



**Universidade Federal de Campina Grande**  
**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**  
**Curso de Graduação em Engenharia Elétrica**

**MARCIO RILTON VIEIRA DA SILVA**

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO:**  
**COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO**  
**CHESF**

Campina Grande, Paraíba  
Novembro de 2013

MARCIO RILTON VIEIRA DA SILVA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO:  
COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO  
CHESF

*Relatório de Estágio Integrado submetido à  
Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da  
Universidade Federal de Campina Grande  
como parte dos requisitos necessários para a  
obtenção do grau de Bacharel em Ciências no  
Domínio da Engenharia Elétrica.*

Orientador:

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba  
Novembro de 2013

MARCIO RILTON VIEIRA DA SILVA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO:  
COMPANHIA HIDRELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO  
CHESF

*Relatório de Estágio Integrado submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Aprovado em        /        /

**Professor Avaliador**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.**  
Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha esposa, que durante os momentos difíceis e alegres dessa caminhada esteve presente, dedicando paciência e apoio.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pela minha vida e por ter me guiado pelos bons caminhos e me dado condições e forças para superar todos os obstáculos.

Agradeço a minha mãe, que sem medir esforços dedicou parte da sua vida para me educar, me fazer um homem bom, digno e honesto. Que diante de tantas barreiras, não desanimou nem um minuto na missão de me dar formação, educação e asas para voar mais longe. A ela muitos méritos.

Agradeço a minha esposa Antonia Soares, que à mais de dez anos me acompanha na construção dos meus sonhos, que dedica muito amor e compreensão nos momentos mais difíceis, pois sem ela nada disso seria possível.

Agradeço a minha família, meus irmãos e a família da minha esposa, que foram fonte de força e apoio na minha caminhada, e acreditaram sempre no meu potencial.

Agradeço aos colegas de estudo, pela força que me deram ao longo de todo o curso, pelo incentivo e companheirismo. Com vocês aprendi, com vocês persisti e com vocês consegui.

Um agradecimento todo especial a Sérgio Ricardo, pelo grande apoio e incentivo nesse trabalho, e orientação na área de Proteção de Sistemas Elétricos de potência. Com ele estou aprendendo muito.

Agradeço aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica pelo esforço dedicado na transmissão do conhecimento e pela preocupação de me fazer um bom profissional. Um especial agradecimento a professora Núbia Brito pela orientação.

E agradeço a todos que ao longo dessa jornada contribuíram de alguma forma para que tudo isso acontecesse.

*“A mente que se abre para uma nova idéia jamais voltará ao seu tamanho original”*

Albert Einstein.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 Usina Piloto. (Sistema Chesf, 2013) .....	13
Figura 1.2 Usinas PAI, PAII e PAIII. (Sistema Chesf, 2013) .....	14
Figura 1.3 Usinas Apolônio Sales, Sobradinho e PAIV. (Sistema Chesf, 2013).....	15
Figura 1.4 Usinas Luiz Gonzaga e Xingó. (Sistema Chesf, 2013) .....	16
Figura 1.5 Evolução das linhas da Chesf. (Sistema Chesf, 2013) .....	17
Figura 1.6 Sistema Elétrico para atendimento ao Nordeste: Configuração 2011/2019. ....	18
Figura 1.7 Organograma da empresa. (A Empresa, 2013). ....	19
Figura 1.8 Organograma GRB. ....	20
Figura 1.9 Hierarquia técnica SBCP.....	22
Figura 1.10 Hierarquia técnica DRUB. ....	23
Figura 2.1 Esquema típico de ligação de um relé ou sistema de proteção a uma linha de transmissão e esquema típico do circuito de trip. (Blackburn, 1998). ....	25
Figura 2.2 Exemplos de relés. ....	25
Figura 2.3 Tipos de curvas de operação dos relés de sobrecorrente temporizados. (Mamede Filho, 2005) .....	29
Figura 2.4 Curva de tempo x corrente do relé de sobrecorrente 50/51. ....	30
Figura 2.5 Zona de atuação do relé 50/51 para curto-circuito 3 $\phi$ . ....	31
Figura 2.6 Relé de Neutro. ....	32
Figura 2.7 Característica de pickup de sobrecorrente com restrição por tensão. ....	33
Figura 2.8 Funcional simplificada do religamento em DC. ....	35
Figura 2.9 Representação esquemática da máquina síncrona.....	36
Figura 2.10 Enrolamento estatórico de uma máquina síncrona. ....	38
Figura 2.11 Detalhes da ranhura do estator. ....	38
Figura 2.12 Rotores de geradores síncronos. ....	39
Figura 2.13 Detalhes do rotor. ....	39
Figura 2.14 Sistema de sincronização automática com relé SEL-700G .....	40
Figura 2.15 Configuração física dos componentes do sistema de excitação. ....	41
Figura 2.16 Excitatriz principal com controle do reostato de campo. ....	41
Figura 2.17 Excitação estática com tiristores. ....	43
Figura 2.18 Circuito equivalente de uma máquina síncrona.....	44
Figura 3.1 Diagrama unifilar da Subestação Juazeiro da Bahia II (JZD). (Site da DOMO, 2013).....	54
Figura 3.2 Vista esquemática da saída da linha 02C3. ....	55
Figura 3.3 Condutores depois do rompimento. ....	55
Figura 3.4 Cabo fase B 02C3 caído sobre fase A da 02C2.....	56
Figura 3.5 Unifilar do funcional das linhas 02C2 e 02C3. ....	57
Figura 3.6 Diagrama trifilar da proteção. (SBCP, 2013). ....	57
Figura 3.7 Unifilar do funcional do lado de 69 kV dos transformadores 04T1 e 04T3. (SBCP, 2013).....	58
Figura 3.8 Unifilar do funcional do lado de 69 kV do transformador 04T2. (SBCP, 2013).....	58
Figura 3.9 Unifilar do funcional do lado de 230 kV dos transformadores 04T1 e 04T3. (SBCP, 2013)....	59
Figura 3.10 Relé auxiliar 50/51X1 do Vão I lado de 69 kV do 04T3.....	63
Figura 3.11 Circuitos de abertura do disjuntor 12T3. (SBCP, 2013). ....	64
Figura 3.12 Exemplo de banco de capacitores. ....	65
Figura 3.13 Diagrama unifilar do vão onde está instalado o banco de capacitores. (Site da DOMO, 2013). ....	66
Figura 3.14 Diagrama unifilar das proteções. (SBCP, 2013). ....	67
Figura 3.15 Representação do módulo 6H de entradas e saídas do relé T60-UP87BF da GE.....	67
Figura 3.16 Representação do contato Form A. ....	68
Figura 3.17 Representação do bloco de entrada de corrente do relé T60-UP87BF da GE.....	68
Figura 3.18 Representação do bloco de alimentação do relé T60-UP87BF da GE. ....	68
Figura 3.19 Representação do bloco CPU do relé T60-UP87BF da GE. ....	69
Figura 3.20 Circuitos de Trip do disjuntor da linha 04F5, antes da modificação. ....	70
Figura 3.21 Esquema do circuito de trip para o disjuntor da linha 04F5. ....	71

Figura 3.22 Diagrama lógico para o trip do disjuntor da linha 04F5, dentro da proteção do BCS.....	71
Figura 3.23 Medição de tensão nos contatos Form A das UPs e na alimentação da UC.....	72
Figura 3.24 Transitórios na tensão DC nos terminais do contato Form A.....	72
Figura 3.25 Modificação do circuito de trip para o disjuntor da linha 04F5..	74
Figura 3.26 Sistema de excitação e regulação de tensão do gerador 01G4. ....	75
Figura 3.27 Representação da ponte de tiristores do sistema de excitação.....	76
Figura 3.28 Exemplo de ponte de tiristores. ....	76
Figura 3.29 Tensão de saída da ponte de tiristores em função do ângulo de disparo .....	77
Figura 3.30 Sistema de excitação inicial do gerador. ....	78
Figura 3.31 Sistema <i>Crowbar</i> .....	78
Figura 3.32 Placa de controle e sistema <i>crowbar</i> do gerador 01G4. ....	79
Figura 3.33 Ligação do transformador de excitação.....	79
Figura 3.34 Placas geradora e amplificadora de pulsos.....	80
Figura 3.35 Sistema de controle das proteções do gerador.....	80
Figura 3.36 Cartela AL 2004 da CPU da CLP. ....	82
Figura 3.37 Exemplo de teste de isolamento. ....	84
Figura 3.38 Proteção de fuga à terra do rotor. ....	84
Figura 3.39 Oscilografia da tensão do campo com os ruídos de chaveamento.....	85
Figura 3.40 Circuito <i>Snubber</i> RC. ....	85
Figura 3.41 Circuito <i>snubber</i> da ponte de tiristores do regulador de tensão.....	86
Figura 3.42 Circuito RCD. ....	86
Figura 3.43 Configuração do primeiro filtro RCD instalado. ....	87
Figura 3.44 RCD instalado no painel do regulador de tensão. ....	87
Figura 3.45 Termografia dos resistores do filtro RCD. ....	88
Figura 3.46 Resistores e capacitor do filtro RCD modificado.....	88



## LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 Subestações da Chesf. (Sistema Chesf, 2013) .....	17
Tabela 2.1 Parâmetros das máquinas síncronas.....	45
Tabela 3.1 Primeiro dígito.....	48
Tabela 3.2 Segundo dígito.....	48
Tabela 3.3. Terceiro e quarto dígitos.....	49
Tabela 3.4. Quinto dígito.....	50
Tabela 3.5 Cronologia da proteção.....	60
Tabela 3.6 Resultados dos ensaios de isolamento realizados.....	83

# SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>A empresa Chesf.....</b>	<b>12</b>
1.1	Histórico.....	12
1.2	Características da empresa.....	16
1.3	Organização da empresa.....	18
1.3.1	Divisão Regional da Transmissão de Sobradinho (DRMB).....	20
1.3.2	Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição de Sobradinho (SBCP).....	21
1.3.3	Divisão Regional de manutenção de Usina de Sobradinho (DRUB).....	22
1.3.4	O Estágio.....	23
<b>2</b>	<b>Fundamentação Teórica.....</b>	<b>24</b>
2.1	Relés de Proteção.....	24
2.2	Relé de sobrecorrente.....	27
2.2.1	Relés de sobrecorrente instantâneos (50).....	27
2.2.2	Relés de sobrecorrente temporizados (51).....	28
2.2.3	Relés de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo (50/51).....	30
2.2.4	Relés de sobrecorrente de neutro (50/51N).....	31
2.2.5	Relés de sobrecorrente com restrição por tensão (50/51V).....	33
2.3	Relé de religamento (79).....	34
2.4	Relé de bloqueio (86).....	35
2.5	Geradores síncronos.....	36
2.5.1	Detalhes construtivos.....	37
2.5.2	Sistema de excitação.....	41
2.5.3	Circuito equivalente do gerador síncrono.....	43
<b>3</b>	<b>Atividades.....</b>	<b>46</b>
3.1	Instruções normativas (IN), normas de operação (NO) e normas de manutenção (NM).....	46
3.1.1	IN-OP.01.004 - Codificação Operacional de Instalações e Equipamentos e Representação em Diagrama Unifilar.....	47
3.1.2	IN-OP.01.002 - Intervenções em Equipamentos e Linhas de Transmissão.....	51
3.2	Intervenção devido a curto-circuito em barramento de 69 kV.....	53
3.2.1	A ocorrência.....	55
3.2.2	Proteções envolvidas.....	56
3.2.3	Atuação das proteções.....	59
3.2.4	Restabelecimento do barramento de 69 kV.....	61
3.2.5	Intervenções da equipe de proteção de sistemas (SBCP).....	62
3.3	Intervenção no sistema de proteção de um banco de capacitores devido atuação indevida.....	65
3.3.1	Proteções envolvidas.....	66
3.3.2	A ocorrência.....	69
3.3.3	Intervenções da equipe de proteção de sistemas (SBCP).....	69

3.4	Intervenção em regulador de tensão do gerador 01G4 da Usina de Sobardinho.....	75
3.4.1	Ponte de tiristores .....	76
3.4.2	Sistema de excitação inicial.....	77
3.4.3	Sistema <i>Crowbar</i> .....	78
3.4.4	Transformador de Excitação.....	79
3.4.5	Placa geradora e amplificadora de pulsos.....	79
3.4.6	Sistema de controle e supervisão.....	80
3.4.7	Intervenções.....	80
<b>4</b>	<b>Conclusão .....</b>	<b>90</b>
	<b>Bibliografia .....</b>	<b>91</b>
	<b>ANEXO A – Standard Device Numbers.....</b>	<b>92</b>
	<b>ANEXO B – Standard Device Numbers .....</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXO C – Diagrama unifilar .....</b>	<b>94</b>

# 1 A EMPRESA CHESF

## 1.1 HISTÓRICO

No início dos anos 1920, o Serviço Geológico e Mineralógico do Ministério da Agricultura realizou uma série de estudos para o aproveitamento energético do rio São Francisco, no trecho entre Juazeiro (PE) e Paulo Afonso (BA). Na década de 1930 os esforços dos programas federais concentraram-se na parte norte. Foi apenas na década de 1940 que foram tomadas providências para o aproveitamento energético do São Francisco.

Em 1943 Apolônio Sales, então ministro da Agricultura, lançou uma campanha em prol da exploração da cachoeira de Paulo Afonso. Inicialmente, previa-se a construção de uma pequena usina para alimentar as obras de uma grande usina e com isso, solucionar o déficit energético crônico do Nordeste, além de irrigar áreas atingidas pela seca. Em 1944 o anti-projeto de criação de uma sociedade por ações para realizar o aproveitamento energético do São Francisco foi levado ao presidente Getúlio Vargas e em 3 de outubro de 1945, foi assinado por o Decreto-Lei nº 8.031, que autorizou a organização da Chesf pelo Ministério da Agricultura e o Decreto-Lei nº 19.706, que concedia licença à Chesf, pelo prazo de cinquenta anos, para efetuar o aproveitamento da energia hidráulica do rio São Francisco entre Juazeiro (BA) e Piranhas (AL). Em 15 de março de 1948, reunia-se a Assembléia Geral que criou oficialmente a Chesf, com sede no Rio de Janeiro, tendo escritórios em Recife e Salvador.

Em 1913 inauguro-se a hidrelétrica de Angiquinho, a primeira a aproveitar o potencial hidrelétrico da cachoeira de Paulo Afonso, com potência total de 1.102 kW. Foi idealizada por Delmiro Gouveia, tendo como finalidade alimentar um parque fabril de tecidos, sendo desativada em 1960. No ano de 1932 iniciou-se a construção de uma hidrelétrica na cachoeira de Itaparica para potência de 1 MW, mas as obras não foram adiante, só sendo retomadas dez anos depois. Iniciou suas atividades em 1945, sendo inundada pelas águas da hidrelétrica de Itaparica em 1980. Para alimentar as obras de Paulo Afonso, iniciou-se em 1945 a construção da usina piloto (Figura 1.1) que passou

a operar com 1 MW de potência em 1949. Nesse mesmo ano deu-se início as obras de PAI, com três unidades geradoras de 60 MW cada. Vários desafios para conter o rio foram superados e em 1955 foi inaugurada.

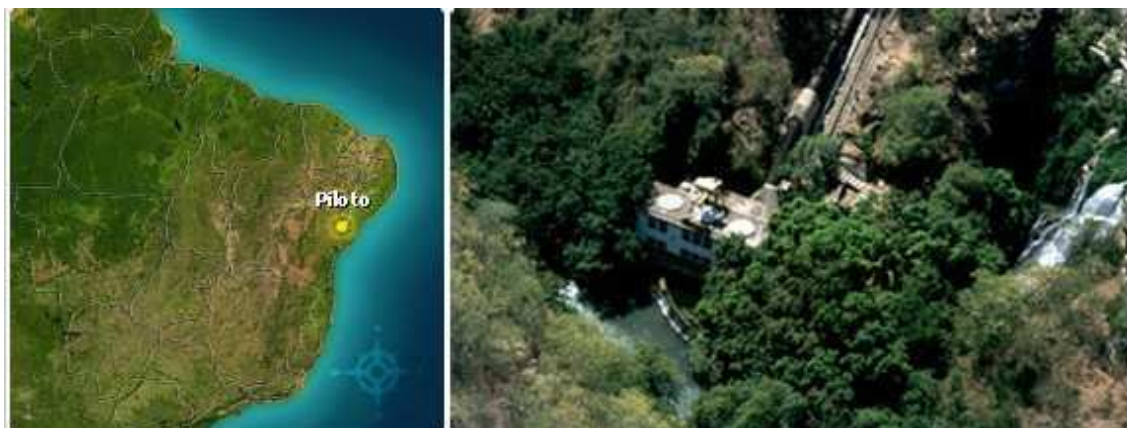


Figura 1.1 Usina Piloto. (Sistema Chesf, 2013)

Em 1955 tiveram início as obras de PAII, que comportaria seis unidades geradoras com 443 MW de potência instalada total, tendo todas as suas unidades geradoras em funcionamento em 1968. Em 1966 começaram as obras de PAIII com quatro unidades geradoras de 216 MW de potência total, sendo inaugurada em 1972 e tendo sua capacidade aumentada para 794 MW dois anos depois (Figura 1.2).

No período 1956-1974, a Chesf consolidou-se como a principal empresa de energia elétrica da região Nordeste devido a expansão de seu sistema de geração e transmissão, principalmente depois das hidrelétricas de Paulo Afonso. Nesse período, pequenas usinas de outras empresas foram incorporadas e a malha de distribuição foi concedida para várias empresas concessionárias estaduais.

Devido à reformulação da estrutura elétrica do país na década de 60, em 1961 criou-se a Eletrobrás com a função de coordenar o setor elétrico brasileiro. A Chesf tornou-se então, uma empresa subsidiária da Eletrobrás, que possui atualmente 12 subsidiárias, sendo 6 no setor de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil: Eletronorte, Eletrosul, CGTEE, Eletronuclear, Furnas e Chesf.



Figura 1.2 Usinas PAI, PAII e PAIII. (Sistema Chesf, 2013)

Em 1964 iniciam-se as obras da usina hidrelétrica Boa Esperança, tendo seus trabalhos concluídos em 1970, dispondo de duas unidades geradoras e totalizando 108 MW de potência instalada. Em 1991 sua capacidade passou para 237,3 MW. A usina hidrelétrica Funil foi inaugurada em 1962 com 20 MW instalados, e em 1970 teve sua capacidade elevada para 30 MW.

Usinas menores foram construídas e incorporadas ao parque da Chesf: Curemas em 1957 e incorporada pela Chesf em 1969 com 3,5 MW, Araras com 4 MW foi incorporada à Chesf em 1969.

Em 1975, a administração da Chesf mudou-se para Recife, onde se encontra até hoje com suas diretorias e principais departamentos.

De 1975 a 1983 a companhia implementou um ambicioso programa de ampliação de seu sistema elétrico, exigido pelo ritmo intenso de crescimento de demanda por energia em sua área de atuação, prevalecendo os projetos de geração hidrelétrica. Um problema solucionado nessa época foi o controle da grande variação da descarga do rio São Francisco entre os períodos das cheias e o da estiagem, que colocava em risco o funcionamento das usinas de Paulo Afonso. Para esse fim foram construídas duas usinas. A primeira delas foi Moxotó, que teve o início de suas obras em 1971, e cujo reservatório comporta 1 bilhão de metros cúbicos de água e abastece a usina PAIV (Figura 1.3). Suas máquinas entraram em operação em 1977 totalizando

hoje uma potência total de 400MW. Em 1983 recebeu o nome de Apolônio Sales. Em 1972 iniciaram-se as obras de PAIV. E em 1974 o canteiro de obras estava concluído e as obras civis praticamente finalizadas em 1978. Em 1980 foi oficialmente inaugurada. Em 1983 possui todas as seis unidades geradoras em funcionamento com 2.462 MW instalados. Até então, PAIV era a maior usina da Chesf em funcionamento.

Com o fim das obras de PAIV, deu-se início a solução definitiva para a regularização durante todo o ano da vazão do rio: a construção da barragem de Sobradinho (Figura 1.3), localizada a 800 quilômetros da foz do rio São Francisco, que foi concluída em 1977 e oficialmente inaugurada em 1978. Com uma área de 4.214 km<sup>2</sup> e acumulando 34 bilhões de m<sup>3</sup> de água, formava um dos maiores lagos artificiais do mundo com grande impacto social e ambiental. Em 1982 todas as seis máquinas, de 175 MW cada, estavam em funcionamento completando 1.050 MW de capacidade instalada.



Figura 1.3 Usinas Apolônio Sales, Sobradinho e PAIV. (Sistema Chesf, 2013)

Com a entrada em funcionamento das usinas de Moxotó, PAIV e Sobradinho houve um crescimento de 230% no parque gerador da Chesf. Em 1984, com a entrada em operação das primeiras máquinas da usina de Tucuruí no rio Tocantins viabilizou-se a interligação entre os sistemas Norte e Nordeste, o que foi oportuno para o sistema Chesf, ajudando significativamente na sua capacidade de fornecimento.



Em 1979 deu-se início as obras da usina hidrelétrica de Itaparica, oficialmente inaugurada em 1988 e teve seu nome mudado para Luís Gonzaga em 1989 (Figura 1.4). Em 1989 as seis máquinas de 250 MW cada, estavam em funcionamento totalizando uma capacidade instalada de 1.500 MW.

Finalmente em 1987 deram-se início as obras da usina de Xingó (Figura 1.4) no baixo São Francisco tendo suas obras paralisadas em 1989 e retornando em 1991. Em 1997 as seis máquinas, de 500 MW cada, estavam em funcionamento totalizando uma capacidade instalada de 3.162 MW, tornando-se assim a maior usina hidrelétrica da Chesf. Nesse instante, a Chesf torna-se a maior geradora da Eletrobrás.



Figura 1.4 Usinas Luiz Gonzaga e Xingó. (Sistema Chesf, 2013)

Ao longo dos anos, a Chesf investiu em sistemas de transmissão, com investimentos fortes no início do século XXI através do programa Maior Nordeste. A companhia aumentou sua presença em licitações para concessões de energia, investiu em fontes alternativas com a construção da Termelétrica de Camaçari em 2005, além de investimentos na parte cultural e artística no Norte-Nordeste. Atualmente, mais precisamente em 2011, a história da Chesf ganhou um novo marco com a vitória no leilão para construção da Usina de Belo Monte, no Pará, que será a terceira maior hidrelétrica do mundo em termos de capacidade instalada, ficando atrás apenas da usina chinesa Três Gargantas e de Itaipu.

## 1.2 CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

A Chesf, Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, é uma empresa de economia mista que tem como missão produzir transmitir e comercializar energia elétrica com qualidade, de forma rentável e sustentável.



Ela possui hoje uma capacidade instalada de geração de 10.615 MW com uma produção de energia da ordem de 50.113 GWh, contratando cerca de 49.089 GWh. Vende energia para todas as regiões do país na proporção: Nordeste (30,92%), Sudeste e Centro-Oeste (45,53%), Sul (17,52%) e Norte (6,03%). Possui como clientes 39 empresas distribuidoras de energia, 21 consumidores industriais e 45 clientes comercializadores de energia.

A Chesf possui um dos maiores sistemas de transmissão de energia elétrica em alta tensão do Brasil. São mais de 18 mil km de linhas operando nas tensões de 500, 230, 138 e 69 kV. O sistema de transmissão da Chesf interliga os estados do Nordeste e une a região aos sistemas da região Norte, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Ao longo do tempo a Chesf investiu na construção de novas linhas como indicado na Figura 1.5.



Figura 1.5 Evolução das linhas da Chesf. (Sistema Chesf, 2013)

A companhia possui 98 subestações, sendo 15 elevadoras de tensão e 76 abaixadoras de tensão e 7 seccionadoras, com capacidade de transformação de mais de 43.000 MVA. Além dessas, a Chesf opera e mantém uma subestação seccionadora de propriedade de terceiros (Tabela 1.1).

Tabela 1.1 Subestações da Chesf. (Sistema Chesf, 2013)

	69 kV	138 kV	230 kV	500 kV	Total
<b>Sistema de transmissão</b>	7	4	55	17	83
<b>Elevadores de usinas</b>	4	1	6	4	15
<b>Subestação que opera e mantém</b>			1		1

Novas linhas e subestações estão sendo construídas e futuras serão implantadas. Esses novos empreendimentos são ganhos em leilões dos quais a Chesf participa só ou em parceria. Um exemplo atual é da usina de Belo Monte onde ela participa através do consórcio Norte Energia.



Figura 1.6 Sistema Elétrico para atendimento ao Nordeste: Configuração 2011/2019.

A Chesf investe em energias alternativas desde a década de 80, desenvolvendo projetos e pesquisas. Entre os vários projetos implementados pela Chesf pode-se citar a participação no projeto de instalação de sistemas híbridos em Natal-RN, compostos de painéis fotovoltaicos, aerogeradores, gerador diesel e bancos de baterias. Instalação da usina eólica de Mucuripe no Ceará e mais atualmente o parque eólico de Casa Nova, que está em fase de construção e será o maior do Brasil com capacidade instalada de 180 MW e com 120 aerogeradores. No campo da energia solar, a Chesf instalou com o apoio da UFPE, uma rede solarimétrica visando à emissão de relatórios sobre a situação da solarimetria do nordeste. Também implantará brevemente uma planta piloto de 3 MW na cidade de Petrolina-PE. Outros projetos estão ligados as áreas de biomassa e células de hidrogênio.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DA EMPRESA

A companhia é administrada por um conselho de administração e por uma diretoria executiva e fiscalizada por um conselho fiscal permanente Figura 1.7.

O Conselho de Administração é formado por um presidente e mais cinco conselheiros, todos acionistas, eleitos pela assembléia geral, com mandato de um ano, podendo ser reeleitos. Um dos membros do conselho de administração é indicado pelo

Ministro de Estado do Planejamento, orçamento e Gestão. Outro membro é eleito como representante dos empregados, escolhido pelo voto direto de seus pares dentre os empregados ativos, em eleição organizada pela companhia em conjunto com as entidades sindicais que os representem, nos termos da legislação vigente. A primeira eleição ocorreu em Março de 2012.

A Diretoria Executiva é constituída por um Diretor-Presidente, escolhido dentre os membros do Conselho de Administração, e até cinco diretores, brasileiros, eleitos pelo Conselho de Administração, com o exercício de suas funções, em regime de tempo integral e mandato de três anos, permitida reeleições.

