

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO LESTE DE MINAS GERAIS
UnilesteMG

CURTO-CIRCUITO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
DE ENERGIA ELÉTRICA

FÁBIO MACHADO DE OLIVEIRA
Prof. Orientador: Dr. MANUEL CAMELA RAFAEL

Coronel Fabriciano, junho de 2007.

FÁBIO MACHADO DE OLIVEIRA

**CURTO-CIRCUITO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia apresentada ao conselho do curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Leste de Minas Gerais, como pré-requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Coronel Fabriciano, junho de 2007.

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO LESTE DE MINAS GERAIS
Unileste MG

CURTO-CIRCUITO EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE
ENERGIA ELÉTRICA

BANCA EXAMINADORA

Nome: Prof. Dr. Manuel Camela Rafael

Instituição: Centro Universitário do Leste de Minas Gerais – Unileste-MG

Assinatura:

Nome: Eng. Luís Gonzaga Mota Oliveira

Instituição: Celulose Nipo-Brasileira S/A – Cenibra

Assinatura:

Nome: Prof. Dr. Jorge Luis Ortiz

Instituição: Centro Universitário do Leste de Minas Gerais – Unileste-MG

Assinatura:

Nome: Prof. Ms. Fabrício de Souza Fernandes

Instituição: Centro Universitário do Leste de Minas Gerais – Unileste-MG

Assinatura:

Coordenador do Curso: Prof. Dr. Manuel Camela Rafael

Instituição: Centro Universitário do Leste de Minas Gerais – Unileste-MG

Assinatura:

Coronel Fabriciano, junho de 2007

A Deus,
Supremo Arquiteto do Universo,
por me conceder o milagre da vida.

A Mirian,
grande amor da minha vida,
pelo apoio e cumplicidade.

E aos meus queridos filhos Letícia e Júnior,
pela compreensão durante os anos de minha ausência.

Aos meus pais, Valdemar e Licéia,
pelo incentivo e por acreditarem na realização deste sonho.

Ao meu irmão Fausto,
pelo positivismo e pelos conselhos nos momentos difíceis.

A minha irmã Michelle,
pelo carinho, amor e solidariedade.

AGRADECIMENTOS

Ao meu avô, Atalino Pinto Machado, meu conselheiro e referencial de conduta.

Ao professor Manuel Camela Rafael, expresso a minha admiração e dedico um agradecimento especial, pela confiança depositada em mim na orientação desse trabalho, que muito contribuirá para a minha realização pessoal e profissional.

Ao professor Genésio Gomes Diniz, pela influência e exemplo profissional.

Aos demais professores da engenharia, o meu agradecimento pelo conhecimento que me passaram.

Ao Hélio, grande amigo que ganhei durante o curso, pelo apoio na realização do Trabalho Interdisciplinar que culminou com esta monografia.

A empresa CENIBRA, por permitir que esta pesquisa fosse realizada em sua planta industrial e conceder autorização para sua divulgação.

Aos profissionais do Departamento Técnico, Manutenção e Engenharia da CENIBRA, que contribuíram com informações pessoais, relatórios e documentos do sistema elétrico.

"Fazer da interrupção um caminho novo, fazer da queda um passo de dança, do medo uma escola, do sonho uma ponte, e da procura um encontro e assim terá valido a pena existir".

Fernando Sabino.

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo de curto-circuito trifásico simétrico nos barramentos da subestação principal de uma unidade de geração distribuída de energia elétrica conectada à rede da concessionária. Inicialmente são mostrados os dados do sistema, suas características elétricas, fontes disponíveis, cargas, dispositivos de interligação e possibilidades de configuração. Após isso, são apresentados os conceitos de geração distribuída (vantagens, desvantagens, requisitos mínimos para sua conexão à rede elétrica) e curto-circuito, enfatizando o cálculo das correntes de falta no período subtransitório. A seguir, é realizada a modelagem do sistema com uma falta trifásica simétrica e a sua solução, com foco no poder de curto-circuito das barras. Além disso, faz parte deste trabalho uma simulação computacional a fim de validar os resultados. A seguir, são comparados os resultados encontrados e simulados, com os valores reais de capacidade de ruptura e estabelecimento dos disjuntores das fontes e de interligação dos barramentos. Por fim, é apresentada uma avaliação do dimensionamento dos disjuntores da planta e são feitas as recomendações necessárias.

Palavras-chave: Energia Elétrica, Demanda, Gerador, Curto-Circuito, Proteção, Geração Distribuída.

ABSTRACT

This work presents a study of symmetrical three-phase short circuit in the slide bars of the main substation of an unit of distributed generation of electric energy hardwired to the net of the concessionaire. Initially the data of the system, its electric characteristics are shown, available sources, loads, devices of interconnection and possibilities of configuration. After this, is presented the concepts of distributed generation (advantages, disadvantages, minimum requirements for its connection to the electric net) and short circuit, having emphasized the calculation of chains of lack in the subtransitory period. To follow, it is carried through the modeling of the system with a symmetrical three-phase lack and its solution, with focus in the power of short circuit of the bars. Moreover, a computational simulation is part of this work in order to validate the results. To follow, the joined and simulated results are compared, with the real values of capacity of rupture and establishment of the breakers of the sources and the interconnection of the slide bars. Finally, an evaluation of the sizing of the breakers of the plant is presented and is made the necessary recommendations.

Keywords: Eletric Energy, Demand, Generator, Short-Circuit, Protection, Distributed Generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 – Visão Geral do Diagrama Unifilar do Sistema de Alimentação.....	22
Figura 02 – Correntes de curto-circuito fluindo para uma barra em falta.....	38
Figura 03 – Rotor de Pólos Salientes.....	44
Figura 04 – Rotor de Pólos Lisos.....	44
Figura 05 – Diagrama esquemático para uma máquina síncrona.....	45
Figura 06 – Correntes de armadura simétrica em uma máquina síncrona	46
Figura 07 – Modelo de diagrama unifilar.....	49
Figura 08 – Relação de assimetria das correntes de curto-circuito.....	53
Figura 09 – Interior do CLIP antes da operação.....	54
Figura 10 – Interior do CLIP durante operação.....	55
Figura 11 – Curva de disparo do CLIP.....	55
Figura 12 – Características de operação do CLIP	56
Figura 13 – Triângulo de potências.....	71
Figura 14 – Circuito equivalente de impedâncias do sistema estudado.....	76
Figura 15 – Simulação de curto-circuito trifásico no barramento do gerador 1.....	77
Figura 16 – Simulação computacional – Sistema Elétrico Interligado.....	90
Figura 17 – Configuração TG1- Controle de potência e tensão.....	91
Figura 18 – Configuração TG1 - Dados de falta.....	91
Figura 19 – Configuração TG2- Controle de potência e tensão.....	91
Figura 20 – Configuração TG2 - Dados de falta.....	91
Figura 21 – Configuração Rede da Concessionária - Controle de potência e tensão.....	92
Figura 22 – Configuração Rede da Concessionária - Dados de falta.....	92
Figura 23 – Configuração da carga na barra do TG1.....	92
Figura 24 – Configuração da carga na barra do TG2.....	92
Figura 25 – Configuração da carga na barra da Rede da Concessionária.....	93
Figura 26 – Resultados da simulação de curto-circuito.....	93
Figura 27 – Subestação 69 kV.....	99
Figura 28 – Subestação principal.....	99
Figura 29 – Turbo Gerador 1.....	99
Figura 30 – Turbo Gerador 2.....	99

Figura 31 – Current Limiting Protector - CLIP.....	99
Figura 32 – Disjuntor onde originou o curto.....	104
Figura 33 – Cabo solto no terminal.....	104
Figura 34 – Tampas do painel arremessadas.....	104
Figura 35 – Cabos desprendidos do bandejamento.....	104

LISTA DE SÍMBOLOS E ABREVIATURAS

Símbolo	Significado	Unidade
<i>CIGRE</i>	International Council on Large Electric Systems	
<i>Cos(θ)</i>	Fator de potência.	
<i>IEEE</i>	Institute of Electrical and Electronics Engineers	
<i>INEE</i>	Instituto Nacional de Eficiência Energética	
<i>I_p</i>	Corrente de ruptura.	A
<i>I_{sc}</i>	Corrente de curto-circuito simétrica.	A
<i>I_{SCCEM}</i>	Corrente de curto-circuito fornecida pela Rede da Concessionária.	A
<i>I_{SCCEM}</i>	Corrente de curto-circuito fornecida pela carga do barramento da Concessionária.	A
<i>I_{SCG1}</i>	Corrente de curto-circuito fornecida pela carga do barramento do gerador 1.	A
<i>I_{SCG2}</i>	Corrente de curto-circuito fornecida pela carga do barramento do gerador 2.	A
<i>I_{SCG1}</i>	Corrente de curto-circuito fornecida pelo gerador 1.	A
<i>I_{SCG2}</i>	Corrente de curto-circuito fornecida pelo gerador 2.	A
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico	
<i>R</i>	Resistência elétrica.	Ω
<i>R_{CCEM}</i>	Resistência paralela da carga do barramento da Concessionária.	pu
<i>R_{CG1}</i>	Resistência paralela da carga do barramento do Gerador 1.	pu
<i>R_{CG2}</i>	Resistência paralela da carga do barramento do Gerador 2.	pu
<i>Sc</i>	Potência de curto-circuito na entrada da subestação de 69 kV.	VA
<i>SDCD</i>	Sistema Digital de Controle Distribuído	
<i>T_{G1}</i>	Turbo Gerador 1.	
<i>T_{G2}</i>	Turbo Gerador 2.	
<i>V_p</i>	Tensão no primário do transformador de 69 kV.	V
<i>V_{PF}</i>	Tensão no ponto pré-falta.	V
<i>V_s</i>	Tensão no secundário do transformador de 69 kV.	V
<i>X_{CCEM}</i>	Reatância paralela da carga do barramento da Concessionária.	pu
<i>X_{CG1}</i>	Reatância paralela da carga do barramento do Gerador 1.	pu
<i>X_{CG2}</i>	Reatância paralela da carga do barramento do Gerador 2.	pu
<i>X''_d</i>	Reatância subtransitória.	%
<i>X</i>	Reatância percentual.	%
<i>Z_{CEQCEM}</i>	Impedância da carga equivalente no barramento da Concessionária.	pu
<i>Z_{CEQ1}</i>	Impedância da carga equivalente no barramento do	pu

	Gerador 1.	
Z_{CEQ2}	Impedância da carga equivalente no barramento do Gerador 2.	pu
Z_{CCDIR}	Impedância total do lado direito do ponto de curto-circuito.	pu
Z_{CCESQ}	Impedância total do lado esquerdo do ponto de curto-circuito.	pu
Z_{EQ1}	Impedância equivalente série do transformador da Subestação 69 KV e a fonte da Concessionária.	pu
Z_{G1}	Impedância do Gerador 1.	pu
Z_{G2}	Impedância do Gerador 2.	pu
Z_{REDE}	Impedância na entrada da subestação de 69 KV.	pu
Z_{SC}	Impedância de curto-circuito.	pu
Z_{T69}	Impedância do transformador da subestação de 69 kV.	pu

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 – Tecnologias de Geração Distribuída.....	29
Tabela 02 – Harmônicas. Limites em porcentagem da tensão fundamental.....	32
Tabela 03 – Fator de Potência Operacional nos Pontos de Conexão.....	33
Tabela 04 – Bases de Cálculo.....	59
Tabela 05 – Dados da Rede da Concessionária, entrada da SE-69.....	60
Tabela 06 – Dados do Transformador da SE-69.....	61
Tabela 07 – Dados dos Geradores TG1 e TG2.....	62
Tabela 08 – Dados das Cargas.....	63
Tabela 09 – Dados dos disjuntores das fontes e de interligação das barras	67
Tabela 10 – Comparativo de capacidade de ruptura dos disjuntores nominal e calculado..	87
Tabela 11 – Correntes calculadas e simuladas.....	94

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	18
1.1. Objetivos.....	20
1.1.1 Objetivos Gerais.....	20
1.1.2 Objetivos Específicos.....	20
1.2 Estruturação do Trabalho.....	21
2. IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA.....	22
3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	25
3.1 Geração Distribuída.....	25
3.1.1 Histórico.....	25
3.1.2 Definição de Geração Distribuída.....	27
3.1.3 Vantagens da Geração Distribuída.....	27
3.1.4 Desvantagens da Geração Distribuída.....	28
3.1.5 Tecnologias Disponíveis.....	29
3.1.6 Requisitos técnicos a serem atendidos para a interconexão da Geração Distribuída.....	30
3.1.7 Requisitos gerais e específicos para o equipamento de interconexão.....	33
3.1.8 Requisitos técnicos e contratuais para a interconexão.....	34
3.2 Estudo e Análise do Curto-Circuito.....	36
3.2.1 Definições e Conceitos.....	36
3.2.2 Curtos-circuitos Simétricos.....	37
3.2.3 Conceito de capacidade de curto circuito.....	38
3.2.4 Scc no contexto do Teorema de Thévenin.....	39
3.3 Máquinas Síncronas.....	42
3.3.1 Máquinas de Pólos Lisos e Pólos Salientes.....	43
3.3.2 Reatâncias.....	45
3.3.3 Reatância subtransitória	46
3.3.4 Reatância transitória.....	47
3.3.5 Reatância síncrona.....	48
3.4 Representação de Sistemas de Potência.....	49
3.4.1 Diagrama Unifilar.....	49
3.4.2 Diagrama de Impedâncias e reatâncias.....	49

3.4.3	Grandezas por Unidade.....	50
3.4.4	Cálculo de Curto-Circuito.....	50
3.5	Dispositivo de interligação de barras de alta velocidade utilizado na CENIBRA.....	53
3.5.1	Princípio de Operação.....	54
3.5.2	Expectativas de Operação.....	57
3.5.3	Ajustes Atuais dos "CLIP's".....	57
3.5.4	Sistema de Inibição dos "CLIP's".....	58
3.5.5	Conseqüências da operação dos “CLIP’S”.....	58
4.	PROPOSTA DE SOLUÇÃO.....	59
4.1	Formulação do Problema.....	59
4.1.1	Cálculo da Impedância em “pu” na Entrada da SE-69 KV.....	60
4.1.2	Cálculo da Impedância em “pu” do Transformador da SE-69 KV.....	61
4.1.3	Cálculo das Impedâncias em “pu” dos Geradores 1 e 2 (TG1 e TG2).....	62
4.1.4	Cálculo das Impedâncias Equivalentes em “pu” das Cargas.....	62
4.2	Diagrama de Impedâncias Equivalente do Sistema Estudado.....	66
4.2.1	Cálculo das Correntes de Curto-Circuito.....	66
4.3.	Dados de Curto-Circuito Calculados versus Dados dos Disjuntores da Planta Atual.....	67
5.	IMPLEMENTAÇÃO DA PROPOSTA	68
5.1	Cálculo da Impedância da Rede da Concessionária na Entrada da SE-69 KV.....	68
5.2	Cálculo da Impedância do Transformador Abaixador na Entrada da SE-69 KV.....	69
5.3	Cálculo da Impedância dos Turbogeneradores (TG1 e TG2).....	70
5.3.1	Turbogenerador 1 (TG1).....	70
5.3.2	Turbogenerador 2 (TG2).....	71
5.4	Cálculo das Impedâncias Equivalentes das Cargas.....	71
5.4.1	Carga Equivalente no Barramento do Gerador 1 (TG1).....	71
5.4.2	Carga Equivalente no Barramento do Gerador 2 (TG2).....	59
5.4.3	Carga Equivalente no Barramento da Concessionária.....	74
5.5	Modelo Elétrico Equivalente de Impedâncias do Sistema Estudado.....	76
5.6	Simulação e Cálculos de Curto-Circuito na Barra do Gerador 1 (TG1).....	77

5.6.1	Cálculo da Impedância Total de Curto-Circuito	77
5.6.2	Cálculo da Corrente Total de Curto-Circuito.....	78
5.7	Cálculo da Contribuição de Corrente das Fontes.....	79
5.7.1	Contribuição do Gerador 2 (TG2) Para o Curto-Circuito.....	80
5.7.2	Contribuição do Gerador 1 (TG1) para o Curto-Circuito.....	81
5.7.3	Contribuição da Rede da Concessionária Para o Curto-Circuito.....	81
5.8	Cálculo da Contribuição de Corrente das Cargas.....	82
5.8.1	Contribuição da Carga no barramento do Gerador 2 (TG2) Para o Curto-Circuito.....	82
5.8.2	Contribuição da Carga no barramento do Gerador 1 (TG1) Para o Curto-Circuito.....	83
5.8.3	Contribuição da Carga no barramento da Rede da Concessionária Para o Curto-Circuito.....	84
5.9	Cálculo da Capacidade de Ruptura dos Disjuntores.....	84
5.9.1	Capacidade de Ruptura do Disjuntor do Gerador 2 (TG2).....	85
5.9.2	Capacidade de Ruptura do Disjuntor do Gerador 1 (TG1).....	85
5.9.3	Capacidade de Ruptura do Disjuntor da Rede da Concessionária.....	86
5.9.4	Capacidade de Ruptura do Disjuntor do CLIP-1.....	86
5.9.5	Capacidade de Ruptura do Disjuntor do CLIP-2.....	86
5.10	Avaliação dos Resultados.....	87
5.11	Análise de um curto-circuito real na CENIBRA.....	88
6	SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL.....	90
6.1	Montagem do Diagrama Unifilar.....	90
6.2	Carregamento dos Dados.....	91
6.2.1	Configuração das fontes.....	91
6.2.2	Configuração das cargas.....	92
6.3	Simulação de curto-circuito.....	93
6.4	Avaliação de resultados.....	94
7	CONCLUSÃO.....	95
7.1	Recomendação para desenvolvimento futuro.....	96
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	97
9	ANEXOS.....	99

1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica no Brasil, vem crescendo, acompanhando o desenvolvimento econômico do país. Porém, investimentos em infra-estrutura, que asseguram um crescimento sólido, estratégico e sustentável, sempre foram insuficientes, como no caso da geração de energia elétrica. Em 2001, o Brasil foi surpreendido com o anúncio do racionamento de energia, que tinha como meta, a redução imediata de 20 % (vinte por cento) no consumo total. A falta de investimentos somou-se a um longo período de estiagem e resultou em uma redução no nível dos principais reservatórios das usinas hidroelétricas, como o lago de Furnas, que chegou a 12,98 % de sua capacidade total. Dentre as soluções propostas para aumentar a oferta de energia em curto prazo, destacaram as tecnologias: Geração Distribuída - “Expressão usada para designar a geração elétrica realizada próxima do(s) consumidor (es)” (INEE, 2001) e Co-Geração – “Tecnologia em que o calor produzido na geração elétrica é usado no processo produtivo sob a forma de vapor.” (INEE, 2001). Empresas brasileiras estão utilizando o princípio de geração distribuída, valendo-se de energias residuais de seus processos para a geração de energia. Alguns exemplos de geração distribuída, reutilizando combustíveis: Bagaço da cana-de-açúcar nas indústrias de açúcar e álcool; Gases liberados nas várias fases do processo nas indústrias metalúrgicas e petroquímicas; Licor nas indústrias de celulose. Pequenos grupos geradores podem suprir a demanda da empresa e operar em paralelo com a concessionária, fornecendo a energia excedente, contribuindo para elevar os níveis potenciais da malha elétrica nacional.

O estudo de caso apresentado neste trabalho foi desenvolvido com dados do sistema elétrico da CENIBRA (Celulose Nipo Brasileira S/A), fábrica de celulose branqueada de eucalipto de fibra curta, localizada na cidade de Belo Oriente, estado de Minas Gerais. O seu sistema elétrico é composto por duas fontes de energia elétrica própria, do tipo Turbo - Geradores Síncronos de pólos lisos. Um gerador de 47 MVA e o outro de 70 MVA, que operam em paralelo e são acionados pelas linhas de vapor interligadas de cinco caldeiras, sendo duas de recuperação (Licor), duas de biomassa (casca e nós de eucalipto) e uma caldeira a óleo. Os dois TG's (Turbo - Geradores) são suficientes para o abastecimento de toda a fábrica. O TG1 opera em regulação de fator de potência e o TG2 em regulação de tensão. A fábrica ainda possui uma subestação com alimentação da Rede da concessionária para alimentar cargas não essenciais. Em alguma necessidade específica, cargas essenciais podem ser transferidas para a mesma. O sistema como um todo pode também operar em

paralelo, como na época do racionamento em 2001, quando o fluxo de potência foi definido no sentido CENIBRA-Rede da Concessionária.

A CENIBRA se enquadra tanto na categoria de Geração Distribuída, quanto na de Co-Geração. O vapor produzido nas caldeiras é primeiramente utilizado para acionar os geradores elétricos e após, é reaproveitado no processo de produção de celulose. Uma das particularidades do seu sistema elétrico, é que as cargas estão muito próximas às fontes principais, caracterizando baixa impedância e altas correntes de curto-circuito, sendo necessário a utilização de dispositivos de proteção de alta velocidade na interligação das fontes.

O presente trabalho pretende calcular as correntes de curto-circuito simétrico trifásico no período subtransitário no barramento da subestação principal da CENIBRA e avaliar o dimensionamento dos disjuntores das fontes e de interligação dos barramentos. Será utilizado como referência, o documento nº. CS-341/99-110-93 (estudo de curto-circuito geral na CENIBRA) elaborado por uma empresa de Consultoria em Projetos de Engenharia, responsável pelos estudos e definições de coordenação e seletividade do sistema elétrico da CENIBRA.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivos Gerais

- Aplicar conceitos de engenharia adquiridos em sala de aula no desenvolvimento de projetos em situações reais;
- Promover a integração empresa-escola, através da promoção da pesquisa com foco na necessidade da empresa;

1.1.2 Objetivos Específicos

- Apresentar as definições de Geração Distribuída, bem como as vantagens, desvantagens e os requisitos mínimos para a interconexão com o Sistema Elétrico Nacional.
- Calcular as correntes de curto-circuito simétrico trifásico no período subtransitório no barramento da subestação principal da Cenibra (Celulose Nipo Brasileira S.A), considerando os seus geradores TG1, TG2 e a Rede da Concessionária operando em paralelo, ressaltando a corrente total de curto e as contribuições individuais das fontes e das cargas.
- Através dos dados obtidos, avaliar o dimensionamento da capacidade de ruptura e estabelecimento dos disjuntores da planta atual.

1.2 Estruturação do Trabalho

No capítulo 2, é apresentado o sistema elétrico da CENIBRA com dados das fontes, disjuntores e dispositivos limitadores de corrente. São mostradas também as possibilidades de configuração do sistema, ressaltando o problema da ocorrência de um curto-circuito com as três fontes (TG1, TG2 e Rede da Concessionária) operando em paralelo, o que seria o pior caso.

O capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica sobre o tema proposto, abordando o conceito de Geração Distribuída, sua aplicação, vantagens, desvantagens e os requisitos mínimos para a sua conexão ao sistema elétrico nacional. É abordado também o conceito de curto-circuito, seus efeitos e os métodos utilizados para o seu cálculo. É descrito ainda, o princípio de funcionamento do dispositivo limitador de corrente à base de explosivo controlado, utilizado para interligar os barramentos das fontes na CENIBRA.

