados

A visualização da avaliação automática dos resultados é apresentada de duas formas:

- Apresentação na tela do Software de Avaliação Automática dos Resultados na parte esquerda como mostrado na Figura 4.8, são apresentados todos os resultados dos casos avaliados na simulação. Ao selecionar um destes casos, a lógica correspondente é mostrada, se ela foi aprovada, as variáveis ficam verdes, mas se foram reprovadas, ficam vermelhas, facilitando sua visualização.

Essa forma de apresentar o resultado é uma importante facilidade, caso seja necessária uma avaliação detalhada da causa de sua reprovação.

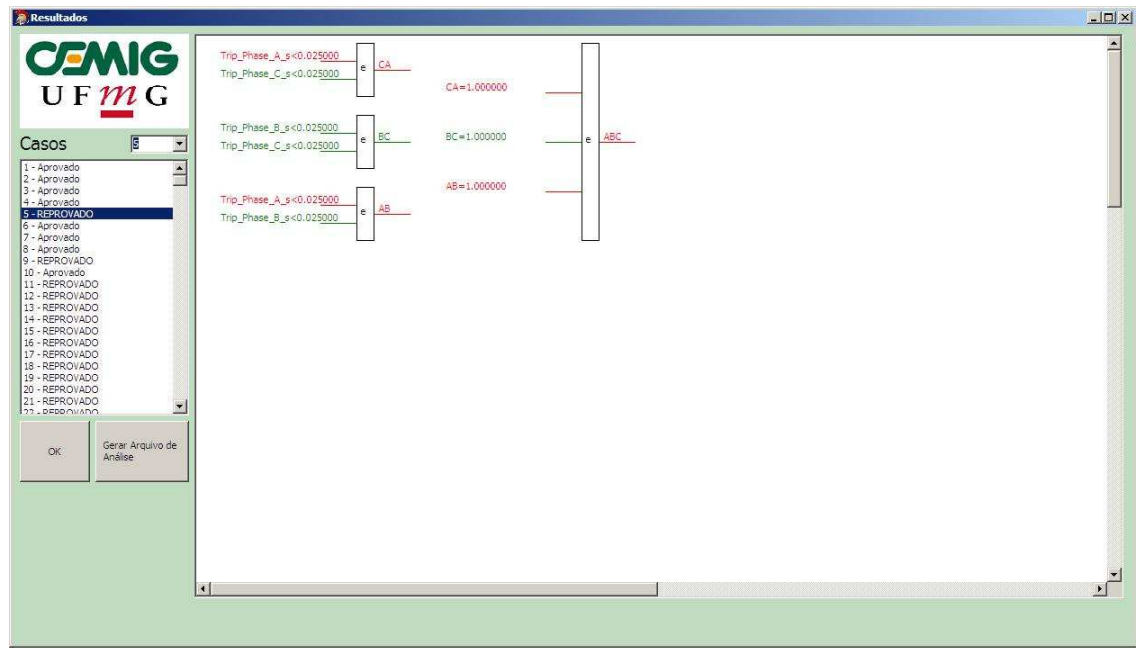


Figura 4.8- Tela dos Resultados.

Fonte: GT-201- CEMIG Geração e Transmissão [2012]

- A outra forma de serem apresentados os resultados é uma planilha igual a que o RTDS gerou inicialmente e serviu como entrada no software, mas que agora ela está marcada pelos casos que foram reprovados em uma cor diferente, por exemplo, cor laranja como mostrado na Figura 4.9.

Essa forma de apresentar o resultado é utilizada como saída do Software de Avaliação Automática dos Resultados, permitindo ao Engenheiro a visualização dos casos que foram reprovados.