O Conselho Fiscal é permanente, composto por três membros efetivos e três suplentes, com mandato de um ano, brasileiros, eleitos pela Assembléia Geral. Dentre os membros do Conselho Fiscal, um membro efetivo e respectivo suplente são representantes do Tesouro Nacional.

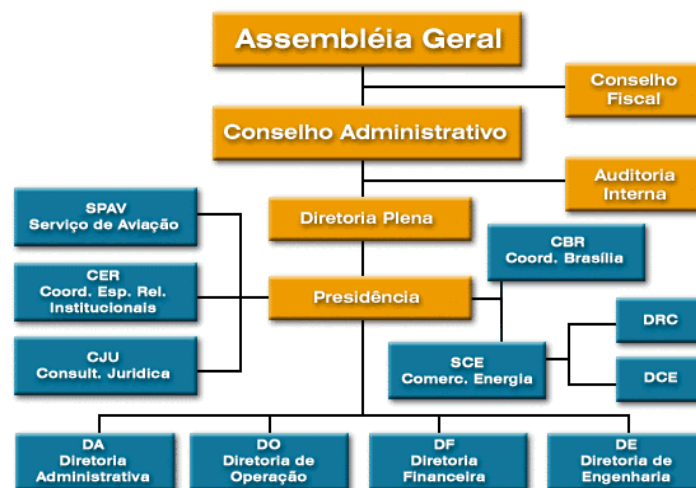


Figura 1.7 Organograma da empresa. (A Empresa, 2013).

As atividades de estágio foram realizadas em um serviço ligado à Diretoria de Operação (DO). A Diretoria de Operação é responsável pela direção das ações de planejamento e execução das atividades de operação e manutenção do sistema de geração e transmissão de energia elétrica, execução de estudos elétricos e energéticos, bem como, pela operação e expansão do sistema de telecomunicações, integrante do sistema eletroenergético da Chesf e pela coordenação das atividades das Gerências Regionais de Operação.

As Gerências Regionais de Operação são:

- Gerência Regional Oeste (GRO);
- Gerência Regional Sul (GRS);

- Gerência Regional de Sobradinho (GRB);
- Gerência Regional Leste (GRL);
- Gerência Regional Norte (GRN);
- Gerência Regional de Paulo Afonso (GRP).

A regional onde ocorreram as atividades do estágio foi a Gerência Regional de Sobradinho (GRB), responsável por gerenciar, coordenar e controlar as atividades executivas regionais de pré-operacional, integração de obras, operação, manutenção e reparo de equipamentos, linhas de transmissão, estruturas civis e dispositivos de controle e automação nas instalações de transmissão, geração e telecomunicações que compõem o sistema eletroenergético da Chesf em sua área de atuação. Sua área de atuação engloba o sudoeste do estado da Bahia e uma pequena parte de Pernambuco e do Piauí. A GRB é responsável pela Usina Hidrelétrica de Sobradinho - USB, oito subestações e todas as linhas de transmissão dentro de sua área. É constituída por cinco divisões e nove serviços, segundo a Figura 1.8.

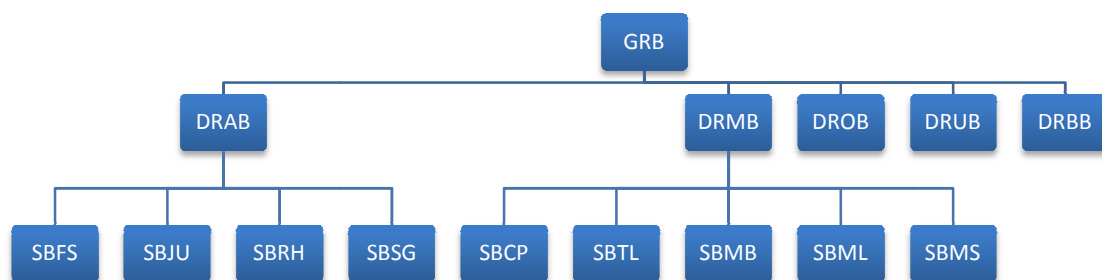


Figura 1.8 Organograma GRB.

As atividades ocorreram na Divisão Regional de Manutenção da Transmissão de Sobradinho – DRMB, no Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição de Sobradinho – SBPCP e também na Divisão Regional de Manutenção de Usina de Sobradinho – DRUB.

### 1.3.1 DIVISÃO REGIONAL DA TRANSMISSÃO DE SOBRADINHO (DRMB)

Tem a função de coordenar as atividades executivas de manutenção, reparo, comissionamento e inspeção técnica dos equipamentos e barramentos das subestações, linhas de transmissão e dispositivos de proteção, controle, supervisão, automação, medição, laboratório e telecomunicações dentro da área de atuação da GRB. Possui quatro serviços:

- Serviço de Sistemas de Controle, Proteção e Medição de Sobradinho (SBCP);
- Serviço de Telecomunicações de Sobradinho (SBTL);
- Serviço de Manutenção de Bom Jesus da Lapa (SBMB);
- Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão de Sobradinho (SBML);
- Serviço de manutenção de Subestações de Sobradinho (SBMS).

### **1.3.2 SERVIÇO DE SISTEMAS DE CONTROLE, PROTEÇÃO E MEDIÇÃO DE SOBRADINHO (SBCP)**

Cerca de metade do período de estágio foi realizada no SBCP, que tem como função entre outras:

- Executar e acompanhar as atividades de manutenção e inspeção técnica dos equipamentos de medição operacional e de faturamento, sistemas de regulação de tensão, instrumentos de ensaio, dos dispositivos e equipamentos de proteção e controle, supervisões das subestações, linhas de transmissão e usinas, bem como elaborar, acompanhar, controlar e avaliar os programas executivos de manutenção e inspeção técnica desses instrumentos, equipamentos e dispositivos;
- Executar os programas de pré-operacional e integração atinentes à medição, proteção, controle, laboratório e regulação;
- Executar e acompanhar a instalação de novos equipamentos e instrumentos de medição de faturamento;
- Controlar, acompanhar e executar as modificações nos sistemas de proteção, supervisão e controle das subestações, linhas de transmissão e usinas da GRB.

O corpo técnico é formado por um gerente de serviço, três engenheiros e nove técnicos, que coordenam e executam as atividades do serviço.

Tecnicamente o SBCP está submetido em escala hierárquica à Diretoria de Operação (DO), a Superintendência de Telecomunicações e Sistemas de Controle (STC), ao Departamento de Sistemas de Proteção e Automação (DPA), que gerencia a Divisão de Apoio Tecnológico e Laboratório de Sistemas de Proteção (DOAL), a

Divisão de Engenharia de Manutenção de Sistemas de Proteção e Automação (DOEM), a Divisão de Sistemas de Medição e Controle de Processos (DOMC) e a Divisão de Sistemas de Proteção e Regulação (DOPR) conforme mostrado na Figura 1.9.

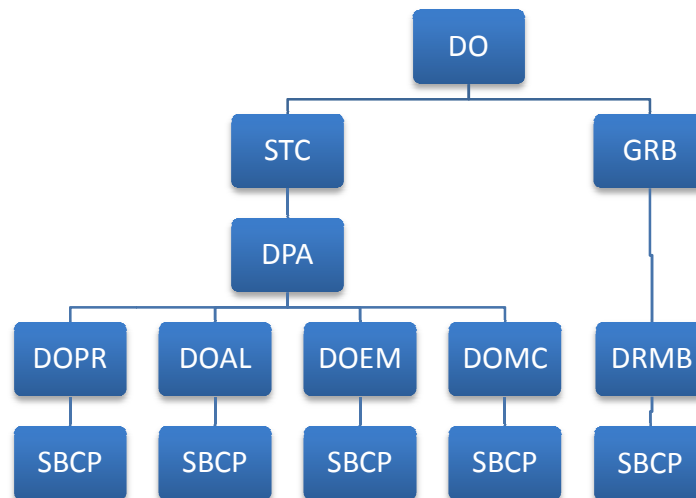


Figura 1.9 Hierarquia técnica SBCP.

### 1.3.3 DIVISÃO REGIONAL DE MANUTENÇÃO DE USINA DE SOBRADINHO (DRUB)

A outra metade do período de estágio foi realizada na DRUB que tem como principais funções:

- Elaborar o planejamento, controlar e avaliar o programa executivo, executar as atividades, de manutenção, reparo, inspeção e comissionamento de natureza elétrica, eletrônica e mecânica, executar as atividades de ensaio e analisar o desempenho operacional e planejar, programar e executar o treinamento das equipes de manutenção elétrica e mecânica dos equipamentos e sistemas da usina, sistema extravasor e eclusa da barragem de Sobradinho, em conformidade com o programa de trabalho estabelecido pelos órgãos normativos e em atendimento as necessidades demandadas pelo sistema de geração.

O corpo técnico da DRUB é mais diversificado, possui profissionais da elétrica e da mecânica onde fazem parte o chefe de divisão, dois engenheiros eletricitistas, dois engenheiros mecânicos e um corpo de técnicos e auxiliares técnicos, entre técnicos em eletrônica, eletrotécnica e mecânica.

Tecnicamente, está submetida à Diretoria de Operação (DO), à Superintendência de Manutenção (SMN), ao Departamento de Manutenção da Geração (DMG), à Divisão

de Manutenção Elétrica da Geração (DOEG) e a Divisão de manutenção Mecânica da Geração (DOMG) conforme mostrado na Figura 1.10.

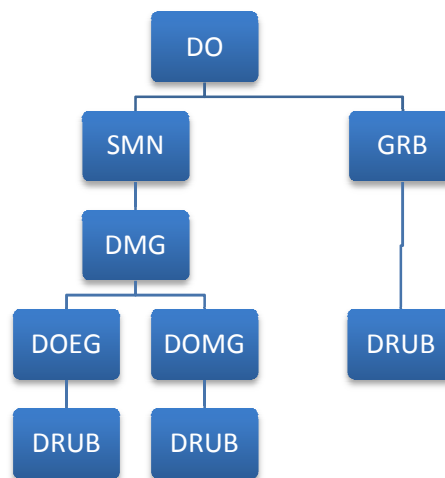


Figura 1.10 Hierarquia técnica DRUB.

#### 1.3.4 O ESTÁGIO

O estágio teve como objetivo acompanhar atividades de manutenção, planejamento e análise de falhas em sistemas de proteção e geração de energia elétrica.

As atividades ocorreram ao longo do período entre 15/05/2013 a 16/10/2013 onde em metade desse período foram realizadas atividades no SBCP e a outra metade na DRUB.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Apresenta-se nesta seção um resumo dos termos mais importantes para as atividades de estágio. Serão abordados conteúdos teóricos de proteção de sistemas elétricos e geradores síncronos.

### 2.1 RELÉS DE PROTEÇÃO

Os sistemas elétricos estão sujeitos a defeitos transitórios ou permanentes que podem causar vários problemas, desde danos aos equipamentos instalados e multas para as empresas de energia elétrica até danos ou prejuízos para os consumidores.

Para evitar ou minimizar esses problemas é que existem os sistemas de proteção, que são projetados de modo a isolar os defeitos no sistema elétrico o mais rápido possível. Esses sistemas têm como base os *relés de proteção*.

O IEEE define um relé como um dispositivo que é projetado para responder às condições de entrada de uma forma pré-definida e após o atendimento de condições específicas, realizar a operação de contatos em sistemas de controle elétrico. O relé de proteção é definido como um relé cuja função é detectar defeitos em linhas ou equipamentos ou outras condições de natureza perigosa nos sistemas elétricos e iniciar a ação apropriada nos circuitos de controle (Blackburn, 1998).

Os relés de proteção não são capazes sozinhos de isolar os defeitos do sistema. Eles podem ser considerados como sendo o “cérebro” para a atuação dos disjuntores de potência que fornecem a robustez para isolar as áreas defeituosas. Portanto, os relés de proteção e os disjuntores de potência agem em conjunto para proteger o sistema. Apresenta-se na Figura 2.1, um esquema típico da ligação de um relé ou sistema de proteção de uma linha de transmissão. Conforme se ver, os transformadores de corrente e de potencial que “ajustam” os níveis das grandezas elétricas do sistema para a visualização nos relés. Observa-se também, um esquema do circuito DC de trip através do qual se aciona a bobina de abertura do disjuntor quando o relé identifica condições anormais das grandezas monitoradas no sistema. Observa-se ainda, o sistema DC de alimentação e dos contatos auxiliares.



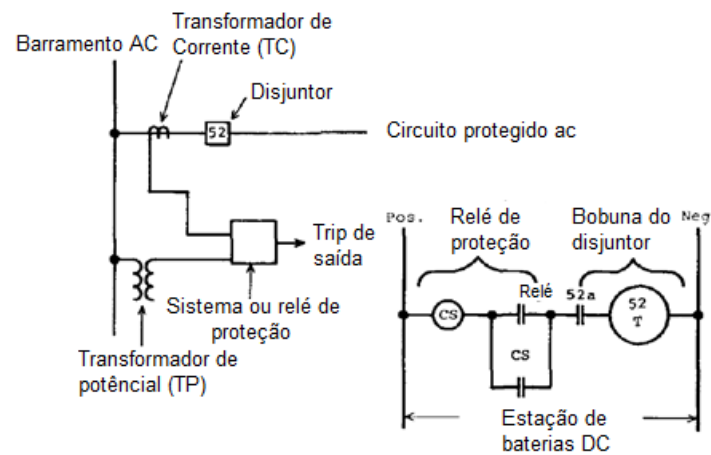


Figura 2.1 Esquema típico de ligação de um relé ou sistema de proteção de uma linha de transmissão e o esquema típico do circuito de trip. (Blackburn, 1998).

Os relés podem ser classificados de acordo com a tecnologia utilizada, ou seja: eletromecânicos, estáticos, digitais e numéricos. Os diferentes tipos podem ter capacidades diferentes dependendo da tecnologia aplicada (Figura 2.2).



Figura 2.2 Exemplos de relés.

A função dos diversos relés de proteção e equipamentos pode ser identificada de duas formas. A primeira é dada na norma ANSI/IEEE C37.2, que usa um sistema de numeração para identificar as várias funções. Por exemplo, os relés de sobrecorrente instantâneo são representados nessa norma pelo número (50). Apresenta-se no Anexo A essa numeração.

A segunda forma de identificação dos relés de proteção é dada na norma IEC 60617, que utiliza símbolos gráficos para representação das funções de proteção. Apresenta-se no Anexo B uma lista de números de dispositivos ANSI e os equivalentes de IEC.

Na prática, existem cinco aspectos básicos que devem ser levados em conta, na utilização de relés de proteção, que são:

- **Confiabilidade:** Garantia que a proteção irá atuar corretamente;
- **Seletividade:** Máxima continuidade do serviço com o mínimo de desligamentos no sistema;
- **Velocidade de operação:** Duração mínima da falta para evitar danos aos equipamentos;
- **Simplicidade:** Utilização de equipamentos de proteção mínimos e circuitos associados para atingir os objetivos da proteção;
- **Economia:** Proteção máxima a um custo mínimo.

Os relés de proteção podem ainda ser classificados conforme sua função, tipos de entrada, características de desempenho ou princípios de funcionamento. A classificação pela função é mais comum. Existem cinco tipos funcionais básicos (Blackburn, 1998):

- **De proteção:** os relés de proteção e seus sistemas associados têm como função operar em situação intempestiva do sistema de energia de modo a proteger seus equipamentos;
- **De regulação:** os relés de regulação associados com comutadores em transformadores e reguladores na geração controlam os níveis de tensão para diferentes cargas;
- **De religamento:** são usados para reenergização de linhas de transmissão e para o restabelecimento do serviço depois de uma interrupção em partes interligadas do sistema;

- **De verificação de sincronismo e sincronização:** utilizados na verificação de sincronismo entre os sistemas que serão interligados em um restabelecimento de serviço. São usados em conjunto com os relés de religamento;
- **De monitoração:** são utilizados para verificar as condições do sistema de alimentação ou do sistema de proteção;
- **Auxiliar:** geralmente são usados para multiplicação de contatos e isolamento de circuitos. São relés que auxiliam os relés principais na execução das funções de proteção.

Apresenta-se a seguir algumas funções de proteção executadas pelos relés.

## 2.2 RELÉ DE SOBRECORRENTE

Os relés são dispositivos que “vigiam” o sistema, comparando sempre os parâmetros do sistema com seu pré-ajuste. Os relés de sobrecorrente são todos os relés que atuam para uma corrente maior que a do seu ajuste. Quando isso ocorre, ele pode atuar instantaneamente ou temporizado, conforme a necessidade. Quando o relé atua, fecha o seu contato, energizando o circuito DC que irá comandar a operação de abertura do disjuntor.

### 2.2.1 RELÉS DE SOBRECORRENTE INSTANTÂNEOS (50)

Esse relé atua instantaneamente para uma corrente maior que o seu ajuste. Em essência, possuem um atraso apenas relacionado ao tempo de atuação que varia dependendo da tecnologia do relé, mas não possui configurações de temporização para sua atuação. Os relés eletromecânicos rápidos atingem 2,3 ciclos e eletrônicos 0,7 ciclos. Não são adequados para esquemas seletivos onde a corrente nos diferentes pontos do sistema é a mesma.

Nos relés eletromecânicos desse tipo, a corrente mínima de acionamento deve ser inferior à menor corrente simétrica de curto-circuito no trecho protegido pelo disjuntor e deve ser superior a corrente de magnetização do transformador. No seu ajuste deve ser levada em consideração a componente DC da corrente de curto-circuito.

### 2.2.2 RELÉS DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADOS (51)

Por questão de seletividade entre os vários elementos de proteção, é necessário permitir aos relés certa temporização antes que ordenem a abertura do disjuntor.

Os relés de sobrecorrente temporizados são elementos que respondem as correntes do sistema, entretanto, mais sua atuação ocorre após certo tempo. Podem ser:

- Tempo definido;
- Tempo inverso.

Os relés de tempo definido são caracterizados por um tempo de atuação constante, independentemente da magnitude da corrente que o sensibilize. Podem ser ajustados para vários tempos de atuação, dependendo do projeto de proteção.

Nos relés de tempo inverso não se escolhe o tempo de atuação, mas a sua curva de atuação. A escolha dessas curvas para um relé depende das características e condições da coordenação dos relés presentes na proteção. A curva de tempo inverso relaciona inversamente o retardo de tempo para a atuação do relé com o múltiplo da corrente de ajuste do relé. Esses relés apresentam uma família de curvas com declividades diversas, em razão das aplicações requeridas.

Nos relés temporizados essas curvas podem ser definidas segundo a Figura 2.3. Cada tipo tem uma aplicação diferente.

- **Relés de temporização inversa curta:** caracterizam-se por apresentarem uma família de curvas que permite um baixo tempo de operação da unidade temporizada, eliminando possíveis danos nos equipamentos e circuitos que protegem;
- **Relés de temporização inversa longa:** apresenta uma família de curvas que permite uma longa temporização, eliminando a atuação do disjuntor em sobrecargas elevadas, como na partida de motores de indução;
- **Relés de temporização muito inversa:** apresentam uma família de curvas com temporização baixa para elevados níveis de corrente de curto-circuito;
- **Relés de temporização extremamente inversa:** apresentam uma família de curvas extremamente rápidas para elevadas correntes de curto-circuito.

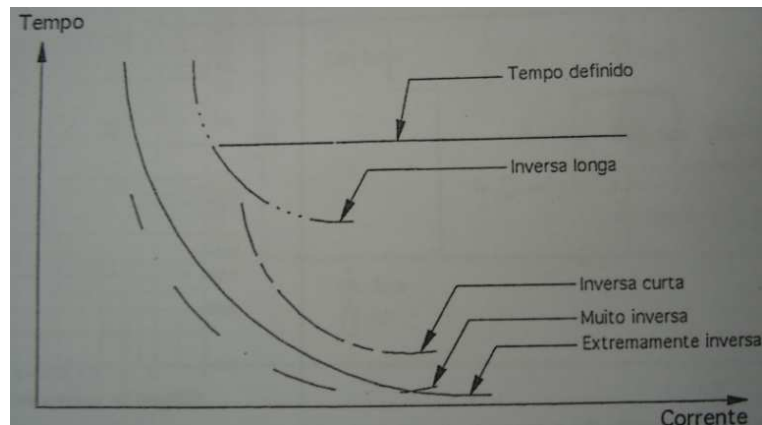


Figura 2.3 Tipos de curvas de operação dos relés de sobrecorrente temporizados. (Mamede Filho, 2005)

Essas curvas são demarcadas em porcentagem ou na base 10. As curvas são referenciadas a curva de 100%, ou seja, para um respectivo curto-circuito, o tempo de atuação do relé corresponde à porcentagem em relação ao tempo da curva 100%.

As curvas inversas dos relés eletromecânicos são dadas a partir de múltiplo de 1,5, que corresponde a um torque de 50% superior ao torque para o limiar de operação na qual o fabricante garante a repetitividade de atuação dos relés na curva correspondente. O múltiplo  $M=1$ , corresponde a uma corrente de operação exatamente igual a corrente do seu *Tap*. Portanto, nesta situação, o relé está no seu limiar de operação. Entre os múltiplos 1 e 1,5, o relé eletromecânico opera com um pequeno torque, não produzindo um bom desempenho no fechamento do seu contato e não garantindo eficiência na atuação da proteção. Para que o relé não atue entre os múltiplos 1 e 1,5, a parametrização deve seguir a Equação (1)

$$(1,4 \text{ a } 1,5)I_{\text{nominal de carga}} \leq I_{\text{ajuste do relé}} \leq \frac{I_{\text{curto mínimo no final do circuito protegido}}}{a} \quad (1)$$

Onde 'a' é igual a 1,5 para relés eletromecânicos e 1,1 para relés digitais. Nesse caso o menor curto-circuito é o bifásico, pois a maior preocupação é dar sensibilidade nos relés de fase.

Nos relés digitais modernos, os fabricantes garantem que as curvas de atuação começam no múltiplo 1,1. Outras vantagens dos relés digitais em relação às curvas de tempo, é que os mesmos possibilitam ajustar as inclinações de suas curvas de tempo, tem curvas próprias de atuação, têm curvas personalizadas de atuação de acordo com a necessidade dos técnicos de proteção e emulam as curvas normalizadas, ou seja, podem operar imitando o relé eletromecânico.

### 2.2.3 RELÉS DE SOBRECORRENTE TEMPORIZADO COM ELEMENTO INSTANTÂNEO (50/51)

É um relé de sobrecorrente temporizado que incorpora no seu circuito uma unidade instantânea.

A unidade temporizada (51) é ajustada segundo as curvas inversas explicadas anteriormente, enquanto que a unidade instantânea (50) é ajustada para uma corrente maior, como podemos ver na Figura 2.4.

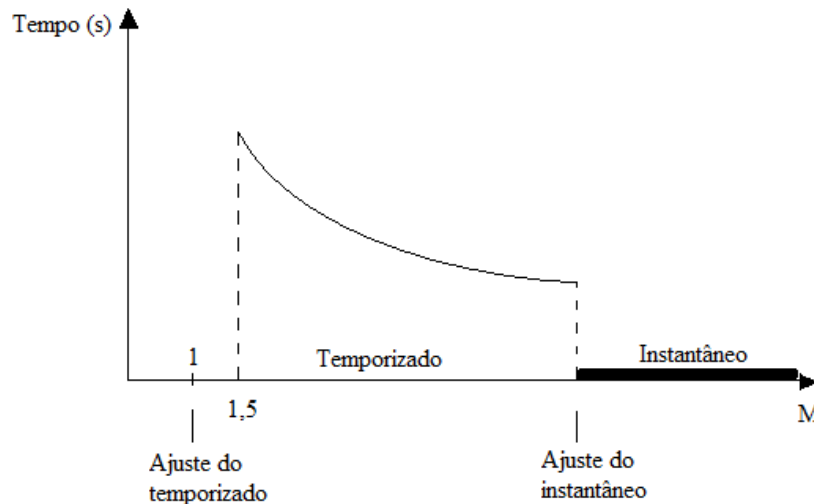


Figura 2.4 Curva de tempo x corrente do relé de sobrecorrente 50/51.

Dependendo do fabricante, muitos relés têm o ajuste do elemento instantâneo de modo contínuo. Note que dependendo do valor da corrente de curto-circuito, atuará a unidade 50 ou 51 do relé.

A unidade temporizada (51) atuará, relativo a sua curva de tempo, segundo a Equação 2

$$1,5I_{\text{ajuste do relé}} \leq I_{\text{curto-circuito}} \leq I_{\text{ajuste do instantâneo}} \quad (2)$$

A unidade instantânea (50) atuará segundo a Equação 3

$$I_{\text{curto-circuito}} > I_{\text{ajuste do instantâneo}} \quad (3)$$

Como a unidade instantânea não é temporizada e para evitar a atuação de outros relés, o seu ajuste deve ser de tal maneira que não alcance os outros relés a jusante. Com isso a corrente de ajuste do instantâneo deve ser calculada de modo a haver seletividade do relé sem sobreposição de zona de atuação.

Normalmente ajusta-se a corrente do instantâneo para um curto-circuito trifásico a 85% da linha de transmissão protegida. Os 15% restante de folga garante que o relé não sobreponha o relé a jusante, Conforme mostrado na Figura 2.5.

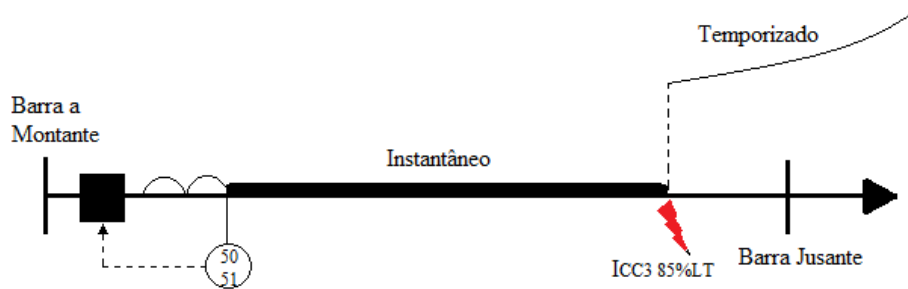


Figura 2.5 Zona de atuação do relé 50/51 para curto-circuito 3 $\phi$ .