A proposta e a metodologia que será utilizada para se calcular as correntes de curto-circuito simétrico trifásico no período subtransitório no barramento da subestação principal da CENIBRA, compõe o capítulo 4.

Em continuidade, a aplicação da proposta aparece no capítulo 5. Os resultados encontrados são comparados com os dados dos disjuntores atuais das fontes e de interligação das barras. Os dados de um curto-circuito real ocorrido na CENIBRA, também são utilizados como parâmetro de comparação para os resultados encontrados neste trabalho.

No capítulo 6, é realizada uma simulação computacional através do software “Power-World” versão acadêmica. Este programa é um simulador para estudos em Sistemas de Energia Elétrica. A versão acadêmica possui recursos limitados, mas, foi possível rodar o modelo elaborado neste trabalho.

O capítulo 7 apresenta a conclusão do trabalho e as recomendações para desenvolvimento futuro em continuidade a esta pesquisa.

2 IDENTIFICAÇÃO DO PROBLEMA

O Sistema de Energia Elétrica da CENIBRA é composto por três fontes e três barramentos independentes. A figura 1 apresenta a configuração e as possibilidades de interligação entre as fontes disponíveis. O sistema pode operar parcialmente ou totalmente em paralelo ou ainda na forma isolada, considerando as potências disponíveis e a demanda contratada junto à concessionária.

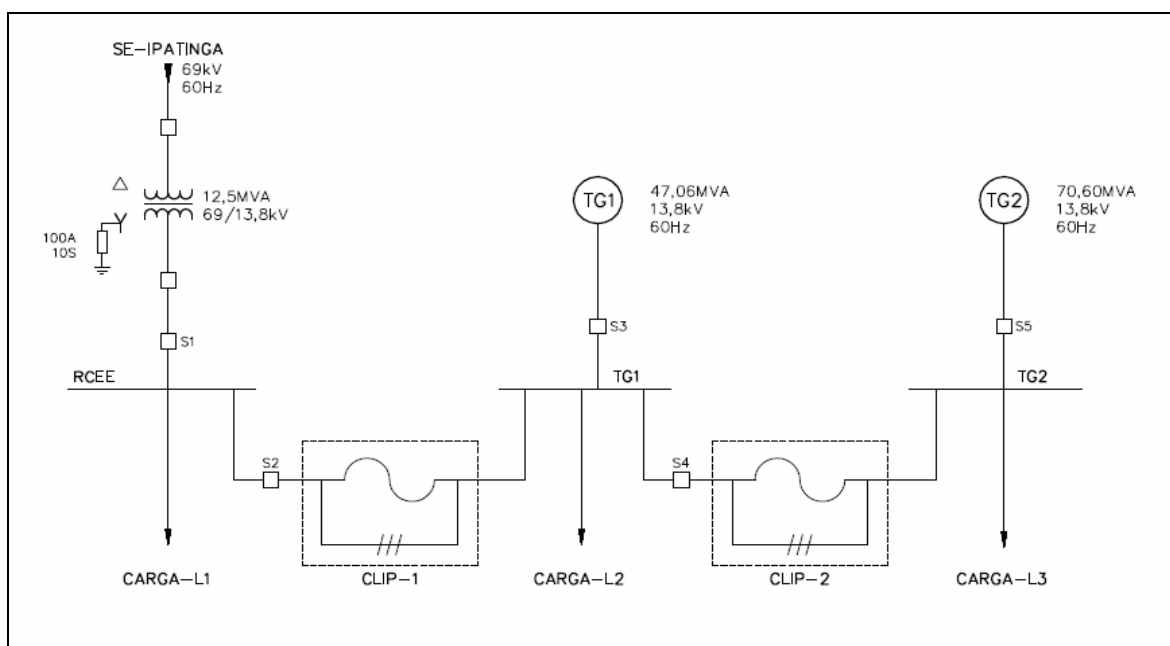


Figura-1: Visão Geral do Diagrama Unifilar do Sistema de Alimentação

Legenda:

RCEE – Rede da Concessionária de Energia Elétrica.

G1 – Turbo-Gerador 1. 13,8 KV; 60 Hz; 47,06 MVA; 3 ϕ ; 3.600 RPM; 1971 A; Fp = 0,85; Regime Contínuo.

G2 – Turbo-Gerador 2. 13,8 KV; 60 Hz; 70,60 MVA; 3 ϕ ; 3.600 RPM; 2954 A; Fp = 0,70; Regime Contínuo.

S1 – Disjuntor que interliga a Rede da Concessionária ao sistema CENIBRA. 13,8 kV, 1.250 A, PVO, 3 ϕ , 31,5 kA.

S2 – Disjuntor que interliga os barramentos alimentados pela Rede da Concessionária e pelo G1 respectivamente. 13,8 KV, 1.250 A, PVO, 3 ϕ , 27 kA.

S3 – Disjuntor que permite inserir ou não o G1. 13,8 KV, 2.500 A, PVO, 3 ϕ , 36 kA

S4 – Disjuntor que interliga os barramentos alimentados pelo G1 e G2 respectivamente. 13,8 kV, 3.150 A, Vácuo, 3 ϕ , 40 kA.

S5 – Disjuntor que permite inserir ou não o G2, 13,8 KV, 4.000 A, Vácuo, 3 ϕ , 63 kA.

CLIP-1 – Limitador de corrente, $I_N = 1200A$, $I_P = 120kA$, Disparo: 4 kApico e $V_N = 13.8kV$.

CLIP-2 – Limitador de corrente, $I_N = 3000A$, $I_P = 40kA$, Disparo: 14 kApico e $V_N = 13.8kV$.

CARGA-L1 – Carga equivalente no barramento alimentado pela Rede da Concessionária.

CARGA-L2 – Carga equivalente no barramento alimentado pelo Gerador 1.

CARGA-L3 – Carga equivalente no barramento alimentado pelo Gerador 2.

A energia proveniente da Concessionária é conduzida até a CENIBRA através de uma linha de transmissão em 69 kV com um comprimento de 30 km. A Subestação SE-69 (figura 27, anexo 1), é responsável por receber a energia da Rede da Concessionária e abaixar a tensão para o nível do sistema CENIBRA que opera em 13,8 kV. Um banco de capacitores na saída do transformador da SE-69, é utilizado para correção do fator de potência na Rede da Concessionária.

As figuras 29 e 30 do anexo 1 apresentam os Turbo-Geradores 1 e 2 respectivamente.

Os barramentos são interligados através de disjuntores e dispositivos fusíveis limitadores de corrente à base de explosivo controlado que operam em alta velocidade (1/4 de ciclo), isolando as fontes rapidamente na ocorrência de qualquer curto-circuito entre fases. Ver figura 31 do anexo 1. No capítulo 3 a seguir, será dada uma atenção especial a esse dispositivo “CLIP”.

O aterramento do neutro é efetuado através de impedância de alto valor, limitando a falta para terra.

O anexo 2 apresenta uma das telas de supervisão e operação do sistema elétrico da CENIBRA. Nela, os geradores 1 e 2 estão operando em paralelo e a Rede da Concessionária operando isoladamente.

A partir de 2001, eventualmente o sistema passou a operar totalmente em paralelo. Daí surgiu a necessidade de se conhecer o valor total das correntes de curto-circuito nos barramentos da subestação principal da CENIBRA, considerando a contribuição individual das fontes e das cargas. Através dos resultados, avaliar a capacidade de ruptura e de estabelecimento dos disjuntores atuais das fontes e de interligação das barras.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Geração Distribuída

3.1.1 Histórico

A geração de energia elétrica de baixo custo, sempre esteve associada a usinas de grande porte até a década de 80. Isto contribuía para reduzir os custos fixos de produção compensando os encargos de transmissão e distribuição e as perdas de energia.

Esta característica de geração central foi incorporada à legislação do setor elétrico que dificultava, na prática, a auto-geração ou limitava a possibilidade da interligação destes geradores ao sistema público, forma de garantir o “monopólio natural” da geração elétrica (INEE, 2002).

Com a introdução da competição (iniciada nos EUA em meados dos anos 80 e adotada no Brasil em 1998), a criação de tecnologias de geradores eficientes de pequeno porte teve um impulso permitindo aproximar a geração do consumidor com vantagem competitiva para ambos (INEE, 2002).

A possibilidade de alteração da topologia do sistema elétrico, precisa ser acompanhada pelas normas existentes, sobretudo no que se refere aos requisitos para a interligação entre o acessante e a distribuidora.

A GD (geração distribuída) no Brasil poderá ter um crescimento gradativo, como resposta natural à correção das estruturas tarifárias, à maior capilaridade da distribuição do gás e, no caso específico do segmento sucro-alcooleiro, à necessidade de modernização dos sistemas de vapor das usinas produtoras de açúcar e de álcool, usinas estas construídas há cerca de duas décadas, em face do PROALCOOL (INEE, 2004).

Após o racionamento de 2001, os consumidores passaram a ter uma consciência efetiva sobre a necessidade de participação no processo energético e estão mais informados sobre as suas necessidades de energia e, como resultado, adquiriram uma atitude pró-ativa na questão energética, com clara focalização na GD. O potencial brasileiro de GD é elevado e a rapidez de seu desenvolvimento poderá surpreender governos, produtores e consumidores.

Não há, hoje, restrições técnicas ou legais à GD interligada ao Sistema. As principais barreiras à sua utilização e à sua expansão são, de fato, de natureza cultural, materializando-se em posturas e em normas convencionais e restritivas: trabalhar com este

cenário exige, na prática, alterar um paradigma em um país onde a expansão da oferta empregando o modelo de GC (Geração Centralizada) representou uma história de sucesso. Interessante frisar, para exemplificar este fato, que, num passado relativamente recente, esta postura levou diversas concessionárias a um programa de desativação de PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas), embora parte expressiva delas estivesse em plena operação econômica (INEE, 2004).

Atualmente, são poucas as possibilidades de um cenário exclusivamente baseado em GC, visando cobrir a rápida expansão do consumo e construído com capitais privados.

Sua implantação, com recursos e garantias públicas, só se viabilizaria se o Setor voltasse a contar, na demarcação, com as mesmas condições especiais existentes no passado, nos anos 60 / 70: créditos do Banco Mundial, fortes investimentos diretos dos Estados e mecanismos tarifários e fiscais muito mais favoráveis que os atualmente vigentes. Ademais, as contingências atuais valorizam prioritariamente o superávit fiscal, com redução drástica da capacidade de investir dos Governos, e há uma agudização da demanda de investimentos sociais em áreas nas quais sempre houve um sub-investimento crônico, como em saneamento, na educação básica, na saúde pública e na segurança pública (INEE, 2004).

Apresenta-se como uma forma eficaz para atender à nova demanda de energia elétrica com bases atraentes para a iniciativa privada, a utilização das duas alternativas, com ênfase crescente na GD. A entrada maciça de novos geradores, atenderia a esta demanda de maneira mais ajustada ao seu crescimento, reduzindo-se os investimentos ociosos. Outro fator relevante seria a redução de perdas nos sistemas de transmissão e de distribuição, elevando-se entre 10 e 15 %, o acréscimo de energia.

O desenvolvimento da GD harmonicamente efetivada em consonância com a expansão da GC será, indubitavelmente, mais rápido e efetivo se o Governo Federal e os reguladores considerarem esta harmonia como um cenário natural e trabalharem com normas e diretrizes que não a pressuponham inexistente. Poderia, assim, o Governo contribuir para que as empresas com capacidade para produzir energia própria percebam a GD como uma oportunidade para si e para o Sistema, reunindo as condições que propiciem a ocorrência de um novo negócio. (INEE, 2004).

As economias conseguidas com uma menor malha de transmissão, a redução de perdas e o aumento da eficiência em toda a cadeia de uso da energia vão, certamente, contribuir para

reduzir os custos da energia e ampliar a geração elétrica, além de criar mais empregos por kWh que as alternativas baseadas em GC são capazes de gerar.

A GD precisa ser considerada como de fato ela é: uma atividade complementar redutora de investimentos no “grid” nacional, como uma reserva descentralizada, de importância fundamental para a estabilidade e para o aumento da qualidade do fornecimento de energia, e como uma redutora de incertezas quanto ao planejamento da oferta futura de energia no país (INEE, 2004).

3.1.2 Definição de Geração Distribuída

Para o *CIGRÉ* (International Council on Large Electric Systems), GD engloba unidades de geração com capacidade máxima de 50 a 100 MW, que geralmente são conectadas à rede de distribuição e que não são centralmente despachadas, nem planejadas.

Segundo o *IEEE* (Institute of Electrical and Electronics Engineers), GD é uma geração ou equipamento de armazenamento de energia com instalações suficientemente pequenas em relação às grandes centrais de geração permitindo sua conexão em um ponto próximo à rede elétrica existente, junto a centros de carga.

O Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE refere-se à GD como a geração elétrica produzida próxima ao local onde ela é consumida e possui basicamente duas funções relevantes: como fonte de energia, essencialmente voltada para atender cargas que lhe são contíguas, seja para auto consumo industrial ou predial, com ou sem produção de excedentes, seja para suprir necessidades locais de distribuição de energia; ou como reserva descentralizada isto é, como um parque descentralizado capaz de suprir seja as necessidades momentâneas de excesso de demanda (demanda de ponta) ou para cobrir interrupções no fornecimento da rede (RIBEIRO et al., 2005).

3.1.3 Vantagens da Geração Distribuída

A geração distribuída oferece uma série de vantagens; algumas decorrem de sua proximidade do local de consumo (como ocorre na co-geração e no uso de geradores de emergência) (INEE, 2001):

- a) Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda (ou à demanda reprimida) por ter um tempo de implantação inferior ao de acréscimos à geração centralizada e reforços das respectivas redes de transmissão e distribuição;
- b) Aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição;
- c) Aumento da estabilidade do sistema elétrico, pela existência de reservas de geração distribuídas;
- d) Redução das perdas na transmissão e dos respectivos custos, e adiamento no investimento para reforçar o sistema de transmissão;
- e) Redução de impactos ambientais da geração, pelo uso de combustíveis menos poluentes, pela melhor utilização dos combustíveis tradicionais e, em certos tipos de co-geração, com a eliminação de resíduos industriais poluidores.
- f) Benefícios gerais decorrentes da maior eficiência energética obtida pela conjugação da geração distribuída com a geração centralizada, e das economias resultantes;
- g) Maiores oportunidades de comercialização e de ação da concorrência no mercado de energia elétrica.

3.1.4 Desvantagens da Geração Distribuída

A geração distribuída acarreta também desvantagens, que devem ser consideradas no planejamento da interligação e que são oriundas do aumento significativo do número de empresas e entidades envolvidas e à desvinculação entre interconexão física e intercâmbio comercial.

A concessionária a que vai se conectar um produtor independente pode ser apenas transportadora e não compradora da energia que lhe é entregue por aquele produtor para um cliente remoto (INEE, 2001):

- a) Maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico, inclusive na garantia do "back-up" (reserva);
- b) Maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções, inclusive nas medidas de segurança a serem tomadas;
- c) Maior complexidade administrativa, contratual e comercial;
- d) Maiores dificuldades de coordenação das atividades; e, em certos casos, diminuição do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que tende a aumentar o preço médio de fornecimento das mesmas.

Para o produtor independente, a interligação à rede acarreta obviamente certa redução de autonomia, por não poder mais agir visando apenas a maximização do próprio benefício, nos casos em que possa ser prejudicado o benefício global de todos os usuários.

3.1.5 TECNOLOGIAS DISPONÍVEIS

A tabela 1 apresenta um resumo das principais tecnologias que estão sendo utilizadas como geração de eletricidade na forma distribuída.

TECNOLOGIAS E EQUIPAMENTOS	ASPECTOS RELEVANTES
Gerador convencional (Diesel)	Aperfeiçoamentos crescentes; opera em co-geração e usa GN e gases pobres (como o do lixo urbano).
Foto-voltaico	Custos em franco decréscimo; começa a ser usado em sistemas “off grid” (fora da rede) e em “peak shaving”.
Co-geração	Elevada eficiência; é insuperável quando a energia primária deriva de resíduos.
PCH	Tecnologia amplamente dominada no país, tanto no que diz respeito aos equipamentos, quanto a engenharia civil aplicada. Seus custos variam com as condições locais do aproveitamento.
Micro-turbinas	Turbinas a gás (potências entre 30 e 200 MW); usadas como meras geradoras ou em ciclos de co-geração. Tendência de custos decrescentes.
Células combustíveis	Tecnologia eletro-química; unidade de co-geração com elevada eficiência. Custos ainda elevados.
Eólico	Característica semelhante às PCH's pois só pode ser montada onde há ventos constantes e necessita de garantia para dar continuidade no atendimento.
Sistemas de controle / gestão da GD	Custos decrescentes em face da evolução das tecnologias digitais.
Acumuladores de energia	Aperfeiçoamento crescente e custos decrescentes.
Gaseificadores de biomassa	Duplicação da eficiência da geração a biomassa.
Frio de absorção	Transformação direta do calor em frio: aperfeiçoamento constante e uso

	generalizado em centrais de ar refrigerado.
Veículos elétricos híbridos	Tecnologia de veículos com um gerador a bordo; podem se transformar em geradores móveis.

Tabela 1: Tecnologias de Geração Distribuída (INEE, 2004)

As principais fontes primárias alimentadoras correspondem a (INEE, 2004):

- Energia de origem fóssil – releva-se o gás canalizado que transforma este energético em um vetor presente na “porta” do consumidor, assemelhando-o à eletricidade;
- Energias derivadas diretamente da natureza – água de rios (PCH’s), ventos (eólica) e solar (fotovoltaica);
- Florestas energéticas – cultivo de árvores capazes de produzir energia e, concomitantemente, captar CO₂;
- Resíduos combustíveis de processos industriais, agro-industriais e urbanos (lixo e lodo de esgoto);
- Energias “verdes”, aquelas derivadas de fontes não poluentes, como o álcool, o bio-diesel e todas as formas que aproveitam produtos vegetais.

3.1.6 Requisitos técnicos a serem atendidos para a interconexão da Geração Distribuída

- Nível de curto-circuito

O nível de curto-circuito admissível no sistema do PIE (Produtor Independente de Energia) deve ser compatível com aquele que será atingido após a interconexão com a rede da concessionária (tanto dos equipamentos de manobra como dos barramentos, condutores etc.); caso contrário, devem ser estudadas e definidas as medidas a serem tomadas para adequá-lo:

Inclusão de reator limitador de corrente ou "upgrading" (atualização) das instalações. Quanto à concessionária, é possível - embora menos provável - que a inserção da geração distribuída, sobretudo se houver vários PIE's na mesma área, eleve o nível de curto-circuito acima do valor admissível em sua rede. Caso isto ocorra, devem ser tomadas providências análogas às acima citadas (INEE, 2001).

- Aterramento do neutro

Caso a interconexão seja feita em nível de tensão preexistente (sem transformação), deve-se verificar se o método de aterramento do PIE é compatível com aquele da rede; caso contrário devem ser estudadas as alterações a serem feitas. Também cabe estudar a conveniência da interligação dos neutros (INEE, 2001).

- Proteção contra surtos externos

A tensão suportável de impulso atmosférico do sistema do PIE – em particular quando não possua instalação aérea, precisa ser compatível com a da rede. Estudos da propagação de surtos provenientes da rede e instalação de pára-raios e outras proteções adequadas devem ser executados.

- Reguladores

Os reguladores de velocidade dos motores primários que acionam os geradores do PIE, e os reguladores de tensão desses geradores, precisam ter características adequadas para paralelismo com uma rede de maior potência. Deve ainda existir meios adequados para controle da transferência de reativos, como comutadores de derivações em carga nos transformadores.

- Desequilíbrio de Tensão

Os Agentes Distribuidores e os Consumidores Livres devem manter as cargas balanceadas de forma que o desequilíbrio da tensão, nos pontos de conexão, não exceda o limite (ONS, 2002):

$$k \leq 1,5 \%$$

$$K = \frac{V_2}{V_1} \cdot 100 \quad (1)$$

Onde:

K - Fator de desequilíbrio de tensão por consumidor;

V₂ - Tensão de seqüência negativa, V;

V₁ - Tensão de seqüência positiva, V;

Caso as tensões de seqüência negativa variem de forma intermitente e repetitiva, será permitido que os limites especificados sejam ultrapassados em até o dobro, desde que a duração cumulativa das tensões de seqüência negativa acima dos limites contínuos estabelecidos não ultrapasse 5% do período de monitoração (ONS, 2002).

- Harmônicos

Precisa ser avaliado o conteúdo de harmônicos no sistema do PIE, que não deve superar, no ponto de interconexão, o limite aceitável pela rede externa (ANEEL, 2005).

Os acessantes devem assegurar que a operação de seus equipamentos, quando existirem cargas não lineares, bem como outros efeitos dentro de suas instalações, incluindo ressonâncias, não causem distorções harmônicas no ponto de conexão acima dos limites, apresentados na tabela 2 (ONS, 2002).

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)	ORDEM	VALOR(%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		todos	0,6%			todos	0,3%
≥27	0,7%			≥27	0,4%		
D = 3%				D = 1,5%			

Tabela 2: Limites individuais expressos em porcentagem da tensão fundamental (ONS, 2002)

Legenda:

D = Distorção Harmônica Total.

- Fator de Potência

O Fator de Potência para efeito de tarifação é, por definição, a faixa limite sem ônus a ser observada em cada ponto de conexão. Nos pontos de conexão à Rede Básica, os Agentes Distribuidores e os Consumidores Livres, devem assegurar que o fator de potência se situe dentro das faixas especificadas na tabela 3. Deve-se ressaltar que, mesmo nesta faixa, poderá haver tarifação de serviço ancilar (ONS, 2002).

Tensão nominal do ponto de conexão	Faixa de fator de potência
$V_n \geq 230 \text{ kV}$	0,98 indutivo a 0,98 capacitivo
$69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$	0,95 indutivo a 0,95 capacitivo
$V_n < 69 \text{ kV}$	0,92 indutivo a 0,92 capacitivo

Tabela 3: Fator de Potência Operacional nos Pontos de Conexão (ONS, 2002)

A operação dos bancos de capacitores instalados para correção de fator de potência não deve provocar transitórios, ou ressonâncias, que prejudiquem o desempenho do sistema ou de agentes conectados à Rede Básica. Desta forma, devem ser realizados estudos específicos complementares que avaliem o impacto destas manobras nos padrões de desempenho da Rede Básica.

- Segurança na manutenção

Deve ser verificado se qualquer trecho a ser desenergizado para manutenção é dotado do seccionamento adequado. Em particular, numa ligação existente entre concessionária e consumidor que operava com fluxo unidirecional daquela para este, e que passa a ter fluxo bidirecional quando a geração própria do consumidor é ligada em paralelo com a rede, será preciso acrescentar disjuntores e seccionadores para se obter a segurança necessária (INEE, 2001).