Test Index	Section	Time	Date	Fault Type	Fault Location	POW	Ph-N Fault Resistance (ohms)	Ph-Ph Fault Resistance (ohms)	tt (s)	tred (s)	t2 (s)	Trip Phase A (s)	Trip Phase B (s)	Trip Phase C (s)	Z1 Trip (s)	Z2 Trip (s)	Z1e Trip (s)	GSCSG Trip (s)	PSIG Send (s)	PSIG Transient Block (s)	GSCSG Send (s)	GSCSG Transient Block (s)	Dist Fault Rev (s)	Dist Fault Fwd (s)	GFSS Fault Rev (s)	GFSS Fault Fwd (s)
1	4.2.1	17:49:41	12/06/2008	AN	F1	0	0.01	-	0	0	0	0.022	0	0	0.025	0	0.065	0	0.021	0	0.013	0.983	0	0.025	0.104	0.017
2	4.2.1	17:51:36	12/06/2008	AB	F1	0	-	0.01	0	0	0	0.019	0.019	0.019	0.023	0	0.061	0	0.017	0	0	0	0	0.022	0	0
3	4.2.1	17:53:31	12/06/2008	BCN	F1	0	0.01	0.01	0	0	0	0.022	0.022	0.022	0.026	0	0.053	0.039	0.019	0	0.022	0	0	0.025	0	0.026
4	4.2.1	17:55:30	12/06/2008	ABC	F1	0	-	0.01	0	0	0	0.023	0.023	0.023	0.027	0	0.06	0	0.023	0	0	0	0	0.026	0.076	0.088
5	4.2.1	0.7482176	39611	AN	F1	90	0.01	-	0	0	0	0.025	0	0	0.029	0	0.055	0	0.025	0	0.007	0.993	0	0.026	0.091	0.011
6	4.2.1	17:59:19	12/06/2008	AB	F1	90	-	0.01	0	0	0	0.023	0.023	0.023	0.026	0	0.052	0	0.02	0	0	0	0	0.025	0	0
7	4.2.1	18:01:14	12/06/2008	BCN	F1	90	0.01	0.01	0	0	0	0.023	0.023	0.023	0.027	0	0.053	0	0.023	0	0.023	0	0	0.026	0	0.027
8	4.2.1	08:43:28	13/06/2008	ABC	F1	90	-	0.01	0	0	0	0.021	0.021	0.021	0.025	0	0.059	0	0.021	0	0	0	0	0.024	0.074	0.088
9	4.2.1	0.7539069	39611	AN	F2	0	0.01	-	0	0	0	0.026	0	0	0.031	0	0.058	0	0.024	0	0.015	0.982	0	0.031	0.084	0.019
10	4.2.1	18:06:58	12/06/2008	AB	F2	0	-	0.01	0	0	0	0.024	0.024	0.024	0.027	0	0.053	0	0.022	0	0	0	0	0.027	0	0
11	4.2.1	0.759169	39611	BCN	F2	0	0.01	0.01	0	0	0	0.026	0.026	0.026	0.03	0	0.056	0.056	0.023	0	0.026	0	0	0.029	0	0.03
12	4.2.1	0.7574864	39611	ABC	F2	0	-	0.01	0	0	0	0.028	0.028	0.028	0.032	0	0.065	0	0.023	0	0	0	0	0.031	0.091	0
13	4.2.1	0.7589194	39611	AN	F2	90	0.01	-	0	0	0	0.026	0	0	0.03	0	0.057	0	0.022	0	0.016	0.988	0	0.029	0.092	0.022
14	4.2.1	0.7601389	39611	AB	F2	90	-	0.01	0	0	0	0.026	0.026	0.026	0.029	0	0.055	0	0.024	0	0	0	0	0.028	0	0
15	4.2.1	0.7614816	39611	BCN	F2	90	0.01	0.01	0	0	0	0.026	0.026	0.026	0.029	0	0.056	0.056	0.023	0	0.026	0	0	0.029	0	0.03
16	4.2.1	0.7628009	39611	ABC	F2	90	-	0.01	0	0	0	0.027	0.027	0.027	0.031	0	0.063	0	0.022	0	0	0	0	0.03	0.079	0
17	4.2.1	0.7641204	39611	AN	F3	0	0.01	-	0	0	0	0.035	0	0	0	0	0.066	0.039	0.027	0	0.017	1.008	0	0.036	0.093	0.021
18	4.2.1	0.765463	39611	AB	F3	0	-	0.01	0	0	0	0.043	0.043	0.043	0	0	0.046	0	0.025	0	0	0	0	0.046	0	0
19	4.2.1	0.7667824	39611	BCN	F3	0	0.01	0.01	0	0	0	0.044	0.044	0.044	0	0	0.047	0.047	0.026	0	0.044	0	0	0.047	0	0.048
20	4.2.1	0.768125	39611	ABC	F3	0	-	0.01	0	0	0	0.049	0.049	0.049	0	0	0.052	0	0.024	0	0	0	0	0.052	0	0
21	4.2.1	0.7694444	39611	AN	F3	90	0.01	-	0	0	0	0.037	0	0	0	0	0.054	0.04	0.028	0	0.015	1	0	0.04	0.104	0.019