Como os relés eletromecânicos possuem o ajuste da unidade instantânea único, todos os tipos de curtos-circuitos são referenciados a este ajuste, de modo que ocorra ou não a atuação do relé. Como os curtos-circuitos bifásicos são menores que os trifásicos, a zona de alcance do relé fica restrita a 57% da linha de transmissão. Isto também afeta do mesmo modo o relé digital e para contornar o problema deve-se ter dois ajustes de instantâneo, um para defeito 3 $\phi$  a 85% da linha e outro para defeito 2 $\phi$  para 57% da linha igual ao 3 $\phi$  a 85%.

Os relés digitais identificam inicialmente o tipo de falta e em seguida, fazem a comparação de acordo com seu ajuste. Com isso, garante-se uma cobertura de até 85% da linha de transmissão pela proteção instantânea.

#### 2.2.4 RELÉS DE SOBRECORRENTE DE NEUTRO (50/51N)

O princípio de funcionamento desse relé baseia-se no aparecimento das correntes de sequência zero, ou seja, somente é sensibilizado com correntes dessa sequência, protegendo o equipamento em caso de desequilíbrio. Esse relé está conectado ao neutro dos equipamentos que ele deve proteger. No caso de uma linha de transmissão ele está conectado segundo o esquema da Figura 2.6.

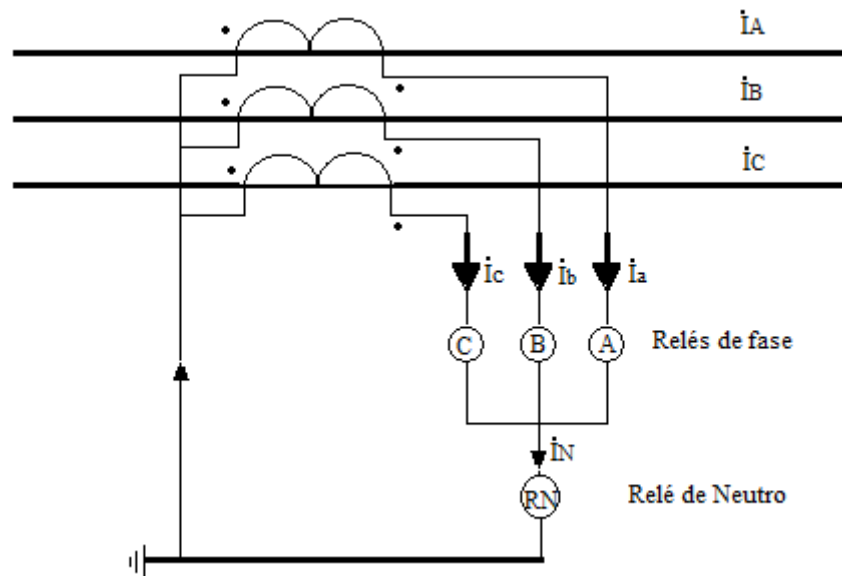


Figura 2.6 Relé de Neutro.

Nesse esquema:

$$i_N = i_a + i_b + i_c = 3i_0 \quad (4)$$

Os transformadores de corrente (TC) em paralelo se comportam como um filtro onde só passam corrente de sequência zero proveniente do sistema referida ao secundário dos TC. No trecho do circuito onde está o relé de sobrecorrente de neutro, só passam correntes de sequência zero. Essas correntes só aparecem em curtos-circuitos ou manobras que envolvem a terra.

A corrente de ajuste do relé de neutro deve satisfazer a Equação 5

$$(0,1 \text{ a } 0,45)I_{\text{nominal de carga}} \leq I_{\text{ajuste RN}} \leq \frac{I_{\text{CC1}\phi\text{-terra m\u00ednimo no final do trecho}}}{a} \quad (5)$$

Esse ajuste depende do local e do porte do sistema el\u00e9trico. Nas regi\u00f5es mais pr\u00f3ximas da gera\u00e7\u00e3o o ajuste deve ficar pr\u00f3ximo do intervalo inferior de 0,1  $I_N$ , pois nessa regi\u00e3o as correntes est\u00e3o mais equilibradas e as correntes de sequ\u00eancia zero aparecem em menor intensidade. Nos fins de linha, onde est\u00e3o concentradas as cargas trif\u00e1sicas e monof\u00e1sicas, as correntes est\u00e3o mais desequilibradas ocasionando o aparecimento de correntes de sequ\u00eancia zero, podendo ajustar o rel\u00e9 de neutro com o limite maior do ajuste de 0,45  $I_N$ . Na parte intermedi\u00e1ria da linha o ajuste \u00e9 menor perto da gera\u00e7\u00e3o e maior mais pr\u00f3ximo da carga.



### 2.2.5 RELÉS DE SOBRECORRENTE COM RESTRIÇÃO POR TENSÃO (50/51V)

Os relés de sobrecorrente com restrição por tensão possuem sensibilidade diretamente relacionada com a tensão do sistema. Geralmente, o *pickup* efetivo do elemento de sobrecorrente com restrição por tensão será de 25% do ajuste do elemento para tensões menores ou iguais a 25% da nominal. Para tensões entre 25% e 100% da nominal, o *pickup* efetivo para o ajuste terá a mesma relação percentual que a tensão. Isto é, para 50% da tensão, o *pickup* é de 50% do ajuste. Como resultado, o relé é mais sensível durante as condições de falta do que durante condições normais do sistema.

Um esquema de perda de potencial pode aumentar a confiabilidade quando se utiliza sobrecorrente com restrição por tensão. Durante uma condição de perda de potencial, o relé pode operar indevidamente porque ele estará com seus ajustes mais sensíveis.

A Figura 2.7 mostra a relação linear entre o valor da tensão do sistema e o *pickup* de sobrecorrente para um relé usado como exemplo. Quando a tensão do sistema é metade do valor nominal, o *pickup* efetivo do sobrecorrente será de 50% do seu *pickup* ajustado. Assim, o elemento de sobrecorrente terá o dobro da sensibilidade do que com a tensão normal. Se usado devidamente, o nível do *pickup* de sobrecorrente no elemento de sobrecorrente temporizados por restrição de tensão estará abaixo do nível de corrente de falta do transformador.

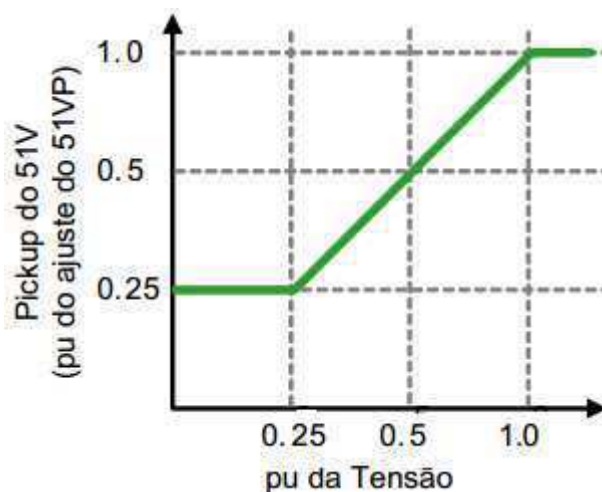


Figura 2.7 Característica de pickup de sobrecorrente com restrição por tensão.

## 2.3 RELÉ DE RELIGAMENTO (79)

Quando os curtos-circuitos são permanentes, a proteção deve abrir o circuito defeituoso energizando novamente apenas quando as equipes de manutenção fizerem os consertos do defeito. Em casos de defeitos temporários, onde não há dano permanente ao sistema, a proteção pode adotar medidas para não indisponibilizar o fornecimento de energia para os consumidores. Nesse caso, adota-se o religamento automático, no intuito de restabelecer o mais rápido possível a disponibilidade de energia.

Quando ocorre um defeito, a proteção atua, espera-se certo tempo, religa-se o sistema elétrico e se o curto-circuito for temporário, o sistema volta a operar normalmente, mas se o curto-circuito for permanente a proteção atuará novamente.

Em sistemas de distribuição onde os distúrbios de manobra são menores, pode-se realizar até quatro religamentos sucessivos. Nos sistemas de potência onde esses surtos são maiores usa-se religamento tripolar ou monopolar uma única vez. A grande maioria dos religamentos no sistema de potência são tripolares. Nos sistemas de extra-alta tensão de grande porte, é conveniente usar o religamento monopolar na fase com defeito, para reduzir o impacto das correntes de *inrush*. Nesse caso a proteção abre o disjuntor da fase defeituosa e o religamento é feito nessa fase. Se o defeito persiste, ocorre o desligamento tripolar.

O religamento é acionado pelo relé de religamento. É um relé de tempo que providencia (ativa) o dispositivo de fechamento do disjuntor, após um tempo ajustado (tempo morto). Um esquema funcional simplificado em DC do religamento está representado na Figura 2.8. Esses relés devem ser aplicados exclusivamente em sistemas radiais.

Quando a proteção libera o *trip* para abrir o disjuntor, o relé de tempo começa contar o tempo morto. Após o tempo morto ele verifica se o *trip* saiu o que indica se o disjuntor está aberto ou não. Se o *trip* não estiver mais presente o contato NF do disjuntor não estará mais aberto, pois o disjuntor abriu, com isso a bobina do relé 79 é alimentada o que ocasiona o fechamento do contato NA do relé 79. Com isso a bobina de fechamento do disjuntor é energizada, ocasionando o religamento. Se o *trip* estiver presente após o tempo morto, o religamento é desativado, pois indica que o disjuntor não abriu, ou seja, falhou, ou o defeito persiste.

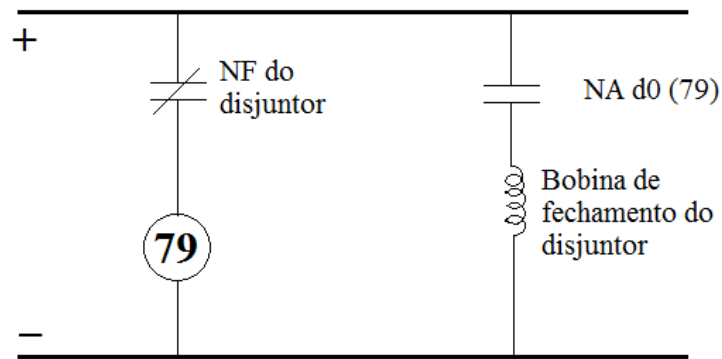


Figura 2.8 Funcional simplificada do religamento em DC.

No período correspondente ao tempo morto o sistema ou a fase correspondente fica sem tensão. Esse tempo é necessário para que haja extinção do arco elétrico, eliminação da ionização do ar e um tempo de segurança para não haver reignição do arco elétrico nesse período. Esse tempo morto deve ficar na faixa de 0,3 a 1,5 segundos. Dependendo da empresa e do sistema, esses valores podem variar.

A interrupção do religamento e o seu tempo morto, não são computados como descontinuidade nos índices de desempenho da avaliação de qualidade do fornecimento de energia elétrica de uma empresa.

## 2.4 RELÉ DE BLOQUEIO (86)

O relé de bloqueio é um equipamento que opera de forma rápida, em torno de 17 ms, com a finalidade de realizar várias funções, tais como ocasionar a abertura ou fechamento de disjuntores, provocar alarme visual e sonoro, intertravar ou habilitar os equipamentos de proteção, medição, comunicação, manobra ou de controle, entre outras funções.

Quando acionado, o relé bloqueia o fechamento do disjuntor que terá seu fechamento somente com a intervenção humana. Esse bloqueio ocorre dependendo do tipo de proteção.

## 2.5 GERADORES SÍNCRONOS

Os geradores síncronos geram a maior parte da energia elétrica consumido no mundo. São máquinas de corrente alternada na qual a frequência da tensão induzida e a velocidade possuem uma relação constante (Figura 2.9).

A velocidade de rotação de um gerador síncrono é chamada de velocidade de sincronismo e é dada por:

$$n = 120 \times \frac{f}{p} \quad (6)$$

$f$  = frequência

$p$  = número de pares de polos

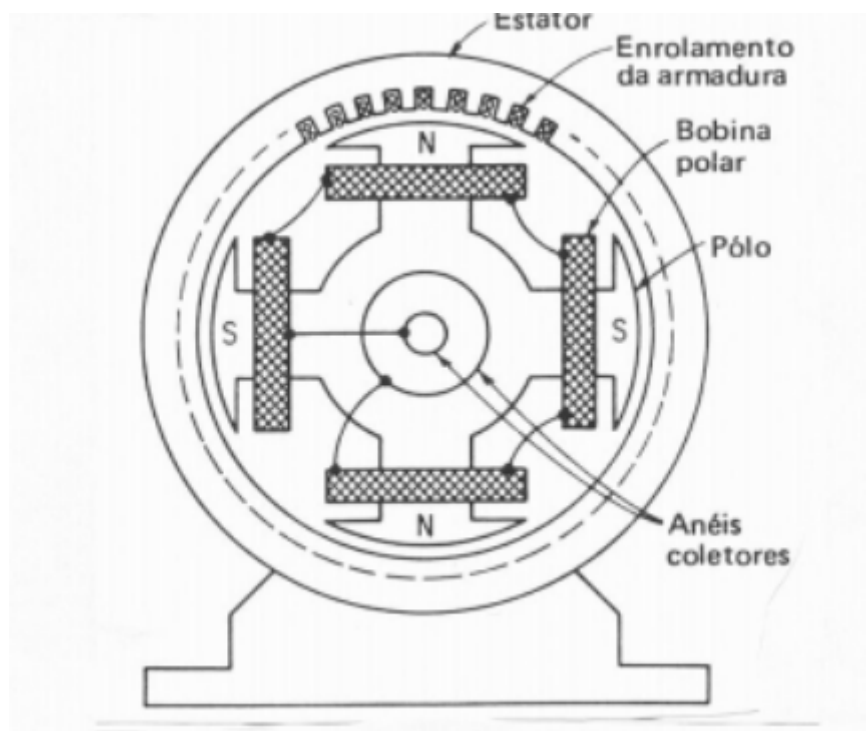


Figura 2.9 Representação esquemática da máquina síncrona

Aplicando-se uma corrente contínua no enrolamento de campo, e acionando-se mecanicamente o rotor a uma velocidade  $\omega$ , o fluxo nas três bobinas do estator vai variar senoidalmente com o tempo produzindo um sistema trifásico de tensões equilibradas. O valor rms da tensão nas três fases é igual e, normalmente, a tensão no estator em vazio é chamada de tensão interna ou tensão de excitação (E).

O cálculo de E pode ser dado por :

$$E = 4,44f\phi_F N k_w \quad (7)$$

Onde:

$\phi_F$  é o fluxo produzido pela corrente de campo;

$N$  é o número de espiras do estator;

$k_w$  é o coeficiente de distribuição dos enrolamentos do estator;

$f$  é a frequência da variação do fluxo que é proporcional à velocidade de rotação do rotor  $\omega$ .

A frequência de variação do fluxo em uma bobina do rotor depende do número de pólos da máquina.

A frequência angular da tensão induzida será duas vezes a velocidade de rotação mecânica do rotor, o que gera a Equação 6.

Para permitir a conexão de geradores em paralelo, a tensão gerada por uma máquina síncrona é essencialmente com frequência constante. A operação deve ser feita, portanto, em velocidade constante.

A velocidade de rotação dos geradores é determinada pelo acionamento mecânico. Para turbinas que tem o seu máximo rendimento para baixas velocidades, usam-se geradores de pólos salientes com algumas dezenas de pólos.

Como a tensão interna é função da frequência e do fluxo e a frequência é constante, o controle de tensão de uma máquina síncrona é feito através do controle do fluxo produzido pela corrente de campo. O valor da tensão rms do estator em função da corrente pode ser obtido através do ensaio em vazio do gerador.

Com o aumento da corrente de excitação o fluxo varia linearmente. A partir do momento que o circuito magnético da máquina satura o aumento da corrente de campo não provoca aumento de fluxo e conseqüentemente não causa variação da tensão induzida. A parte linear da curva é chamada de “linha de entreferro”.

### 2.5.1 DETALHES CONSTRUTIVOS

A parte induzida que fica no estator é constituída por um enrolamento distribuído, normalmente trifásico e com um ou mais pares de pólos (Figura 2.10).

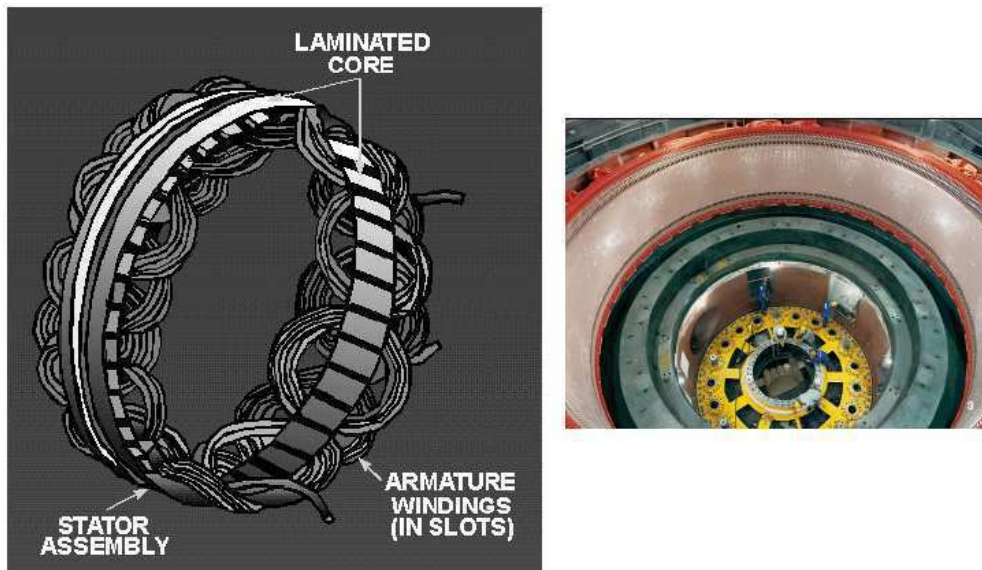


Figura 2.10 Enrolamento estatórico de uma máquina síncrona.

Pode-se ver na Figura 2.11, um detalhe das ranhuras e bobinas do estator de um gerador de alta potência.

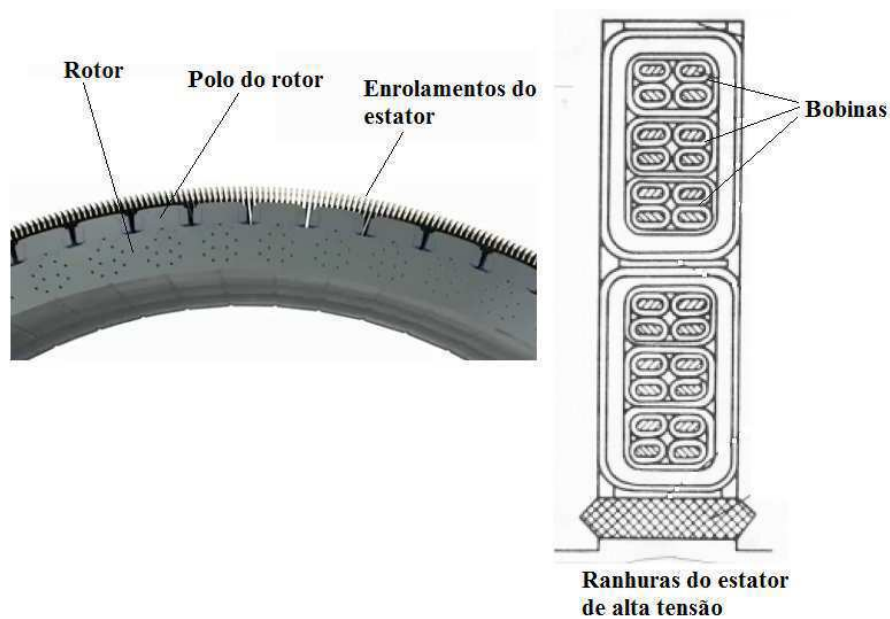


Figura 2.11 Detalhes da ranhura do estator.

O indutor fica no rotor. É constituído por um enrolamento monofásico alimentado por corrente contínua, também denominado de enrolamento de campo ou de excitação. Pode possuir duas formas:

- Rotor cilíndrico - Nesse caso o enrolamento rotórico é distribuído;
- Rotor de pólos salientes – Nesse caso o enrolamento é constituído por bobinas concentradas nas cabeças polares (Figura 2.12).

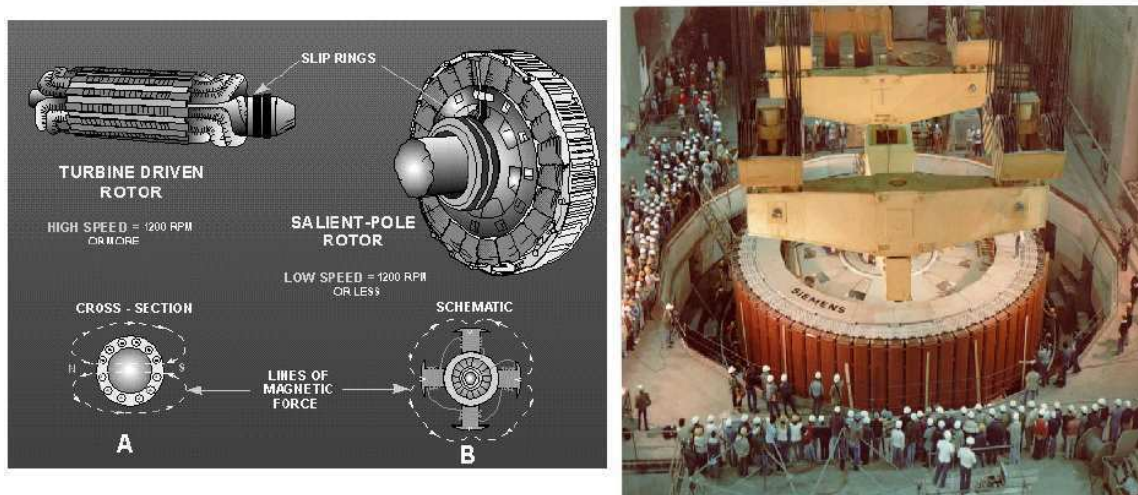


Figura 2.12 Rotores de geradores síncronos.

Pode-se ver na Figura 2.13, detalhes do rotor de hidrogeradores

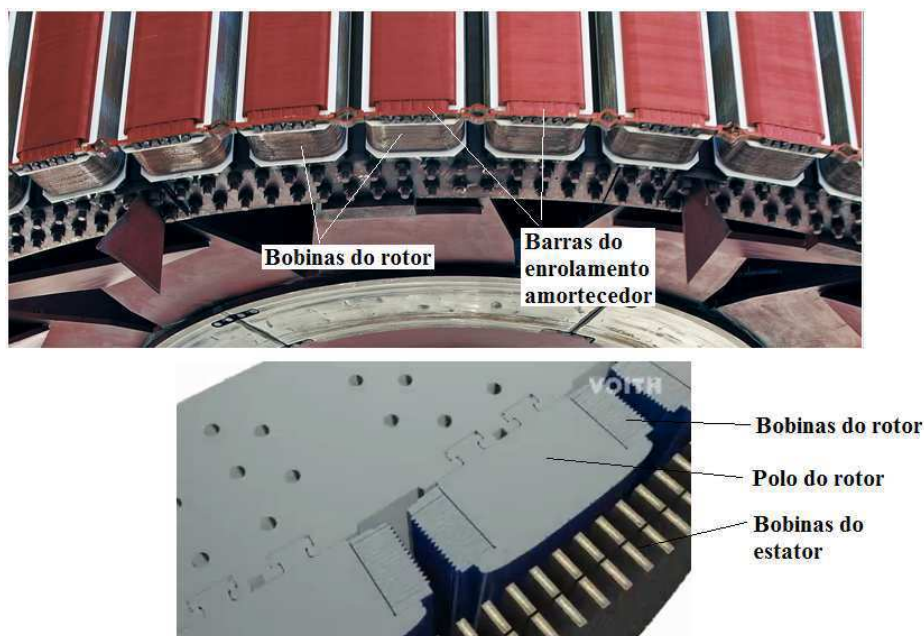


Figura 2.13 Detalhes do rotor.

Os geradores de pólos salientes podem ser construídos para todas as velocidades de rotação síncrona e toda a gama de potência.

Nas centrais hidrelétricas, os geradores de pólos salientes são normalmente acoplados a turbinas Frances ou Kaplan, devido a velocidade ser reduzida, segundo a natureza da queda. Por esse motivo são máquinas de muitos pólos o que as leva a serem maiores em diâmetro do que em profundidade.

Um detalhe importante das máquinas síncronas são os enrolamentos amortecedores. Na maior parte das máquinas síncronas é colocado no rotor. Esse



enrolamento destina-se a amortecer oscilações de torque mecânico que provocam quebra de sincronismo, o que poderia ocasionar a saída de serviço da máquina, uma vez que fora de sincronismo essa deixa de produzir torque útil. Fora do sincronismo circularão correntes nesse enrolamento na frequência de escorregamento, que pela lei de Lenz, criam torques com sentido oposto à variação, que tende a repor a situação de sincronismo.

As diversas máquinas de um sistema são conectadas em paralelo e ligadas, através de transformadores trifásicos, ao sistema de transmissão. Considera-se que o gerador esteja ligado a um sistema muito grande onde a tensão e frequência permanecem constantes independentemente do que ocorre com a máquina. Esse sistema é chamado de “barramento infinito”.

Para se conectar um gerador à rede é preciso, inicialmente, sincronizar o novo gerador. Para isso são necessários ajustes na:

- Tensão terminal;
- Frequência;
- Sequência de fases;
- Fase.

Para ajustar essas grandezas são usados instrumentos como voltímetros, freqüencímetros, sincroscope e mais modernamente os sincronizadores digitais (Figura 2.14). Com a monitoração dessas grandezas os sistemas de sincronismo acertam a velocidade de rotação e a corrente de excitação da máquina, para realizar o paralelismo.