3.1.7 Requisitos gerais e específicos para o equipamento de interconexão

De modo geral, deve-se evitar a propagação de faltas da rede para o sistema do PIE (Produtor Independente de Energia) e vice-versa, desligando-se até o paralelismo quando for necessário. Assim, por exemplo (INEE, 2001):

- Um curto-circuito na linha de interconexão, ou perturbação na rede da concessionária, que tendam a solicitar brusco aumento na geração do PIE, precisam ser detectados rapidamente para que seja desfeito o paralelismo e adequada a geração do PIE à sua demanda própria;

- Faltas internas ao sistema do PIE devem provocar isolamento dos circuitos com defeito e redução seletiva de carga, procurando-se manter o paralelismo e a operação do restante daquele sistema, e minimizar a perturbação na rede da concessionária;

- Faltas em gerador do PIE devem provocar o rápido desligamento do mesmo (bem como de parte da carga própria do PIE se necessário), a fim de que possa ser mantida a alimentação das cargas essenciais do PIE pela rede da concessionária (e o paralelismo com os outros geradores do PIE, caso haja). Para isso, devem ser providenciados pelo PIE sistemas de proteção apropriados, com relês de sobrecorrente simples e direcionais, de sub e sobre-tensão, de sub e sobre-frequência, de verificação e de perda de sincronismo etc., estudando-se cuidadosamente a respectiva coordenação para as várias eventualidades de faltas. Por sua vez, a concessionária deverá adequar o esquema de sua subestação de interconexão, provavelmente previsto para operação radial, para as novas condições de funcionamento com fluxo de energia nos dois sentidos da interconexão (a esse propósito: eventuais bloqueios do fluxo de energia do PIE para a concessionária, nas instalações desta ou daquele, precisam ser eliminados ou ter seu valor ajustado). É necessária ainda a verificação conjunta, pela concessionária e pelo PIE, da coordenação de todas as proteções de ambas as partes.

3.1.8 Requisitos técnicos e contratuais para a interconexão

- Tensão de interligação

Do ponto de vista da concessionária, a interligação com o PIE, deve ser feita numa das tensões que ela disponha em seu sistema, enquanto, que do ponto de vista daquele, deve ser de preferência na tensão que resulte no menor custo de investimento para ele, respeitando os níveis permitidos pela legislação brasileira.

Para conciliar os interesses, havendo vários PIE's na mesma área, podem os mesmos compartilhar uma subestação de conexão (SEC) com a concessionária, com transformação da tensão desta para a tensão preferida por aqueles para suas linhas de interligação; por exemplo, se a concessionária só tiver as tensões de 13,8 e 138 kV na região, e a tensão mais vantajosa para os PIE's, em função das potências a serem transferidas e das distâncias entre suas instalações e a SEC, for 34,5 ou 69 kV, seria feita a transformação, de 34,5 ou 69kV, para 138 kV na SEC compartilhada, rateando-se os custos entre os vários PIE's e a concessionária, após avaliação de benefícios e ônus para cada uma das partes. É possível

que no futuro, com a elevação das tensões de geração e distribuição este ponto de conflito desapareça (INEE, 2001).

- Linha de interconexão

A linha que une o PIE à subestação (SE) de interconexão pertence ao PIE, e a linha coletora ligando vários PIE's àquela SE pertence a esse grupo de PIE; contudo, face à maior experiência da concessionária, poderia ser cogitada a cessão de propriedade da linha à concessionária, que executaria sua construção, custeada pelo(s) PIE, e passaria a operá-la (ANEEL, 2005).

- Potência mínima para negociação individual de Produtor Independente

Abaixo de um patamar mínimo, não se torna viável, dos pontos de vista técnico, operacional e comercial a negociação direta de um produtor independente de energia elétrica com a concessionária de distribuição. Como solução, pode-se agrupar vários PIE's, mediante consórcio, associação ou através de um comercializador.

- Atendimento às condições técnicas indispensáveis para interconexão

A interconexão só será possível se forem atendidos, por ambas as partes interessadas, certos requisitos técnicos, indicados atrás em 3.1.6. Este atendimento deve ser pré-requisito para autorização da interconexão (INEE, 2001).

- Planejamento

É preciso que sejam definidas as responsabilidades pelo planejamento do sistema elétrico como um todo e de suas partes componentes, bem como os mecanismos operacionais para sua realização, incluindo troca de informações e harmonização de divergências (INEE, 2001).

- Serviços ancilares

Serviços auxiliares relativos à geração de energia elétrica, como geração de reativos, controle da tensão, compartilhamento do suprimento da ponta e disponibilização de reserva de capacidade.

Face à possível participação dos PIE's em tarefas que anteriormente cabiam apenas à concessionária, precisa ser revisada a regulamentação respectiva a fim de harmonizá-la às novas condições (INEE, 2001).

3.2 Estudo e Análise do Curto-Circuito

3.2.1 Definições e conceitos

Um curto-circuito é uma ligação de baixa impedância entre dois pontos a potenciais diferentes. Essa ligação pode ser metálica, quando se diz que há um curto-circuito franco ou por um arco elétrico, que é a situação mais comum; uma situação intermediária é a dos curtos causados por galhos de árvores ou outros objetos que caem sobre as linhas. Há nesse instante uma rápida elevação da corrente, atingindo valores, em geral, superiores a 10 vezes a corrente nominal do circuito. (SCHNEIDER, 2007).

Em alguns casos, como em circuitos de distribuição longos, a corrente de curto-circuito pode ser da ordem da corrente de carga, o que exige técnicas especiais para sua identificação (são os chamados curtos-circuitos de alta impedância) (SCHNEIDER, 2007).

Um curto-circuito é sempre acompanhado por um colapso instantâneo, total ou parcial, das tensões de barra através do sistema. Com a redução súbita das tensões de gerador, ocorrerá uma redução igualmente súbita na potência gerada. Como a potência de entrada do gerador permanece constante durante os primeiros instantes, antes de entrarem em cena os controladores mecânicos da turbina, cada gerador ficará sujeito a um excesso de conjugado que, se mantido, dará origem a oscilações mecânicas que podem colocar em risco a segurança da instalação.

Além de destruir ou reduzir a capacidade de transmissão de energia de partes do sistema, as correntes de curto-circuito podem atingir valores muito superiores aos nominais dos geradores e transformadores. Tais correntes, se persistirem, podem causar danos térmicos ao equipamento. Em casos raros, correntes de curto-circuito muito elevadas podem arrancar enrolamentos de máquinas. É importante, portanto, isolar uma secção com falta, tão rápido quanto possível, de modo a minimizar o superaquecimento do equipamento e/ou

o surgimento de oscilações mecânicas, não controladas, nos geradores. Em geral, não se deve desligar uma parte do sistema, por um tempo maior que o necessário, bem como não se deve mantê-la desligada por um tempo superior ao necessário. Grande porcentagem dos curtos-circuitos são “auto-extinguíveis”, isto é, extinguindo-se a corrente de falta o caminho do curto-circuito será desionizado e a isolação é restabelecida. Na prática, no entanto, são utilizados disjuntores de “refechamento”, que automaticamente fecham uma, duas ou várias vezes, a fim de testar a recuperação da linha. Apenas se a falta persistir o disjuntor abre permanentemente. O ciclo fechamento-abertura-fechamento pode levar cerca de 1 s ou mais.

Existem várias razões pelas quais é desejável ter dados tão acurados quanto possível sobre correntes e tensões de curto-circuito num sistema (ELGERD, 1976):

1. A capacidade de interrupção de cada disjuntor em cada local de chaveamento deve ser baseada no caso mais severo de curto-circuito.
2. O sistema de relés de proteção que deve “sentir” a falta e iniciar o chaveamento seletivo baseia seu funcionamento no valor e sentido das correntes de falta.

Os curtos-circuitos são do tipo simétricos quando são trifásicos sem contato com a terra e assimétricos quando são desequilibrados, com ou sem contato com a terra. A seguir será apresentado o conceito de curto-circuito simétrico.

3.2.2 Curtos-circuitos Simétricos

Para conceituar um curto-circuito simétrico, utilizou-se o diagrama unifilar da figura 2 como parte de um sistema de transmissão considerando uma falta trifásica na barra de carga 3.

A tensão de barra V3 anterior à falta, medindo cerca de 100%, cairá instantaneamente a zero. As partes da rede à esquerda e à direita, que supomos conter fontes ativas, irão imediatamente começar a alimentar a falta com as correntes de falta I'_{sc} e I''_{sc} , por meio das barras 1 e 2 (Vamos admitir, para simplificar, que a carga ligada à barra 3 seja uma impedância e não contenha uma quantidade apreciável de motores. Os motores síncronos e de indução alimentariam a falta com correntes de falta, do mesmo modo que o resto das máquinas síncronas do sistema). Os valores dessas correntes serão determinados pela

“força” dessas barras e pela impedância das linhas L1 e L2. Em geral tais correntes atingirão valores muitas vezes superiores às correntes normais das linhas, e os disjuntores CB1 e CB2 serão acionados para abrir, por intermédio dos sensores (relés), a fim de isolar a barra com falta (ELGERD, 1976).

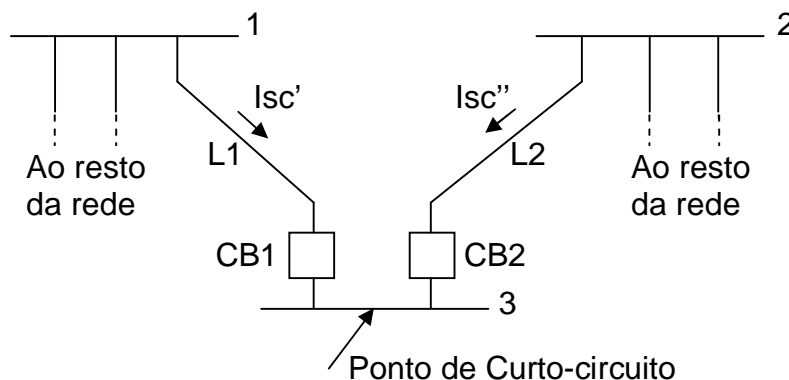


Figura 2: Correntes de curto-circuito fluindo para uma barra com falta (ELGERD, 1976)

3.2.3 Conceito de Capacidade de Curto-Circuito (S_{cc})

Considerando a situação apresentada no diagrama da figura 2, as tensões nas barras 1 e 2 e em todas as outras barras da rede cairão durante a ocorrência do curto-circuito. O valor dessa queda de tensão é uma indicação da “força” da rede.

Necessitamos medir essa força, bem como a “severidade” da influência dos curtos. Ambos os objetivos são conseguidos por uma grandeza designada por capacidade de curto-circuito (algumas vezes chamada de nível de falta) para a barra em questão (ELGERD, 1976).

A capacidade de curto-circuito (S_{cc}), de uma barra de rede é definida como o produto da tensão anterior à falta (tensão pré-falta) pela corrente após a falta (corrente pós-falta). Assim, a S_{cc} virá em pu volt-ampéres, se a tensão e a corrente forem dadas em pu (ELGERD, 1976).

$$|S_{cc}| = |V_{PF} \parallel I_{sc}| \quad (2)$$

Onde:

$S_{CC} (pu)$ - Capacidade de curto-circuito (pu);

$V_{PF} (pu)$ - Tensão eficaz no ponto antes da falta (pré-falta) (pu);

$I_{SC} (pu)$ - Corrente após a falta (pós-falta) (pu).

Se a tensão for medida em kV entre linhas e a corrente em kA por fase, a Scc será dada em MVA trifásicos (ELGERD, 1976).

$$|S_{CC}| = \sqrt{3} |V_{PF}| |I_{SC}| \quad (3)$$

Onde:

$S_{CC} (MVA)$ - Capacidade de curto-circuito (MVA);

$V_{PF} (kV)$ - Tensão eficaz no ponto antes da falta (pré-falta) (kV);

$I_{SC} (kA)$ - Corrente após a falta (pós-falta) (kA).

A tensão pré-falta é usualmente cerca de 1,0 pu e então obtemos da equação 2, a seguinte fórmula aproximada (ELGERD, 1976).

$$|S_{CC}| \approx |I_{SC}| \quad (4)$$

Onde:

$S_{CC} (pu)$ - Capacidade de curto-circuito (pu);

$I_{SC} (pu)$ - Corrente após a falta (pós-falta) (pu).

3.2.4 Scc no contexto do Teorema de Thévenin

O conceito de capacidade de curto-circuito se torna claro, quando considerado em conjunto com o teorema de Thévenin. Esse teorema é útil na determinação das variações que ocorrem nas correntes e tensões de um circuito linear, quando é adicionada uma impedância entre dois nós do circuito. Esse é o caso de um curto-circuito (ELGERD, 1976).

Diz o teorema de Thévenin:

As variações que ocorrem nas tensões e correntes de um circuito, devido à adição de uma impedância entre dois nós do circuito, são idênticas às tensões e correntes causadas por uma “fem” colocada em série com a impedância e com valor e polaridade iguais à tensão pré-falta que existiu entre os nós em questão, com todas as demais fontes “zeradas”. (Com esse termo dizemos que todas as fontes ativas são removidas e os respectivos terminais curto-circuitados, no caso de fontes de tensão, e deixados abertos no caso de fontes de corrente) (ELGERD, 1976).

Para obter as correntes e tensões pós-falta, na rede, devemos superpor essas variações a correntes e tensões pré-falta.

O teorema de Thévenin é útil na determinação dos efeitos dos curtos-circuitos sobre o sistema. Na figura 2, ele será utilizado para calcular a corrente de falta “Isc” no próprio ramo. Aplicando diretamente o teorema, concluímos que a corrente vale, simplesmente (ELGERD, 1976):

$$I_f = \frac{V_{PF}}{Z_f + Z_{in}} \quad (5)$$

Onde:

$I_f (pu)$ - Corrente de falta na barra 3 (pu);

$V_{PF} (pu)$ - Tensão antes da falta na barra 3 (pré-falta) (pu);

$Z_f (pu)$ - Impedância vista da barra 3 durante a falta (pós-falta) (pu);

$Z_{in} (pu)$ - Impedância vista da barra 3 com todas as fontes ativas zeradas (pu).

Deve ser observado que a mesma corrente seria obtida ligando a impedância Z_f a uma fonte com fem $E = V_{PF}$ e impedância interna Z_{in} . Aplicando-se essa observação ao sistema da figura 2, pode-se, portanto, da barra 3, ver o resto do sistema como uma fonte de tensão $E = V_{PF}$, atrás de uma impedância Z_{in} que de acordo com a equação 5 vale (ELGERD, 1976):

$$Z_{in} = \frac{V_{PF}}{I_f} \quad (6)$$

Onde:

I_f (pu) - Corrente de falta na barra 3 (pu);

V_{PF} (pu) - Tensão antes da falta na barra 3 (pré-falta) (pu);

Z_{in} (pu) - Impedância vista da barra 3 com todas as fontes ativas zeradas (pu).

Expressando todas as grandezas em pu e usando as aproximações:

$$V_{PF} \approx 1 \text{ pu}$$

$$\text{e } |S_{CC}| \approx |I_f| \quad (7)$$

então, da equação 5, têm-se:

$$Z_{in} \approx \frac{1}{|S_{CC}|} \quad (8)$$

Onde:

V_{PF} (pu) - Tensão antes da falta na barra 3 (pré-falta) (pu);

S_{CC} (pu) - Capacidade de curto-circuito (pu);

I_f (pu) - Corrente de falta na barra 3 (pu);

Z_{in} (pu) - Impedância vista da barra 3 com todas as fontes ativas zeradas (pu).

Algumas considerações (ELGERD, 1976):

1. A corrente de curto-circuito medida imediatamente após o curto é maior do que, digase, a corrente medida meio segundo após. Isso significa que o módulo de Z_{in} terá um valor mínimo imediatamente após a falta e, em seguida, crescerá. Essa variação da corrente de curto com o tempo deve-se às características dos geradores síncronos.

2. A “força” de uma barra, é diretamente proporcional a seus MVA de curto-circuito. Nota-se da equação 8, que com o crescimento da S_{cc} , a impedância vista da barra decresce. Portanto, a capacidade da barra em manter sua tensão quando ocorrem curtos-circuitos em outras barras, cresce. No entanto, se o curto ocorrer na barra, a alta S_{cc} resultará em altas correntes. Isso sobrecarrega os disjuntores. Na verdade, por vezes, encontram-se razões para reduzir artificialmente os MVA de curto-circuito num ponto da rede, inserindo reatores na rede.
3. Para medir os efeitos sobre um disjuntor, os megavolt-ampéres de curto-circuito são melhores do que a corrente de curto. A primeira função do disjuntor é extinguir a corrente. Um disjuntor rápido (a ar) em geral o fará em um par de ciclos. Uma vez extinta a corrente, os contatos deverão manter uma intensidade de isolamento suficiente para fazer face à tensão (tensão de recuperação) que aparecerá nos pólos do disjuntor. Completando o processo de interrupção, a tensão total da rede, isto é, 1 pu, será medida no disjuntor. É lógico dimensionar o disjuntor para ambas as correntes a serem extintas e para a tensão na qual ele deverá abrir. O produto dessas duas grandezas é a potência de curto-circuito necessária para o disjuntor em questão.
4. Algumas vezes, para simplificar a análise, admite-se que uma barra é “extremamente forte”. Isso equivale a admitir que ela possua uma capacidade de curto-circuito (S_{cc}) infinita. Como isso implicaria numa impedância equivalente nula, conclui-se que uma barra deveria ser suficientemente forte para manter uma tensão constante (exceto, é claro, para um curto-circuito na própria barra).

3.3 Máquinas Síncronas

Três tipos de máquinas síncronas são utilizadas em sistemas de energia elétrica: geradores, motores e compensadores síncronos. Praticamente toda a potência ativa consumida no sistema é gerada por meio de geradores síncronos. A utilização de motores síncronos é menos difundida. Os compensadores síncronos são utilizados na compensação de potência reativa (essas máquinas operam com potência ativa nula, ou seja, não são geradores nem motores).

O torque mecânico no eixo de uma máquina síncrona se deve à interação de dois campos magnéticos girantes: um desses campos é produzido pela corrente no enrolamento de

campo que se move a uma velocidade constante (localizado no rotor da máquina síncrona); o outro campo girante é produzido pelas correntes trifásicas nos enrolamentos da armadura (fixos no estator). A potência no eixo é medida pelo produto da velocidade angular do rotor pelo torque. No caso do gerador, o torque mecânico é fornecido pela turbina. No caso do motor, o eixo da máquina é que fornece um torque a uma carga mecânica ligada ao seu eixo (MONTICELLI *et al.*, 2003).

3.3.1 Máquinas de Pólos Lisos e Pólos Salientes

Os geradores síncronos são movidos por turbinas hidráulicas ou a vapor. No caso das turbinas hidráulicas, a fonte primária de energia é a energia potencial armazenada nos reservatórios. No caso das turbinas a vapor, a fonte primária de energia é utilizada na produção do vapor, o que pode ser feito por queima de combustível (carvão, óleo, gás, renovável ou nuclear) (MONTICELLI *et al.*, 2003).

As usinas hidráulicas utilizam barragens para elevar o nível da água e garantir a pressão necessária para mover as turbinas. As barragens podem também ter o papel de formar o reservatório de acumulação e podem ter longos períodos de operação (ciclos multianuais de captação e de depleção, como é o caso do reservatório de Ilha Solteira, por exemplo). O custo de operação de usinas hidráulicas é relativamente barato quando comparados com a maioria dos outros tipos de usinas que queimam algum tipo de combustível. Já os investimentos necessários são relativamente elevados; considerando-se que capital é um bem escasso e de custo elevado, podem-se avaliar as dificuldades de se desenvolver um sistema baseado nesse tipo de aproveitamento. Os geradores síncronos acionados por turbinas hidráulicas usualmente são de pólos salientes (ver figura 3 que ilustra um rotor de gerador de pólos salientes) e funcionam em rotações relativamente baixas quando comparados com turbinas a vapor (daí o elevado número de pólos encontrados em alguns geradores de pólos salientes).

As usinas térmicas utilizam vapor produzido em caldeiras que queimam algum tipo de combustível. No caso do carvão, por exemplo, a energia primária está originalmente na forma de energia potencial química e é transformada, pela queima, em energia térmica do

vapor aquecido e em alta pressão que, por sua vez, produz energia mecânica de rotação ao passar pelas aletas da turbina. Desse ponto de vista, não existe grande diferença entre os vários tipos de fonte primária utilizados na produção de vapor, pois, até mesmo no caso das usinas nucleares, esse mecanismo básico continua válido. Os geradores síncronos acionados por turbinas a vapor normalmente têm pólos lisos (ver figura 4) e funcionam em rotações relativamente altas quando comparados com turbinas hidráulicas (conseqüentemente, o número de pólos é relativamente mais baixo que no caso de turbinas hidráulicas).

POLOS SALIENTES: São rotores que apresentam uma descontinuidade no entreferro ao longo da periferia do núcleo de ferro. Nestes casos, existem as chamadas regiões interpolares, onde o entreferro é muito grande, tornando visível a saliência dos pólos (WEG, 2007).

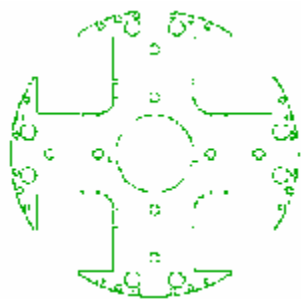


Figura 3: Rotor de Pólos Salientes (WEG, 2007)

POLOS LISOS: São rotores nos quais o entreferro é constante ao longo de toda a periferia do núcleo de ferro (WEG, 2007).

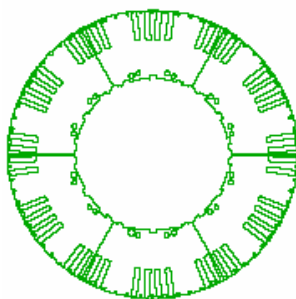


Figura 4: Rotor de Pólos Lisos (WEG, 2007)

3.3.2 Reatâncias

O comportamento e a análise fundamental do desempenho transitório de máquinas síncronas pode ser facilitada através de uma transformação linear de variáveis, na qual as três correntes de fase do estator, i_a , i_b e i_c podem ser substituídas por três componentes:

A componente de eixo direto i_d , a componente de eixo em quadratura i_q , e uma componente monofásica i_o , conhecida como componente de sequência zero (eixo zero). Para operação equilibrada em regime permanente, i_o é nula (não sendo discutida, portanto) (FITZGERALD, 1975).

O significado físico das componentes de eixo direto e em quadratura é o seguinte: A máquina de pólos salientes tem uma direção preferencial de magnetização determinada pela saliência dos pólos de campo. A permeância ao longo do eixo polar ou direto é consideravelmente maior do que ao longo do eixo interpolar ou quadratura, figura 5 (WEG, 2007).