22	4.2.1	0.770787	39611	AB	F3	90	-	0.01	0	0	0	0.043	0.043	0.043	0	0	0.046	0	0.024	0	0	0	0	0.046	0	0
23	4.2.1	0.7721065	39611	BCN	F3	90	0.01	0.01	0	0	0	0.05	0.05	0.05	0	0	0.053	0.053	0.025	0	0.05	0	0	0.053	0	0.054
24	4.2.1	0.7734491	39611	ABC	F3	90	-	0.01	0	0	0	0.059	0.059	0.059	0	0	0.062	0	0.027	0	0	0	0	0.045	0	0
25	4.2.2	0.7747665	39611	AN	F1	0	100	-	0	0	0	0.046	0	0	0	0	0	0.049	0.024	0.022	1.002	0	0	0.049	0.114	0.025
26	4.2.2	0.775787	39611	BN	F1	0	100	-	0	0	0	0.049	0	0	0	0	0	0.052	0.029	0.008	1.019	0	0	0.052	0.106	0.012
27	4.2.2	0.776794	39611	CN	F1	0	100	-	0	0	0	0	0.046	0	0	0	0	0.049	0.025	0.021	1.098	0	0	0.049	0.114	0.025
28	4.2.2	18:40:30	12/06/2008	AB	F1	0	-	10	0	0	0	0.021	0.021	0.021	0.025	0	0.062	0	0.022	0	0	0	0	0.024	0	0
29	4.2.2	18:42:25	12/06/2008	BCN	F1	0	20.01	0.02	0	0	0	0.021	0.021	0.021	0.025	0	0.052	0	0.019	0	0.021	0	0	0.024	0	0.025
30	4.2.2	18:44:21	12/06/2008	ABC	F1	0	-	15	0	0	0	0.021	0.021	0.021	0	0	0.058	0	0.021	0	0	0	0	0.024	0.074	0
31	4.2.2	0.7821844	39611	AN	F1	90	100	-	0	0	0	0.045	0	0	0	0	0	0.048	0.022	0.02	0.998	0	0	0.048	0.116	0.024
32	4.2.2	0.7831713	39611	BN	F1	90	100	-	0	0	0	0.055	0	0	0	0	0	0.058	0.026	0.006	1.025	0	0	0.058	0.113	0.01
33	4.2.2	0.7841792	39611	CN	F1	90	100	-	0	0	0	0	0.052	0	0	0	0	0.055	0.025	0.02	1.032	0	0	0.055	0.11	0.024
34	4.2.2	18:51:08	12/06/2008	AB	F1	90	-	10	0	0	0	0.021	0.021	0.021	0.025	0	0.063	0	0.018	0	0	0	0	0.024	0	0
35	4.2.2	0.7868287	39611	BCN	F1	90	20.01	0.02	0	0	0	0.026	0.026	0.026	0.03	0	0.056	0.043	0.027	0	0.008	0	0	0.029	0	0.012
36	4.2.2	18:54:57	12/06/2008	ABC	F1	90	-	15	0	0	0	0.02	0.02	0.02	0.023	0	0.056	0	0.017	0	0	0	0	0.023	0.073	0
37	4.2.2	0.7894907	39611	AN	F2	0	100	-	0	0	0	0.04	0	0	0	0	0	0.043	0	0	0.024	0.98	0	0	0.098	0.028
38	4.2.2	0.7905093	39611	BN	F2	0	100	-	0	0	0	0.034	0	0	0	0	0	0.037	0	0	0.015	0.966	0	0	0.095	0.019
39	4.2.2	0.3803472	39612	CN	F2	0	100	-	0	0	0	0	0.061	0	0	0	0	0.059	0.12	0	0.016	0.982	0	0	0.141	0.02
40	4.2.2	19:01:41	12/06/2008	AB	F2	0	-	10	0	0	0	0.023	0.023	0.023	0.027	0	0.052	0	0.021	0	0	0	0	0.026	0	0
41	4.2.2	0.7941951	39611	BCN	F2	0	20.01	0.02	0	0	0	0.026	0.026	0.026	0.029	0	0.056	0.056	0.024	0	0.025	0	0	0.028	0	0.029
42	4.2.2	0.7954861	39611	ABC	F2	0	-	15	0	0	0	0.028	0.028	0.028	0.031	0	0.064	0	0.022	0	0	0	0	0.03	0.08	0
43	4.2.2	0.7969171	39611	AN	F2	90	100	-	0	0	0	0.062	0	0	0	0	0	0.06	0.115	0	0.019	0.971	0	0	0.142	0.023
44	4.2.2	0.7978241	39611	BN	F2	90	100	-	0	0	0	0	0.063	0	0	0	0	0.06	0	0	0.02	0.983	0	0	0.129	0.025
45	4.2.2	0.7988426	39611	CN	F2	90	100	-	0	0	0	0	0.04	0	0	0	0	0.043	0	0	0.021	0.967	0	0	0.101	0.025
46	4.2.2	0.8001968	39611	AB	F2	90	-	10	0	0	0	0.025	0.025	0.025	0.029	0	0.054	0	0.022	0	0	0	0	0.028	0	0