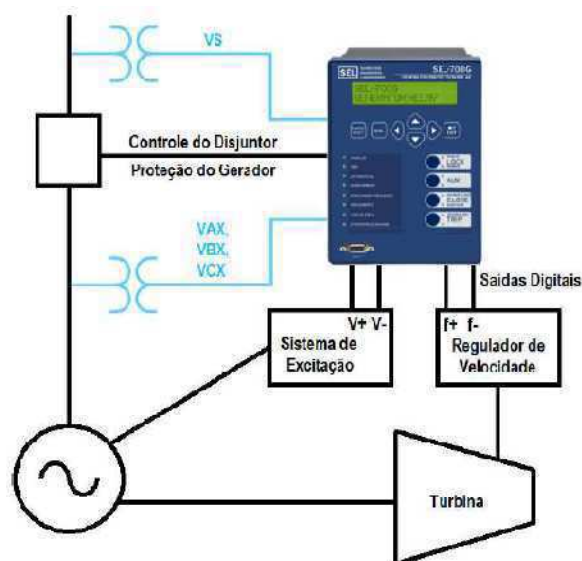


Figura 2.14 Sistema de sincronização automática com relé SEL-700G



## 2.5.2 SISTEMA DE EXCITAÇÃO

A função do sistema de excitação é estabelecer a tensão interna do gerador síncrono. Em consequência, o sistema de excitação é responsável não somente pela tensão de saída da máquina, mas também pelo fator de potência e pela magnitude da corrente gerada. A Figura 2.15 mostra o diagrama de blocos com a configuração física de um sistema de excitação típico.

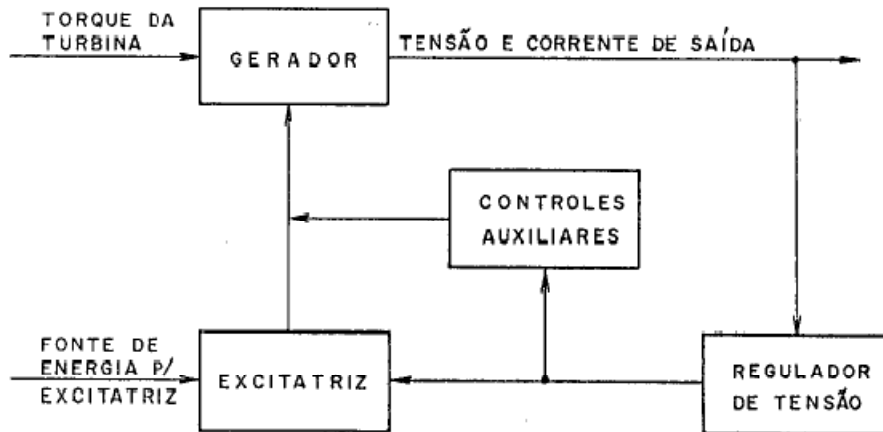


Figura 2.15 Configuração física dos componentes do sistema de excitação.

Antigamente, a excitatriz era um gerador DC montado no eixo do gerador. Ao longo do tempo esse tipo de excitatriz foi sendo substituída por outros sistemas mais rápidos e que exigem menos manutenção.

Atualmente, o regulador de tensão é um controlador que observa a tensão e possivelmente outras grandezas como potência ativa e corrente, de saída do gerador e então inicia a ação corretiva através da variação do controle da excitatriz. A velocidade do regulador é fundamental do ponto de vista do sistema de potência.

O bloco denominado de Controles Auxiliares inclui funções como adição de amortecimento ao sistema de controle, compensação de corrente reativa, estabelecimento de limites de sobre e sub-excitação e outros.

Na Figura 2.16 podemos ver a configuração típica de um sistema clássico

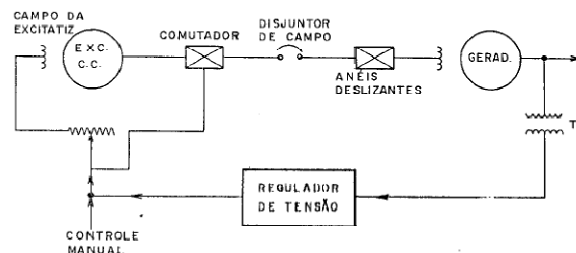


Figura 2.16 Excitatriz principal com controle do reostato de campo.

Nesse esquema, a excitatriz DC possui campo auto-excitado. O regulador de tensão observa a tensão de saída do gerador e compara com uma referência, mandando um comando para controle de um dispositivo mecânico que controla a resistência do reostato, variando com isso a excitação do gerador DC e consequentemente a excitação do gerador principal. Esse tipo de esquema é bastante lento e por isso, ao longo do tempo evoluiu para sistemas onde a excitatriz principal, ao invés de ser auto excitada passou a ser excitado por uma excitatriz piloto, isso proporciona respostas bem mais rápidas, visto que o controle de campo da excitatriz é independente de sua tensão de saída. Esses sistemas usam escovas para conectar o sistema de excitação ao enrolamento de campo.

Com o uso de amplificadores rotativos tornou-se possível o uso de reguladores de tensão estáticos, cuja saída de baixa potência pode ser amplificada de modo a induzir respostas mais rápidas.

Com o aumento da capacidade nominal dos geradores síncronos, o uso de excitatrizes de corrente contínua começou a demonstrar alguns inconvenientes tais como altas correntes de excitação a baixas tensões, exigindo muitas escovas e consequentemente mais manutenção, dificuldade inerente ao comutador, provocando faiscamento durante súbitas variações de carga e dificuldade em acoplar grandes máquinas c.c. ao eixo do gerador, que gira a altas velocidades, no caso de turbo - geradores.

Com isso, estudos foram realizados para criar uma excitatriz de corrente alternada e retificadores. Hoje se usa excitatrizes c.c. diretamente acopladas ao eixo do gerador para geradores até 50 MW e excitatrizes c.c. de baixa velocidade, acionadas através de engrenagens pelo eixo do gerador, para geradores até 275 MW. Para geradores de potência maiores usa-se excitatrizes de corrente alternada com retificadores.

Os tipos de excitatrizes de corrente alternada com retificadores que estão em uso ou em fase de teste são os seguintes:

- Excitatriz de campo rotativo com retificadores a diodo estático;
- Excitatriz de armadura rotativa com retificadores a diodo rotativo (sistema sem escova);
- Excitatriz estática, com potência de excitação obtida através de transformador e utilizando tiristores estáticos;

- Sistema de excitação sem escovas, com tiristores montados no eixo.

Os sistemas com excitatriz estática, com potência de excitação obtida através de transformador e utilizando tiristores estáticos, são muito usados hoje nos geradores de elevadas potências. Os sistemas de excitação sem escovas, com tiristores montados no eixo, estão em desenvolvimento.

Nos sistemas de excitação estática utilizando tiristores (Figura 2.17) se reduziu consideravelmente o tempo de resposta do sistema de excitação e a transistorização do sistema de regulação de tensão melhorou a qualidade de força do campo. A rapidez de resposta do sistema é devido ao fato que os únicos retardamentos existentes são na filtragem da tensão terminal e no disparo dos tiristores. Outra vantagem é a redução do comprimento total da unidade geradora, pois não há excitatrizes piloto ou principal. Isso diminui o problema mecânico de alinhamento de eixos e mancais. Por outro lado, permanecem ainda os problemas inerentes à presença dos anéis deslizantes do rotor do gerador.

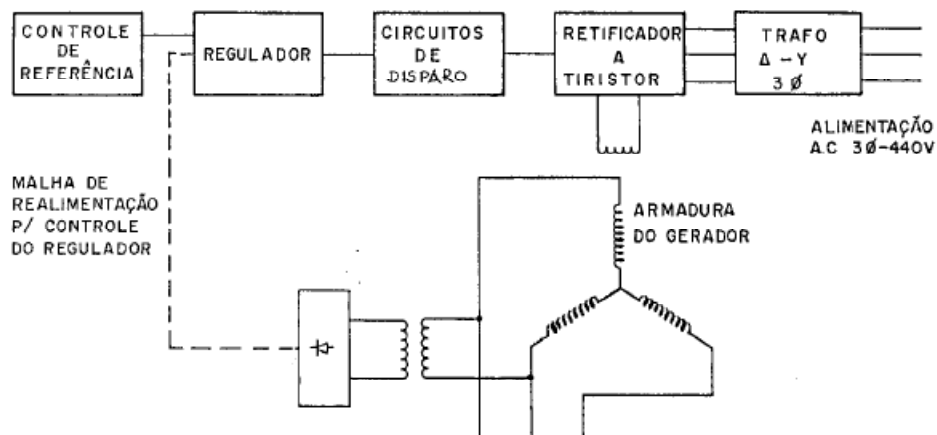


Figura 2.17 Excitação estática com tiristores.

### 2.5.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DO GERADOR SÍNCRONO

Se o circuito do estator for fechado sobre uma carga, circula por ele uma corrente que será responsável por perdas por efeito Joule na resistência do próprio enrolamento, e também pela existência de fugas magnéticas em torno dos condutores. Estes efeitos levam-nos ao modelo de circuito equivalente. Esse modelo é usado para analisar o funcionamento em regime permanente do gerador. Trata-se de um modelo fase-neutro.

A corrente que circula no enrolamento de campo, cria um fluxo magnético no entreferro assim como a corrente que circula no enrolamento de armadura gera um fluxo magnético oposto no entreferro. Uma parte do fluxo do enrolamento de armadura

corresponde ao fluxo de dispersão, que está acoplado somente ao próprio enrolamento. A maior parte desse fluxo atravessa o entreferro e é conhecido como fluxo de reação da armadura e também está acoplado ao enrolamento de campo.

Cada componente do fluxo induz uma componente da tensão no estator de sinais opostos, onde a tensão resultante pode ser representada pela soma dos fasores das duas componentes. Uma das componentes está relacionada com a corrente no próprio enrolamento de armadura e dá origem a um fluxo de indução  $\lambda_{ri} = N_i \phi_{ri}$ , e por isso pode ser representado por uma indutância  $L_{ri} = \lambda_{ri}/i_i$ . Sendo  $\bar{E}_{ri}$  a tensão induzida no enrolamento de armadura pode ser representado como o simétrico da queda de tensão na reatância  $X_{ri} = \omega L_{ri}$ , ou  $\bar{E}_{ri} = -jX_{ri}\bar{I}_i$ .

Então, o circuito de armadura pode ser representado por uma fonte de tensão com valor igual a tensão induzida na armadura  $\bar{E}$  devido a corrente de campo, dependente apenas da velocidade onde em cada análise se considerará constante pois só assim se garante a frequência e o valor da reatâncias e do fluxo criador pelo enrolamento de campo. Na representação do circuito da armadura, também está presente uma resistência que representa a resistência do próprio enrolamento em funcionamento, uma reatância de dispersão do enrolamento e a reatância de reação do enrolamento de campo. Essas reatâncias são representadas por uma reatância equivalente chamada de reatância síncrona  $X_s$  que corresponde ao equivalente série das duas reatâncias.

A resistência citada é chamada de resistência síncrona e corresponde a resistência efetiva do enrolamento e é cerca de 1,6 vezes a resistência DC medida nos seus terminais, devido ao efeito da temperatura e ao efeito pelicular. Em máquinas grandes é normalmente desprezada na análise.

Na Figura 2.18 podemos ver o circuito equivalente da máquina síncrona.

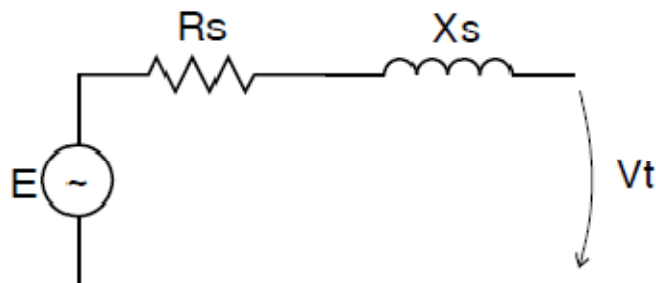


Figura 2.18 Circuito equivalente de uma máquina síncrona.

Na Tabela 2.1 pode-se ver alguns valores dos parâmetros de máquinas síncronas.

Tabela 2.1 Parâmetros das máquinas síncronas.

	<b>Maq. Pequenas (dezenas de kVA)</b>	<b>Maq. Grandes (dezenas de MVA)</b>
<b>Resistência Síncrona <math>R_s</math></b>	0,05-0,02 pu	0,01-0,005 pu
<b>Reatância de dispersão <math>X_{\sigma i}</math></b>	0,05-0,08 pu	0,1-0,15 pu
<b>Reatância síncrona <math>X_s</math></b>	0,5-0,8 pu	1,0-1,5 pu

### 3 ATIVIDADES

Durante o período de estágio, foram realizadas atividades relacionadas à proteção de sistemas elétricos de potência, manutenção de equipamentos e sistemas auxiliares da geração de energia elétrica. Basicamente serão relatadas aqui algumas atividades de acompanhamento em intervenções nessas duas áreas.

Antes de especificar as atividades desenvolvidas, é necessário apresentar alguns normativos que regem os procedimentos executivos de intervenções nos instrumentos e equipamentos do sistema eletroenergético da Chesf, além dos normativos de codificação e representação em diagramas unifilares.

Dentre os normativos existentes na Chesf, estão as Instruções Normativas, as Normas de Operação e as Normas de Manutenção, que são divididas por sistemas, subsistemas e assuntos.

#### 3.1 INSTRUÇÕES NORMATIVAS (IN), NORMAS DE OPERAÇÃO (NO) E NORMAS DE MANUTENÇÃO (NM)

Para a realização das atividades de intervenção no sistema, alguns normativos regulamentam os procedimentos que devem ser adotados antes, durante e depois da intervenção e a documentação técnica necessária.

Instrumentos Normativos Técnicos operacionais são documentos que têm a finalidade de estabelecer critérios, procedimentos, diretrizes, responsabilidades, condições e requisitos necessários as atividades de controle, comando e execução da operação de sistema e instalações, como também as ações de gerenciamento relacionadas com o Sistema Organizacional da Operação.

Entre os instrumentos normativos técnicos operacionais da Chesf pode-se citar para efeitos de intervenção no sistema:

- **Instrução Normativa (IN)** – instrumento que estabelece critérios, procedimentos e rotinas próprias à execução das atividades dos processos da companhia, constituindo-se em ato privativo dos diretores e chefias de órgãos normativos ligados diretamente às diretorias;

- **Norma de Operação (NO)** – documento que estabelece critérios, procedimentos, responsabilidades e decisões administrativas e operacionais internos à operação do Sistema e das instalações.

Os Instrumentos Normativos Técnicos operacionais da Manutenção são documentos que estabelecem critérios, métodos, rotinas, procedimentos ou que fornecem informações e especificações de materiais, equipamentos, instalações e seus sobressalentes, instrumentos e estruturas civis, bem como ações de gerenciamento relacionadas com os sistemas organizacionais coordenados pelos Departamentos vinculados a Superintendência de Manutenção.

Pode-se citar aqui:

- **Norma de Manutenção (NM)** – é o instrumento que estabelece critérios, procedimentos e rotinas próprias às atividades de cada função no sistema de manutenção;
- **Instrução de Manutenção (IM)** – é o instrumento que descreve as atividades para o desenvolvimento de uma manutenção, inspeção, ensaio, medição e especificação de um determinado equipamento, instalação ou estrutura civil e estabelece técnicas e princípios orientados para cada função do sistema de manutenção.

As Normas de Manutenção e as Instruções de manutenção estudadas serão citadas ao longo da descrição das atividades.

### **3.1.1 IN-OP.01.004 - CODIFICAÇÃO OPERACIONAL DE INSTALAÇÕES E EQUIPAMENTOS E REPRESENTAÇÃO EM DIAGRAMA UNIFILAR**

Para se familiarizar com as instalações, equipamentos e sistemas, foi necessário conhecer as formas de codificação e de representação em diagramas, adotados pela operação do sistema.

A instrução normativa IN-OP.01.004 estabelece critérios para codificação operacional de identificação das instalações, equipamentos e linhas de transmissão e a representação de equipamentos em diagramas unifilares da operação, bem como informar a nomenclatura dos equipamentos dos sistemas elétricos. Faz parte do sistema operação e do subsistema operação do sistema e instalações e faz referência à todos os equipamentos do sistema eletroenergético, excluindo os equipamentos auxiliares.

As instalações, além do próprio nome, devem ter siglas de identificação formadas por três letras, podendo haver repetição de siglas no sistema eletroenergético Norte/Nordeste, desde que não pertençam à mesma empresa ou não possuam interligação. Os equipamentos e linhas de transmissão são identificados com um código alfanumérico de quatro a seis dígitos, cuja codificação é feita da seguinte forma:

1°	2°	3°	4°	-	5°	6°
----	----	----	----	---	----	----

O primeiro dígito define o tipo de equipamento, segundo a Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Primeiro dígito.

<b>Equipamento</b>	<b>Dígito</b>
Gerador, Transformador, Linha de transmissão, Regulador série, Compensador Estático, Compensador síncrono, Banco de Capacitores, Reator e Barramento	0
Disjuntor	1
Religador	2
Chave seccionadora/Chave de aterramento rápido	3
Chave fusível	4
Chave de abertura em carga e VCR	5
Bobina de bloqueio	6
Pára-raios	7
Transformador de potencial	8
Transformador de corrente	9

O segundo dígito define a tensão de operação do sistema (Tabela 3.2). Para transformadores elevadores conectados a geradores, deve-se usar o código para tensão de geração. Para os demais transformadores deve-se usar o código para a maior tensão.

Tabela 3.2 Segundo dígito.

<b>Tensão</b>	<b>Dígito</b>
1 a 9,9 KV	6
10 a 25 KV	1
26 a 50 KV	9
51 a 75 KV	2
76 a 150 KV	3
151 a 250 KV	4
251 a 550 KV	5



O terceiro e quarto dígitos, definem a função e a sequência do equipamento ou linha (Tabela 3.3), excetuando-se pára-raios e transformadores de potencial e de corrente que, da mesma forma que os equipamentos interruptores, devem ter esses caracteres definidos em função dos equipamentos principais a eles associados. Quando se trata de barramento principal e auxiliar, o quarto dígito complementa a informação da sua função. Quando houver uma sequência de mais de nove equipamentos de uma mesma função que não sejam linha de transmissão, acrescentar um dígito numérico para a ordem sequencial. Equipamentos que estejam nas instalações, mas sem aplicação para operação, energizados ou suscetíveis de energização através de outros equipamentos manobráveis, adotar X1, X2, ..., X9, X10, .... Equipamentos que estejam nas instalações como reservas, adotar a letra R para o quarto dígito.

Tabela 3.3. Terceiro e quarto dígitos

<b>Equipamento</b>	<b>Código</b>
Gerador	G1,G2,..., G9
Transformador de aterramento	A1,A2,...,A9
Barramento principal	BP
Barramento auxiliar	BA
Barramento (outros)	B1,B2,...,B9
Disjuntor de transferência/meio	D1,D2,...,D9
Disjuntor comum a dois transformadores	W1,W2,...,W9
Reator	E1,E2,...,E9
Banco de Capacitores	H1,H2,...,H9
Compensador síncrono	K1,K2,...,K9
Compensador estático	Q1,Q2,...,Q9
Regulador série	R1,R2,...,R9
Transformador	T1,T2,...,T9
Linha de transmissão	C1,C2,...,C9 F1,F2,...,F9 J1,J2,...,J9 L1,L2,...,L9 M1,M2,...,M9 N1,N2,...,N9 P1,P2,...,P9 S1,S2,...,S9 V1,V2,...,V9 Y1,Y2,...,Y9 Z1,Z2,...,Z9

O quinto dígito define a posição do equipamento (Tabela 3.4). Quando for usado, deve ser separado do quarto dígito por um traço (-). Quando existir mais de um

equipamento reserva com a mesma função na mesma instalação, adotar o número sequencial para o quinto dígito.

Tabela 3.4. Quinto dígito

<b>Equipamento</b>	<b>Dígito</b>
Barramento seccionável, Transformador de potencial, Transformador de corrente, Pára-raios e Seccionadora de disjuntor de transferência	1, 2, 3, 4
Seccionadora de barramento	1, 2, 3
Seccionadora de disjuntor, lado do barramento	4
Seccionadora de disjuntor, lado contrário barramento	5
Seccionadora de “by pass”	6
Seccionadora de aterramento	7
Seccionadora de gerador	1, 2
Seccionadoras com outras funções	8, 9
Transformador de mesma classe de tensão e rigidamente paralelo a outro (s) e disjuntor de auto-trafo	A, B, C
Reator de neutro	N
Reator limitador	L

O sexto dígito é utilizado apenas nos casos de diferenciar dois ou mais equipamentos na mesma posição vinculados a um mesmo equipamento principal.

Para a representação em diagramas unifilares alguns pontos podem ser destacados. Em relação as linhas, quando forem cheias indicam equipamentos instalados no pátio e entregues à operação. Equipamentos fora de operação devem ser representados desconectados pelo símbolo - // -. O tracejado representa equipamentos futuros no pátio ou com projetos definidos ou equipamentos retirados do pátio, porém com previsão de retorno. Nesse caso devem ser representados desconectados pelo símbolo - // -. As cores utilizadas são para representar os equipamentos de acordo com o nível de tensão, podendo ser representadas da seguinte forma para diagramas unifilares emitidos pela Divisão de Metodização e Suporte da Operação – DOMO:

- Vermelho – 500 kV
- Azul – 230 kV
- Preto – 138 kV
- Verde – 69 kV
- Marrom – 13,8 kV
- Laranja – abaixo de 13,8 kV

Para os demais diagramas unifilares, proceder conforme a NO-OP.01.20, que trata dos materiais utilizados pela operação.

Quando houver delimitação com linha tracejada, os equipamentos delimitados são de propriedade de outro agente ou equipamentos no interior de cubículos.

No Anexo C apresenta-se um exemplo de um diagrama unifilar de uma subestação do sistema CHESF.

### **3.1.2 IN-OP.01.002 - INTERVENÇÕES EM EQUIPAMENTOS E LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Tem como objetivo, estabelecer conceitos e procedimentos para realização de intervenções em equipamentos e linhas de transmissão do sistema eletroenergético em operação, preservando a segurança do pessoal, meio ambiente, equipamentos, linhas de transmissão envolvidas, garantindo aos órgãos responsáveis pela execução da operação, o conhecimento, controle, análise e registro das atividades a serem desenvolvidas, atendendo ao procedimento de rede e acordo operativos.

Segundo essa instrução, intervenção é toda e qualquer atuação sobre o sistema elétrico ou instalação que no caso de equipamentos e linhas de transmissão:

- Coloque em serviço novas instalações e equipamentos;
- Proceda ao desligamento do equipamento e/ou função transmissão para realização de serviços de manutenção ou reparo;
- Empreenda serviços de manutenção em instalações, linhas e equipamentos energizados;
- Realize ensaios e testes no sistema e em equipamentos.

Podem ser de sete tipos, Tipo 1 a Tipo 7, cada uma relacionada a determinados tipos de equipamentos, condições operativas, influência na parcela variável, indisponibilidade de equipamentos, transferência de carga, alteração nas características do sistema, teste, intervenção em pontos específicos do sistema e outros. Os detalhes dos tipos de intervenções podem ser vistos na norma.

Quanto à natureza, podem ser tipo manutenção preventiva (MP), manutenção corretiva (MC), teste em equipamentos na rede de operação (TR), teste ou energização de novos equipamentos (TN), intervenção para implantação, reforço e melhoria (IN), desligamento por motivos de segurança de terceiros (ST), restrição operativa temporária (RO), indisponibilidade de uma função transmissão vinculada a projeto de pesquisa e

desenvolvimento (PD), desligamentos originados por intervenções em equipamentos que não integrem a rede de operação (DE), Indisponibilidade ou utilização de equipamento reserva para substituição de equipamento de uma função transmissão (RE), desligamento para atendimento de solicitação da NOS (SO) e demais naturezas (DN).

Em relação à característica de intervenção podem ser intervenção com desligamento (CD), intervenção sem desligamento (SD) e intervenção para realização de testes (TE).

Em relação à periodicidade podem ser intervenção contínua ou intervenção diária.

Quanto ao prazo de solicitação, podem ser intervenção programada em regime normal (IP), intervenção programada em regime de urgência (IPU), intervenção de urgência (IU) e intervenções de emergência (EM).

Em relação ao desligamento podem ser classificadas como intervenções com desligamento programado (DP) e outros desligamentos (DO).

Os detalhes dos tipos de intervenções podem ser vistos na norma.

A solicitação de uma intervenção (SI) deve ser efetuada utilizando o módulo de solicitações de intervenções do aplicativo “Sistema Integrado de Gestão de Ativos” – SIGA. No caso da impossibilidade sistêmica de utilização do aplicativo SIGA, preencher o “Formulário Solicitação de Intervenção - FSI” localizado no Anexo I da norma, e enviá-lo, preferencialmente, via correio eletrônico ou na falta deste, por qualquer meio de comunicação escrita, sendo necessário o contato verbal com o órgão destinatário responsável pela aprovação, o qual deve inserir os dados da solicitação no aplicativo SIGA, quando da normalização do aplicativo.

Em caso de intervenções de urgência/emergência, quando nenhuma das opções de comunicação citada acima estiver disponível, pode-se comunicar ao órgão destinatário através de qualquer meio de comunicação, cabendo ao órgão destinatário inserir os dados da intervenção no SIGA. Deve haver também comunicação verbal. Outros procedimentos para casos de intervenções de emergência são tratados na norma.

Para solicitar a intervenção, os órgãos envolvidos devem observar o tipo, natureza, órgão destinatário e prazo, relativos a intervenção pretendida, segundo uma tabela de dados específica da norma. Nesse caso se leva em conta como o primeiro dia da intervenção, o dia em que a SI foi feita. Em relação a esses prazos, tipos, natureza e órgãos destinatários, são colocados algumas observações na norma.

Em casos de solicitações para teste ao solicitar uma intervenção em novos equipamentos ou em equipamentos existentes deve-se colocar na solicitação de intervenção um programa detalhado dos testes que serão realizados. Além de outras condições que devem ser adotadas para solicitações nesse tipo de intervenção.

Em relação aos aspectos de segurança em todas as intervenções nas instalações elétricas devem ser adotadas medidas preventivas de controle dos riscos elétricos e adicionais (PEX e APP). O Planejamento Executivo da Intervenção (PEX) e a Análise preliminar de Riscos (APP) são documento entregue a operação da instalação em anexo a Solicitação de Intervenção (SI), onde são especificadas a identificação da intervenção, os riscos envolvidos, o período, o resumo dos trabalhos, o responsável, a previsão de devolução, as análises e condições para a intervenção, a infra-estrutura e recursos humanos necessários, as atividades complementares, as medidas de segurança iniciais, os procedimentos realizados durante a intervenção, os procedimentos para normalização e após intervenção, os participantes envolvidos e a avaliação final da intervenção. Nos anexos temos exemplos desses documentos. Medidas de proteção coletiva e individual também devem ser aplicadas nas intervenções.