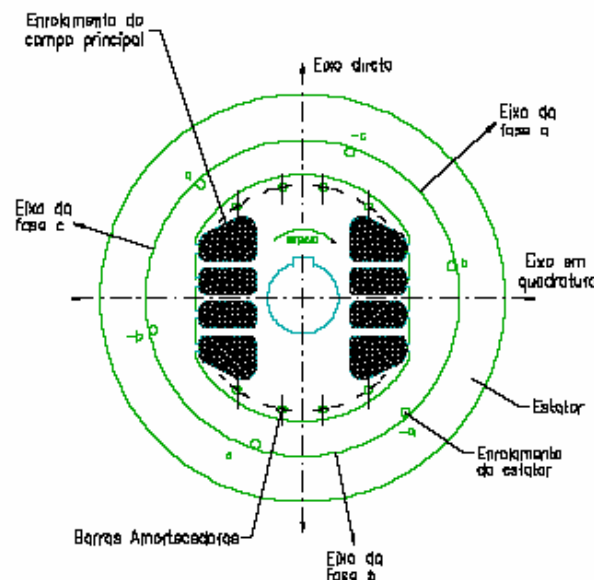


Figura 5: Diagrama esquemático de uma máquina síncrona (WEG, 2007)

Um circuito efetivo de rotor, no eixo direto, além do enrolamento de campo principal, é formado pelas barras amortecedoras. Considerando uma máquina operando inicialmente em vazio e um curto-circuito trifásico súbito aparecendo em seus terminais, pode-se

observar através da figura 6, uma onda de corrente de estator em curto-circuito tal como pode ser obtida num osciloscópio (WEG, 2007).

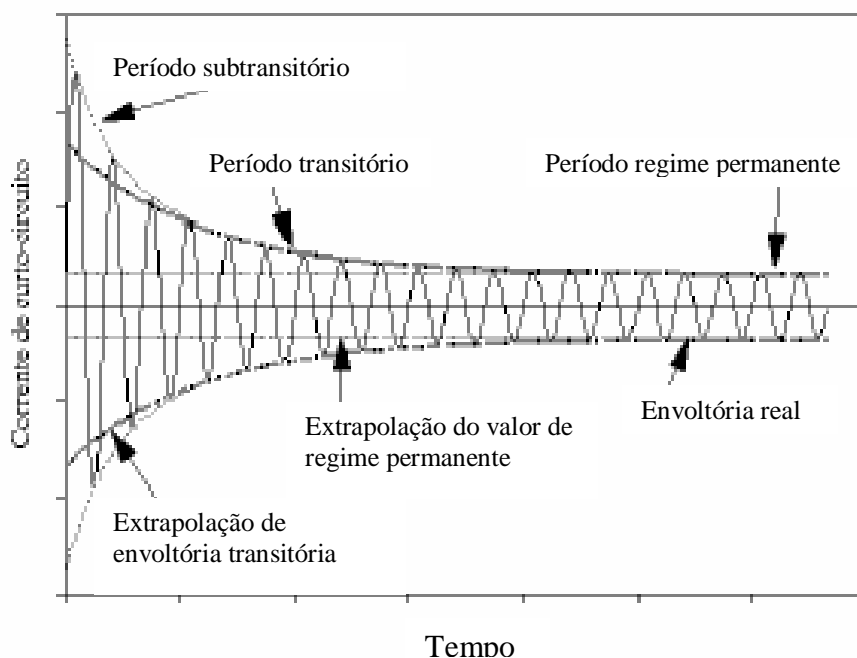


Figura 6: Corrente de armadura simétrica em uma máquina síncrona (WEG, 2007)

3.3.3 Reatância subtransitória (X_d'')

É o valor de reatância da máquina correspondente a corrente que circula na armadura durante os primeiros ciclos, figura 6 (Período Subtransitório). Seu valor pode ser obtido dividindo-se o valor da tensão da armadura antes da falta pela corrente no início da falta, para carga aplicada repentinamente e a frequência nominal (WEG, 2007).

$$x_d'' = \frac{E}{I''} \quad (9)$$

Onde:

X_d'' - Reatância subtransitória (Ω);

E - Valor eficaz da tensão fase-neutro nos terminais do gerador síncrono, antes do curto-circuito (V);

I'' - Valor eficaz da corrente de curto-circuito do período sub-transitório em regime permanente. Seu valor é dado por:

$$I'' = \frac{I_{máx}}{\sqrt{2}} \quad (10)$$

Onde:

$I_{máx}$ - Valor de pico máximo da corrente de curto-circuito do período subtransitório (A).

3.3.4 Reatância transitória (X_d')

É o valor de reatância da máquina correspondente a corrente que circula na armadura após o período sub-transitório do curto, perdurando por um número maior de ciclos. Seu valor pode ser obtido dividindo-se a tensão na armadura correspondente ao início do período transitório pela respectiva corrente, nas mesmas condições de carga (WEG, 2007).

$$x_d' = \frac{E}{I'} \quad (11)$$

Onde:

X_d' – Reatância transitória (Ω);

E - Valor eficaz da tensão fase-neutro nos terminais do gerador síncrono, antes do curto-circuito (V);

I' - Valor eficaz da corrente de curto-circuito do período transitório considerado em regime permanente. Seu valor é dado por:

$$I' = \frac{I_{máx}}{\sqrt{2}} \quad (12)$$

Onde:

Imáx - Valor de pico máximo da corrente de curto-circuito do período transitório (A).

3.3.5 Reatância síncrona (Xd)

É o valor da reatância da máquina correspondente a corrente de regime permanente do curto-circuito, ou seja, após o término do período transitório do curto. Seu valor pode ser obtido pela tensão nos terminais da armadura ao final do período transitório do curto dividido pela respectiva corrente (WEG, 2007).

$$x_d = \frac{E}{I} \quad (13)$$

Onde:

Xd – Reatância síncrona (Ω);

E - Valor eficaz da tensão fase-neutro nos terminais do gerador síncrono, antes do curto-circuito (V);

I - Valor eficaz da corrente de curto-circuito em regime permanente. Seu valor é dado por:

$$I = \frac{I_{máx} RP}{\sqrt{2}} \quad (14)$$

Onde:

ImáxRP - Valor de pico máximo da corrente de curto-circuito de regime permanente (A).

A importância do conhecimento destas reatâncias está no fato de que a corrente no estator (armadura) após a ocorrência de uma falta (curto-circuito) nos terminais da máquina terá valores que dependem destas reatâncias. Assim, pode ser conhecido o desempenho da máquina diante de uma falta e as conseqüências daí originadas. O gerador síncrono é o

único componente do sistema elétrico que apresenta três reatâncias distintas, cujos valores obedecem a inequação (WEG, 2007):

$$X_d'' < X_d' < X_d$$

3.4 Representação de Sistemas de Potência

3.4.1 Diagrama Unifilar

Um sistema trifásico equilibrado pode sempre ser analisado por meio de um circuito monofásico composto por uma das três linhas e pelo neutro; nessas condições, raramente é preciso representar no esquema do circuito mais do que uma fase e o neutro. O objetivo de um sistema unifilar é fornecer de maneira concisa os dados mais significativos e importantes de um sistema de potência. É importante conhecer a localização dos pontos onde o sistema é ligado a terra, a fim de poder calcular a corrente que circula quando da ocorrência de um curto-circuito assimétrico envolvendo a terra. A figura 7 mostra o diagrama unifilar de um sistema de potência muito simples. Dois geradores, um aterrado através de um reator e outro através de um resistor, são ligados a uma barra e, por um transformador elevador, a uma linha de transmissão. Um outro gerador, aterrado por um reator, é ligado a outra barra e, por meio de um transformador, ao extremo oposto da linha. Uma carga é ligada a cada barra (STEVENSON, 1978).

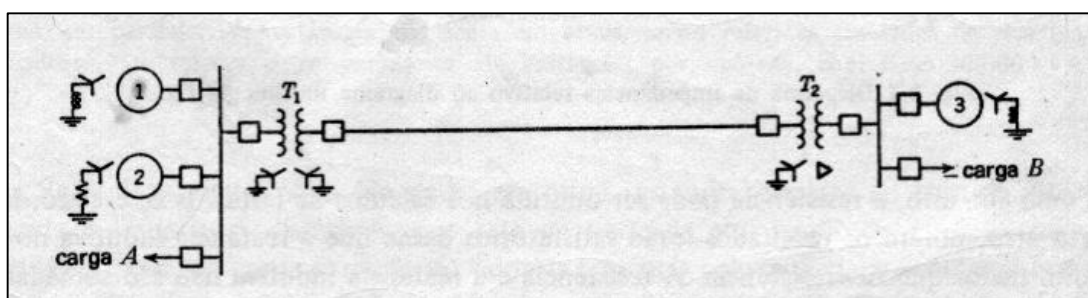


Figura 7: Modelo de diagrama unifilar (STEVENSON, 1978)

3.4.2 Diagramas de Impedâncias e Reatâncias

Quando se deseja analisar o comportamento de um sistema em condições de carga ou durante a ocorrência de um curto-circuito, o diagrama unifilar deve ser transformado num

diagrama de impedâncias, apresentando o circuito equivalente de cada componente do sistema, referido ao mesmo nível de tensão.

O circuito equivalente da linha de transmissão é representado com precisão suficiente por um circuito “ π ” ou “T”, dependendo da tensão e do comprimento total, tendo a resistência total e a reatância indutiva da linha no seu ramo série e a capacitância total em relação ao neutro, no ramo paralelo. Para cada transformador devem ser indicados a resistência, a reatância de dispersão e também um percurso para a corrente de magnetização. Os geradores são representados por uma FEM em série com valores apropriados de resistência e reatância. Os diagramas de impedâncias são classificados em “diagramas de seqüência positiva, negativa e zero”. O diagrama de seqüência positiva representa um sistema trifásico simétrico equilibrado (STEVENSON, 1978).

3.4.3 Grandezas Por Unidade

Com o objetivo de simplificar os cálculos de sistemas elétricos, são utilizados os dados de tensões, correntes, potências aparentes e impedâncias de um circuito, em percentagem ou valores por unidade, em relação a um valor base ou de referência escolhido para cada grandeza.

Por exemplo, se a base de tensão for 120 kV, tensões de 108, 120 e 126 kV se transformam em 0,90, 1,00 e 1,05 por unidade ou 90, 100 e 105%, respectivamente. O valor por unidade de qualquer grandeza é definido como a relação entre o valor da grandeza e a base, expressa em fração decimal. Tensão, corrente, potência aparente e impedância são grandezas que se relacionam de tal forma que a escolha de valores de base para quaisquer duas delas determina os valores de base para as outras duas. Usualmente as bases escolhidas são a potência aparente em kVA e a tensão em kV (STEVENSON, 1978).

3.4.4 Cálculo das correntes de curto-circuito

A corrente de curto-circuito se compõe de duas componentes, ou seja, a de corrente alternada que varia simetricamente em relação ao eixo horizontal de referência, e a de corrente contínua, que vem representada em um dos lados deste mesmo eixo. Efetuando-se a soma dos valores de corrente contínua e alternada, presentes em cada instante, obtém-se a real variação da corrente de curto-circuito (ROEPER, 1975).

A partir do diagrama de impedâncias em “pu”, deve ser definido o tipo e o ponto de curto-circuito a ser estudado. O método de solução geralmente utilizado neste tipo de aplicação é o “Teorema de Thevenin”, que consiste em curto circuitar as fontes de energia e calcular a Impedância thevenin equivalente (Z_{th}) vista sob o ponto de curto. A corrente de curto-circuito (I_{sc}) em “pu” é calculada pela aplicação da lei de Ohm, dividindo a tensão nominal no ponto de curto pela impedância equivalente.

$$I_{SC} = \frac{V_{PF}}{Z_{SC}} \quad (15)$$

Onde:

$I_{SC} (pu)$ - Corrente eficaz simétrica de curto-circuito (pu);

$V_{PF} (pu)$ - Tensão eficaz no ponto pré-falta (pu);

$Z_{SC} (pu)$ - Impedância equivalente vista do ponto sob curto-circuito (pu).

A corrente de curto-circuito I_{SC} em “kA”, é obtida multiplicando-se a corrente “ I_{SC} em pu” pela corrente base “ I_b ” no ponto sob o curto.

$$I_{SC} (kA) = I_{SC} (pu) \cdot I_{Base} \quad (16)$$

Onde:

$I_{SC} (kA)$ - Corrente eficaz simétrica de curto-circuito (kA);

$I_{SC} (pu)$ - Corrente eficaz simétrica de curto-circuito (pu);

I_{Base} - Corrente base do sistema (A).

A corrente base no ponto sob o curto é calculada através da equação:

$$I_{Base} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3} \cdot V_{Base}} \quad (17)$$

Onde:

S_{Base} - Potência aparente base do sistema (VA);

V_{Base} - Tensão base do sistema (V);

I_{base} - Corrente base do sistema (A).

$$V_{PF} (pu) = \frac{V_{PF}}{V_{Base}} \quad (18)$$

Onde:

$V_{PF} (pu)$ - Tensão no ponto da falta (pu);

V_{PF} - Tensão no ponto da falta (V);

V_{base} - Tensão base do sistema (V).

Quando o curto-circuito se localiza nos terminais do gerador, a componente de corrente contínua desaparece após 0,3 a 0,6 segundos. Para curtos-circuitos localizados nas redes, esse tempo se reduz em função da relação R/X do circuito em curto-circuito. A componente de corrente contínua é a responsável pela formação do primeiro pico de corrente de curto-circuito. A corrente de curto-circuito total assimétrica (I_p) em “kA” é calculada através da equação:

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc} , \quad (19)$$

$$k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3,03 \cdot \left(\frac{R}{X}\right)} \quad (20)$$

Onde:

I_p - Corrente total assimétrica de curto-circuito (A);

k - Fator de assimetria;

I_{sc} - Corrente eficaz simétrica de curto-circuito (A).

O fator de assimetria depende da relação entre a resistência e a reatância $\frac{R}{X}$ e pode contribuir para elevar a corrente de curto-circuito em até duas vezes.

A figura 8 apresenta a corrente assimétrica de curto-circuito trifásico e suas componentes contínua e alternada.

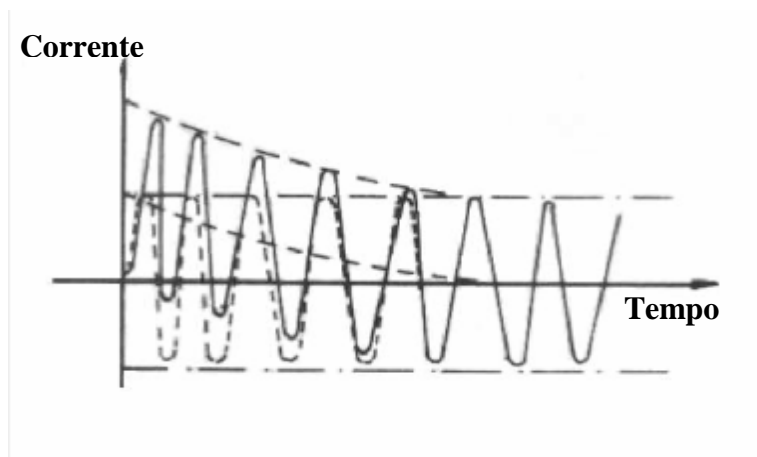


Figura 8: Relação de assimetria das correntes de curto-circuito (CREDER, 1991)

3.5 Dispositivo de interligação de barras de alta velocidade utilizado na CENIBRA

A CENIBRA possui atualmente dois turbo-geradores: TG1 de 47 MVA e TG2 de 70,6 MVA, cada um ligado diretamente à sua barra de distribuição em 13,8kV. Quando somente um gerador está disponível e a planta inicia sua operação, é necessária a entrada em paralelismo com a Rede da Concessionária, por um período temporário. Para atender a esta condição e tendo em vista a presença do gerador, os disjuntores de 13,8kV deveriam possuir capacidade de ruptura próxima de 750 MVA.

Do ponto de vista da topologia da rede de 13,8 kV, estudos a respeito da operacionalidade da planta apontaram como melhor forma de funcionamento, aquela em que todas as fontes de geração (Concessionária, TG1, TG2) pudessem operar em paralelismo simultâneo, temporariamente ou indefinidamente, na tensão de 13,8 kV.

Atender a situação de paralelismo simultâneo sem o emprego de nenhum dispositivo de limitação seria tecnicamente impossível, já que os disjuntores teriam suas capacidades de ruptura e fechamento (estabelecimento) superadas em larga margem, sendo necessária a

substituição dos disjuntores anteriormente existentes e a aquisição de novos disjuntores com elevada capacidade de ruptura (capacidade superior a 1400 MVA em 13,8 kV). Ainda que fosse efetuada uma consulta no mercado internacional, seria extremamente difícil a aquisição destes disjuntores (COSTA, 2006).

O emprego de reatores como dispositivos de limitação, interligando diretamente os barramentos, mostrou-se inviável devido às quedas de tensão inaceitáveis que os mesmos provocariam, além de interferir na estabilidade dos geradores.

Desta forma optou-se pela utilização de um dispositivo de limitação, denominado "CLIP" sigla do termo "Current Limiting Protector". Cada "CLIP" é composto de três elementos, um para cada fase da interligação. (Figura 31, anexo 1) (COSTA, 2006).

3.5.1 Princípio de Operação

O CLIP é um dispositivo "pirotécnico", isto é, com base em explosivo controlado, cujo princípio de operação pode ser compreendido através das figuras 9 e 10.

A barra principal de alta capacidade de corrente transporta a corrente do circuito em regime normal. Esta barra possui uma série de estrangulamentos sob os quais se situam cargas de corte (explosivos controlados).

Durante um curto-circuito, o sensor eletrônico de disparo, alimentado por TC (Transformador de corrente) situado na própria barra, detona as cargas de corte, as quais seccionam o barramento principal formando múltiplos "Gaps". Nestes "Gaps" formam-se arcos, cujas resistências inseridas no circuito transferem a corrente de curto-circuito para um fusível limitador, constituído de pequena seção transversal e capacidade de ruptura adequada (COSTA, 2006).

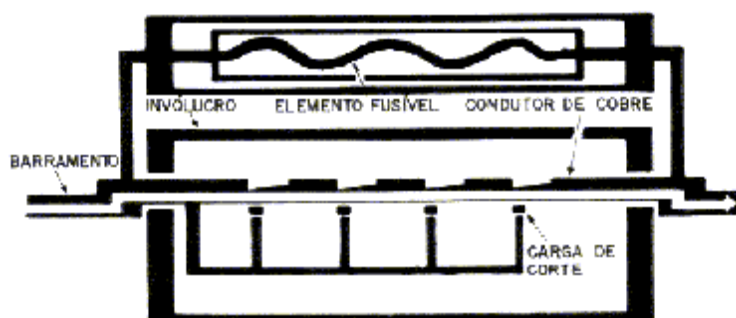


Figura 9: Interior do CLIP antes da operação (COSTA, 2006)

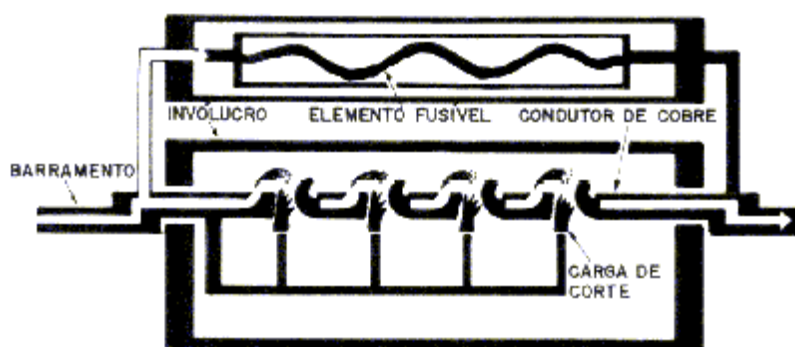


Figura 10: Interior do CLIP durante operação (COSTA, 2006)

A figura 11 mostra a operação do CLIP para uma onda de curto-circuito simétrica e outra assimétrica, supondo-se um sensor de disparo de 6 kA. Nota-se que os tempos de fusão e extinção do arco situam-se, no máximo, em 1/4 e 1/2 ciclo, respectivamente.

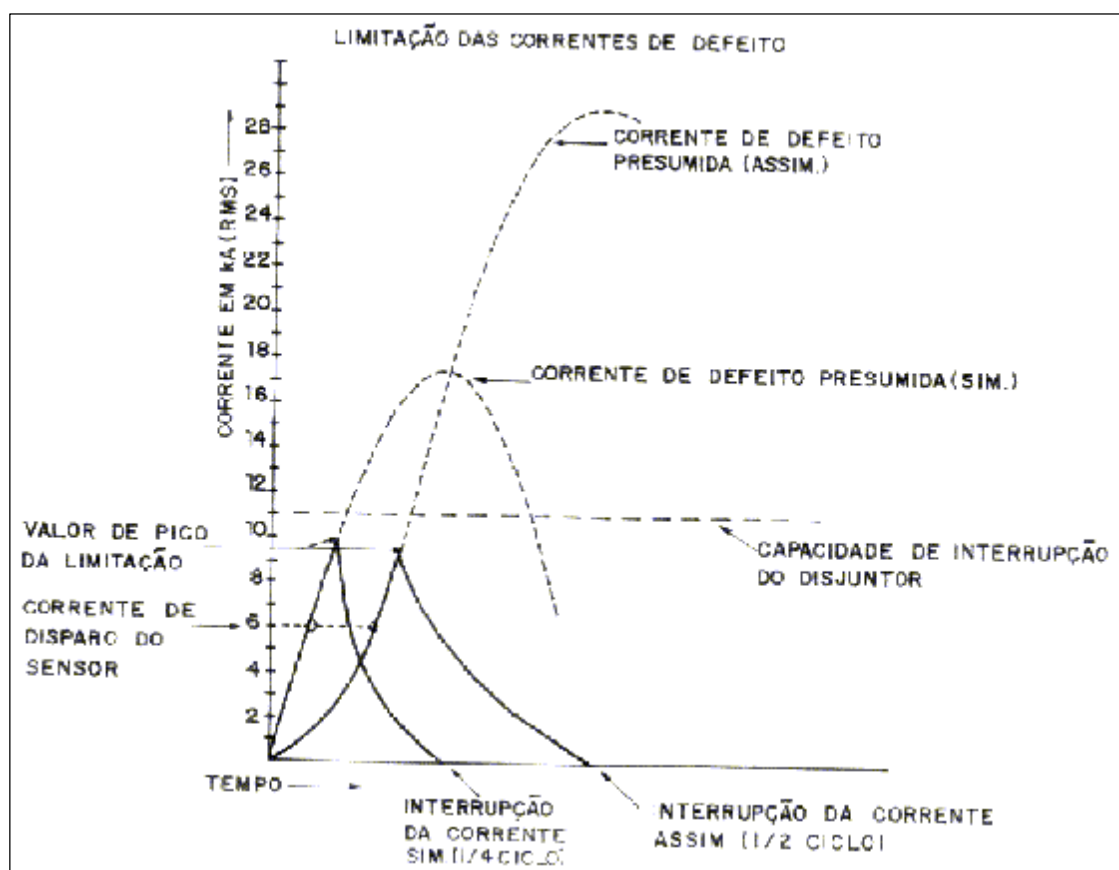


Figura 11: Curva de disparo do Clip (COSTA, 2006)

Isto significa que a componente de curto-circuito que passa pelo CLIP, não necessita ser levada em conta nem na capacidade de ruptura nem na capacidade de fechamento (estabelecimento) dos disjuntores que são submetidos àquela componente, no caso específico do sistema CENIBRA.