Figura 4.9- Planilha de Resultados Gerados pelo Software de Análise de Resultados

Fonte: Monografia Software de Avaliação de Testes de Modelo Realizados em Proteções de Linhas de Transmissão Utilizando Simulador em Tempo Real (RTDS) [Batista, 2012]

5 Conclusões e Propostas de Continuidade

5.1 Conclusões

As primeiras avaliações automáticas realizadas com exemplos iniciais para Proteção de Linhas de Transmissão e lógicas aleatórias mostraram-se bastante eficientes, vislumbrando um grande ganho de tempo nas avaliações e confiabilidade do resultado, por meio da padronização das lógicas programadas durante o desenvolvimento do Software, pois todos os resultados serão avaliados pelos mesmos critérios, previamente definidos.

No processo de avaliação manual, além do tempo gasto ser muito maior, é possível também haver erros humanos, devido à grande quantidade de simulações que pode ser gerada em um ensaio de modelo. Portanto, o custo operacional se torna elevadíssimo.

Outra conclusão observada foi a grande quantidade de ferramentas que o RTDS possui, o que permite às empresas que possuem este equipamento detectar falhas em hardware de relés, configurações de ajustes, que impactam na seletividade da proteção e por consequência nas operações indevidas. Essa função por si só já traz retorno do investimento.

No atual estágio do P&D GT-201, podem ser vislumbrados mais ganhos, como aumentar os tipos de ensaios que poderão ser feitos utilizando o RTDS, por exemplo, hoje as ligações do RTDS com os relés (entradas e saídas) são feitas com cabos elétricos, pode-se propor ensaios utilizando redes, utilizando o protocolo IEC 61850, por exemplo.

Para que todos esses ganhos possam se tornar realidade é necessário, até essencial, que o Software de Avaliação dos Resultados seja concluído, e sua utilização seja fácil e robusta, criando nos engenheiros confiança e credibilidade.

5.2 *Propostas de Continuidade*

Nesta monografia foram definidos os critérios para a avaliação automática dos resultados de ensaio de modelo em proteção de gerador, foi apresentado um exemplo de um caso de falta, que foi “*Falta Externa entre o Gerador e o Transformador Elevador, mas fora da área diferencial*”, portanto, não foi submetido a uma avaliação completa de um ensaio de modelo real.

Apesar dos bons resultados iniciais é necessário continuar o trabalho para consolidar as lógicas propostas e a criação e teste de funcionamento do Software de avaliação automática dos resultados de forma integrada, da entrada dos dados, processamento das lógicas e a saída dos resultados finais.

Conforme descrito acima foram definidos os critérios para um único caso, porém, um ensaio de modelo completo é constituído por um conjunto de casos. Portanto torna-se necessário trabalhar os demais casos, dentre os quais pode-se citar:

- a) Faltas Internas no Gerador;
- b) Faltas Internas nos enrolamentos do Gerador;
- c) Faltas de Perda de Excitação;
- d) Faltas à terra no Rotor;
- e) Faltas Externas após o Transformador Elevador;
- f) Faltas Externas com desequilíbrio de correntes de sequência negativa;
- g) Energização Acidental do Gerador;
- h) Falta de Sobreexcitação do Gerador;
- i) Falta de Sobretensão do Gerador;
- j) Falha no Circuito de Potencial dos Relés de Proteção (Falha de Fusível).