As programações das intervenções em termos de reprogramação, paralisação, suspensão, cancelamento, aproveitamento e modificação também são especificados na norma detalhadamente.

## **3.2 INTERVENÇÃO DEVIDO A CURTO-CIRCUITO EM BARRAMENTO DE 69 kV**

Essa ocorrência aconteceu na subestação Juazeiro da Bahia II (JZD) da Gerência Regional de Sobradinho (GRB). Essa subestação é a primeira do sistema Sudoeste partindo da Usina de Sobradinho (USB). É constituída por dois barramentos: um de 69 kV e outro de 230 kV. No barramento de 230 kV entram as linhas de transmissão 04S1 e 04S2 que interligam a SE a USB. A interligação dessa subestação com as próximas subestações do sistema, Senhor do Bonfim (SNB) e Jaguarari (JGR), ocorre através das linhas 04N1 e 04N2 também ligadas no barramento de 230 kV como podemos ver na Figura 3.1.

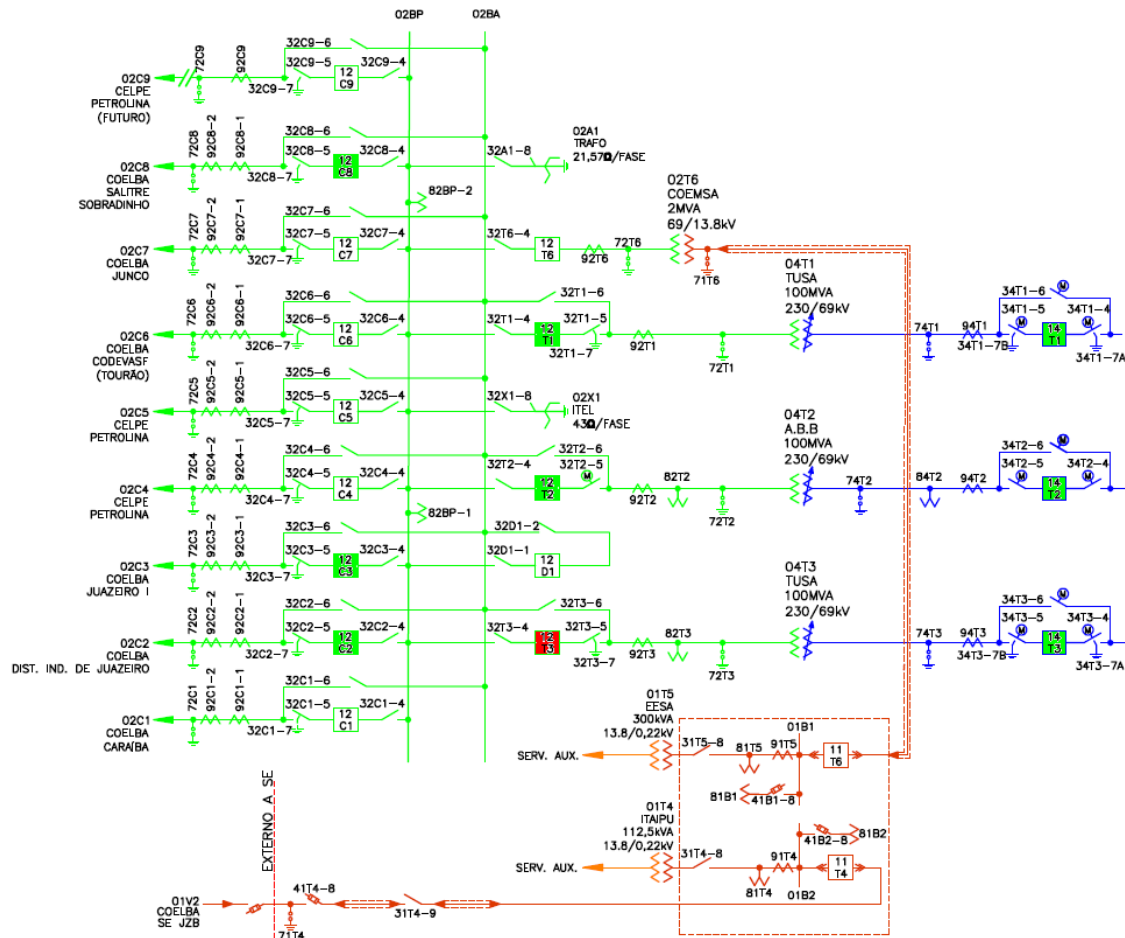


Figura 3.1 Diagrama unifilar da Subestação Juazeiro da Bahia II (JZD). (Site da DOMO, 2013).

A SE JZD é responsável pelo fornecimento de energia elétrica para as concessionárias Coelba na Bahia e Celpe no Pernambuco, para abastecimento das cidades de Petrolina-PE, Juazeiro-BA, Sobradinho-BA e circunvizinhas, além das instalações da Companhia de desenvolvimento dos vales do São Francisco e do Parnaíba (Codevasf) e indústrias locais. O fornecimento é feito através do barramento de 69 kV, de onde saem oito linhas, 02C1 a 02C8. Esse barramento é alimentado através de três transformadores 04T1, 04T2 e 04T3, de 69/230 kV e 100 MVA ligados em estrela solidamente aterrado do lado de 230 kV e em delta do lado de 69 kV. No barramento de 69 kV estão presentes dois Transformadores de Aterramento, responsáveis por criar uma referência à terra para os sistemas de proteção, pois o sistema de 69 kV é isolado.

### 3.2.1 A OCORRÊNCIA

O defeito aconteceu devido ao rompimento do pulo na saída da linha 02C3 fase B, como mostra a Figura 3.2. Com o rompimento do cabo nesse ponto de conexão, o lado do cabo com o isolador de pulo ficou sobre a estrutura da chave 32C3-5 (Figura 3.3). O cabo do lado do rompimento se soltou da conexão do TC 92C3-2 e do pára-raios 72C3. Essa conexão do TC e do pára-raios soltou, mas não teve contato com a terra.

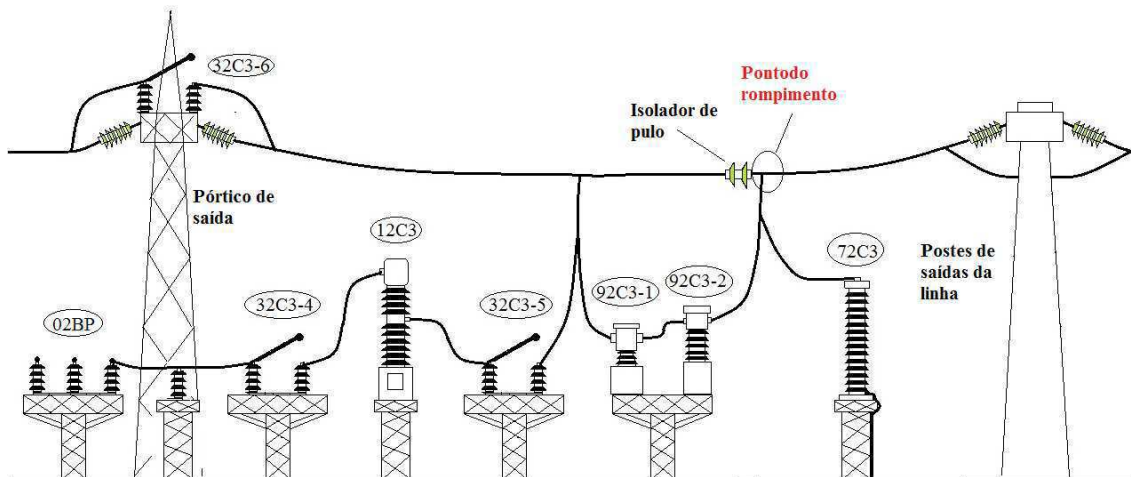


Figura 3.2 Vista esquemática da saída da linha 02C3.

O poste de saída da linha 02C3 é o mesmo para a linha 02C2 sendo que a linha 02C2 sai por baixo da linha 03C3. Com o rompimento o condutor da fase B da linha 02C3, entre o ponto de rompimento e o poste de saída, caiu e ficou sobre o condutor da fase A da linha 02C2 e também tocou a terra, como mostra a Figura 3.4.

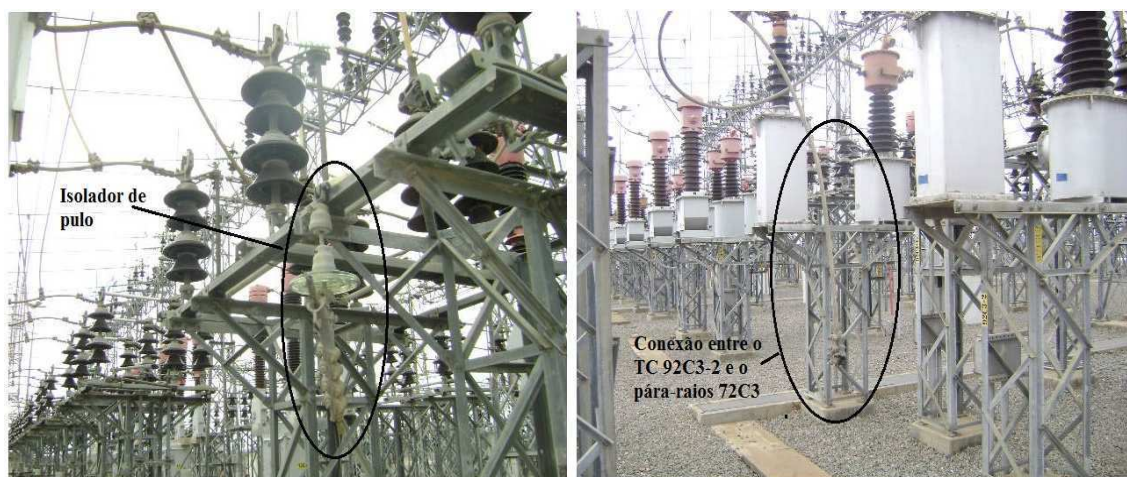


Figura 3.3 Condutores depois do rompimento.

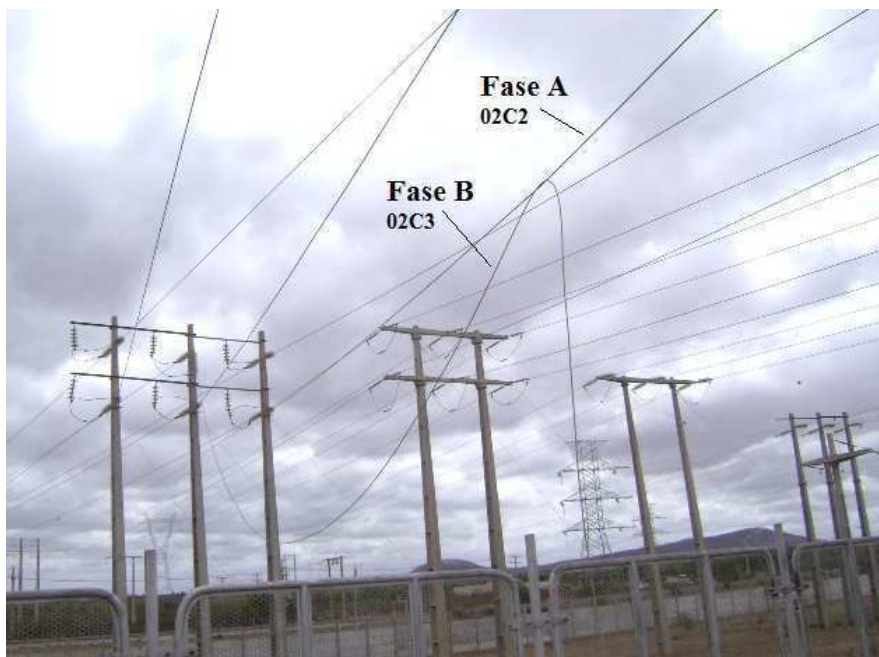


Figura 3.4 Cabo fase B 02C3 caído sobre fase A da 02C2.

A causa do rompimento foi devido a ponto quente na conexão de pulo. Foi feita uma termovisão nesse trecho dias antes da ocorrência, sem identificação do ponto quente.

### 3.2.2 PROTEÇÕES ENVOLVIDAS

Serão apresentados os diagramas unifilares apenas dos vãos envolvidos na ocorrência que foram os Vãos F, G e H do lado de 230 kV dos transformadores de potência 04T1, 04T2 e 04T3 respectivamente; os vãos M, K e I do lado de 69 kV desses mesmos transformadores; e os vãos B e C das linhas 02C2 e 02C3 respectivamente.

Um vão é um equipamento ou um conjunto de equipamentos que possuem uma proteção específica e dedicada. Uma linha, por exemplo, possui um vão em cada terminal, um transformador possui um vão em cada lado.

O vão B da linha 02C2 e o vão C da linha 02C3, possuem as mesmas proteções. Podemos ver na Figura 3.5 o diagrama unifilar correspondente a proteção dessas linhas. As proteções presentes nessas linhas são apenas de sobrecorrente. Os relés de proteção da linha são os de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo 50/51 e o de sobrecorrente temporizado com elemento instantâneo de neutro 50/51N. Nessas linhas está presente também o relé de religamento 79.





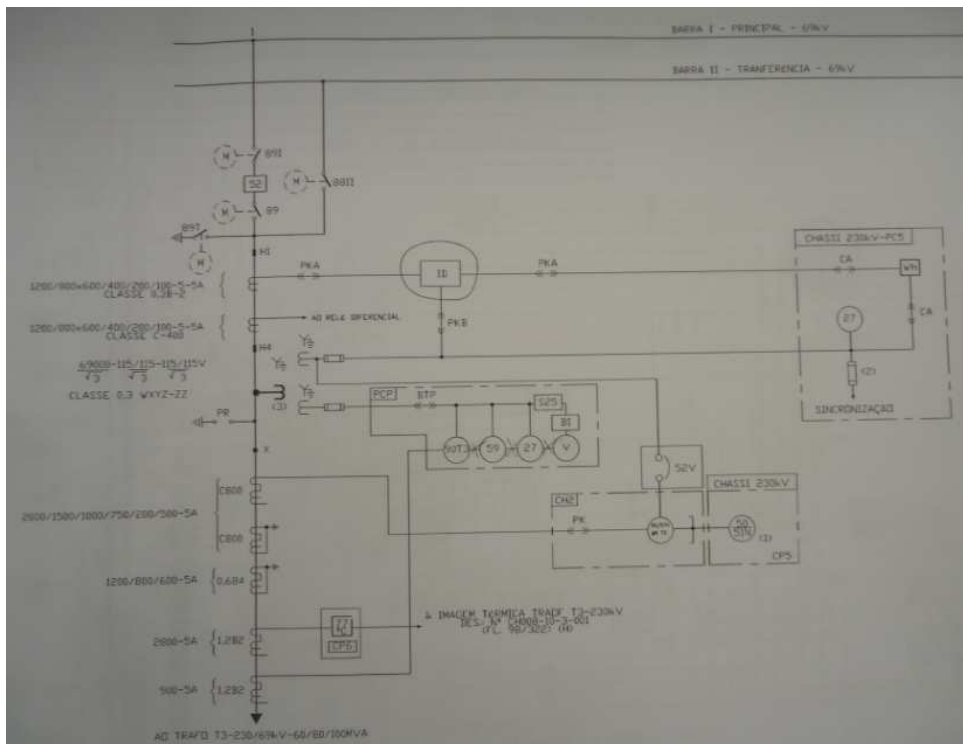


Figura 3.7 Unifilar do funcional do lado de 69 kV dos transformadores 04T1 e 04T3. (SBCP, 2013).

O sistema de proteção do lado de 69 kV do transformador 04T2 é um pouco diferente. Possui as mesmas proteções citadas para os transformadores 04T1 e 04T3 menos as proteções 59 e 27, entretanto, possui um RDP “stand alone” para registros oscilográficos, (Figura 3.8).

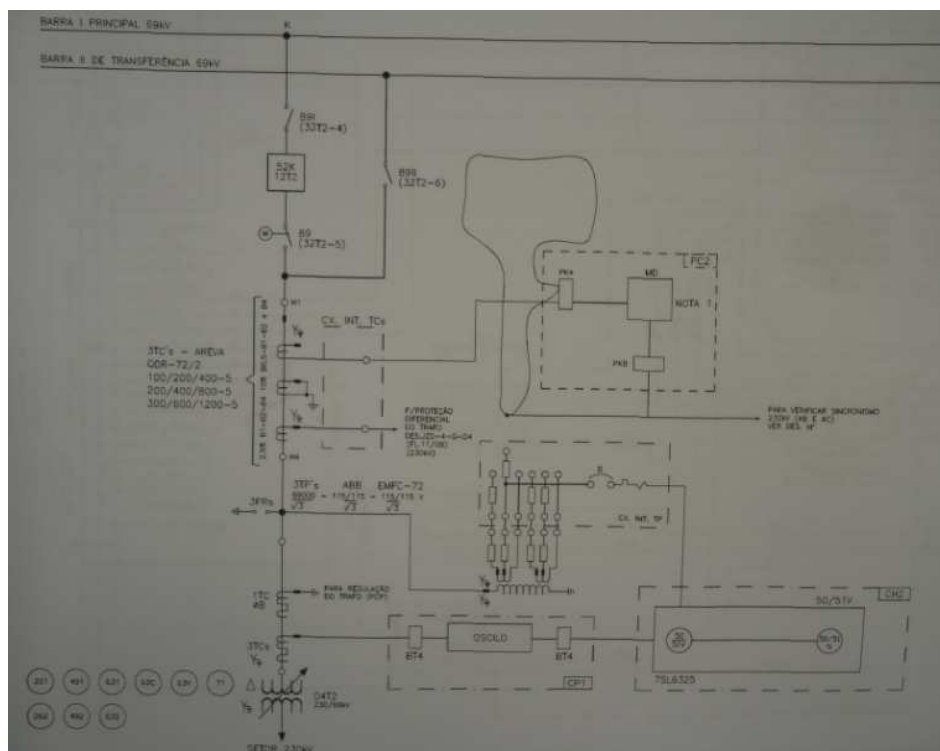


Figura 3.8 Unifilar do funcional do lado de 69 kV do transformador 04T2. (SBCP, 2013).

Os vãos F e H do lado de 230 kV dos transformadores 04T1 e 04T3, também possuem seus sistemas de proteção praticamente iguais.

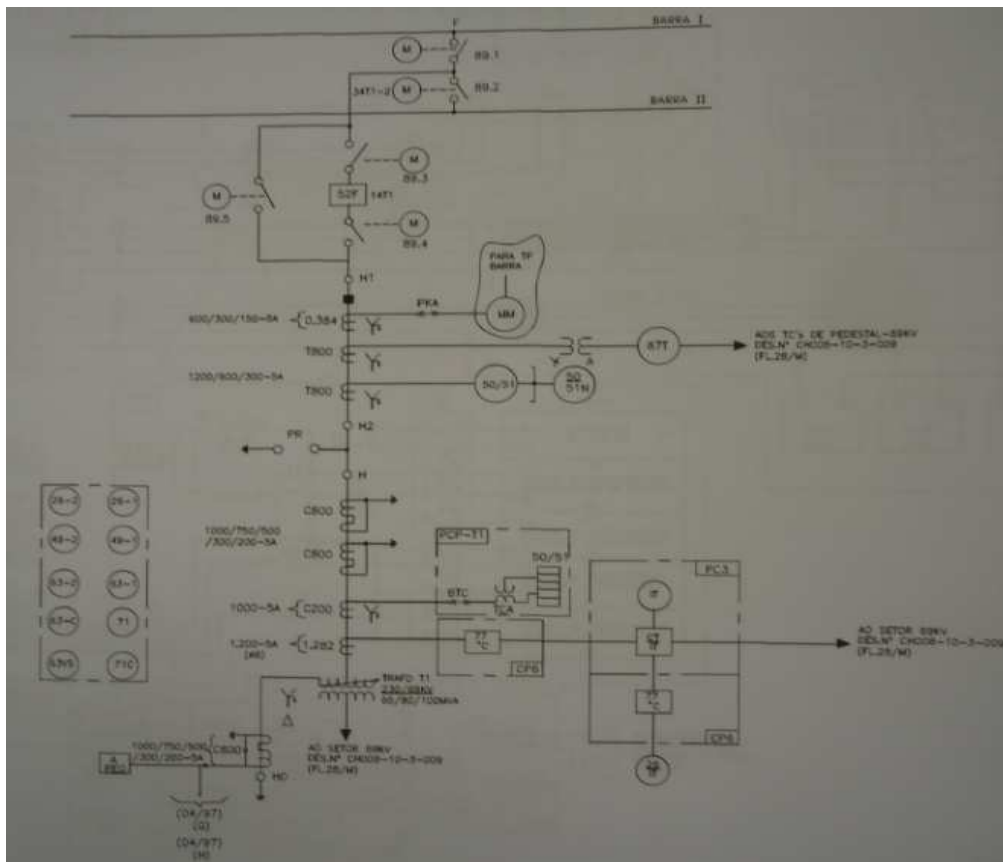


Figura 3.9 Unifilar do funcional do lado de 230 kV dos transformadores 04T1 e 04T3. (SBCP, 2013).

Observa-se na Figura 3.9 a presença das proteções de sobrecorrente 50/51 e 50/51N e a proteção diferencial do transformador, que atua quando existe curto-circuito dentro do transformador.

O vão G do lado de 230 kV do transformador 04T2 também possui basicamente as proteções de sobrecorrente e a proteção diferencial.

### 3.2.3 ATUAÇÃO DAS PROTEÇÕES

Com o rompimento do condutor, várias proteções atuaram, abrindo os disjuntores necessários para isolar o defeito. Apresenta-se na Tabela 3.5 a cronologia da atuação das proteções e as respectivas aberturas e fechamentos dos disjuntores associados.

Tabela 3.5 Cronologia da proteção.

TEMPO	EVENTO	OBS
$T_0 = 8:05:05.858$	Início da falta (Queda do cabo da LD 02C3 sobre LD 02C2)	
$T_1 = T_0 + 1,16s$	Abertura do 12C3	Atuação 50
$T_2 = T_0 + 1,55s$	Abertura do 12C2	Atuação 50
$T_3 = T_1 + 20,11 s$	Religamento automático 12C3 – Reignição da falta	
$T_4 = T_2 + 20,12s$	Religamento automático 12C2	
$T_5 = T_3 + 175ms$	Abertura do 12C2 e 12C8	Atuação 50 e 21-AB
$T_6 = T_3 + 1,75s$	Abertura do 14T3	Sem sinalização da proteção.
$T_7 = T_3 + 1,87s$	Trip 04T1	Atuação 51N do 69kV
$T_8 = T_3 + 1,92s$	Abertura do 14T1	
$T_9 = T_3 + 2,0 s$	Abertura do 12T1	
$T_{10} = T_3 + 2,97 s$	Trip 04T2	Atuação 51F do 230kV
$T_{11} = T_3 + 3,03s$	Atuação do relé de bloqueio do 04T2	
$T_{12} = T_3 + 3,09 s$	Abertura do 12T2	
$T_{13} = T_3 + 3,12 s$	Abertura do 14T2	
$T_{14} = T_3 + 10 s$	Religamento automático 12C8	

Quando o cabo caiu houve atuação da proteção de sobrecorrente instantânea 50 das linhas 12C3 e 12C2 abrindo os disjuntores 12C3 em 1,16 s e o 12C2 em 1,55 s, desenergizando essas duas linhas. Os tempos foram elevados devido à característica evolutiva da falta que evoluiu de fase-terra para bifásico-terra e logo depois para trifásico. Cerca de 20,1 segundos depois foi acionado o religamento automático das duas linhas fechando os disjuntores 12C3 e 12C2.

Com o religamento automático da linha 02C3 e da linha 02C2, houve a reignição da falta. Na linha 02C2 atuou a proteção de sobrecorrente instantânea, já na 02C3 nenhuma proteção atuou, mantendo a linha energizada. Observando a Figura 3.2 nota-se que a estrutura metálica da chave 32C3-5, onde uma parte do cabo da fase B da linha 03C3 ficou apoiada, está antes do TC 92C3-1, fazendo com que o fluxo de corrente nesse condutor oriundo do barramento de 69 kV, seja escoado para terra sem passar pelo TC, o que não causou a sensibilização das proteções dessa linha após o religamento. Com isso, 175 ms depois do religamento houve a abertura do disjuntor 12C2 da linha 03C2 e a abertura do disjuntor 12C8 da linha 03C8, devido a atuação da proteção de distância 21 nas fases A e B. As outras linhas do barramento de 69 kV continuaram energizadas.

Como o defeito persistiu na linha 03C3 devido a não sensibilização da proteção após o religamento, a única forma de extinguir a falta era com a atuação das proteções dos vãos dos transformadores. Então 1,75 segundos depois do religamento das linhas, houve a abertura do disjuntor 14T3 do lado de 230 kV do transformador 04T3, sem sinalização da proteção, não ocorrendo a abertura do disjuntor 12T3 do lado de 69 kV. A 1,87 segundos depois do religamento ocorreu trip das proteções de sobrecorrente temporizado do transformador 04T1 e 1,92 segundos após o religamento, abriu o disjuntor 14T1 do lado 230 kV desse transformador e 2 segundos depois abriu o disjuntor 12T1 do lado de 69 kV. Em 2,97 segundos após o religamento ocorreu *trip* das proteções de sobrecorrente temporizado do transformador 04T2 do lado de 230 kV, abrindo o disjuntor 12T2 do lado de 69 kV 3,09 segundos depois do religamento e o disjuntor 14T2 3,12 segundos depois do religamento. Em 10 segundos após o religamento das linhas 02C2 e 02TC3, houve o religamento automático da linha 02C8.

Na atuação das proteções dos transformadores, ocorreu o acionamento do relé de bloqueio, que bloqueia o fechamento dos disjuntores, sendo liberado para fechamento apenas quando não existem proteções atuadas e quando o operador *reseta* o bloqueio. Além disso, constata-se que ocorreu a atuação das proteções de sobrecorrente temporizada devido a coordenação dos relés, pois dentro dos ajustes dos relés dos vãos dos transformadores deve haver a temporização para que atuem depois dos relés das linhas, garantindo a seletividade e maior disponibilidade de fornecimento.