O perfeito funcionamento do CLIP, durante um curto-circuito trifásico ou bifásico no sistema de 13,8kV, implica no disparo de pelo menos duas fases. Ainda que a interligação seja mantida através da fase que não disparou, não há circulação de corrente de curto, logo não há queda de tensão no barramento que não está sofrendo o curto.

Ocorrendo o disparo, é enviado um comando para abertura do disjuntor de interligação associado em série com o CLIP, interrompendo a interligação entre os barramentos.

Na figura 12 são mostradas as características de limitação e são indicados os valores instantâneos de pico que o CLIP deixa passar (Let Thru Current), em função da corrente de curto-circuito simétrica presumida e que teoricamente passaria pelo mesmo (Prospective Current). Pode-se observar que o ajuste da corrente de disparo influencia acentuadamente no valor da corrente de pico passante, mas em todas as situações a operação do CLIP (estabelecimento do arco e extinção do mesmo) se processa no máximo em 1/2 ciclo.

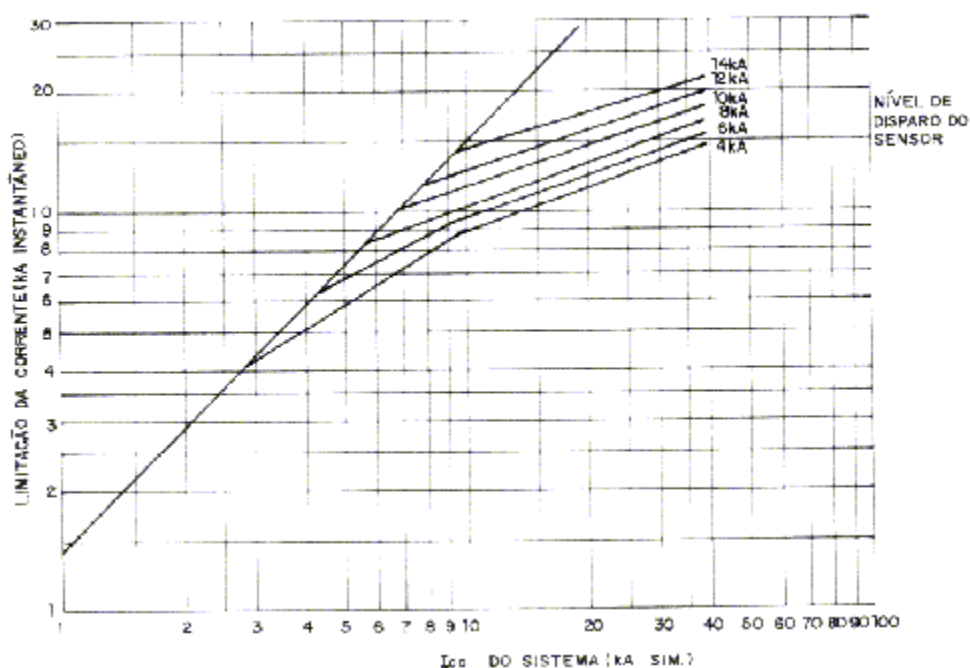


Figura 12: Características de limitação do Clip (COSTA, 2006)

3.5.2 Expectativas de Operação

Os dispositivos "CLIP's" existentes na CENIBRA foram projetados para operar somente para as situações de curto-circuito trifásico e bifásico no sistema de 13,8kV, com apenas duas exceções relativas ao "CLIP 1" situado entre a barra alimentada pela Rede da Concessionária e a barra alimentada pelo Gerador G1.

As exceções relativas ao dispositivo "CLIP 1" situado entre a barra alimentada pela Rede da Concessionária e a barra alimentada pelo Gerador G1 são as seguintes:

- Abertura do CLIP 1 devido a um curto-circuito trifásico ou bifásico no sistema de 69kV da Concessionária, com o sistema interligado;
- Abertura do CLIP 1 devido a um curto-circuito trifásico ou bifásico no sistema de 4,16 kV, única e especificamente situado no secundário do transformador de 12,5 MVA da barra alimentada pela Rede da Concessionária.

Deve ser observado que, estando os neutros do sistema de 13,8 kV limitados em 100A, por meio de resistor, a corrente de falta à terra é insuficiente para provocar a operação dos CLIP'S.

3.5.3 Ajustes Atuais dos "CLIP's"

Os ajustes atuais dos "CLIP's" existentes na CENIBRA são apresentados a seguir:

CLIP-1 - Interface entre a barra alimentada pela Rede da Concessionária e a barra alimentada pelo TG1.

Corrente nominal: 1,2 kA

Capacidade de Ruptura: ... 120,0 kA

Sensor de disparo: 4,0 kA pico

CLIP 2 - Interface entre a barra alimentada pelo TG1 e a barra alimentada pelo TG2.

Corrente nominal: 3,0 kA

Capacidade de Ruptura: ... 40,0 kA

Sensor de disparo: 14,0 kA pico

3.5.4 Sistema de Inibição dos "CLIP's"

A presença dos “CLIP’s” é desnecessária quando as fontes estão separadas. Além disto, eles são sensíveis a níveis elevados de correntes de "Inrush" e transitórios de energização.

Para evitar sua operação desnecessária, principalmente quando da entrada em operação da fábrica, eles são temporariamente desativados via sistema digital de controle distribuído (SDCD). No sistema supervisorio (SDCD) existe indicação clara da situação dos "CLIP's", isto é, se estão ativados ou desativados.

3.5.5 Conseqüências da operação dos “CLIP’S”

O tempo de duração do curto-circuito, enquanto um determinado “CLIP” está operando é extremamente curto, atingindo até 1/4 de ciclo para onda simétrica e podendo atingir no máximo 1/2 de ciclo para onda totalmente assimétrica.

Durante este período, a tensão no sistema de 13,8 kV que alimenta o local de ocorrência de curto entre fases, será extremamente baixa, se aproximando do valor nulo.

Equipamentos de controle que não possuem armazenamento de energia (principalmente contadores de motores) poderão eventualmente ser desligados. A CENIBRA instalou na parada geral da fábrica em outubro/2006, dispositivos para manterem as gavetas elétricas prioritárias funcionando durante afundamentos de tensão de curta duração.

4 PROPOSTA DE SOLUÇÃO

4.1 Formulação do Problema

O Sistema de Energia Elétrica da CENIBRA é composto por duas fontes de energia elétrica própria, do tipo Turbo - Geradores Síncronos de pólos lisos. Um gerador de 47 MVA e o outro de 70 MVA, que operam em paralelo e são acionados pelas linhas de vapor interligadas de cinco caldeiras. A fábrica ainda possui uma subestação com alimentação da Rede da concessionária para alimentar cargas não essenciais.

A partir de 2001, eventualmente o sistema passou a operar totalmente em paralelo. Daí surgiu a necessidade de se conhecer o valor total das correntes de curto-circuito nos barramentos da subestação principal, considerando a contribuição individual das fontes e das cargas. Como as cargas estão muito próximas às fontes principais, a baixa impedância caracteriza elevadas correntes de curto-circuito que podem gerar elevados prejuízos materiais e humanos. Devido à mudança de operação e da ocorrência de problemas no sistema pretende-se avaliar o dimensionamento da capacidade de ruptura e de estabelecimento dos disjuntores atuais das fontes e de interligação das barras.

Para a solução do problema, será adotada a seguinte metodologia:

Serão definidas as bases utilizadas durante os cálculos de curto-circuito. Potência Base e Tensão Base conforme a Tabela 4:

POTÊNCIA BASE (MVA)	TENSÃO BASE (KV)
100	69,0

Tabela 4: Bases de cálculo

Serão levantados os valores das impedâncias (ohms), potências (MVA) e tensão nominal (V_N) de todos os componentes do sistema (geradores, linhas de transmissão, transformadores, cargas, etc.) conforme tabelas apresentadas em cada caso a seguir. Para simplificar os cálculos de curto-circuito, serão calculadas as impedâncias equivalentes em “pu” (por unidade) dos componentes do Sistema de energia elétrica apresentado na figura 1.

4.1.1 Cálculo da impedância em “pu” na entrada da SE-69.

Para o cálculo da impedância equivalente na entrada da subestação “SE-69”, serão utilizados os dados fornecidos pela Concessionária. Potência de curto-circuito (S_{cc}) e tensão nominal (V_N). Tabela 5:

POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO (MVA)	TENSÃO NOMINAL (kV)
302,2∠-79,3°	69,0

Tabela 5: Dados da Rede da Concessionária, entrada da SE-69

De posse desses valores, será calculada a impedância “Thévenin” equivalente da fonte/linha de transmissão da Concessionária conforme as seguintes equações:

Através da equação (21), será calculada a impedância real em ohms, através da equação (22), a impedância base em “ohms” e pela equação (23), a impedância em “pu”.

$$Z_{Re\ de} (\Omega) = \frac{V_{NB}^2}{S_{cc}} \quad (21)$$

Onde:

$Z_{Re\ de}$ - Impedância equivalente da rede, entrada da SE-69

(Ω);

V_{NB} - Tensão nominal da rede, entrada da SE-69 (V);

S_{cc} - Potência de curto-circuito da rede, entrada da SE-69

(VA).

$$Z_{Base} (\Omega) = \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}} \quad (22)$$

Onde:

Z_{Base} - Impedância base do sistema (Ω);

V_{Base} - Tensão base do sistema (V);

S_{Base} - Potência base do sistema (VA).

$$Z_{Re\ de} (pu) = \frac{Z_{Re\ de} (\Omega)}{Z_{Base} (\Omega)} \quad (23)$$

Onde:

$Z_{Re\ de} (pu)$ - Impedância equivalente da rede, entrada da SE-69 (pu);

$Z_{Re\ de}$ - Impedância equivalente da rede, entrada da SE-69 (Ω);

Z_{Base} - Impedância base do sistema (Ω).

4.1.2 Cálculo da impedância em “pu” do transformador da SE-69

Dados de placa do transformador conforme tabela 6.

POTÊNCIA (MVA)	X (%)	Relação X/R	Vp (KV)	Vs (KV)
12,50	5,06	30	69,0	13,80

Tabela 6: Dados do transformador SE-69

Através da equação (24), será calculada a impedância em “pu” do transformador abaixador da subestação “SE-69”.

$$jX_{T69} (pu) = X_{T69} \cdot \left(\frac{S_{Base}}{S_{Dada}} \right) \left(\frac{V_{Dada}}{V_{Base}} \right)^2 \quad (24)$$

Onde:

jX_{T69} - Reatância percentual do transformador 69 (pu);

S_{Base} - Potência base do sistema (VA);

S_{Dada} - Potência do transformador (VA);

V_{Base} - Tensão base do sistema (V);

V_{Dada} - Tensão nominal no primário do transformador (V).

4.1.3 Cálculo das impedâncias em “pu” dos geradores 1 e 2 (TG1/TG2)

Os valores das reatâncias subtransitórias dos turbo geradores foram obtidos dos manuais dos fabricantes conforme a seguir na tabela 7.

GERADOR	POT. NOMINAL (MVA)	X''d (%)	Vn (KV)
TG1	47,06	11,0	13,80
TG2	70,60	11,0	13,80

Tabela 7: Dados dos geradores TG1 e TG2

Através da equação (25), serão calculadas as impedâncias em “pu” dos geradores TG1 e TG2.

$$jX_G (pu) = x_G \cdot \left(\frac{S_{Base}}{S_{Dada}} \right) \left(\frac{V_{Dada}}{V_{Base}} \right)^2 \quad (25)$$

Onde:

$jX_G (pu)$ - Reatância percentual dos geradores (pu);

S_{Base} - Potência base do sistema (VA);

S_{Dada} - Potência do transformador (VA);

V_{Base} - Tensão base do sistema (V);

V_{Dada} - Tensão no primário do transformador (V).

4.1.4 Cálculo das impedâncias equivalentes em “pu” das cargas

Os cálculos das impedâncias das cargas serão realizados a partir de medições obtidas diretamente nos relés de proteção digital “UR-GE” através de software de supervisão. As medições encontram-se na tabela 8.

CARGAS NOS BARRAMENTOS ALIMENTADOS POR:	POTENCIA (MW)	TENSÃO (kV)	COS (q)
REDE DA CONCESSIONÁRIA	10,10	13,9	0,98
TG1	37,05	13,9	0,88
TG2	41,00	13,9	0,82

Tabela 8: Dados das cargas

As medições das cargas ocorreram quando o sistema operava com carga máxima. Os geradores TG1 e TG2 operavam em paralelo e a Rede da Concessionária operava isoladamente, alimentando cargas de iluminação, tomadas e a planta de clorato (retificadores). Através dessas medições serão calculadas as impedâncias das cargas e a contribuição de corrente de cada uma para o curto-circuito.

A CENIBRA é uma fábrica de processo contínuo. Na maior parte do tempo não ocorrem variações significativas de demanda. As medições ocorreram com a fábrica operando em regime.

A partir dos dados, serão calculadas a potência complexa das cargas através da equação 26, a impedância paralela através da equação (27) e as componentes “R e X” através das equações (28) e (29).

$$S = \frac{P}{\text{Cos}(j)} \quad (26)$$

Onde:

S – Potência aparente (VA);

P - Potência ativa (W);

$\text{Cos}(j)$ - Fator de potência.

$$Z_c = \frac{V_c^2}{S_c} \quad (27)$$

Onde:

Z_C - Impedância paralela da carga (Ω);

V_C - Tensão na carga (V);

S_C - Potência aparente na carga (VA).

$$R_C = Z_C \cdot \cos(j) \quad (28)$$

Onde:

R_C - Resistência da carga (Ω);

Z_C - impedância da à carga (Ω);

$\cos(j)$ - Fator de potência.

$$jX_C = Z_C \cdot \sin(j) \quad (29)$$

Onde:

jX_C - Reatância da carga (Ω);

Z_C - Impedância da carga (Ω);

j - Ângulo do fator de potência.

Através das equações (22), (30) e (31), será calculada a impedância paralela em “pu”.

$$Z_{Base}(\Omega) = \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}} \quad (22)$$

$$R_C(pu) = \frac{R_C(\Omega)}{Z_{Base}(\Omega)} \quad (30)$$

Onde:

R_C (pu) - Resistência da carga (pu);

R_C - Resistência da carga (Ω);

Z_{Base} - Impedância base (Ω).

$$jX_C(pu) = \frac{jX_C(\Omega)}{Z_{Base}(\Omega)} \quad (31)$$

Onde:

$jX_C(pu)$ - Reatância da carga (pu);

jX_C - Reatância da carga (Ω);

Z_{Base} - Impedância base (Ω).

Através da equação (32), será calculada a impedância equivalente série das cargas.

$$Z_{CEQ}(pu) = \frac{R_C(pu) \cdot (jX_C(pu))}{R_C(pu) + (jX_C(pu))} \quad (32)$$

Onde:

Z_{CEQ} - Impedância equivalente série da carga (Ω);

$R_C(pu)$ - Resistência da carga (pu);

$jX_C(pu)$ - Reatância da carga (pu).

Através da equação (33), será calculada a tensão base do sistema.

$$V_{Base} = 69 \times 10^3 \left(\frac{V_{T-69S}}{V_{T-69P}} \right) \quad (33)$$

Onde:

V_{Base} - Tensão base do sistema (V);

V_{T-69S} - Tensão no lado secundário do transformador da SE69 (V);

V_{T-69P} - Tensão no lado primário do transformador da SE69
(V).

4.2 Diagrama de impedâncias equivalente do sistema estudado

De posse dos valores individuais das impedâncias em “pu”, será construído o modelo (diagrama elétrico de impedâncias) do sistema de energia estudado.

4.2.1 Cálculo das correntes de curto-circuito

Para o cálculo das correntes de curto-circuito, será definido e identificado o ponto de falta na barra entre os geradores 1 e 2. O “Teorema de Thévenin” será aplicado para encontrar a impedância “ Z_{sc} ” equivalente vista sob o ponto de curto.

A corrente total de curto-circuito simétrica trifásica “ I_{sc} ” em “pu” e em “kA”, será calculada através das equações: (15) e (16).

$$I_{sc} = \frac{V_{PF}}{Z_{sc}} \quad (15)$$

$$I_{sc} (kA) = I_{sc} (pu) \cdot I_{Base} \quad (16)$$

A corrente total de curto-circuito assimétrica em “kA”, será calculada através da equação (19).

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc} \quad (19)$$

As contribuições de correntes individuais das fontes e das cargas em “pu” e em “kA”, serão calculadas através da primeira lei de “Kirchoff” e do método “Divisor de Corrente”.

4.3 Dados de curto-circuito calculados versus dados dos disjuntores da planta atual

Através dos dados dos disjuntores fornecidos nos manuais dos fabricantes conforme mostrado na tabela 9, serão confrontadas as correntes de curto-circuito calculadas, com a capacidade de ruptura e estabelecimento dos disjuntores. A seguir, será avaliado o dimensionamento atual.

POSIÇÃO	MODELO	IN (A)	CAP. RUPT. (kA)
REDE DA CONCESSIONÁRIA	HPTWLI505FA	1250	31,5
GERADOR 1	SOLENARC-DSE68	2500	36,0
GERADOR 2	HPTW306G	4000	63,0
CLIP-1	HPTWLI505FA	1250	27,0
CLIP-2	3AH3166-7	3150	40,0

Tabela 9: Dados dos disjuntores das fontes e de interligação das barras

5 IMPLEMENTAÇÃO DA PROPOSTA

Para os cálculos a seguir, foram adotadas as seguintes bases para o sistema:

Tensão e Potência base do sistema

$$S_{Base} = 100MVA$$

$$V_{NB} = 69,0kV$$

5.1 Cálculo da Impedância da Rede da Concessionária na entrada da SE-69

Os dados de potência de curto-circuito e Tensão nominal na entrada da subestação SE69 foram obtidos da Rede da Concessionária, conforme mostrados na tabela 5.

$$S_{cc} = 302,2 \angle -79,3^\circ MVA$$

$$V_{NB} = 69,0 \angle 0^\circ kV$$

a) Cálculo da impedância da rede em ohms através da equação (21):

$$Z_{Re de} (\Omega) = \frac{V_{NB}^2}{S_{cc}}$$

$$Z_{Re de} (\Omega) = \frac{(69 \times 10^3)^2}{302,2 \times 10^6 \angle -79,3^\circ}$$

$$Z_{Re de} (\Omega) = 2,925 + j15,4805\Omega$$

$$Z_{Re de} (\Omega) = 15,754 \angle 79,3^\circ \Omega$$

b) Cálculo da impedância base em ohms através da equação (22):

$$Z_{Base} (\Omega) = \frac{V_B^2}{S_B}$$

$$Z_{Base} (\Omega) = \frac{(69 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6}$$

$$Z_{Base} (\Omega) = 47,61\Omega$$

c) Cálculo da impedância da rede em pu através da equação (23):

$$Z_{Re de} (pu) = \frac{Z_{Re de} (\Omega)}{Z_{Base} (\Omega)}$$

$$Z_{Re de} (pu) = \frac{2,925 + j15,4805}{47,61}$$

$$Z_{Re de} (pu) = 0,0614 + j0,3252 pu$$

$$Z_{Re de} (pu) = 0,3309 \angle 79,3^\circ pu$$

A impedância na entrada da subestação SE69 representa a fonte da Rede da Concessionária e a linha de transmissão em 69 KV entre a cidade de Ipatinga e a empresa CENIBRA, com o comprimento de 30 km. O resultado mostra que a parte real da impedância possui um valor significativo, sendo a relação $\frac{X}{R} = 5,29$.

5.2 Cálculo da impedância do transformador abaixador da SE-69

A reatância percentual do transformador da subestação SE69, será refletida para a base do sistema, através da equação (24).

Através da tabela 6, foi obtida a reatância percentual do transformador e a relação $\frac{X}{R}$.

$$X_d(\%) = 5,06$$

$$jX_{T69}(pu) = jx_{T69} \cdot \left(\frac{S_{Base}}{S_{Dada}} \right) \left(\frac{V_{Dada}}{V_{Base}} \right)^2$$

$$jX_{T69}(pu) = j0,0506 \cdot \left(\frac{100 \times 10^6}{12,5 \times 10^6} \right) \left(\frac{69 \times 10^3}{69 \times 10^3} \right)^2$$

$$jX_{T69}(pu) = j0,4046 pu$$

$$\frac{X}{R} = 30,0$$

$$R = \frac{X}{30,0}$$

$$R = \frac{0,4046}{30,0}$$

$$R = 0,0135 pu$$

$$Z_{T69} = R_{T69} + jX_{T69}$$

$$Z_{T69} = 0,0135 + j0,4046 pu$$

$$Z_{T69} = 0,4048 \angle 88,08^\circ pu$$

O resultado obtido mostra que a parte imaginária da impedância do transformador é muito superior a parte real. A relação $\frac{X}{R} = 30$. A contribuição da resistência ôhmica para limitar o curto-circuito é muito pequena.

5.3 Cálculo das impedâncias dos Turbogeneradores

5.3.1 Turbogenerador 1 (TG1)

A reatância subtransitória do gerador 1 será refletida para a base do sistema através da equação (25).

Dados do gerador 1 obtidos da tabela 7.

$$X''_d = 11 \%$$

$$S_n = 47,06 \text{ MVA}$$

$$V_n = 13,8 \text{ kV}$$

$$Z_{G1}(pu) = x_{G1} \cdot \left(\frac{S_{Base}}{S_{Dada}} \right) \left(\frac{V_{Dada}}{V_{Base}} \right)^2$$

$$Z_{G1}(pu) = j0,11 \left(\frac{100 \times 10^6}{47,06 \times 10^6} \right) \left(\frac{13,8 \times 10^3}{13,8 \times 10^3} \right)^2$$

$$Z_{G1}(pu) = j0,2337 pu$$

$$Z_{G1}(pu) = 0,23337 \angle 90^\circ pu$$

Para este cálculo foi desprezado o valor da resistência ôhmica do gerador, pois seu valor não compromete o objetivo, que é o de calcular a máxima corrente de curto-circuito subtransitória. A ênfase maior está na segurança.

5.3.2 Turbogenerador 2 (TG2)

A reatância subtransitória do gerador 2 será refletida para a base do sistema através da equação (25).

Dados do gerador 2 obtidos da tabela 7.

$$X''_d = 11 \%$$

$$S_n = 70,6 \text{ MVA}$$

$$V_n = 13,8 \text{ kV}$$

$$Z_{G2}(pu) = x_{G2} \left(\frac{S_{Base}}{S_{Dada}} \right) \left(\frac{V_{Dada}}{V_{Base}} \right)^2$$

$$Z_{G2}(pu) = j0,11 \left(\frac{100 \times 10^6}{70,6 \times 10^6} \right) \left(\frac{13,8 \times 10^3}{13,8 \times 10^3} \right)^2$$

$$Z_{G2}(pu) = j0,2408 pu$$

$$Z_{G2}(pu) = 0,2408 \angle 90^\circ pu$$

Para este cálculo foi desprezado o valor da resistência ôhmica do gerador, pois seu valor não compromete o objetivo, que é o de calcular a máxima corrente de curto-circuito subtransitória.