A especificação dos casos é objeto de estudo da segunda parte do projeto de pesquisa, *Execução de Simulações*, que também se encontra em fase de estudo e desenvolvimento.

Além dos Sistemas de Proteção de Geradores este trabalho de monografia poderá ser estendido a outros Sistemas de Proteção como, por exemplo, a Proteção de Barramentos, Transformadores, Reatores, Banco de Capacitores e Linhas de Transmissão, sendo este último objeto de estudo de outra frente de trabalho do GT-201.

Referências Bibliográficas

ANDERSON, P.M., **“Power System Protection”**, Ed. IEEE Press – McGraw-Hill, 1998.

ARANTES, A.C., **“Mecanismo de Redução de Energia Assegurada e o seu Impacto no Planejamento e Organização da Engenharia de Manutenção da Geração”**, Dissertação de Mestrado, Orientador: Vale, M. H. M, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Dezembro, 2010.

BATISTA, J.C., **“Sistema de Proteção, Treinamento na UHE Três Marias”**, CEMIG, 2006.

BATISTA, J.C., **“Critérios de Avaliação de Testes de Modelo Realizados em Proteções de Linhas de Transmissão Utilizando Simulador em Tempo Real (RTDS)”**, Monografia de Especialista, Orientador: Pereira, C., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Março, 2012.

GE INDUSTRIAL SYSTEMS, **“G60 Generator Protection System – UR Series Instruction Manual”**, Ontario, Canada, 2011.

GE INDUSTRIAL SYSTEMS, **“489 Generator Management Relay - Instruction Manual”**, Ontario, Canada, 2006.

GOSALIA, J.P., **“Protection Performance Testing”**, 2007.

IEC 61850-2004, **“Communication networks and systems in substation”**.

IEEE Std C37.102-1995, **“Guide for AC Generator Protection”**, pp 1-120.

IEEE Std C37.102TM. (2006), **“Guide for AC Generator Protection”**, pp 1-167.

Lei 9427/96, institui a Agência Nacional de Energia elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica no Brasil, Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em 29 de abril 2012.

LIMA, J.C.M., **“Aspectos de Proteção e Controle do Gerador Síncrono Subexcitado”**, Dissertação de Mestrado, Orientador: Andrade, J.C.B., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PUC-MG, Belo Horizonte, 2002.

MANUAL DE INSTRUÇÕES ABB GPU2000R, **“Unidade de Proteção de Gerador”**, 1998.

ONS, Módulo 2 do Procedimento de Rede: **“Requisitos Mínimos para Instalações de Transmissão e Gerenciamento de Barramentos”**, Disponível em www.ons.com.br. Acesso em 29 de abril 2012.

ONS, Módulo 11 do Procedimento de Rede: **“Proteção e Controle”**, Disponível em www.ons.com.br. Acesso em 29 de abril 2012.

PEREIRA, C., **“Proteção Digital: Hardware dos Relés Numéricos”**, Belo Horizonte, 2011.

PROGRAMA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO P&D GT-201 **“Desenvolvimento de metodologia para busca das condições ideais de aplicação de equipamentos de proteção e controle no sistema elétrico”**, CEMIG GT e UFMG, Belo Horizonte, Maio, 2012.

ROCHA, J.J.E., **“Princípios de Operação de Máquinas Síncronas com Excitação Negativa”**, Apresentação da Alstom Power na CEMIG, Belo Horizonte, Maio, 2012.

RTDS TECHNOLOGIES, **“Real Time Digital Simulator”**, Disponível em www.rtds.com. Acesso em 19 de maio 2012.

RUSH, P. Autor, JARDINI, J.A., e outros Tradutores, **“Proteção e Automação de Redes”**, 1ª ed., pp 1-520, Editora Edgard Blucher, 2011.

SIEMENS, **“SIPROTEC Multifunctional Machine Protection 7UM62”**, V4.6 Manual, 2005.

SILVA, L.C., **“Estudos de Proteção de Geradores”**, Dissertação de Mestrado, Orientador: Pereira, C., Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Março, 2006.

SILVA, L.C., **“Curso sobre Proteções Elétricas em Geradores Hidráulicos”**, CEMIG, Sete Lagoas, Julho, 2009.