#### **3.2.4 RESTABELECIMENTO DO BARRAMENTO DE 69 KV**

Com a saída dos três transformadores toda a barra de 69 kV foi desenergizada e interrompeu o fornecimento de energia elétrica para as concessionárias durante 36 min, interrompendo uma carga de 146 MW. O restabelecimento do barramento foi feito pela operação seguindo uma sequência de comandos. A operação do sistema local realiza esses procedimentos juntamente com o Centro Regional de Operação de Paulo Afonso (CROP), ao qual a operação da Gerência Regional de Sobradinho é submetida. Através do CROP é feito o contato com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

Inicia-se o restabelecimento desativando manualmente o religamento de todas as linhas de distribuição do barramento. Depois deixam-se abertos todos os disjuntores das linhas e dos transformadores. Como as linhas 02C2 e 02C3 estão com defeito, essas devem ser isoladas do barramento. O próximo passo consistiu em abrir manualmente o

disjuntor 12C3 (que não abriu com a atuação da proteção) e abrir as chaves seccionadoras 32C2-4 e 32C2-5 da linha 02C2 e as chaves 32C3-4 e 32C3-5 da linha 02C3. Logo depois, foram abertos manualmente os disjuntores de todas as linhas não defeituosas e o disjuntor 12T3 que não abriu na atuação da proteção. Com isso, foram disponibilizados os três transformadores e liberada a energização.

A energização começou com o fechamento dos disjuntores do transformador 04T1, alimentando o barramento, então se fechou o disjuntor da linha 02C1. Logo depois energizou as linhas 02C6, 02C7, 02C8, 02C4 e 02C5 nessa sequência. Logo após foram energizados os transformadores 04T2 e 04T3 nessa ordem. Com todas as linhas sem defeito energizadas foi ativado o relé de religamento 79 de cada linha. A Coelba alimentou Juazeiro da Bahia, que é alimentada pelas linhas com defeito, pela linha 02C8 que está interligada a subestação da Coelba através de um anel.

No período da tarde foi feita a manutenção das linhas com defeito e restabelecido o fornecimento através das mesmas.

### **3.2.5 INTERVENÇÕES DA EQUIPE DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS (SBCP)**

Ocorreram alguns problemas nos sistemas de proteção que necessitaram de investigação e correções por parte da equipe de proteção de sistemas.

Os problemas observados passíveis de investigação foram:

- Não abertura do disjuntor 12T3 do lado de 69 kV do transformador 04T3;
- Falta de sinalização de proteção na abertura do disjuntor 14T3 do lado de 230 kV do transformador 04T3.

Para investigação desses problemas, foram abertas duas Solicitações de Intervenção (SI) para inspeção dos circuitos de sinalização de atuação de proteção e dos relés de proteção principal e auxiliares do transformador 04T3, além da aferição e calibração dos relés de sobrecorrente, fases A,B,C e N, no lado de 69 kV e 230 kV desse mesmo transformador.

Foi feita aferição e calibração dos relés de sobrecorrente do 04T3, do lado de 230 kV, modelo TJM11 do fabricante REYROLE, conforme a instrução de manutenção IM-TC-PA-EM-094, disponível na intranet da DOEM e do relé de sobrecorrente do lado de 69 kV, modelo IJCV do fabricante GE, conforme instrução de manutenção IM-TC-PA-EM-102, também disponível na intranet da DOEM. Dentro desses

procedimentos usam-se as caixas de teste de relés para se injetar corrente no relé, segundo os ajustes do mesmo, de modo a verificar o equilíbrio de corrente de atuação mínima, os tempos ajustados e verificar a curva do relé. Nesses testes foi verificado que todos os resultados estavam de acordo com as ordens de ajuste corretas e aproximadamente iguais a última manutenção preventiva realizada ainda esse ano.

As instruções de manutenção são específicas para cada tipo e fabricante do equipamento. Têm como objetivo metodizar os serviços de campo no que se refere a trabalhos de comissionamento e manutenção preventiva de um determinado equipamento. Nelas, estão indicados os materiais, a documentação técnica, as precauções e os procedimentos necessários para realização da manutenção, que são elaborados pelos departamentos seguindo os manuais do equipamento e orientações dos fabricantes.

Além dos ajustes e aferições nos relés de sobrecorrente principais do 04T3, foram feitas medições de grandezas elétricas de todos os circuitos de sinalização e proteção dos dois lados do 04T3, segundo os desenhos CH008-10-3-001 do vão H do lado de 230 kV e CH0-10-3-009 do vão I do lado de 69 kV. Nesse procedimento são verificados possíveis desgastes de fiação, contatos etc., além de medições de tensões nos terminais de contatos e bobinas de relés auxiliares e testes de atuação desses contatos. Nessa intervenção não foram encontradas nenhuma anormalidade de potenciais nos circuitos de sinalização.

Nas inspeções verificou-se que a causa da falha na abertura do disjuntor 12T3 do lado de 69 kV do transformador 04T3 ocorreu por que os contatos 9 e 10 do relé auxiliar 50/51X1, que ao ser fechado manda um sinal de trip para abertura do disjuntor, estavam danificados, como podemos ver na Figura 3.10. Ao final, o relé foi substituído.



Figura 3.10 Relé auxiliar 50/51X1 do Vão I lado de 69 kV do 04T3.

Nos transformadores, as proteções de um lado abrem tanto o seu disjuntor como o disjuntor do outro lado. A proteção que atuou no 04T3 foi a de sobrecorrente do Vão H do lado de 230 kV, que deve acionar o comando de *trip* para os disjuntores dos dois lados do transformador.

Observa-se na Figura 3.11, o circuito para acionamento do relé auxiliar 50/51X1 no circuito 1 e o circuito de abertura do disjuntor 12T3 no circuito 2. No circuito 1, quando o relé principal 50/51 do lado de 230 kV é sensibilizado, espera-se um tempo do ajuste de temporização e alimenta-se a bobina do relé auxiliar 50/51X1 no circuito de abertura do disjuntor do lado de 69 kV. Com isso, o contato desse relé deveria atuar e acionar o circuito de abertura do disjuntor, segundo o circuito 2, o que não ocorreu.

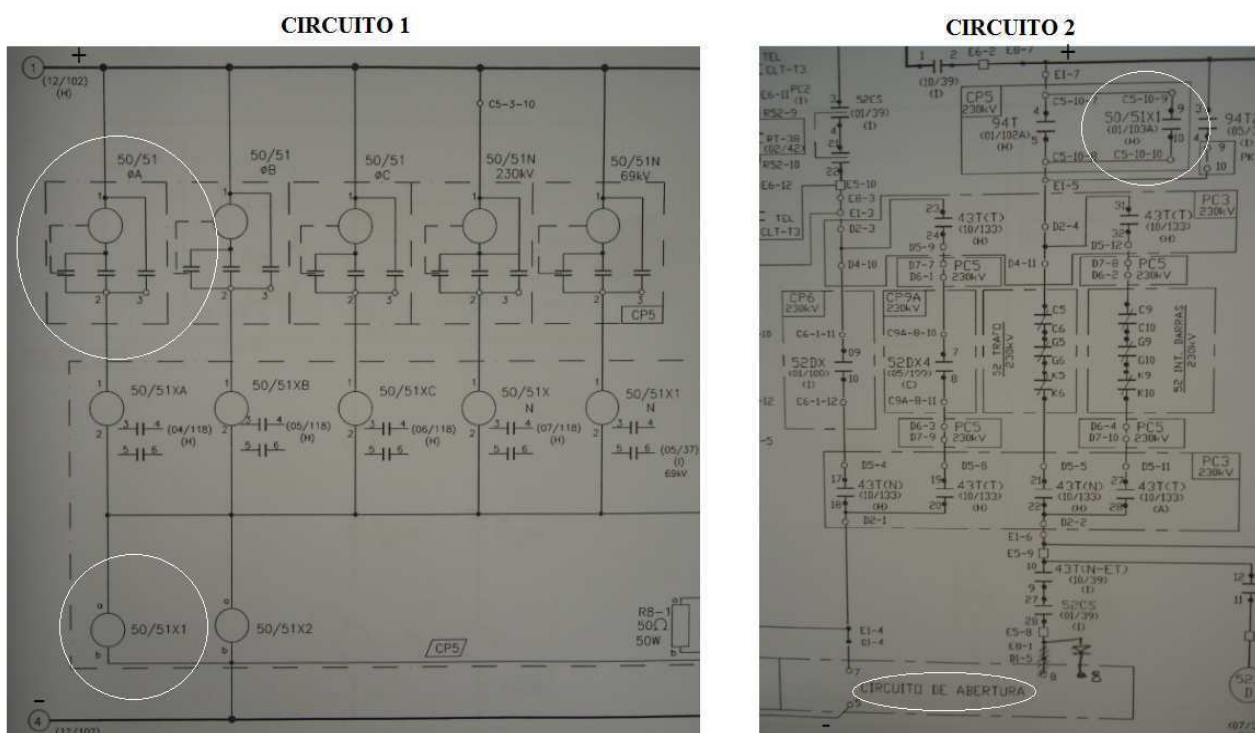


Figura 3.11 Circuitos de abertura do disjuntor 12T3. (SBCP, 2013).

Todos os circuitos mencionados são alimentados pelo barramento DC da subestação.

Com todos os testes, inspeções e melhorias feitas, entrega-se a intervenção para a operação, deixando a partir de então o sistema na sua responsabilidade..

O acompanhamento dessa ocorrência possibilitou o conhecimento da análise de desenhos dos sistemas de proteção, conhecimento dos procedimentos de testes e aferições de relés, planejamento executivo de intervenções, conhecimento prático das



funções de proteção, vivência em rotinas de manutenção e conhecimento dos procedimentos de análise de ocorrência nos sistemas de potência.

### **3.3 INTERVENÇÃO NO SISTEMA DE PROTEÇÃO DE UM BANCO DE CAPACITORES DEVIDO ATUAÇÃO INDEVIDA**

No sistema elétrico envolvendo geração, transmissão, distribuição e cargas elétricas, os elementos físicos da instalação são compostos pelas impedâncias, cujas conexões são feitas de acordo com a configuração da rede elétrica. As impedâncias do sistema são formadas pelas resistências e indutâncias dos elementos que compõem o sistema elétrico. Em relação as indutâncias, que podem ser indutivas ou capacitivas, pode haver predominância de uma delas, dependendo do local, da carga e do horário.

Os equipamentos elétricos existentes, que constituem as cargas, são predominantemente indutivos. Portanto, durante a operação do sistema elétrico, as cargas indutivas necessitam de energia reativa. Essas potências reativas são supridas pelos geradores síncronos das usinas, pelos compensadores síncronos, pelas capacitâncias naturais da rede elétrica e pelos capacitores ou banco de capacitores (Figura 3.12) estrategicamente instalados na rede elétrica.

No sistema elétrico de potência, de acordo com a necessidade, os bancos de capacitores são instalados nas subestações.



Figura 3.12 Exemplo de banco de capacitores.

O banco de capacitores dessa ocorrência é o 04H1 de 34,92 Mvar que está instalado na subestação Bom Jesus da Lapa (BJS) da Gerência Regional de Sobradinho (GRB). Esse banco está conectado na linha de transmissão 04F5 de 230 kV, que interliga a subestação BJS à subestação Brotas de Macaúbas (BMC), também pertencente ao sistema sudoeste. Na Figura 3.13 vemos o diagrama unifilar do vão onde está instalado o banco.

O banco em questão corresponde a um banco de capacitores em série em linhas de transmissão, os quais têm como objetivo promover a compensação da reatância indutiva da linha de transmissão, permitindo desta forma, o incremento da potência a ser transportada com redução nas oscilações de tensão.

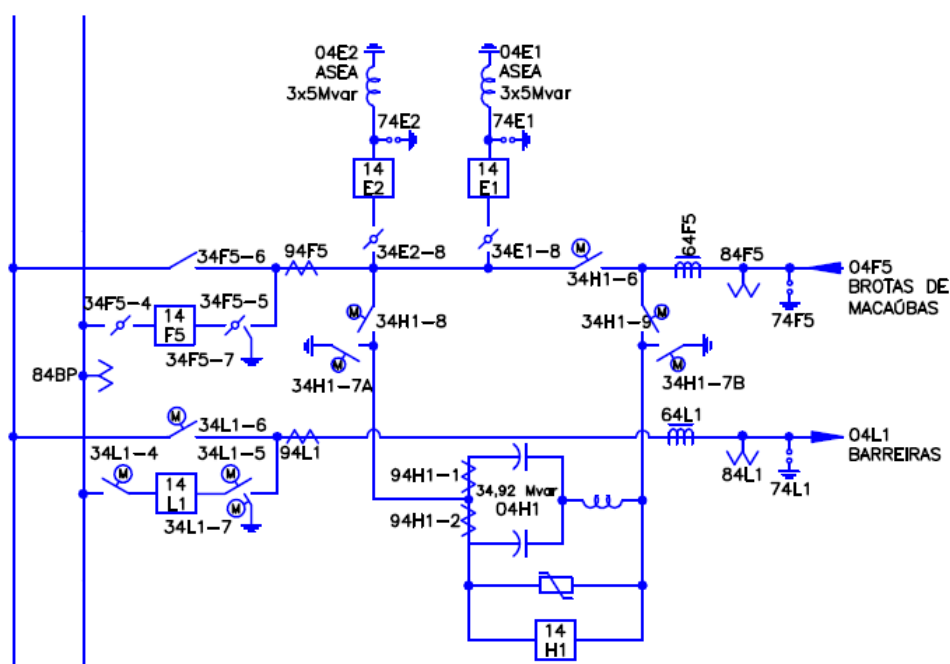


Figura 3.13 Diagrama unifilar do vão onde está instalado o banco de capacitores. (Site da DOMO, 2013).

### 3.3.1 PROTEÇÕES ENVOLVIDAS

Os bancos de capacitores possuem proteções de sobrecorrente 50 e 51 e proteção diferencial 87. Na Figura 3.14 vemos um diagrama unifilar da proteção do banco. Pelo diagrama podemos observar os sinais de correntes vindas dos TCs do banco, que monitoram a corrente de cada grupo de capacitores permitindo com isso a execução da função de proteção diferencial e de sobrecorrente. Também está instalado um varistor em paralelo com o banco. Esse varistor protege o banco contra sobretensões causadas por curtos-circuitos no sistema de potência.

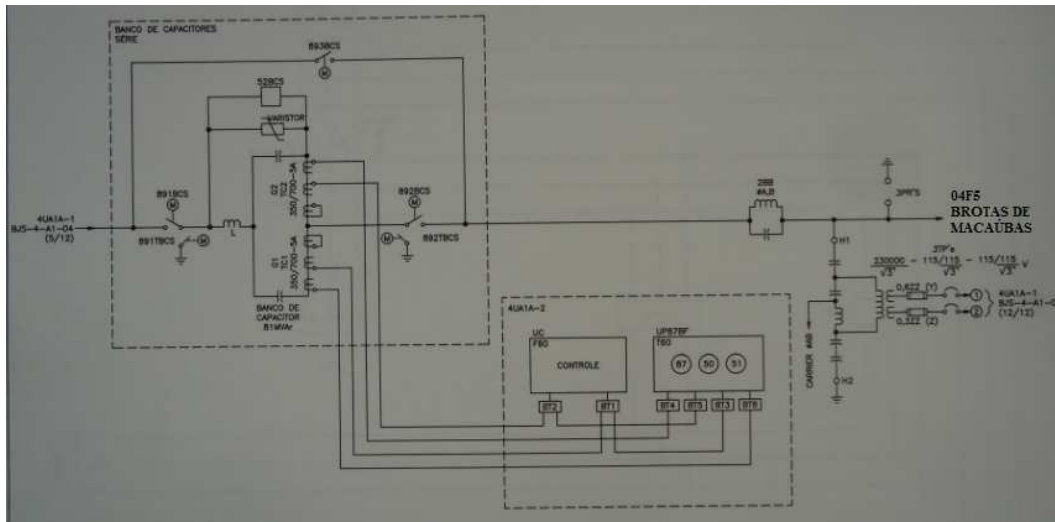


Figura 3.14 Diagrama unifilar das proteções. (SBCP, 2013).

O bloco UC é uma unidade de controle digital que monitora informações de controle do sistema como chaves fechadas ou abertas, inserção banco bloqueado, inserção banco permitido, *trip* no disjuntor da linha e outros.

O bloco UP87BF é um relé digital T60 da GE que possui as lógicas que executam as funções de proteção. Possui módulos, também chamados de cartões, onde estão as entradas e saídas. Um desses módulos é chamado de 6H, que possui seis contatos de saída ou BO chamados de “Form A” e 4 entradas ópticas chamadas de binárias ou BI. Um desenho esquemático está representado na Figura 3.15.

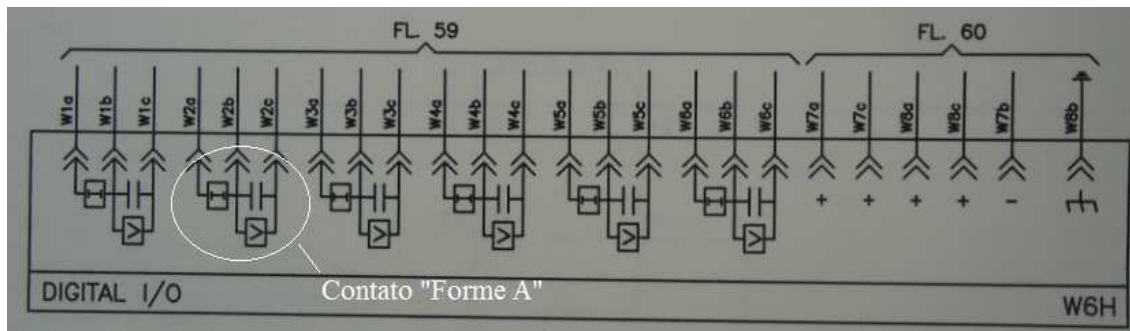


Figura 3.15 Representação do módulo 6H de entradas e saídas do relé T60-UP87BF da GE.

O contato “Form A” possui monitoração digital, para as lógicas do relé, de corrente e tensão, feitos pelos blocos indicados por um “A” e um “V” respectivamente (Figura 3.16).

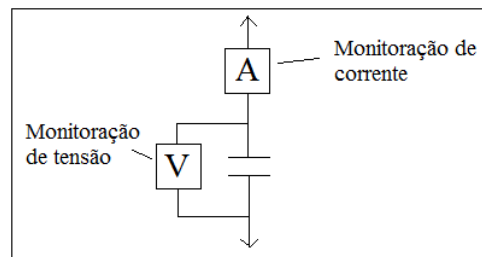


Figura 3.16 Representação do contato Form A.

O relé UP87BF também possui o bloco de entrada de corrente, onde entram os sinais de correntes vindas dos TCs (Figura 3.17).

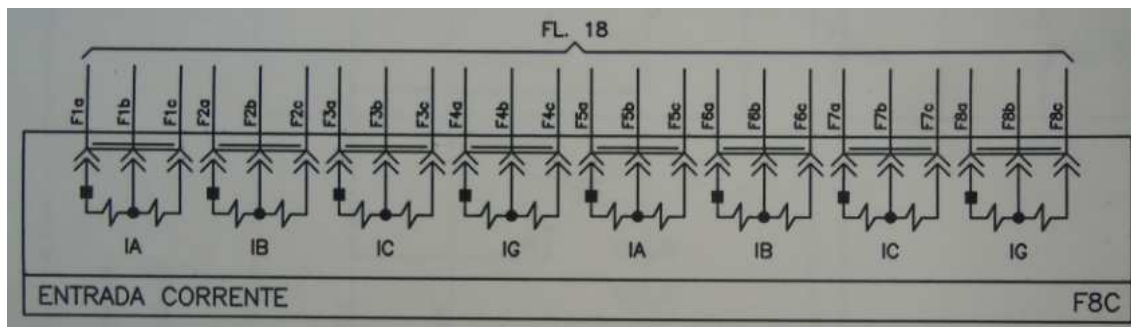


Figura 3.17 Representação do bloco de entrada de corrente do relé T60-UP87BF da GE.

Outro módulo é o de alimentação do relé. Esse possui saídas de alarme de falha do módulo, saída de 48 VDC e os terminais de alimentação Figura 3.18.

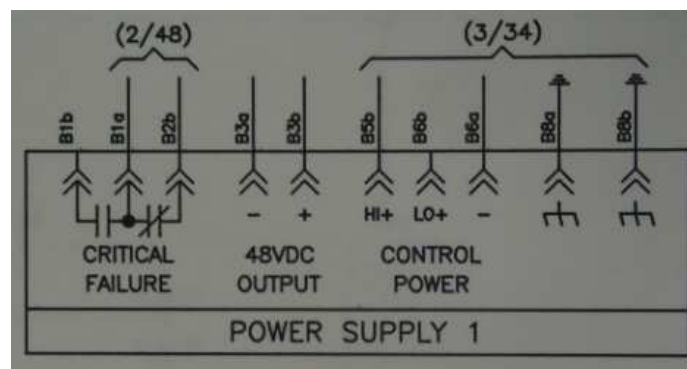


Figura 3.18 Representação do bloco de alimentação do relé T60-UP87BF da GE.

O bloco central é o da CPU, denominado de 9D. Possui comunicação de protocolo industrial RS485 e o protocolo de sincronização de tempo IRIG-B Figura 3.19.

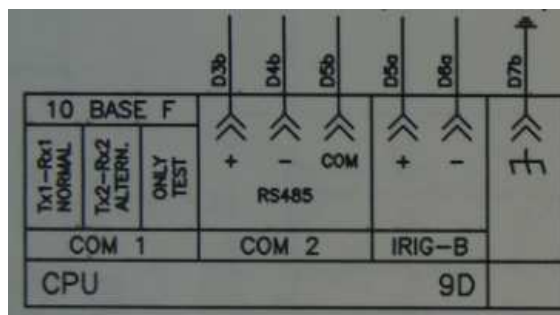


Figura 3.19 Representação do bloco CPU do relé T60-UP87BF da GE.

As funções de proteção nesse relé são realizadas através de blocos lógicos. Através de eletrônica digital, se executam as lógicas relacionadas às funções de proteção, assim como controles diversos.

### 3.3.2 A OCORRÊNCIA

A equipe de manutenção de subestações estava realizando manutenção programada no banco de capacitores. No processo de energização do banco, após o término da manutenção, durante o fechamento da chave 34H1-9, houve o desarme da linha de transmissão 04F5. Verificou-se a presença de arco na manobra da chave.

### 3.3.3 INTERVENÇÕES DA EQUIPE DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS (SBCP)

Foi aberta uma Solicitação de Serviço para investigação das causas do desarme indevido da linha 04F5. Durante a manobra da chave ocorreram nos sistemas de proteção os seguintes eventos:

- Desligamento da Unidade de Controle GE (UCSMA) do banco de capacitores;
- Envio indevido de sinal de “*trip* no disjuntor linha 04F5” pela UP1 do relé UP87BF

Existem para a proteção do banco de capacitores (BCS) duas unidades de proteção chamadas de UP1 e UP2, implementadas no relé UP87BF, ou seja, dois ramais de envio do sinal de *trip* para o disjuntor da linha 04F5. Esses ramais são idênticos, sendo um principal e outro de retaguarda, para garantir a atuação no caso de falha de um dos ramais.

No caso citado esses ramais são formados por dois contatos “Form A” do módulo W6H do relé T60 UP87BF e duas entradas digitais de outro módulo desse mesmo relé. Na Figura 3.20 estão representadas as UP antes das modificações feitas pelas equipes de proteção.

Quando os limites de corrente ultrapassam os valores permitidos os blocos de corrente detectam e acionam, no bloco de contatos, o contato Form A. Esse contato fecha e manda o positivo pra uma entrada digital (Figura 3.20).

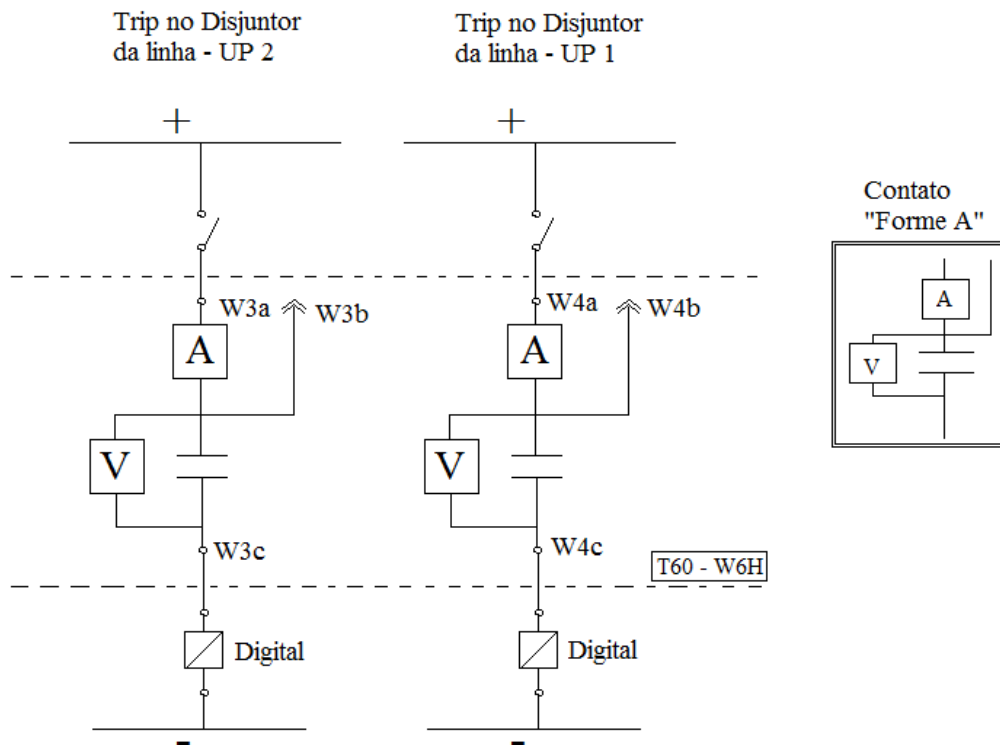


Figura 3.20 Circuitos de Trip do disjuntor da linha 04F5, antes da modificação.

Através da entrada digital é executada uma lógica que indica qual ação deve ser tomada. No caso dos blocos de *trip* a lógica executada verifica qual tipo de proteção estão atuando, os status das chaves seccionadoras e os estados dos disjuntores. Com as entradas de *status*, executa-se uma lógica onde na saída está o sinal enviado para a bobina do disjuntor da linha. Esse sinal pode servir também para sinalização e partida dos RDP que realizam as oscilografias da linha. Observa-se na Figura 3.21 uma representação esquemática desse circuito de *trip*.