5.4 Cálculo das impedâncias equivalentes das cargas

5.4.1 Carga equivalente no barramento do Gerador 1 (TG1)

Conforme dados da tabela 8.

$$P = 37,05 \text{ MW}$$

$$\cos(\theta) = 0,88 \text{ em atraso}$$

$$\theta = \arccos(0,88) = 28,35^\circ$$

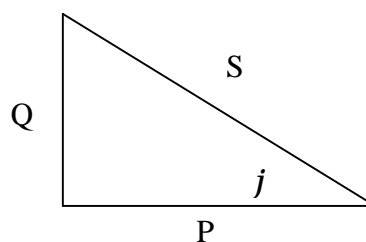


Figura 13: Triângulo de potências

$$\cos(j) = \frac{P}{S}$$

a) Cálculo da potência aparente da carga conforme equação (26):

$$S = \frac{P}{\cos(j)} = \frac{37,05 \times 10^6}{\cos(-28,35^\circ)}$$

$$S = 42,1 \text{MVA}$$

b) Cálculo da impedância da carga do gerador 1, conforme equação (27):

$$Z_{CG1} = \frac{V_{CG1}^2}{S_{CG1}}$$

$$Z_{CG1} = \frac{(13,9 \times 10^3)^2}{42,1 \times 10^6}$$

$$Z_{CG1} = 4,58 \Omega$$

c) Cálculo da resistência paralela da carga do gerador 1, conforme equação (28):

$$R_{CG1} = Z_{CG1} \cdot \cos(j)$$

$$R_{CG1} = 4,58 \cdot 0,88$$

$$R_{CG1} = 4,03 \Omega$$

d) Cálculo da reatância paralela da carga do gerador 1, conforme equação (29):

$$jX_{CG1} = Z_{CG1} \cdot \sin(j)$$

$$jX_{CG1} = 4,58 \cdot \sin(28,35^\circ)$$

$$jX_{CG1} = j2,17 \Omega$$

e) Cálculo da impedância base no nível de 13,8 KV, conforme equação (22):

$$Z_{Base} (\Omega) = \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}}$$

$$Z_{Base} (\Omega) = \frac{(13,8 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6}$$

$$Z_{Base} (\Omega) = 1,9 \Omega$$

f) Cálculo da tensão base no lado da carga, conforme equação (33):

$$V_{Base} = 69 \times 10^3 \cdot \left(\frac{V_{T-69S}}{V_{T-69P}} \right)$$

$$V_{Base} = 69 \times 10^3 \cdot \left(\frac{13,8 \times 10^3}{69 \times 10^3} \right)$$

$$V_{Base} = 13,8 \text{kV}$$

g) Cálculo da resistência paralela da carga do gerador 1 em pu, conforme a equação (30):

$$R_{CG1} (pu) = \frac{R_{CG1} (\Omega)}{Z_{Base} (\Omega)}$$

$$R_{CG1} (pu) = \frac{4,03}{1,9}$$

$$R_{CG1} (pu) = 2,12 pu$$

h) Cálculo da reatância paralela do gerador 1 em pu, conforme equação (31):

$$jX_{CG1} (pu) = \frac{jX_{CG1} (\Omega)}{Z_{Base} (\Omega)}$$

$$jX_{CG1} (pu) = \frac{2,17}{1,9}$$

$$jX_{CG1} (pu) = 1,14 pu$$

Os valores de resistência e reatância encontrados estão no modelo paralelo. A fim de facilitar o entendimento e análise do circuito, será transformado para o modelo série a seguir:

i) Cálculo da impedância série da carga do gerador 1 (TG1), conforme equação (32):

$$Z_{CEQG1}(pu) = \frac{R_{CG1}(pu) \cdot (jX_{CG1}(pu))}{R_{CG1}(pu) + (jX_{CG1}(pu))}$$

$$Z_{CEQG1}(pu) = \frac{(2,12 + j0) \cdot (0 + j1,14)}{(2,12 + j0) + (0 + j1,14)}$$

$$Z_{CEQG1}(pu) = 0,4755 + j0,8842 pu$$

$$Z_{CEQG1}(pu) = 1,003 \angle 61,73^\circ pu$$

5.4.2 Carga equivalente no barramento do Gerador 2 (TG2)

Conforme dados da tabela 8.

$$P = 41,0 MW$$

$$\cos(j) = 0,82 \text{ em atraso}$$

$$j = \arccos(0,82) = 34,91^\circ$$

$$\cos(j) = \frac{P}{S}$$

a) Cálculo da potência aparente da carga, conforme equação (26):

$$S = \frac{P}{\cos(j)} = \frac{37,05 \times 10^6}{\cos(-28,35^\circ)}$$

$$S = \frac{P}{\cos(j)} = \frac{41,0 \times 10^6}{\cos(-34,91^\circ)}$$

$$S = 50,0 MVA$$

b) Cálculo da impedância da carga do gerador 2, conforme equação (27):

$$Z_{CG2} = \frac{V_{CG2}^2}{S_{CG2}}$$

$$Z_{CG2} = \frac{(13,9 \times 10^3)^2}{50,0 \times 10^6}$$

$$Z_{CG2} = 3,86 \Omega$$

c) Cálculo da resistência paralela da carga do gerador 2, conforme equação (28):

$$R_{CG2} = Z_{CG2} \cdot \cos(j)$$

$$R_{CG2} = 3,86 \cdot 0,82$$

$$R_{CG2} = 3,16 \Omega$$

d) Cálculo da reatância paralela da carga do gerador 2, conforme equação (29):

$$jX_{CG2} = Z_{CG2} \cdot \text{sen}(j)$$

$$jX_{CG2} = 3,86 \cdot \text{sen}(34,91^\circ)$$

$$jX_{CG2} = j2,2\Omega$$

e) Cálculo da resistência paralela da carga do gerador 2 em pu, conforme equação (30):

$$R_{CG2}(pu) = \frac{R_{CG2}(\Omega)}{Z_{Base}(\Omega)}$$

$$R_{CG2}(pu) = \frac{3,16}{1,9}$$

$$R_{CG2}(pu) = 1,66 pu$$

f) Cálculo da reatância paralela do gerador 2 em pu, conforme equação (31):

$$jX_{CG2}(pu) = \frac{jX_{CG2}(\Omega)}{Z_{Base}(\Omega)}$$

$$jX_{CG2}(pu) = \frac{2,2}{1,9}$$

$$jX_{CG2}(pu) = 1,15 pu$$

Os valores de resistência e reatância encontrados estão no modelo paralelo. A fim de facilitar o entendimento e análise do circuito, será transformado para o modelo série a seguir:

g) Cálculo da impedância série da carga do gerador 2 (TG2), conforme equação (32):

$$Z_{CEQG2}(pu) = \frac{R_{CG2}(pu) \cdot (jX_{CG2}(pu))}{R_{CG2}(pu) + (jX_{CG2}(pu))}$$

$$Z_{CEQG2}(pu) = \frac{(1,66 + j0) \cdot (0 + j1,15)}{(1,66 + j0) + (0 + j1,15)}$$

$$Z_{CEQG2}(pu) = 0,5383 + j0,7770 pu$$

$$Z_{CEQG2}(pu) = 0,9452 \angle 55,28^\circ pu$$

5.4.3 Carga equivalente no barramento da Rede da Concessionária

Conforme dados da tabela 8.

$$P = 10,1 MW$$

$$\text{Cos}(j) = 0,98 \text{ em atraso}$$

$$j = \arccos(0,98) = 11,47^\circ$$

$$\cos(j) = \frac{P}{S}$$

a) Cálculo da potência aparente da carga, conforme equação (26):

$$S = \frac{P}{\cos(j)} = \frac{10,1 \times 10^6}{\cos(-11,471^\circ)}$$

$$S = 10,3 \text{ MVA}$$

b) Cálculo da impedância da carga no barramento da Rede da Concessionária, conforme equação (27):

$$Z_{CCem} = \frac{V_{CCem}^2}{S_{CCem}}$$

$$Z_{CCEM} = \frac{(13,9 \times 10^3)^2}{10,3 \times 10^6}$$

$$Z_{CG2} = 18,75 \Omega$$

c) Cálculo da resistência paralela da carga no barramento da Rede da Concessionária, conforme equação (28):

$$R_{CCEM} = Z_{CCEM} \cdot \cos(j)$$

$$R_{CCEM} = 18,75 \cdot 0,98$$

$$R_{CCEM} = 18,38 \Omega$$

d) Cálculo da reatância paralela da carga no barramento da Rede da Concessionária, conforme equação (29):

$$jX_{CCEM} = Z_{CCEM} \cdot \sin(j)$$

$$jX_{CCEM} = 18,75 \cdot \sin(11,47^\circ)$$

$$jX_{CCEM} = j3,72 \Omega$$

e) Cálculo da resistência paralela da carga no barramento da Rede da Concessionária em pu, conforme equação (30):

$$R_{CCEM} (pu) = \frac{R_{CCEM} (\Omega)}{Z_{Base} (\Omega)}$$

$$R_{CCEM} (pu) = \frac{18,38}{1,9}$$

$$R_{CCEM} (pu) = 9,67 pu$$

f) Cálculo da reatância paralela da carga no barramento da Rede da Concessionária em pu, conforme equação (31):

$$jX_{CCEM} (pu) = \frac{jX_{CCEM} (\Omega)}{Z_{Base} (\Omega)}$$

$$jX_{CCEM} (pu) = \frac{3,72}{1,9}$$

$$jX_{CCEM} (pu) = 1,95 pu$$

Os valores de resistência e reatância encontrados estão no modelo paralelo. A fim de facilitar o entendimento e análise do circuito, será transformado para o modelo série a seguir:

g) Cálculo da impedância série da carga no barramento da Rede da Concessionária, conforme equação (32):

$$Z_{CEQCEM} (pu) = \frac{R_{CCEM} (pu) \cdot (jX_{CCEM} (pu))}{R_{CCEM} (pu) + (jX_{CCEM} (pu))}$$

$$Z_{CEQCEM} (pu) = \frac{(9,67 + j0) \cdot (0 + j1,95)}{(9,67 + j0) + (0 + j1,95)}$$

$$Z_{CEQCEM} (pu) = 0,3778 + j1,87 pu$$

$$Z_{CEQCEM} (pu) = 1,9107 \angle 78,6^\circ pu$$

5.5 Modelo elétrico equivalente de impedâncias

Transformou-se o diagrama unifilar apresentado na figura 1, no circuito equivalente de impedâncias de cada componente do sistema, referido ao mesmo nível de tensão (13,8 kV) conforme mostrado na figura 14.

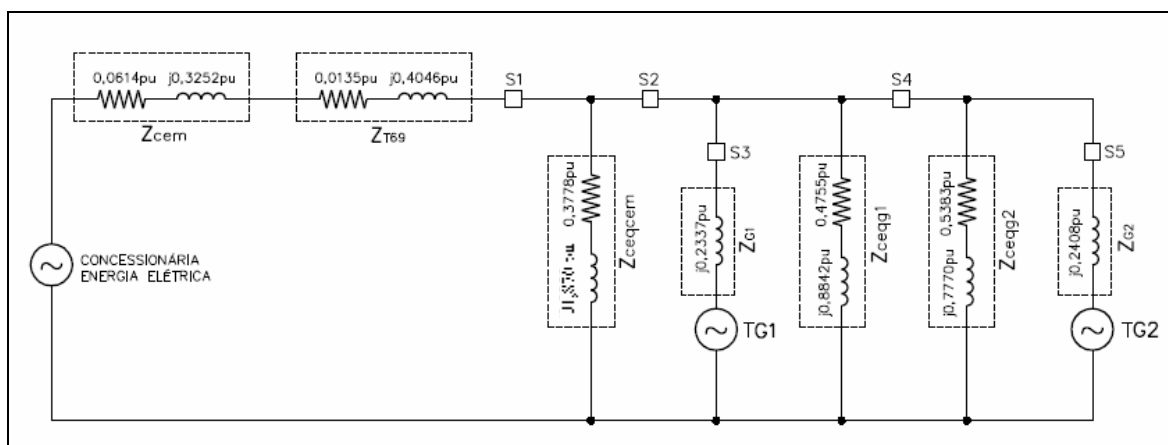


Figura 14: Circuito equivalente de impedâncias do sistema estudado

Legenda:

Z_{CEM} - Impedância da Rede da Concessionária na entrada da Subestação 69 kV;

Z_{T69} - Impedância do transformador da Subestação 69 kV;

Z_{CEQCEM} - Impedância da carga equivalente no barramento alimentado pela rede da concessionária;

Z_{G1} - Impedância do Gerador 1;

Z_{CEQG1} - Impedância da carga equivalente no barramento alimentado pelo Gerador 1;

Z_{G2} - Impedância do Gerador 2;

Z_{CEQG2} - Impedância da carga equivalente no barramento alimentado pelo Gerador 2.

5.6 Simulação e cálculos de curto-circuito na barra do Gerador 1 (TG1)

5.6.1 Cálculo da impedância total de curto-circuito.

Simulou-se um curto-circuito trifásico simétrico no barramento do gerador 1, conforme mostrado na figura 15.

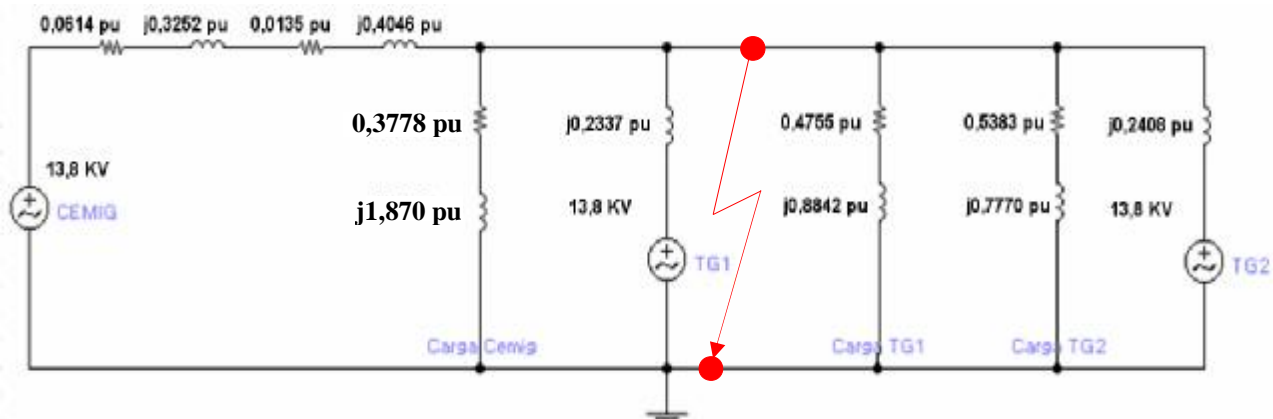


Figura 15: Simulação de curto-circuito trifásico no barramento do gerador 1.

A seguir, aplicou-se o método do teorema de Thévenin, que consistiu em curto-circuitar as fontes de tensão e calcular a impedância total do circuito vista sob o ponto de curto.

$$Z_{EQ1} = Z_{CEM} + Z_{T69}$$

Onde:

Z_{EQ1} - Impedância equivalente série do transformador da Subestação 69 kV e a fonte da Rede da Concessionária;

$$Z_{EQ1} = 0,0749 + j0,7298 pu$$

$$\frac{1}{Z_{SC}} = \frac{1}{Z_{EQ1}} + \frac{1}{Z_{CEQCEM}} + \frac{1}{Z_{G1}} + \frac{1}{Z_{CEQG1}} + \frac{1}{Z_{G2}} + \frac{1}{Z_{CEQG2}}$$

$$\frac{1}{Z_{SC}} = \frac{1}{0,0749 + j0,7298} + \frac{1}{0,3778 + j1,8738} + \frac{1}{0 + j0,2337} + \frac{1}{0,4755 + j0,8842} +$$

$$\frac{1}{0,5383 + j0,7770} + \frac{1}{0 + j0,2408}$$

$$Z_{SC} = 0,00896 + j0,0820 pu$$

$$Z_{SC} = 0,08248 \angle 83,764^\circ pu$$

O resultado apresenta a impedância Thévenin equivalente do sistema vista sob o ponto em curto-circuito em pu.

5.6.2 Cálculo da corrente total de curto-circuito

a) Cálculo da tensão no ponto da falta em pu, conforme equação (18):

$$V_{PF} (pu) = \frac{V_{PF}}{V_{Base}}$$

$$V_{PF} (pu) = \frac{13,9 \times 10^3}{13,8 \times 10^3}$$

$$V_{PF} (pu) = 1,0072 pu$$

b) Cálculo da corrente de curto-circuito em (pu) conforme a equação (15):

$$I_{SC} = \frac{V_{PF}}{Z_{SC}}$$

$$I_{SC} = \frac{1,0072 \angle 0^\circ}{0,00896 + j0,0820}$$

$$I_{SC} = 12,21 \angle -83,76^\circ pu$$

c) Cálculo da corrente base do sistema, conforme equação (17):

$$I_{Base} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3} \cdot V_{Base}}$$

$$I_{Base} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \times 10^3}$$

$$I_{Base} = 4183,69 A$$

d) Cálculo da corrente de curto-circuito em (kA), conforme equação (16)

$$I_{SC} (kA) = I_{SC} (pu) \cdot I_{Base}$$

$$I_{SC} (kA) = 12,21 \angle -83,76^\circ \cdot 4183,69$$

$$I_{SC} (kA) = 51,083 \angle -83,76^\circ kA$$

I_{SC} (kA) é a corrente total de curto-circuito simétrico no período subtransitário.

5.7 Cálculo da contribuição de corrente das fontes

Correntes nos ramos à esquerda e à direita do ponto em curto-circuito:

$$I_{SC} = \frac{V}{Z_{ccESQ}} + \frac{V}{Z_{ccDIR}}$$

$$I_{SC} = V \cdot \left(\frac{1}{Z_{ccESQ}} + \frac{1}{Z_{ccDIR}} \right)$$

Onde:

I_{SC} - Corrente total de curto-circuito;

V - Tensão no ponto de curto-circuito;

Z_{ccESQ} - Impedância total lado esquerdo do ponto de curto-circuito;

Z_{ccDIR} - Impedância total lado direito do ponto de curto-circuito.

$$\frac{1}{Z_{ccESQ}} = \frac{1}{Z_{EQ1}} + \frac{1}{Z_{CEQCEM}} + \frac{1}{Z_{G1}}$$

$$\frac{1}{Z_{ccESQ}} = \frac{1}{0,0749 + j0,7298} + \frac{1}{0,3758 + j1,8538} + \frac{1}{0 + j0,2337}$$

$$Z_{ccESQ} = 0,006439 + j0,1622 pu$$

$$Z_{ccESQ} = 0,1623 \angle 87,726^\circ pu$$

$$\frac{1}{Z_{ccDIR}} = \frac{1}{Z_{CEQG1}} + \frac{1}{Z_{CEQG2}} + \frac{1}{Z_{ZG2}}$$

$$\frac{1}{Z_{ccDIR}} = \frac{1}{0,4755 + j0,8842} + \frac{1}{0,5383 + j0,777} + \frac{1}{0 + j0,2408}$$

$$Z_{ccDIR} = 0,0298 + j0,1640$$

$$Z_{ccDIR} = 0,1666 \angle 79,701^\circ pu$$

$$I_{SC} = 1,0072 \angle 0^\circ \left(\frac{1}{0,006439 + j0,1622} + \frac{1}{0,0298 + j0,1640} \right)$$

$$I_{SC} = (6,2 \angle -87,72^\circ) + (6,0425 \angle -79,7^\circ) pu$$

$$I_{SC} = 12,21 \angle -83,76^\circ pu$$

A corrente total simétrica de curto-circuito no período subtransitório está representada através da soma das correntes dos ramos à esquerda e à direita do ponto sob curto-circuito.

5.7.1 Contribuição do Gerador 2 (TG2) para o curto-circuito

Cálculo da impedância equivalente das cargas presentes nos barramentos do Gerador 1 e Gerador 2 respectivamente.

$$Z_{CG1} // Z_{CG2} = \frac{(Z_{CG1}) \cdot (Z_{CG2})}{(Z_{CG1}) + (Z_{CG2})}$$

$$Z_{CG1} // Z_{CG2} = \frac{(0,4755 + j0,8842) \cdot (0,5383 + j0,7777)}{(0,4755 + j0,8842) + (0,5383 + j0,7777)}$$

$$Z_{CG1} // Z_{CG2} = 0,2554 + j0,4153 pu$$

$$Z_{CG1} // Z_{CG2} = 0,4875 \angle 58,409^\circ pu$$

Cálculo da contribuição de corrente do Gerador 2 para o curto-circuito através do método de divisor de corrente.

$$I_{SCG2} (pu) = \frac{(0,2554 + j0,4153)}{(0,2554 + j0,4153) + (0 + j0,2408)} \times 6,0425 \angle -79,7^\circ$$

$$I_{SCG2} (pu) = 4,184 \angle -90,02^\circ pu$$

$$I_{SCG2} (kA) = (4,184 \angle -90,02^\circ) \cdot (4183,6976)$$

$$I_{SCG2} (kA) = 17,504 \angle -90,02^\circ KA$$

Corrente de curto-circuito simétrica em kA fornecida pelo Gerador 2 no período subtransitório.

5.7.2 Contribuição do Gerador 1 (TG1) para o curto-circuito

Cálculo da impedância equivalente entre a carga presente no barramento alimentado pela Rede Concessionária e a impedância equivalente na saída da Subestação 69 kV.

$$Z_{CEQCEM} // Z_{EQ1} = \frac{(Z_{CEQCEM}) \cdot (Z_{EQ1})}{(Z_{CEQCEM}) + (Z_{EQ1})}$$

$$Z_{CEQCEM} // Z_{EQ1} = \frac{(0,3758 + j1,8538) \cdot (0,0749 + j0,7298)}{(0,3758 + j1,8538) + (0,0749 + j0,7298)}$$

$$Z_{CEQCEM} // Z_{EQ1} = 0,06836 + j0,5246$$

$$Z_{CEQCEM} // Z_{EQ1} = 0,529 \angle 82,57^\circ pu$$

Cálculo da contribuição de corrente do Gerador 1 para o curto-circuito através do método de divisor de corrente.

$$I_{SCG1}(pu) = \frac{(0,06836 + j0,5246)}{(0,06836 + j0,5246) + (0 + j0,2337)} \times 6,2 \angle -87,72^\circ$$

$$I_{SCG1}(pu) = 4,308 \angle -89,99^\circ pu$$

$$I_{SCG1}(KA) = (4,308 \angle -89,99^\circ) \cdot (4183,6976)$$

$$I_{SCG1}(KA) = 18,02 \angle -90^\circ kA$$

Corrente de curto-circuito simétrica em kA fornecida pelo Gerador 1 no período subtransitório.

5.7.3 Contribuição da Rede da Concessionária para o curto-circuito

Cálculo da impedância equivalente entre a carga presente no barramento alimentado pela Rede da Concessionária e do Gerador 1.

$$Z_{CEQCEM} // Z_{G1} = \frac{(Z_{CEQCEM}) \cdot (Z_{G1})}{(Z_{CEQCEM}) + (Z_{G1})}$$

$$Z_{CEQCEM} // Z_{G1} = \frac{(0,3758 + j1,8538).(0 + j0,2337)}{(0,3758 + j1,8538) + (0 + j0,2337)}$$

$$Z_{CEQCEM} // Z_{G1} = 0,00456 + j0,2083$$

$$Z_{CEQCEM} // Z_{G1} = 0,2083 \angle 88,74^\circ pu$$

Cálculo da contribuição de corrente da Rede da Concessionária para o curto-circuito através do método de divisor de corrente.

$$I_{SCCEM} (pu) = \frac{(0,00456 + j0,2083)}{(0,00456 + j0,2083) + (0,0749 + j0,7298)} \times 6,2 \angle -87,72^\circ$$

$$I_{SCCEM} (pu) = 1,373 \angle -84,13^\circ$$

$$I_{SCCEM} (kA) = (1,373 \angle -84,13^\circ).(4183,6976)$$

$$I_{SCCEM} (kA) = 5,74 \angle -84,13^\circ KA$$

Corrente de curto-circuito simétrica em kA fornecida pela CEMIG no período subtransitário.

5.8 Cálculo da contribuição de corrente das cargas

5.8.1 Contribuição da carga no barramento do Gerador 2 (TG2) para o curto-circuito

Cálculo da impedância equivalente entre a carga presente no barramento do Gerador 2 e a impedância do próprio Gerador 2.

$$Z_{CEQCG2} // Z_{G2} = \frac{(Z_{CEQCG2}).(Z_{G2})}{(Z_{CEQCG2}) + (Z_{G2})}$$

$$Z_{CEQCG2} // Z_{G2} = \frac{(0,4755 + j0,8842).(0 + j0,2408)}{(0,4755 + j0,8842) + (0 + j0,2408)}$$

$$Z_{CEQCG2} // Z_{G2} = 0,018483 + j0,1970$$

$$Z_{CEQCG2} // Z_{G2} = 0,1978 \angle 84,64^\circ pu$$

Cálculo da contribuição de corrente da carga do Gerador 2 para o curto-circuito através do método de divisor de corrente.

$$I_{SCCG2}(pu) = \frac{(0,018483 + j0,1970)}{(0,018483 + j0,1970) + (0,5383 + j0,777)} \times 6,0425 \angle -79,7^\circ$$

$$I_{SCCG2}(pu) = 1,065 \angle -55,3^\circ$$

$$I_{SCCG2}(kA) = (1,065 \angle -55,3^\circ) \cdot (4183,6976)$$

$$I_{SCCG2}(kA) = 4,455 \angle -55,3^\circ \text{ KA}$$

Corrente de curto-circuito simétrica em kA fornecida pela carga do Gerador 2 no período subtransitório.

5.8.2 Contribuição da carga no barramento do Gerador 1 (TG1) para o curto-circuito

Cálculo da contribuição de corrente da carga do Gerador 1 para o curto-circuito através da 1ª lei de Kirchoff.

$$I_{SCCG1}(pu) = I_{SCC(DIR)} - (I_{SCG2} + I_{SCCG2})$$

$$I_{SCCG1}(pu) = 6,0425 \angle -79,7^\circ - (4,184 \angle -90,02^\circ + 1,065 \angle -55,3^\circ)$$

$$I_{SCCG1}(pu) = 1,005 \angle -61,76^\circ$$

$$I_{SCCG1}(kA) = (1,005 \angle -61,76^\circ) \cdot (4183,6976)$$

$$I_{SCCG1}(kA) = 4,205 \angle -61,76^\circ \text{ KA}$$

Corrente de curto-circuito simétrica em kA fornecida pela carga do Gerador 1 no período subtransitório.

5.8.3 Contribuição da carga no barramento da Rede da Concessionária para o curto-circuito

Cálculo da impedância equivalente entre a impedância na saída da Subestação 69 kV e a impedância do Gerador.

$$Z_{EQ1} // Z_{G1} = \frac{(Z_{EQ1}).(Z_{G1})}{(Z_{EQ1}) + (Z_{G1})}$$

$$Z_{EQ1} // Z_{G1} = \frac{(0,0749 + j0,7298).(0 + j0,2337)}{(0,0749 + j0,7298) + (0 + j0,2337)}$$

$$Z_{EQ1} // Z_{G1} = 0,004386 + j0,1773$$

$$Z_{EQ1} // Z_{G1} = 0,1773 \angle 88,58^\circ pu$$

Cálculo da contribuição de corrente da carga no barramento alimentado pela Rede da Concessionária para o curto-circuito através do método de divisor de corrente.

$$I_{SCCEM} (pu) = \frac{(0,00438 + j0,1773)}{(0,00438 + j0,1773) + (0,3758 + j1,8538)} \times 6,2 \angle -87,72^\circ$$

$$I_{SCCEM} (pu) = 0,532 \angle -78,53^\circ$$

$$I_{SCCEM} (kA) = (0,532 \angle -78,53^\circ).(4183,6976)$$

$$I_{SCCEM} (kA) = 2,22 \angle -78,53^\circ KA$$

Corrente de curto-circuito simétrica em kA fornecida pela carga no barramento alimentado pela Rede da Concessionária no período subtransitório.

5.9 Cálculo da capacidade de ruptura dos disjuntores

Conforme equação (19):

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc}$$

$$k = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-3,03 \left(\frac{R}{X} \right)}$$

$$Z_{sc} = 0,00896 + j0,0820 pu$$

$$Z_{sc} = 0,08248 \angle 83,764^\circ pu$$

$$k = 1,02 + 0,98.e^{-3,03 \left(\frac{0,00896}{0,0820} \right)}$$

$$k = 1,72$$

O fator de assimetria “k” representa o número de vezes que a corrente de curto-circuito será aumentada.

5.9.1 Capacidade de ruptura do disjuntor do TG2

Conforme equação (19):

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc}$$

$$I_p = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 17504$$

$$I_p = 42,651 kA$$

Corrente de ruptura do disjuntor do Gerador 2.

5.9.2 Capacidade de ruptura do disjuntor do TG1

Conforme equação (19):

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc}$$

$$I_p = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 18020$$

$$I_p = 43,909 kA$$

Corrente de ruptura do disjuntor do Gerador 1.

5.9.3 Capacidade de ruptura do disjuntor da Rede da Concessionária

Conforme equação (19):

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc}$$

$$I_p = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 5740$$

$$I_p = 13,986 \text{ kA}$$

Corrente de ruptura do disjuntor que conecta a Rede da Concessionária.

5.9.4 Capacidade de ruptura do disjuntor do CLIP-1

O pior caso seria um curto-circuito no lado do barramento alimentado pela Rede da Concessionária, porque as demais fontes contribuiriam com o curto.

$$I_{sc}(\text{Clip1}) = I_{sc}(\text{Dir}) + I_{sc}(\text{G1})$$

$$I_{sc}(\text{Clip1}) = 25.279,99 \angle -79,7^\circ + 18.020,00 \angle -90^\circ$$

$$I_{sc}(\text{Clip1}) = 43.130 \angle -83,98^\circ \text{ A}$$

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc}$$

$$I_p = (1,72) \cdot \sqrt{2} \cdot (43130 \angle -83,98^\circ)$$

$$I_p = 104,911 \angle -83,98^\circ \text{ kA}$$

Esta é a corrente máxima que passará pelo disjuntor do CLIP-1 quando ocorrer um curto-circuito no barramento alimentado pela Rede da Concessionária.

5.9.5 Capacidade de ruptura do disjuntor do CLIP-2

O pior caso seria um curto-circuito no lado do barramento do TG2, porque as demais fontes contribuiriam com o curto.

$$I_{sc}(\text{Clip2}) = I_{sc}(\text{Esq}) + I_{sc}(\text{CG1})$$

$$I_{sc} (Clip2) = 25.938,92 \angle -87,52^\circ + 4.205,33 \angle -61,76^\circ A$$

$$I_{sc} (Clip2) = 29.776,88 \angle -84,17^\circ A$$

$$I_p = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{sc}$$

$$I_p = (1,72) \cdot \sqrt{2} \cdot (29776,88 \angle -84,17^\circ)$$

$$I_p = 72,43 kA$$

Esta é a corrente máxima que passará pelo disjuntor do CLIP-2 quando ocorrer um curto-circuito no barramento do TG2.

5.10 Avaliação de resultados

A tabela-10 apresenta a comparação entre os valores “Ip” calculados e a capacidade de ruptura nominal dos disjuntores atuais:

DISJUNTOR	CAP. RUPTURA (kA)	Ip (kA) CALCULADO
Rede Concessionária	31,50	13,98
GERADOR 1	36,00	43,90
GERADOR 2	63,0	42,65
CLIP-1	27,0	104,91
CLIP-2	40,0	72,43

Tabela 10: Comparativo de capacidade de ruptura dos disjuntores, nominal e calculado

- O disjuntor que conecta a Rede da Concessionária está dimensionado com folga.
- O disjuntor do Gerador 2 está dimensionado corretamente. O fator de segurança atual é de 1,47.
- O disjuntor do gerador 1 está subdimensionado. Recomenda-se inclusão em orçamento para substituição por outro com capacidade de ruptura de 63,00 kA, padrão com o disjuntor do Gerador 2. Esta medida dará uma flexibilidade para a utilização do mesmo nas duas fontes em uma contingência.
- Os disjuntores dos CLIP's 1 e 2, apesar de apresentarem subdimensionamento, não apresentam riscos, pois conforme o mostrado na figura 1 no capítulo 2, estão em

série com elementos fusíveis de alta velocidade que operam em $\frac{1}{4}$ de ciclo em qualquer curto-circuito entre fases.

No anexo 2 encontra-se uma oscilografia de um curto-circuito simétrico trifásico que ocorreu a 300 metros de distância da subestação principal, quando os geradores 1 e 2 operavam em paralelo e a Rede da Concessionária isoladamente. A máxima corrente de curto-circuito foi 19,9 kA quando a fase B do CLIP-2 operou limitando a corrente de curto-circuito e protegendo os disjuntores.

5.11 Análise de um curto-circuito real na CENIBRA

No dia 19/11/2006 às 5h50min, ocorreu um curto-circuito trifásico e para terra no painel de 13,8 kV na área do Digestor 1, a aproximadamente 150 metros da subestação principal. O curto foi provocado por penetração de animal através de tampa que foi deixada fora após manutenção.

O TG2 operava em paralelo com o TG1 e o “CLIP-2” falhou, não tendo detonado. A corrente de curto foi extremamente elevada, devido contribuição das duas fontes. O pico da corrente no período assimétrico conforme registrado na oscilografia anexo 4, foi de 38,4 kA, com sinais de saturação de TC. A força eletromecânica devido ao efeito magnético da corrente elétrica nos condutores gerou quebra de bandejamentos, atirou cabos no chão e soltou a fase “C” do terminal na saída do painel alimentador “143QD01” na subestação principal, provocando outro curto trifásico com arco-elétrico. Houve afundamento de tensão nas três fases, durante todo o tempo de duração do curto. A interrupção do curto via disjuntor do Digestor 1 ocorreu em 140 ms, e o trip geral em 340 ms.

A corrente máxima que passou pelo disjuntor do “CLIP-2” foi de 51,2 kA oriunda do TG2 e das cargas alimentadas pelo seu barramento conforme oscilografia no anexo 5.

Avaliação:

A ocorrência desse curto-circuito no nível de 13,8 kV, sem a operação (detonação) do dispositivo Limitador de Alta Velocidade “CLIP-2”, confirmou os cálculos realizados neste trabalho. A corrente total de curto com os dois geradores em paralelo (TG1 e TG2)

não foi registrada corretamente devido a saturação de “TC” conforme oscilografia no anexo 4, mas, segundo os cálculos, o valor máximo da corrente no período assimétrico é de 107,8 kA, o que ficou evidente com o nível de destruição relatado acima e que pode ser comprovado através de fotos no anexo 6. Após este evento, o corpo técnico da CENIBRA, decidiu isolar os geradores e suas cargas até a substituição do CLIP-2, o que ocorreu no mês 12/2006.

A corrente que passou pelo “CLIP-2” foi registrada com precisão conforme oscilografia no anexo 5. A corrente registrada foi 51,2 kA e a corrente calculada nesse trabalho foi de 51,92 kA conforme mostrado:

$$I_{p(CLIP-2)} = I_{P(G2)} + I_{P(CG2)}$$

Onde:

$I_{P(CLIP-2)}$ – Corrente de pico máxima que passou pelo CLIP-2 no curto-circuito (kA);

$I_{P(G2)}$ – Corrente de ruptura do disjuntor do TG2 (kA), calculada no item 5.9.1 página 85;

$I_{P(CG2)}$ – Corrente de pico máxima fornecida pela carga na barra do gerador-2 para o curto-circuito (kA).

$$I_{p(CG2)} = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_{scCG2} \quad (19)$$

$$I_{p(CG2)} = 1,72 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,455 \angle -55,3^\circ$$

$$I_{p(CG2)} = 10,836 \angle -55,29^\circ \text{ kA}$$

$$I_{p(CLIP-2)} = 42,65 \angle -90^\circ + 10,836 \angle -55,29^\circ$$

$$I_{p(CLIP-2)} = 51,92 \angle -83,17^\circ \text{ kA}$$

6 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

Para a simulação computacional, utilizou-se o software “PowerWorld” versão 12.0 fornecido pela PowerWorld Corporation, com licença exclusiva para pesquisa acadêmica. Este programa é um simulador para estudos em Sistemas de Energia Elétrica em seus diversos ramos, como cálculo de curto-circuito, estabilidade de geradores, planejamento e regulação do sistema elétrico, controle do fluxo de carga, análise econômica, entre outros.

Para o estudo em questão, simulou-se um curto-circuito trifásico simétrico no barramento alimentado pelo Gerador 1 e mediu-se o valor da corrente total.

6.1 Montagem do Diagrama Unifilar.

A figura 16 apresenta o sistema elétrico da CENIBRA operando interligado, composto por três barramentos, três fontes e as cargas equivalentes em cada barra.

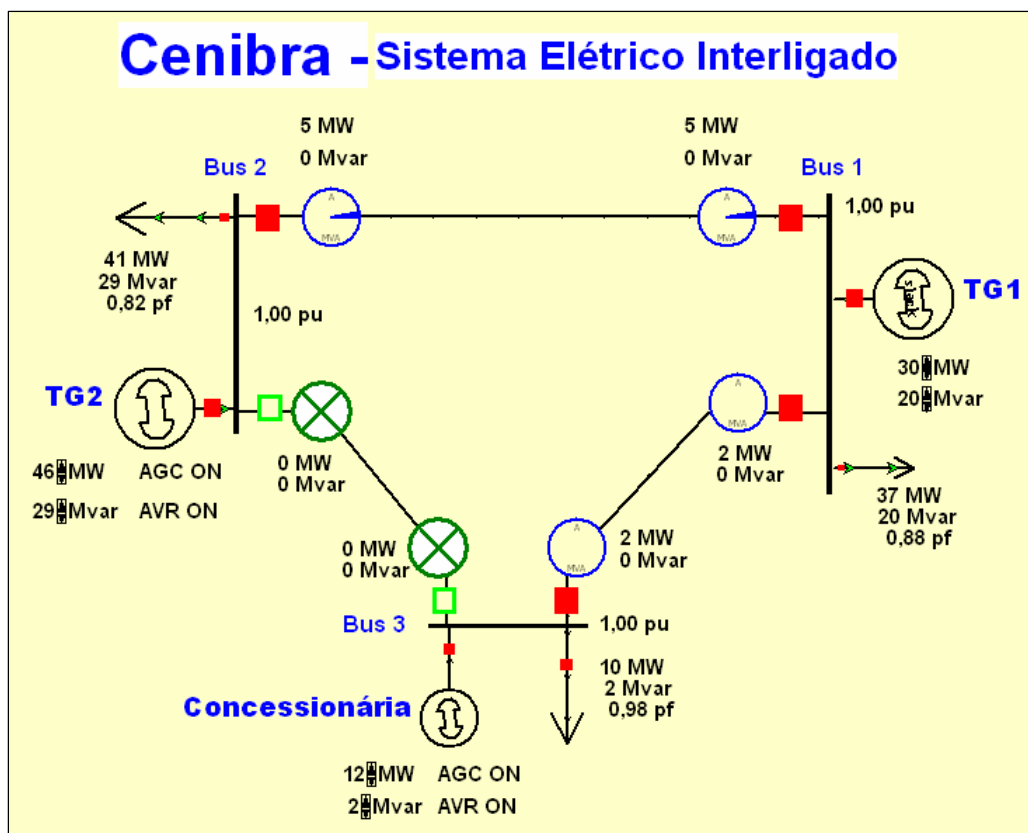


Figura 16: Simulação computacional - Sistema Elétrico Interligado

6.2 Carregamento dos dados

Configurou-se cada componente do sistema elétrico utilizando os dados dos capítulos 4 e 5.

6.2.1 Configuração das Fontes

As figuras 17, 18, 19, 20, 21 e 22 apresentam as principais configurações dos Geradores 1, 2 e da Rede da Concessionária. Potência base, potência ativa, potência reativa e reatância de seqüência positiva.

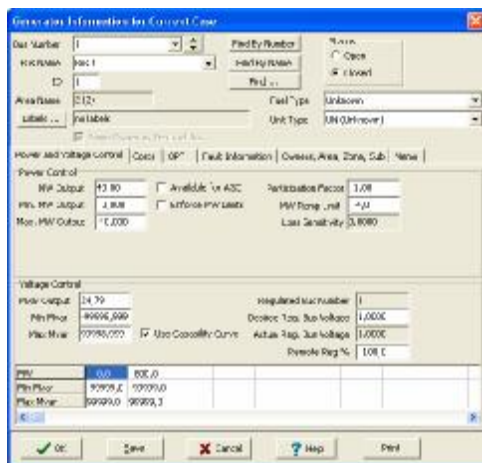


Figura 17: Configuração TG1
Controle de potência e tensão

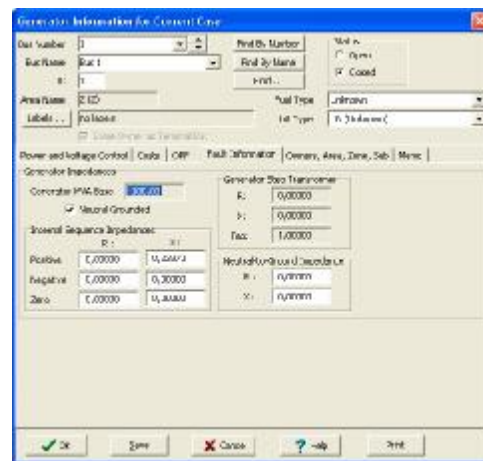


Figura 18: Configuração TG1
Dados de falta

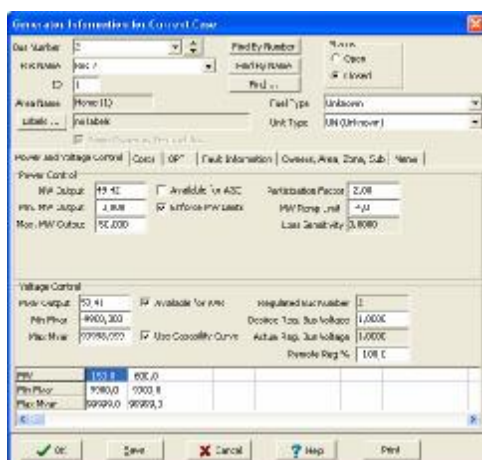


Figura 19: Configuração TG2
Controle de potência e tensão

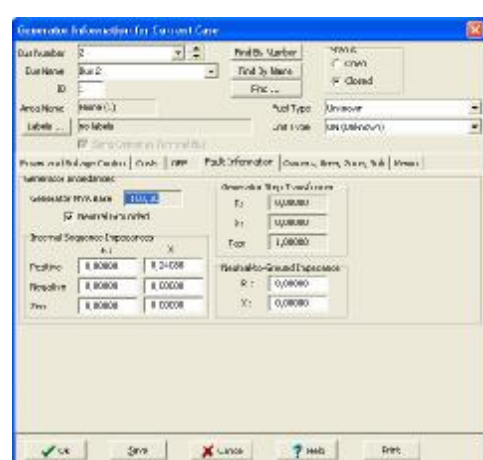


Figura 20: Configuração TG2
Dados de falta

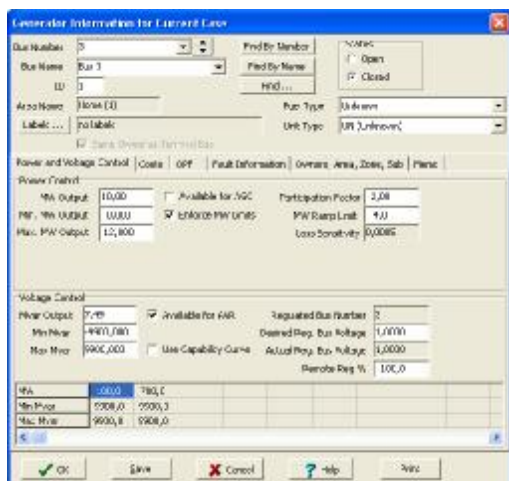


Figura 21: Configuração Rede da Concessionária
Controle de potência e tensão

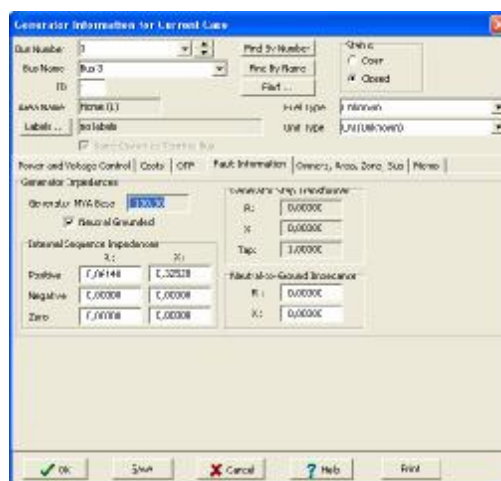


Figura 22: Configuração Rede da Concessionária
Dados de falta

6.2.2 Configuração das Cargas

As figuras 23, 24 e 25 apresentam as principais configurações das cargas. Potência ativa e potência reativa.