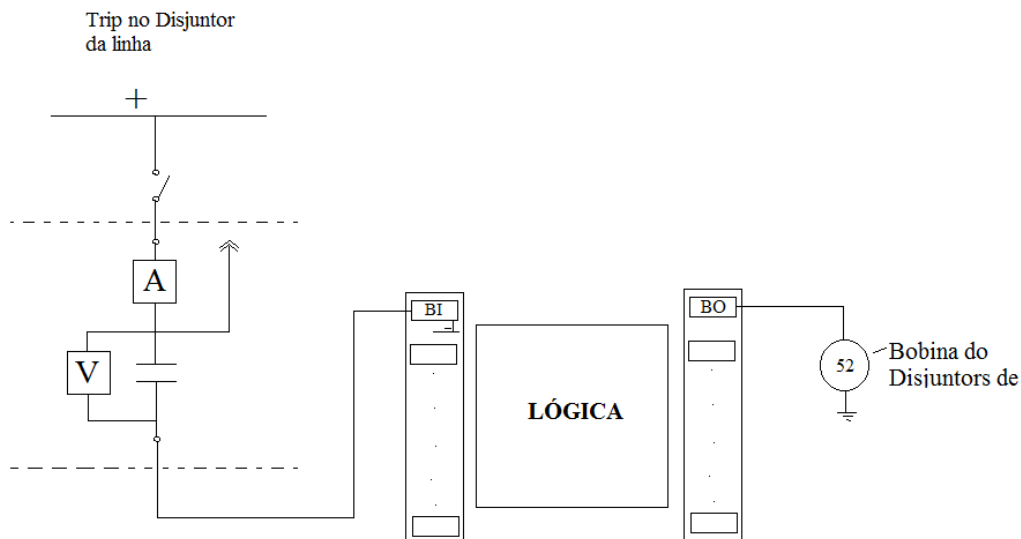


Figura 3.21 Esquema do circuito de trip para o disjuntor da linha 04F5.

O diagrama lógico para o *trip* do disjuntor da linha 04F5 dentro da proteção do banco de capacitores está representado na Figura 3.22.

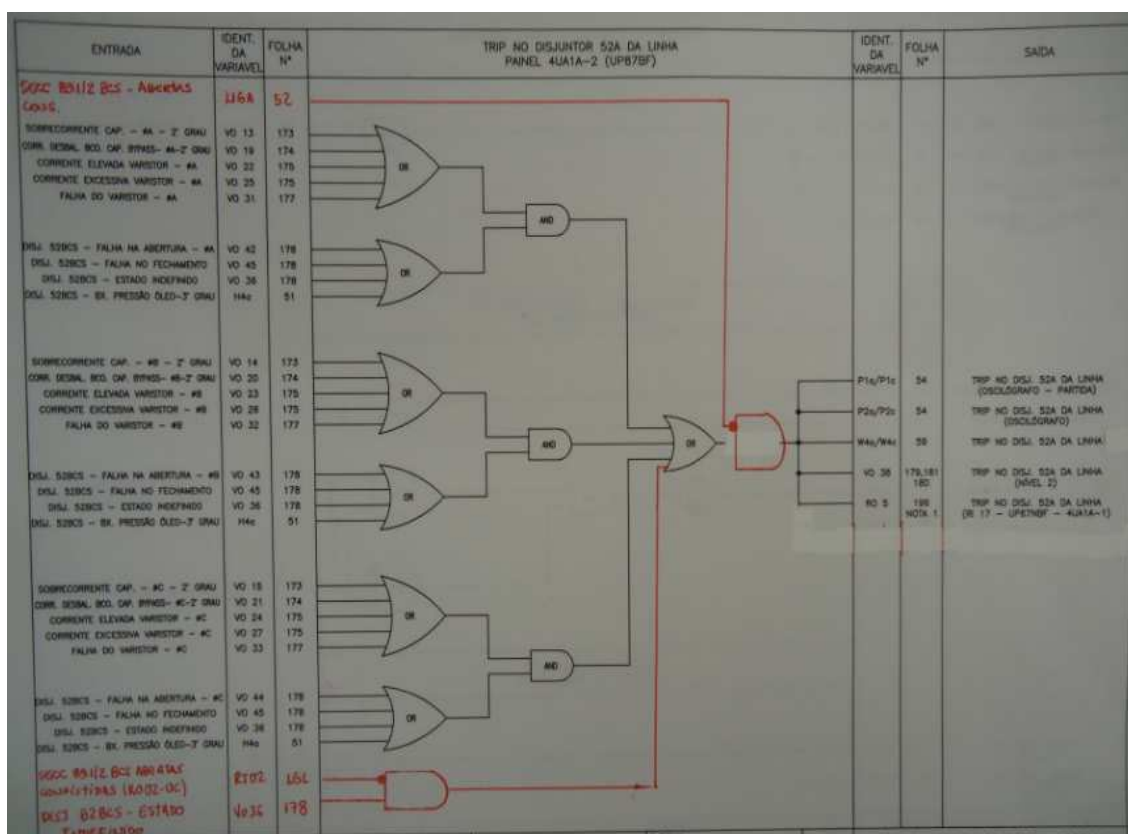


Figura 3.22 Diagrama lógico para o trip do disjuntor da linha 04F5, dentro da proteção do BCS.

Como o sinal de *trip* foi enviado indevidamente se começou a investigação pelo circuito de *trip* e mais especificamente pelos contatos Form A. Esses contatos já possuem um histórico de atuações indevidas.



Foi feita a monitoração da tensão DC em relação a terra nos terminais do contato Form A na UP 1, na UP 2 e na alimentação da unidade de controle UC, segundo o esquema da Figura 3.23. Para verificação das tensões DC foram feitas manobras na chave seccionadora 34H1-9 verificando o aparecimento de arco elétrico.

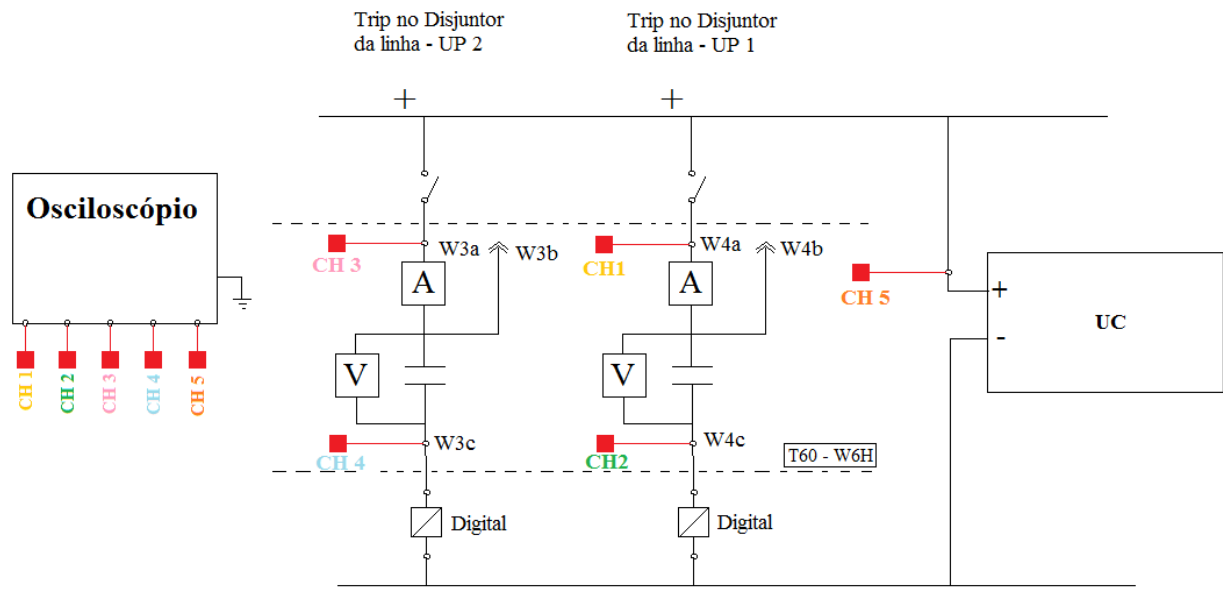


Figura 3.23 Medição de tensão nos contatos Form A das UPs e na alimentação da UC.

Durante a manobra da chave apareceram transitórios na tensão DC dos terminais dos contatos Form A das UP, segundo a Figura 3.24, que corresponde a uma imagem da tela do osciloscópio.

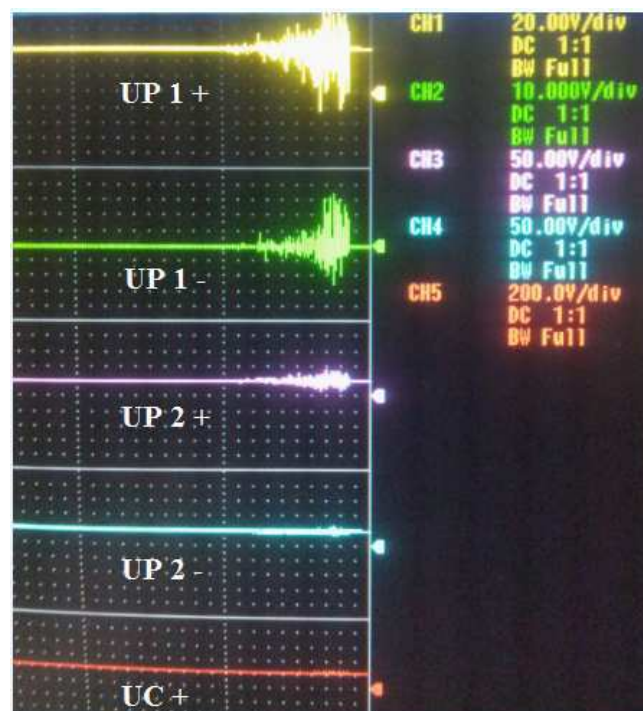


Figura 3.24 Transitórios na tensão DC nos terminais do contato Form A.



Na UP 1, os transitórios apareceram mais intensamente nos dois lados do contato. Durante a manobra da chave não houve atuação do contato Form A, ou seja, ele não fechou, pois não houve nenhum defeito para atuação das proteções, mais o transitório do lado positivo passou para o lado da entrada digital, onde a tensão, até então, era zero em relação a terra. Isso indica que o transitório do lado do positivo do contato foi suficiente para vencer a impedância da bobina de monitoração de tensão em paralelo com o contato e fez com que passasse corrente por essa bobina suficiente para sensibilizar a entrada digital da UP 1.

Na UP 2 apareceram os transitórios, mas com intensidade menor. Observa-se que do lado negativo do contato, ou seja, do lado da entrada digital, o transitório quase não aparece, o que indica que nessa UP o transitório do positivo não foi suficiente para vencer a impedância da bobina de monitoração de tensão e não houve corrente suficiente para sensibilizar a entrada digital, o que realmente não ocorreu, pois houve comando de *trip* apenas pela UP 1. Praticamente não aparece transitório na alimentação da UC, mais alguns segundos depois da manobra da chave, a UC reiniciou automaticamente.

Esses transitórios aparecem no barramento DC da subestação. Nessa SE existe um problema de fuga para terra no terminal positivo do DC, ou seja, devido a problemas de isolamento das cabeações do DC da subestação, há vazamento de corrente para a terra causando queda de tensão no terminal positivo. A diferença de potencial entre o positivo e o negativo do barramento DC se mantém em 250 V mais a tensão entre o barramento positivo e a terra diminui.

Com o aparecimento do arco na manobra da chave, deve haver algum vazamento da corrente da chave para a terra que passa para o positivo do barramento DC, devido ao seu contato com a terra. Esse problema de fuga para terra no DC dessa subestação está sendo resolvido com a troca de toda a cabeação.

Diante dessa problemática foram propostas duas melhorias na estrutura das UP:

- 1º Solução: Substituição do cartão W6H (form-A), por um cartão W6C (forme-C) no relé UP87BFA2 da proteção do BCS;
- 2º Solução: Instalação de um relé auxiliar como interface da função “*trip* BCS” entre os relés de proteção do banco de capacitores na UP 1 e UP 2 (LT 04F5);

O contato Form-C é um contato sem monitoração de tensão e corrente. A troca por esse tipo de contato eliminaria a bobina de monitoração de tensão, eliminando o

caminho para as correntes dos transitórios. A primeira solução seria inviável, devido a necessidade de ter que refazer todo o projeto lógico do relé UP87BF, o que não podia ser feito em pouco tempo, sendo, portanto, elaborado o planejamento executivo das modificações, em cima da segunda solução. Um esquema da solução adotada está representado na Figura 3.25.

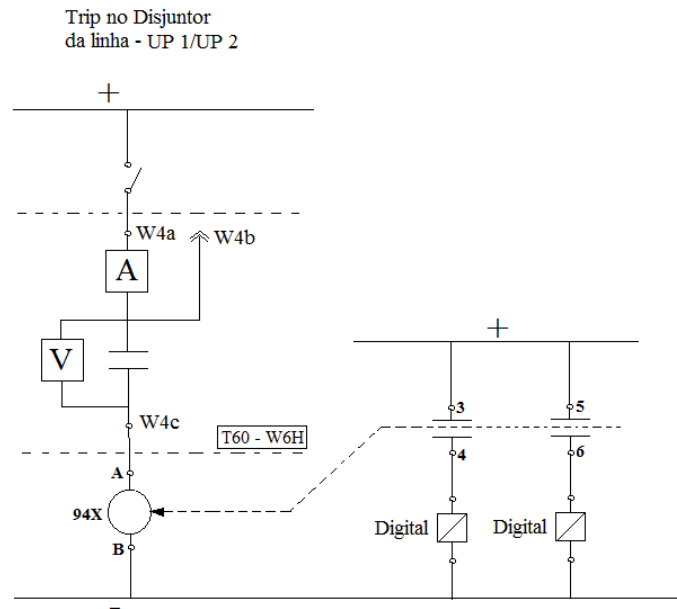


Figura 3.25 Modificação do circuito de trip para o disjuntor da linha 04F5..

A bobina do relé auxiliar 94X aciona os dois contatos que sensibilizam as entradas digitais. A bobina do 94X necessita de certo nível de corrente para ser sensibilizada, o que nesse circuito só ocorre com o contato form-A fechado. O transitório do DC que passa pela bobina de monitoração na manobra da chave seccionadora, não é capaz de sensibilizar a bobina do relé 94X, não havendo o fechamento dos contatos desse relé e não sensibilizando as entradas digitais.

Essa solução foi testada com a manobra da chave seccionadora 34H1-9, e se mostrou adequada. Essa atividade possibilitou conhecimentos de proteção de banco de capacitores, análise e solução de problemas, leitura de desenhos funcionais, arquitetura de relés digitais, planejamento da manutenção e análise de eventos no sistema elétrico de potência.

### 3.4 INTERVENÇÃO EM REGULADOR DE TENSÃO DO GERADOR 01G4 DA USINA DE SOBARDINHO.

O gerador 01G4 da Usina de Sobradinho, assim como os outros cinco instalados nessa usina, possuem potência nominal de 194,5 MVA, tensão nominal de saída de 13,8 kV, corrente nominal de 9042 A e fator de potência de 0,9. O enrolamento de campo desses geradores suporta tensão nominal de 1010 V e corrente nominal de 2099 A.

O sistema de excitação do gerador 01G4 é do tipo excitação estática com tiristor e com escovas. A ponte de tiristores e o sistema de controle e regulação de tensão foram instalados em outubro de 2012, em substituição ao sistema de fabricação ruço originalmente instalado com o gerador, devido a problemas. O projeto do novo sistema de regulação foi implementado na CHESF e os componentes são do fabricante SEMIKRON. Um esquema de todo o sistema de excitação e regulação de tensão está representado na Figura 3.26.

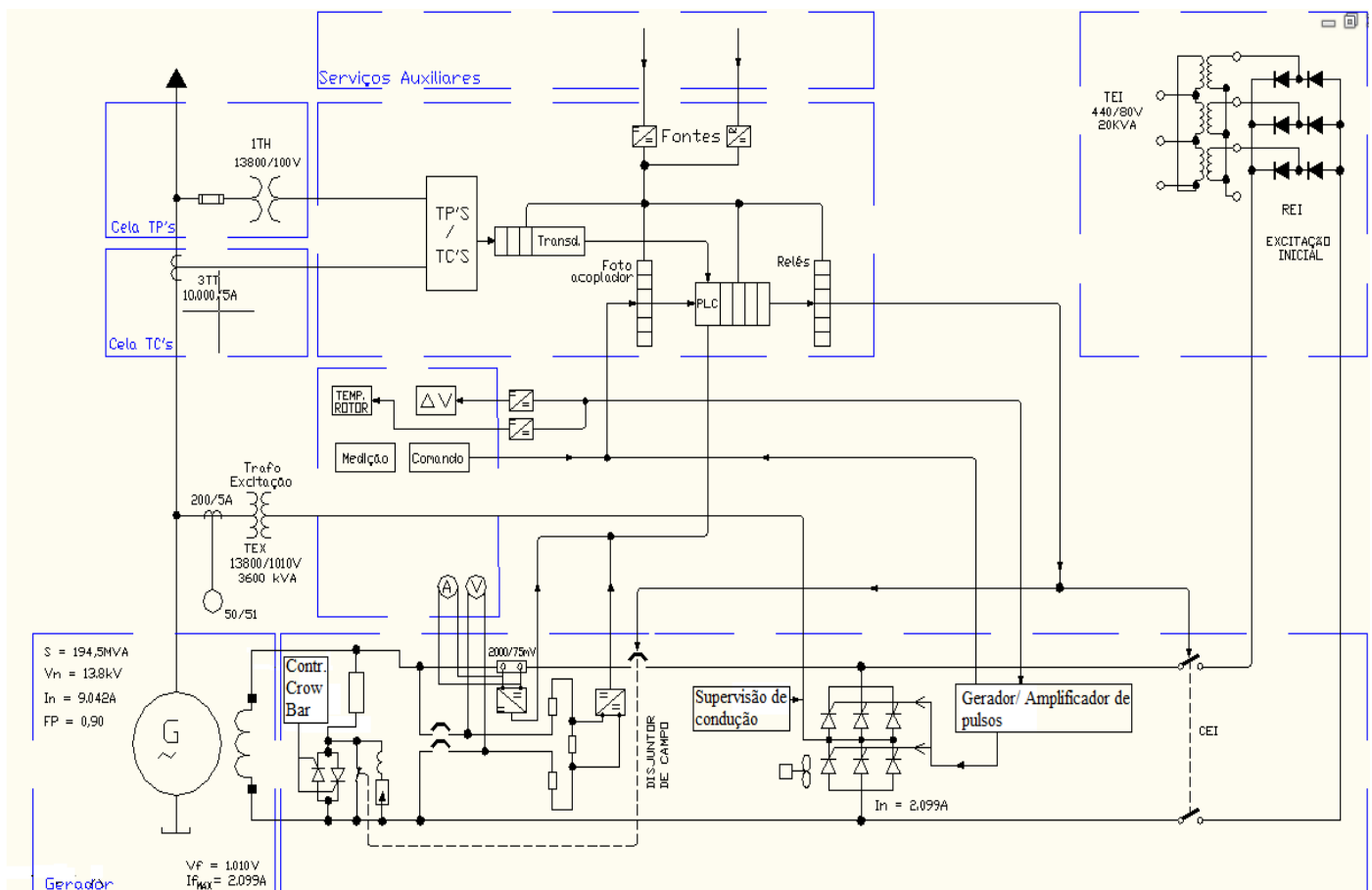


Figura 3.26 Sistema de excitação e regulação de tensão do gerador 01G4.

### 3.4.1 PONTE DE TIRISTORES

Sistema formado por seis tiristores de potência do fabricante SEMIKRON, responsáveis pela retificação controlada para a tensão DC do campo do gerador (Figura 3.27). Essa tensão é praticamente contínua, pois possui seis pulsos obtidos no processo de chaveamento dos tiristores. Esses pulsos são resultados da retificação das tensões das três fases e ocorrem no intervalo de um ciclo do sinal do sistema AC de alimentação da ponte. O processo de chaveamento dos tiristores regula a tensão média de saída da ponte. Essa ponte possui um sistema de ventilação controlado, fusíveis de proteção e proteção térmica.

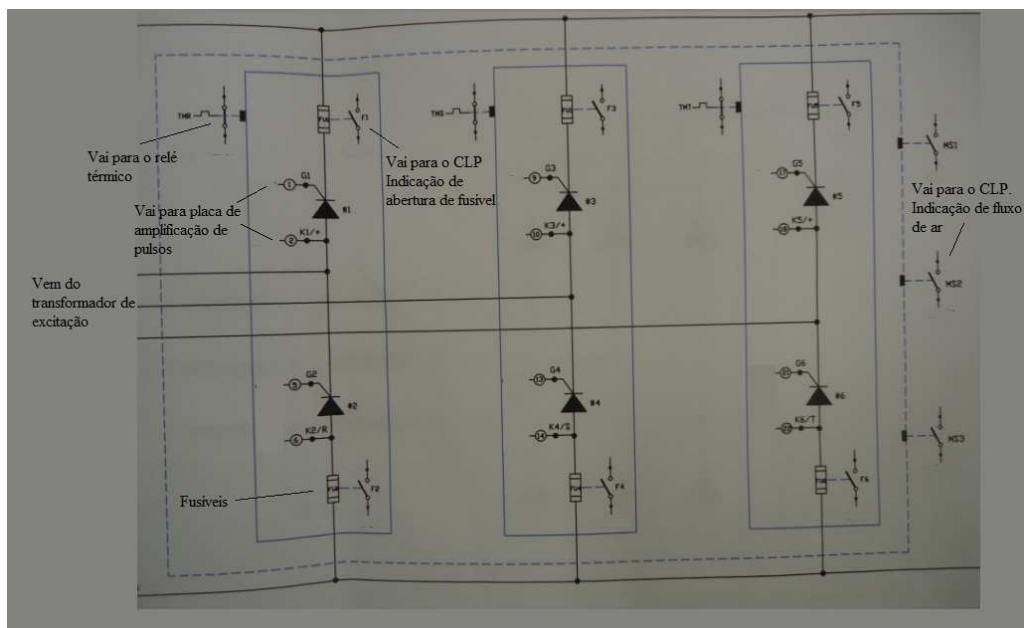


Figura 3.27 Representação da ponte de tiristores do sistema de excitação.

A ponte de tiristores do regulador de tensão do gerador 01G4, é mostrada na Figura 3.28.



Figura 3.28 Exemplo de ponte de tiristores.

Esse circuito pode operar como retificador ou como inversor, dependendo do ângulo de disparo dos tiristores. O ângulo de disparo é o intervalo em radianos ou grau do sinal de tensão do sistema de alimentação da ponte onde ocorrerá o disparo do tiristor. Variando o ângulo onde o disparo do tiristor ocorre, pode-se variar a tensão média de saída da ponte (Figura 3.29).

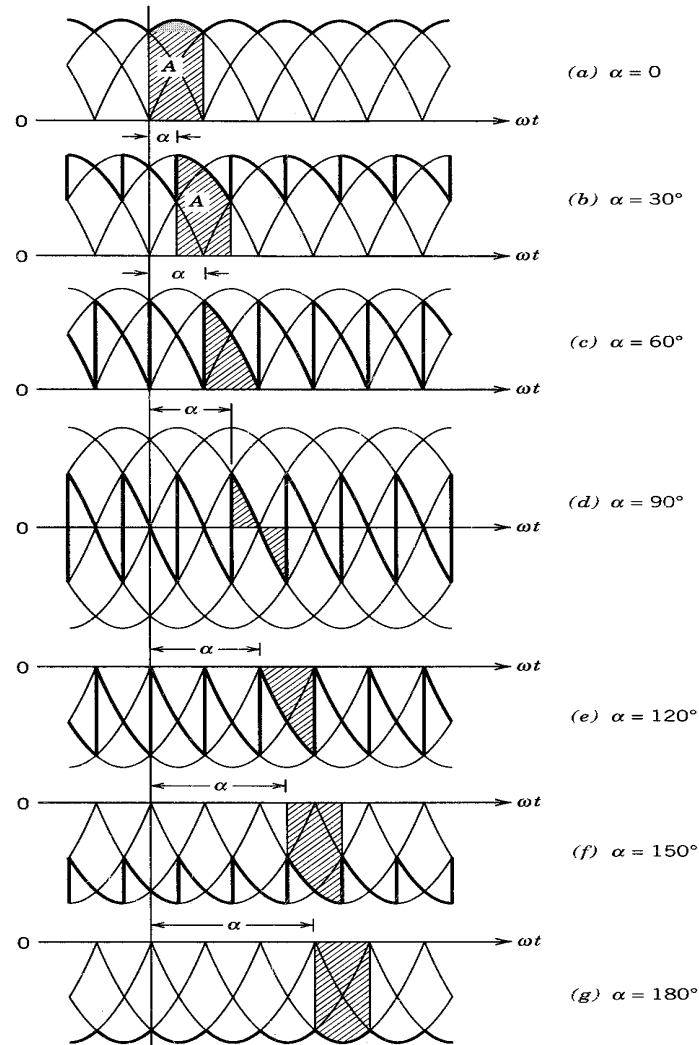


Figura 3.29 Tensão de saída da ponte de tiristores em função do ângulo de disparo

### 3.4.2 SISTEMA DE EXCITAÇÃO INICIAL

Sistema constituído por uma ponte de diodos trifásica, responsável pela excitação inicial do gerador. Possui um transformador trifásico de 440/80V e 20 KVA alimentado pelo serviço auxiliar da usina (Figura 3.30). Esse sistema entra, durante um pequeno intervalo de tempo, com uma tensão DC no campo. Logo depois esse sistema é desconectado pelas chaves CEI, ficando a excitação por conta da ponte de tiristores.

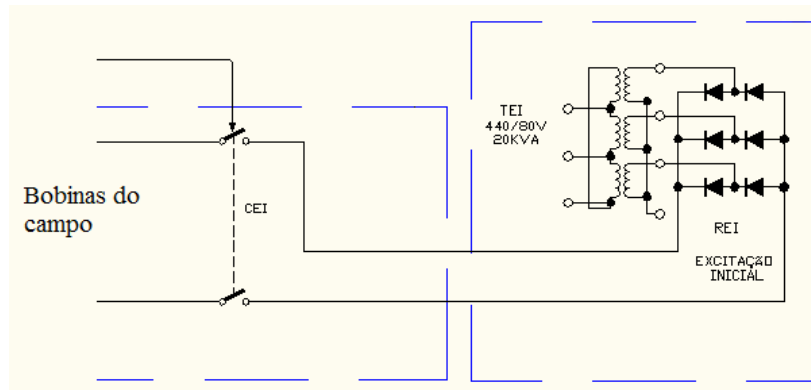


Figura 3.30 Sistema de excitação inicial do gerador.