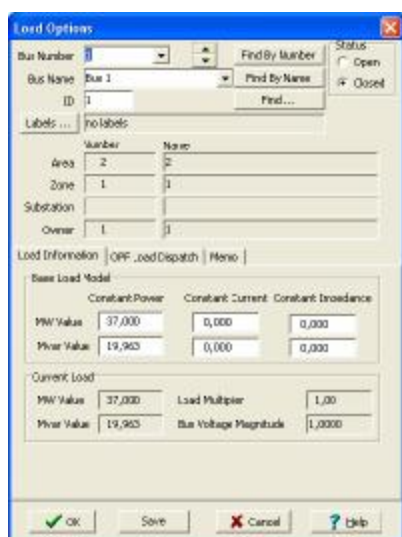


Figura 23: Configuração da Carga na barra do TG1

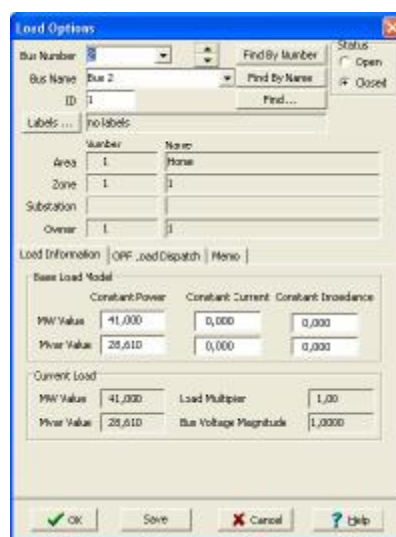


Figura 24: Configuração da Carga na barra do TG2

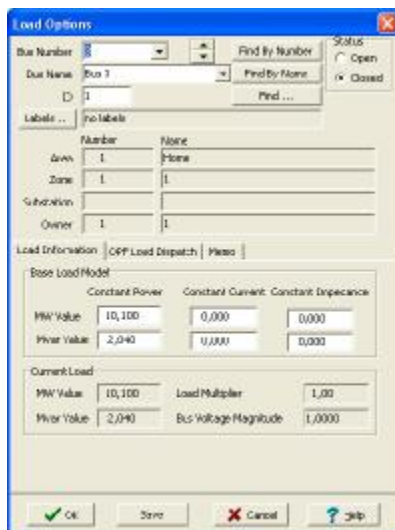


Figura 25: Configuração da Carga na barra da Rede da Concessionária

6.3 Simulação de curto-circuito

Simulou-se uma falta trifásica simétrica no barramento do Gerador 1 através da ferramenta “Fault Analysis”. A figura 26 apresenta os resultados encontrados.

The 'Fault Analysis' results window displays the following data:

Bus	Area	Generators	Load	Subscribed Shunts
1				
2				
3				

The table below shows the fault analysis results for Bus 1:

Phase	Phase Cur A	Phase Cur B	Phase Cur C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C
1	4,48986	4,48986	4,48986	-90,12	153,84	33,84
2	4,16281	4,16201	4,16201	31,08	155,52	35,52
3	4,38981	4,38901	4,38901	-90,24	154,32	35,32

Figura 26: Resultados da simulação de curto-circuito

6.4 Avaliação de Resultados

Através da tabela 11, podem-se comparar os dados calculados com os resultados da simulação:

Fontes	Isc (pu) - Calculado	Isc (pu) - Simulação
Gerador 1	4,308	4,489
Gerador 2	4,184	4,462
Rede Concessionária	1,373	1,389
Cargas	Isc (pu) - Calculado	Isc (pu) - Simulação
Carga barra Gerador 1	1,005	0,00000
Carga barra Gerador 2	1,065	0,00002
Carga barra R. Concessionária	0,532	0,05734
Total	12,21	10,324

Tabela: 11 Correntes calculadas e simuladas

As correntes de curto-circuito calculadas fornecidas pelas fontes, foram confirmadas pela simulação computacional, porém, não se obteve resultados satisfatórios nas contribuições das cargas para o curto-circuito. Realizaram-se vários ajustes na configuração do aplicativo, mas o problema persistiu. Como causas prováveis podem-se citar: O ainda limitado domínio dos ajustes avançados do software; a versão utilizada (simulação acadêmica) possui poucos recursos; os valores das correntes das cargas deste estudo são muito pequenos.

7 CONCLUSÃO

O cálculo das correntes de curto-circuito simétricas e assimétricas é de fundamental importância no dimensionamento de sistemas de energia elétrica. Dispositivos de proteção e manobras como, chaves seccionadoras, fusíveis e disjuntores, são especificados a partir das correntes de falta. Um sistema de energia elétrica que opere satisfatoriamente precisa ser coordenado e seletivo, ou seja, as proteções devem operar de forma cadenciada e eliminar apenas a parte do circuito com defeito, garantindo a estabilidade das demais partes do sistema. Através deste estudo foi possível conhecer as correntes de curto-circuito simétrico trifásico no período subtransitório, no barramento da subestação principal da CENIBRA quando os geradores TG1, TG2 e a Rede da Concessionária estão operando em paralelo. Foi possível avaliar o dimensionamento dos disjuntores das fontes e de interligação dos barramentos, identificando que o disjuntor do Gerador 1 está subdimensionado e os demais dentro da especificação.

O curto-circuito real ocorrido na CENIBRA em 19/11/2006 comprovou os resultados encontrados nesse trabalho e reabriu a discussão sobre o tipo de dispositivo ideal para a interligação das fontes (fusível, reatância, ou ambos?). Em geração distribuída, as cargas estão sempre muito próximas às barras de geração, e em caso de curto-circuito, a baixa impedância caracteriza elevadas correntes de curto, podendo levar a prejuízos materiais e humanos. Daí a necessidade de se isolar rapidamente as fontes.

O trabalho também contribuiu como um parâmetro de comparação e avaliação dos estudos de curto-circuito realizados pela empresa de engenharia, responsável pelos estudos de coordenação e seletividade do sistema elétrico da CENIBRA.

Foi possível conhecer as vantagens e desvantagens oferecidas por um sistema de geração distribuída de energia elétrica. Por possuir um elevado potencial hidráulico, o Brasil sempre priorizou investimentos em usinas hidroelétricas de grande porte, mas, fatores como o alto custo de instalação, operação e manutenção; impactos ambientais e problemas com legislação e órgãos não governamentais (ONG's); impactos sociais nas comunidades ao longo do lago das usinas, que são retiradas de seu habitat deixando para trás sua história, sua vida, tem inviabilizado cada vez mais essa modalidade de empreendimento.

Em contrapartida, a geração distribuída está surgindo como uma solução para os problemas da geração em alta escala. Normalmente ocorre nas próprias empresas consumidoras de energia elétrica, reutilizando combustíveis residuais de seus processos que em muitos casos eram dispensados no meio ambiente, contribuindo para uma redução significativa na emissão de resíduos, sejam eles sólidos, líquidos ou gasosos. Outra vantagem é a econômica, pois, a energia primária já foi paga, não sendo necessário a compra de energia. A energia elétrica gerada próximo do local de consumo é uma energia segura e estável, ficando livre dos problemas do sistema interligado: Flutuações de tensão, curto-circuito, blecautes, racionamento, etc. Um sistema de geração distribuída também pode operar em paralelo com a concessionária, comprando ou vendendo energia, o que por sinal se tornou um grande negócio, incentivado pelo governo. Ganhou força com a necessidade urgente por energia a partir do racionamento e está recebendo investimentos tanto do governo quanto do capital privado, pois é uma alternativa de resposta imediata para a crise energética brasileira. A geração distribuída é um campo que se abre para os pesquisadores da área de sistemas de energia elétrica e ainda vai evoluir muito.

7.1 Recomendação para Desenvolvimento futuro

Trabalhos futuros poderão abordar a coordenação e a seletividade das proteções do sistema elétrico, a partir das correntes de curto-circuito calculadas. Outro aspecto relevante é o estudo da estabilidade dos geradores frente a uma falta e as ações de rejeição de cargas devido à transferência de demanda de potência causada pela perda de uma fonte. Ainda como desenvolvimento futuro, pode ser verificado a viabilidade econômica, como incentivo para o produtor de geração distribuída se conectar ao sistema elétrico nacional.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2005. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*, Módulo 3. Rio de Janeiro.

COSTA, P. F.; 2006. *Manual de Proteção, Paralelismo e Estabilidade do Sistema Elétrico Industrial da CENIBRA (CS-138-01/00-110-96)*. 6ª Revisão. Belo Horizonte : Sênior Engenharia.

CREDER, H.; 1991. *Instalações Elétricas*. 11ª Edição. Rio de Janeiro : LTC.

EDMINISTER, J. A.; 1993. *Circuitos Elétricos*. 1ª Edição. São Paulo : McGraw-Hill.

ELGERD, O. I.; 1976. *Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica*. 1ª Edição. São Paulo : McGraw-Hill.

OLIVEIRA, F. M.; TASSIS, H. N.; *Curto-Circuito em Geração Distribuída de Energia Elétrica*. Coronel Fabriciano, 2006. Trabalho Interdisciplinar (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Universitário do Leste de Minas Gerais – UnilesteMG.

FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY, C. Jr.; KUSKO, A.; 1975. *Máquinas Elétricas*. 3ª Edição. São Paulo : McGraw-Hill.

INEE – INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA; 2001. *Notas Sobre Geração Distribuída*. São Paulo.

INEE – INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA; 2002. *Geração Distribuída e Conexão ao Sistema Elétrico, Proposta de Revisão da Resolução ANEEL 281/99*. São Paulo.

INEE – INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA; 2004. *Geração Distribuída, um Negócio e um Complemento à Geração Centralizada*. São Paulo.

MARTIGNONI, A.; 1982. *Máquinas de Corrente Alternada*. 4ª Edição. Rio de Janeiro : Editora Globo.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A.; 2003. *Introdução a Sistemas de Energia Elétrica*. 2ª Edição. Campinas : Unicamp.

O'MALLEY, J.; 1993. *Análise de Circuitos*. 2ª Edição. São Paulo : Makron Books.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO; 2002. *Requisitos Mínimos para a Conexão à Rede Básica*, Submódulo 3.8. Rio de Janeiro.

RIBEIRO, P.; FERREIRA, F.; MEDEIROS, F.; 2005. *Geração Distribuída e Impacto na Qualidade de Energia*. In: SEMINÁRIO BRASILEIRO SOBRE QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA (06.: Ago. 2005 : Belém, Pará). Anais. Belém, 2005. p. 781-788.

ROEPER, R.; 1975. *Correntes de curto-circuito em redes trifásicas*. 5ª Edição. São Paulo : E.P.U : Siemens.

SCHNEIDER, E.; 2007. *Os Efeitos dos Curtos-Circuitos, Programa de Formação Técnica Continuada*. São Paulo : <http://www.telemecanique.com.br> (Acesso disponível em 10/03/2007).

STEVENSON, W. Jr.; 1978. *Elementos de Análise de Sistemas de Potência*. 2ª Edição. São Paulo : McGraw-Hill.

WEG; 2007. *DT-5 Características e Especificações de Geradores (TR216-12)*. Jaraguá do Sul : <http://www.weg.com.br> (Acesso disponível em 15/03/2007).

ANEXO 1: Fotos gerais

Figura 27: Subestação 69 kV



Figura 28: Subestação Principal



Figura 29: Turbo Gerador 1

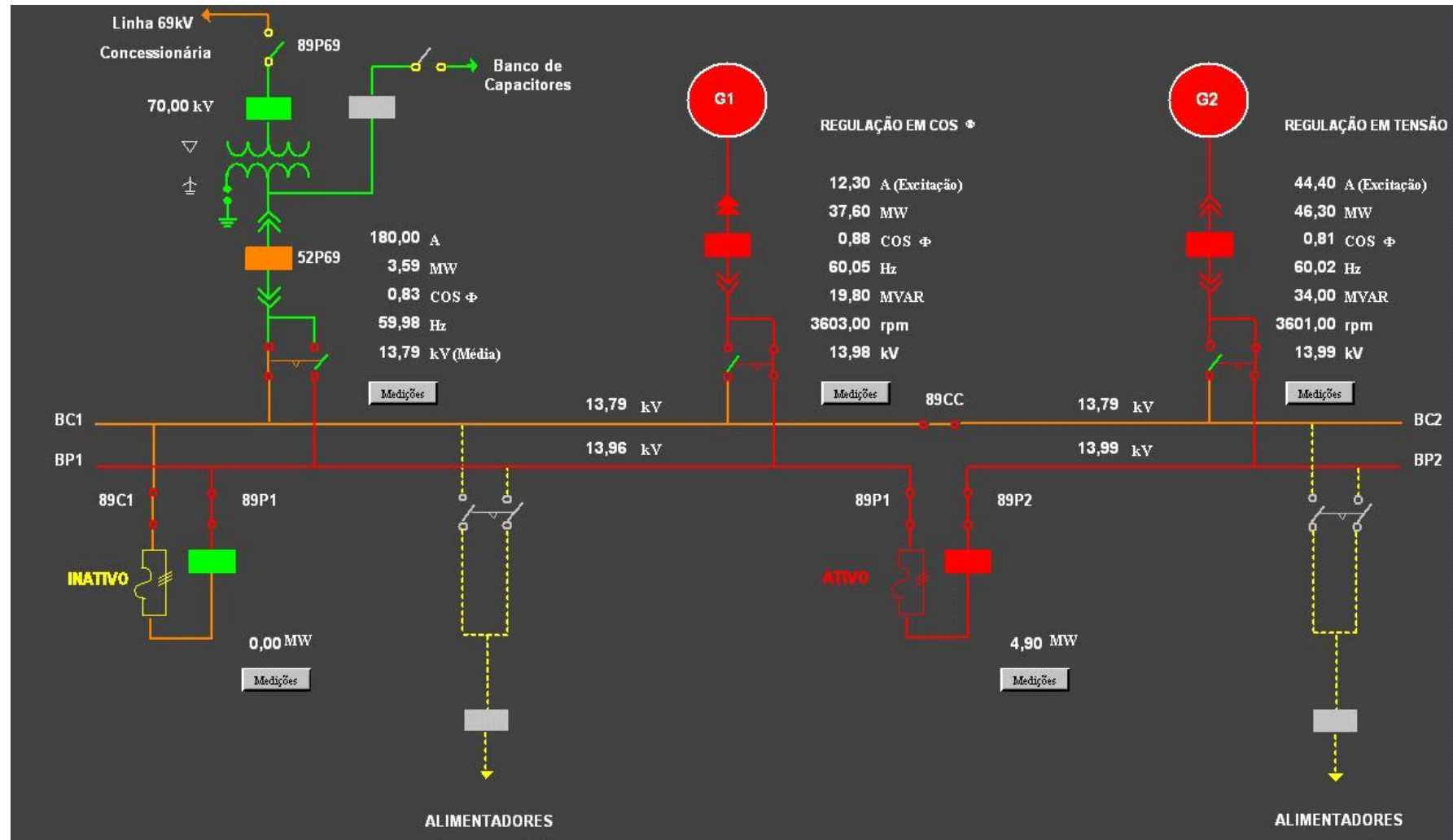


Figura 30: Turbo Gerador 2

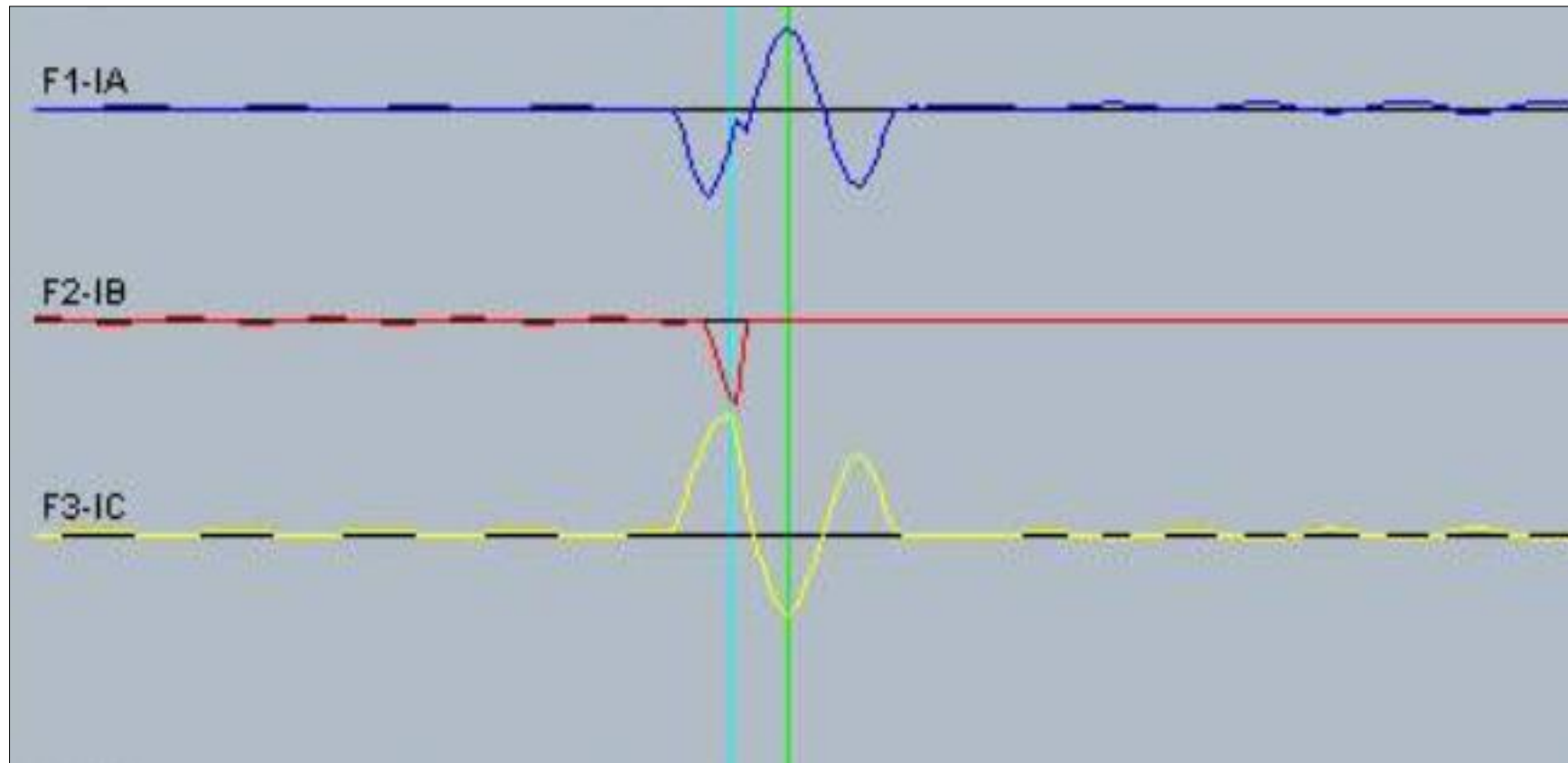


Figura 31: Dispositivo CLIP

ANEXO 2: Tela do operador. Apresenta os geradores G1 e G2 operando em paralelo e a Rede da Concessionária operando isoladamente.

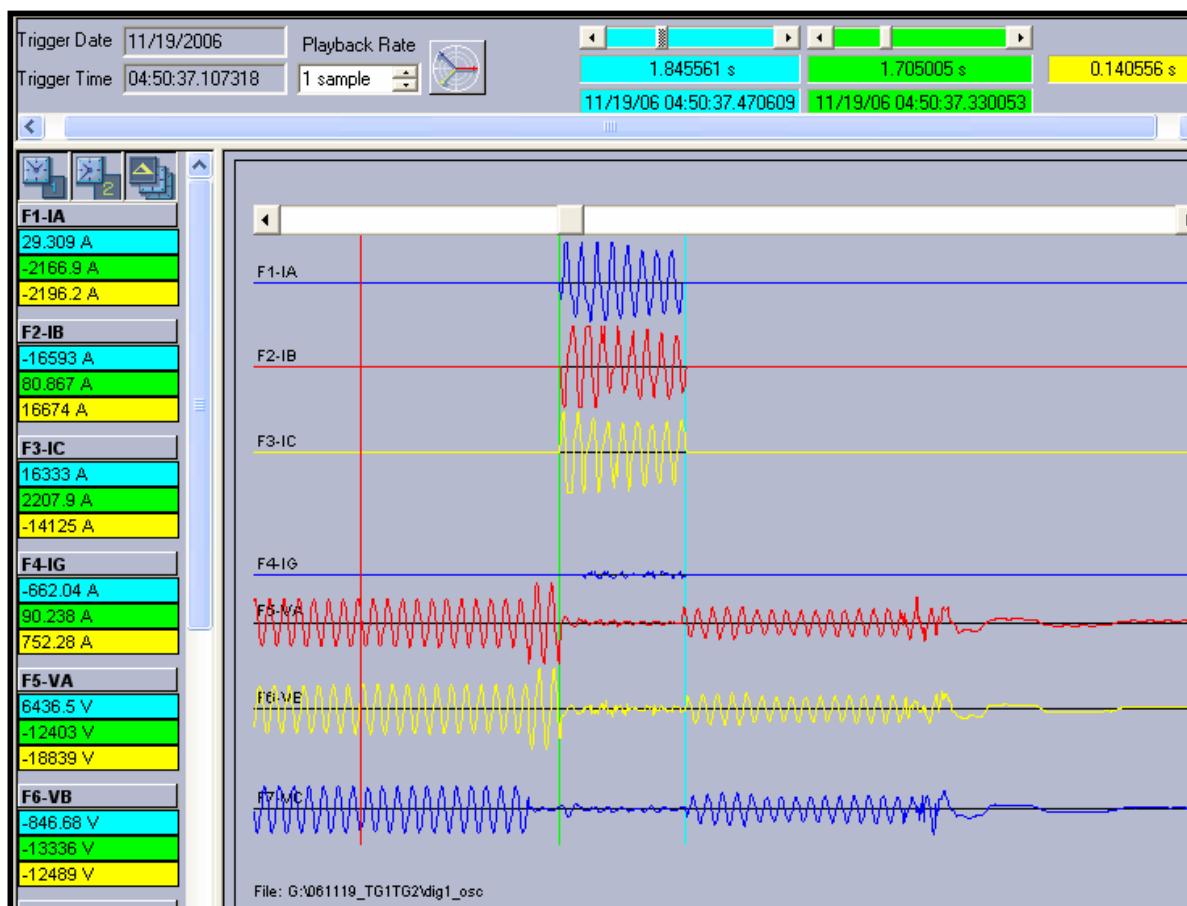


ANEXO 3: Oscilografia de um curto circuito trifásico com a operação da fase B do dispositivo CLIP-2.



ANEXO 4: Oscilografia de um curto circuito trifásico no Digestor 1

O curto-circuito foi interrompido em 140 milissegundos. Houve saturação de TC's (transformadores de corrente) não sendo possível conhecer a máxima corrente assimétrica.



ANEXO 5: Oscilografia da corrente que passou pelo CLIP-2 no curto-circuito do Digestor 1

A corrente que passou pelo CLIP-2 representa a somatório das correntes do Gerador 2 e das cargas do seu barramento.



ANEXO 6: Fotos do efeito do curto-circuito no Digestor 1 sem o disparo do CLIP-2

Figura 32: Disjuntor onde originou o curto



Figura 33: Cabo solto no terminal



Figura 34: Tampas do painel arremessadas



Figura 35: Cabos desprendidos do bandejamento