### 3.4.3 SISTEMA CROWBAR

Esse sistema, também chamado de pé de cabra, protege a máquina contra sobretensões no campo. Ele causa um curto-circuito nos terminais da fonte de alimentação do campo ou para uma resistência shunt, de modo a limitar a tensão e acelerar a abertura do disjuntor de campo, protegendo o campo do gerador. É implementado usando-se tiristores, que através do circuito de controle do *crowbar*, são chaveados e consequentemente conduzem, causando o curto (Figura 3.31). O *crowbar* do gerador 01G4 possui um resistor shunt de 3,6 ohm e a sua placa de controle possui varistores acoplados. A proteção original do campo do gerador 01G4 são os pára-raios de 1° e 2° grau, sendo que o *crowbar* foi instalado depois.

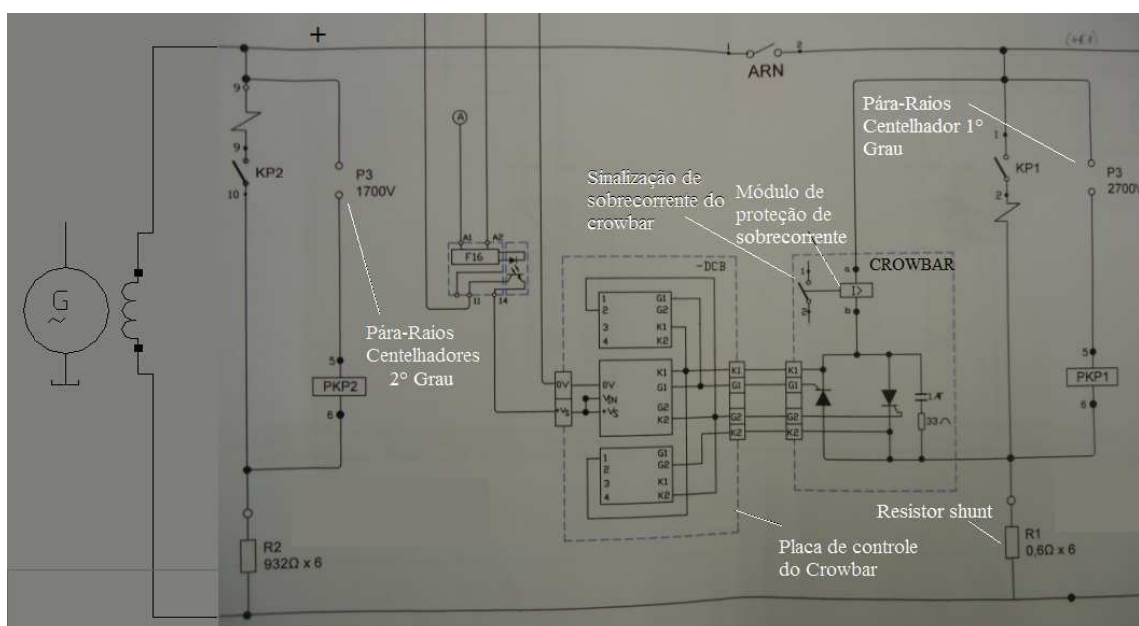


Figura 3.31 Sistema Crowbar.

A placa de controle do *crowbar* e o sistema *crowbar* do gerador 01G4, podem ser vistos na Figura 3.32.



Figura 3.32 Placa de controle e sistema *crowbar* do gerador 01G4.

### 3.4.4 TRANSFORMADOR DE EXCITAÇÃO

É o transformador que alimenta com tensão e corrente CA, o sistema de excitação da máquina. Ele pega a tensão na saída do gerador e alimenta a ponte de tiristores. No caso em questão o transformador de excitação é de 13800/1010 V e de 3600 kVA trifásico (Figura 3.33).

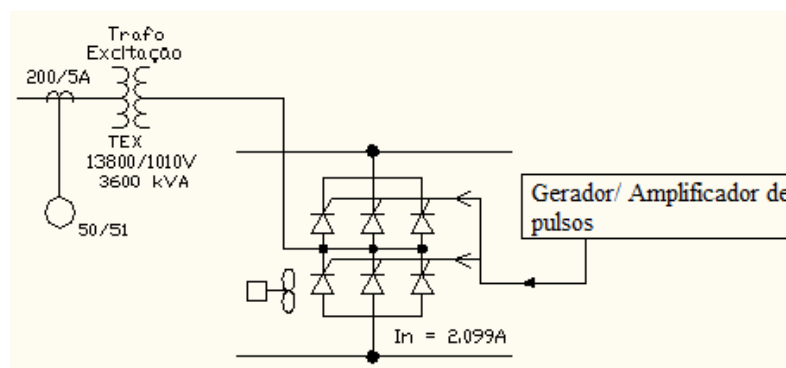


Figura 3.33 Ligação do transformador de excitação.

### 3.4.5 PLACA GERADORA E AMPLIFICADORA DE PULSOS

São duas placas separadas, uma que gera os pulsos para controle dos tiristores, de acordo com a necessidade de controle de tensão no campo, e uma que amplifica esses pulsos antes de chegarem aos tiristores da ponte. Essa placa recebe como referência, os dados de tensão do campo e temperatura do rotor. Na figura Figura 3.34 podemos ver uma imagem dessas placas.

### PLACA GERADORA DE PULSOS



### PLACA AMPLIFICADORA DE PULSOS



Figura 3.34 Placas geradora e amplificadora de pulsos.

### 3.4.6 SISTEMA DE CONTROLE E SUPERVISÃO

Esse sistema é implementado por um Controlador Lógico Programável (CLP), o qual verifica as variáveis da saída da máquina e do sistema de excitação através de suas entradas e realiza o processamento lógico necessário para atuar as proteções do gerador, as sinalizações, certos comandos e controles (Figura 3.35).

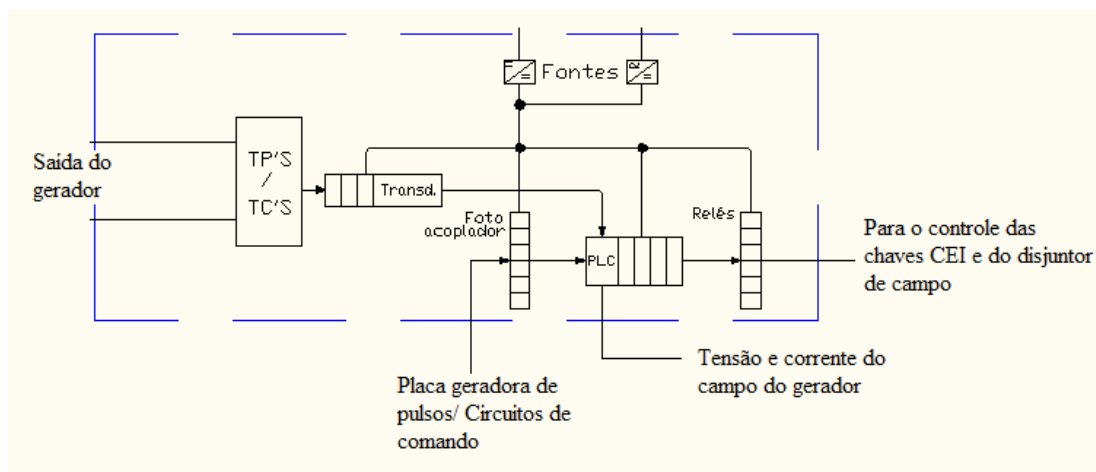


Figura 3.35 Sistema de controle das proteções do gerador.

### 3.4.7 INTERVENÇÕES

As intervenções começam com a Solicitação de Intervenção (SI), feita à Operação de Sistemas da empresa. Em anexo a essa solicitação devem estar o Planejamento Executivo (PEX) e a Análise Preliminar de Perigo (APP). O planejamento inicia-se com a indicação da infra-estrutura necessária para a execução das atividades. Depois toda a



equipe analisa o PEX/APP e realiza as modificações necessárias. Com o planejamento pronto, se valida o mesmo. Ao entregar a SI com o PEX/APP, recebe-se da operação o cartão de Autorização de Intervenção, recebendo o equipamento livre para início dos trabalhos. No local dos trabalhos adotam-se medidas de segurança necessárias e executam-se os trabalhos.

Depois que foi instalado, o sistema de Excitação/Regulador de tensão atual do gerador 01G4, teve um histórico de problemas durante o ano de 2013.

A primeira ocorrência foi em 09/01/2013, onde ocorreu o desarme automático da Unidade Geradora, no momento operando com 108 MW, onde ficou girando em vazio e sem excitação. Nessa ocorrência apareceram as sinalizações: Regulador de tensão trip interno, Regulador de tensão *Crowbar* Sobrecorrente, Regulador de tensão Excitação desligada, Regulador de tensão Alarme geral agrupado. Baseado nas sinalizações, foram realizadas medições de funcionalidade nos dispositivos de comando e controle (PLC) onde não foram encontradas nenhuma anormalidade. Nessa ocorrência alguns minutos antes da ocorrência, a operação elevou a tensão terminal da máquina de 13,6 para 13,7 kV. Após todas as verificações, foi feita a excitação da máquina retornando a mesma para o sistema.

O processo de retorno do gerador para o sistema começa colocando a máquina para girar em vazio, dentro do limite de velocidade adequado. Para se colocar a máquina no sistema deve-se excitar o campo e garantir a tensão de saída do gerador em sincronismo com a tensão do sistema, tanto em termos de frequência como de nível de tensão. Para isso a tensão na saída deve ser levada para um valor próximo ou igual a 13,8 kV, aplicando tensão no campo, manual ou automaticamente. O sistema de sincronismo compara o nível de tensão, a frequência e a fase do lado do gerador e do lado do sistema. Com os dois lados em sincronismo, fecha-se o disjuntor que liga a máquina ao primário do transformador de elevação. Com isso o gerador começa a fornecer potência para o sistema elétrico. Normalmente deve existir tensão do lado do sistema quando do processo de retorno do gerador.

A segunda ocorrência foi idêntica a do dia 09/01/2013 e ocorreu no dia seguinte. Houve apenas uma diferença com uma sinalização de 2º grau (1700 V) do pára-raios da proteção de campo, que não executa *trip*. Esse para raio é um centelhador, que causa o curto-circuito no campo quando há sobretensão limitando também a tensão e a corrente. Por orientação dos projetistas do sistema, foi orientada a troca da cartela AL 2004 (Figura 3.36) da CPU do CLP, após a qual não ocorreu mais anormalidade. Entendeu-se

que o defeito estava na referida cartela da CLP, o que ocasionou uma sobretensão no campo da unidade geradora, havendo a atuação correta da proteção de sobrecorrente do *crowbar*.



Figura 3.36 Cartela AL 2004 da CPU da CLP.

A terceira ocorrência foi idêntica as anteriores, ocorrendo sobretensão no campo da máquina, atuando o pára-raios e sobrecorrente do *crowbar*. Nesse caso, os projetistas do regulador indicaram a troca da placa de entradas analógicas QK1139 da CLP. Também foram conferidos e ajustados os valores de vácuo dos centelhadores pára-raios de 1° e 2° grau. Até esse ponto não se sabia exatamente o problema do regulador, só que aparece uma sobretensão no campo sempre que o operador ajusta a tensão terminal da máquina. Esse fato não possibilitou relacionar o problema ao defeito intermitente.

Na quarta ocorrência o desarme da Unidade Geradora se deu por atuação da proteção de sobrecorrente do *crowbar*, ocasionada por sobre tensão no campo. As oscilografias da tensão de campo mostraram a sobretensão com a ausência de condução de um tiristor, aumentando o tempo de condução nos outros tiristores. Por orientação dos projetistas do sistema, foi introduzido mais um varistor de 460 V na série original de três varistores na placa de controle do *crowbar*, perfazendo  $4 \times 460 = 1840$  V de *range* de leitura de tensão. Esses varitores estão na entrada de leitura da tensão do campo na placa de controle do *crowbar*. Quando existir uma tensão maior ou igual a 1840 V os varistores atuam, indicando sobretensão no campo.

A quinta ocorrência se deu no dia seguinte. Aconteceram as mesmas sinalizações da quarta ocorrência, mais sinalização de proteção de fuga para terra no

rotor, que foi a proteção que desarmou a unidade geradora. Nessa ocorrência não houve atuação da proteção do *crowbar* mais atuou a proteção original do campo da unidade geradora, que é a dos pára-raios de 2° grau ajustadas em 1700V que causa somente alarme. Foi a primeira vez que atuou a proteção de fuga a terra do rotor. A oscilografia continuou mostrando a sobretensão no campo com a ausência de condução de um tiristor e tempo de condução maior em outro. Devido ao tipo de proteção que atuou, realizaram-se medições da resistência de isolamento e ôhmica do campo e os valores apresentados foram normais, indicando integridade do campo. De acordo com o valor de projeto, a resistência ôhmica do campo apresenta o valor de projeto de 246 mohm. Os valores de resistência de isolamento, medidos em várias partes do sistema de excitação, estão indicados na Tabela 3.6.

Tabela 3.6 Resultados dos ensaios de isolamento realizados.

<b>MEDIÇÃO DE ISOLAMENTO EM Mohm DA UG 01G4/USB - INSTRUMENTO KYORITSU NS 0113553</b>									
<b>CONFIGURAÇÃO: CAMPO SEM ESCOVAS MÁQUINA PARADA - TENSÃO DE MEDIÇÃO 1000V</b>									
TEMPO	15"	30"	45"	1"	2"	3"	4"	5"	10"
MEDIÇÃO	2,64	3,01	3,2	3,37	3,56	3,82	4	4,25	4,82
lab	1,27								
lp	1,43								
<b>CONFIGURAÇÃO: ENTRE O PORTA-ESCOVAS E A PONTE, COM O CAMPO O DJ DE CAMPO FECHADO - 2500V</b>									
TEMPO	15"	30"	45"	1"	2"	3"	4"	5"	10"
MEDIÇÃO	14,7	15,1	15,4	15,5	15,6	15,7	15,8	15,9	15,9
lab	1,05								
lp	1,03								
<b>CONFIGURAÇÃO: ENTRE OS ANEIS COM BARRA DE CAMPO ABERTA - TENSÃO DE MEDIÇÃO 1000V</b>									
TEMPO	15"	30"	45"	1"	2"	3"	4"	5"	10"
MEDIÇÃO	12,4	14,3	15,3	15,8	18,8	20,6	21,6	22,2	29,7
lab	1,28								
lp	1,87								
<b>CONFIGURAÇÃO: NO SECUNDÁRIO DO TRANSFORMADOR DE EXCITAÇÃO - TENSÃO DE MEDIÇÃO 1000V</b>									
TEMPO	15"	30"	45"	1"	2"	3"	4"	5"	10"
MEDIÇÃO	16,8	16,6	16,7	16,9	16,9	16,9	17,2	17,2	17,4
lab	1,01								
lp	1,03								

Esses ensaios são feitos com um medidor que injeta uma tensão DC, ajustada com valor suportado pelo circuito ou um pouco maior, entre o circuito testado e a terra, durante intervalos de tempo normatizados. Uma representação desse tipo de medição pode ser vista na Figura 3.37.

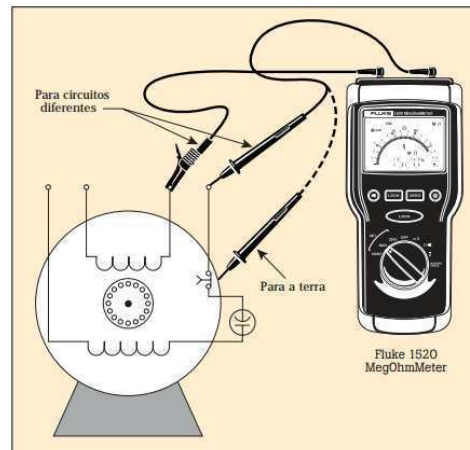


Figura 3.37 Exemplo de teste de isolamento.

Outro teste feito foi o de atuação do relé de fuga à terra do rotor, com resistências de 4000 e 2000 ohms, conforme seus ajustes. Foi verificado funcionamento normal. Foi feita a troca desse relé e de sua fonte de alimentação, mais se verificou as mesmas ocorrências.

O relé de fuga para terra desse gerador é como o representado na Figura 3.38. Esse sistema usa o método de injeção de tensão CA. Esse método consiste em injetar permanentemente tensão CA no circuito do rotor. Ocorrendo um defeito entre o enrolamento de campo e a terra, aparecerá tensão no relé de tensão 64R, fazendo com que ocorra a saída do gerador. Nessa ocorrência foram eliminados os pára-raios de proteção do campo, ficando essa função realizada pelo *crowbar*.

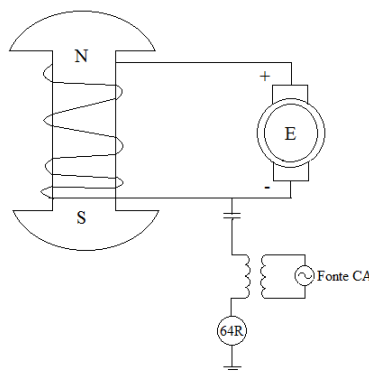


Figura 3.38 Proteção de fuga à terra do rotor.

Contratou-se a consultoria do fabricante dos componentes SEMIKRON para uma investigação que diagnosticou a causa fundamental das ocorrências, que foi a presença de ruídos no chaveamento dos tiristores da ponte retificadora controlada. Esses ruídos aparecem no instante do chaveamento do tiristor e correspondem a um impulso

de tensão. Observou-se também, a falta de alguns pulsos e o maior tempo de condução de um dos tiristores, ocasionando um pico de tensão maior nesse (Figura 3.39).

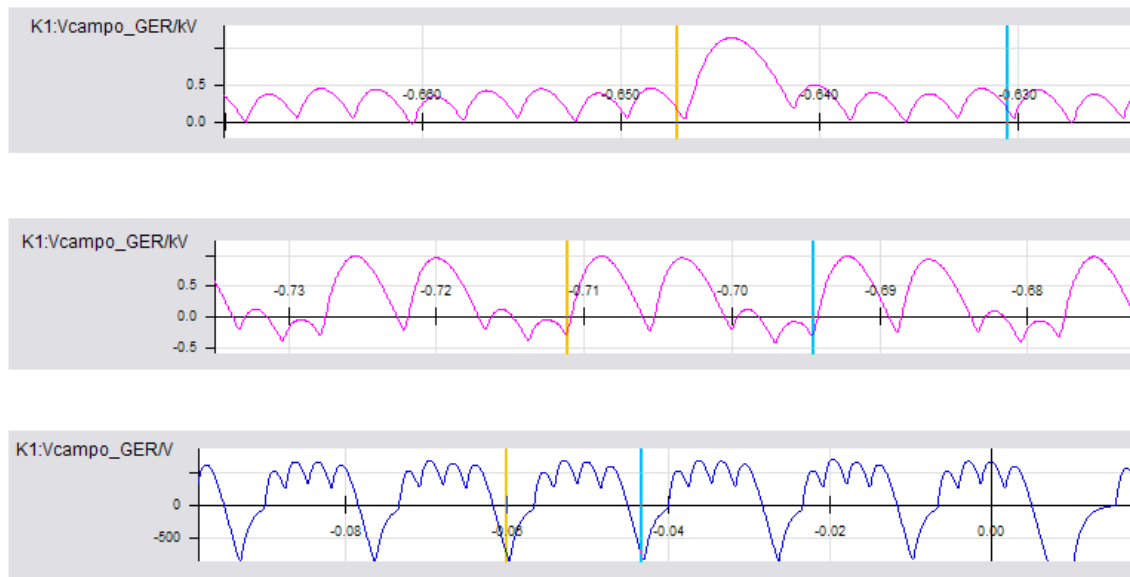


Figura 3.39 Oscilografias da tensão do campo com a falta de pulsos.

O sistema de regulação de tensão possui no lado DC um circuito chamado de *Snubber*. O objetivo do *Snubber* é evitar problemas advindos de excessivos valores para  $dv/dt$  e  $di/dt$ , ou seja, reduzir os impulsos de tensão e corrente, gerados pelos processos de chaveamento. No regulador em questão existe o *Snubber* RC que corresponde a um circuito RC em paralelo com cada tiristor (Figura 3.40). Nesse circuito quando o tiristor é comutado a tensão direta segue a dinâmica do circuito RC, ou seja, é amortecida. Além disso, facilita a comutação do tiristor, pois desvia parte da corrente de anodo.

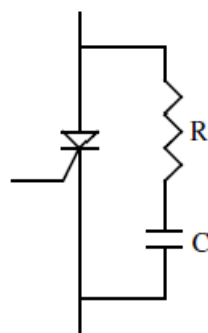


Figura 3.40 Circuito *Snubber* RC.

Os circuitos *Snubber* instalados estão representados na Figura 3.41. Existia inicialmente apenas um circuito *snubber*, que foi duplicado na quinta ocorrência devido a presença dos ruídos. Isso possibilitou que a tensão de saída do gerador pudesse ser elevada para sua tensão nominal de 13,8 kV, o que não estava acontecendo antes, sem

quem a máquina desarmasse. Mas, isso não impediu o desarme da máquina, pois mesmo chegando a 13,8 kV, instantes depois ocorria o desarme.



Figura 3.41 Circuito *snubber* da ponte de tiristores do regulador de tensão.

A SEMIKRON propôs a implantação de um filtro RCD no lado AC, na saída do transformador síncrono, constituído por uma ponte de diodos de três pernas em paralelo com uma associação de resistores e capacitores (Figura 3.42), o qual serviria também para amortecer os ruídos no sinal AC.

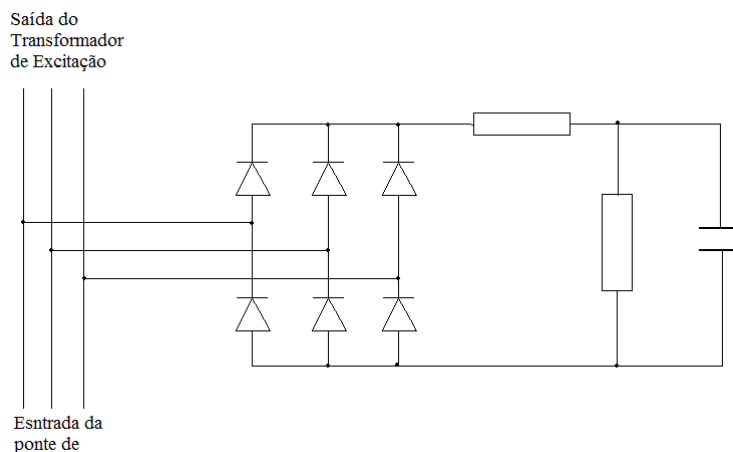


Figura 3.42 Circuito RCD.

O filtro RCD instalado na quinta ocorrência foi o primeiro, sendo constituído por seis diodos de potência, seis capacitores de 60  $\mu\text{F}$  por 600 V e seis resistores de 4 Kohm por 250 W, associados segundo a Figura 3.43. Mostra-se na Figura 3.44, o RCD instalado.

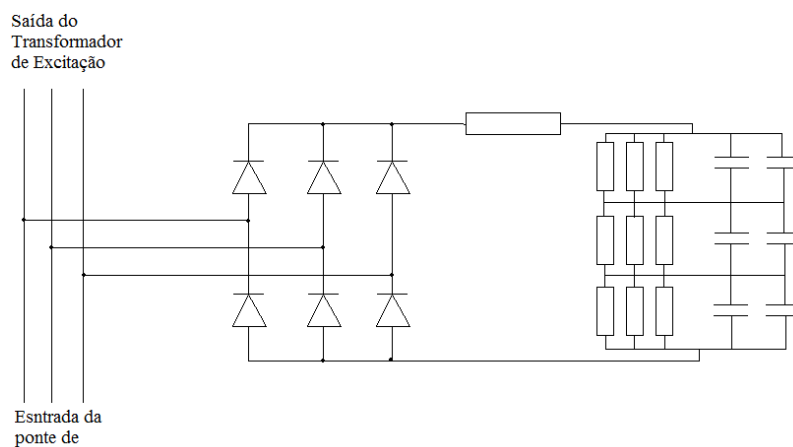


Figura 3.43 Configuração do primeiro filtro RCD instalado.



Figura 3.44 RCD instalado no painel do regulador de tensão.

Com a instalação do filtro RCD, não ocorreu mais a falta de um pulso na tensão do campo e a máquina voltou ao sistema sem anormalidades.



Na sexta ocorrência, deu-se um desarme da unidade geradora. Faltava um pulso na tensão do campo, como nas outras ocorrências. Foram feitas medidas nos componentes do *Snubber* e RCD, não encontrando nenhuma anormalidade.

No circuito RCD a característica operativa normal dos resistores é com no máximo 350 °C e os capacitores de 600 V com 715 V quando o gerador estiver com tensão terminal de 14,5 kV. Na verificação todos os componentes estavam operando dentro dos limites, como podemos ver na Figura 3.45.



Figura 3.45 Termografia dos resistores do filtro RCD.

. Em alguns momentos os resistores apresentam temperaturas acima de 300 °C. Para melhorar a refrigeração dos resistores e tornar mais robusto o projeto do filtro, foi orientado pela SEMIKRON, trocar os resistores e capacitores instalados por um único capacitor de 40  $\mu$ F e uma associação de 4 resistores equivalentes a 4 kOhm/4kW (Figura 3.46).



Figura 3.46 Resistores e capacitor do filtro RCD modificado.



Com todos esses procedimentos adotados, hoje a unidade geradora 01G4 encontra-se em pleno funcionamento, não havendo mais ocorrências relacionadas a espúrios e falta de pulsos na tensão do campo. No entanto, certos componentes do sistema de regulação ainda sofrem danos e necessitam serem trocados, como por exemplo, a troca da placa amplificadora de pulsos, mais recentemente. Foi verificado nessa placa um sobreaquecimento dos componentes de um dos canais de saída de pulsos. A cada dia esse regulador está sendo aperfeiçoado. Uma causa exata dessas ocorrências não foi totalmente descoberta, mais os problemas verificados serviram de subsídio para a melhoria do regulador de tensão.

Essas ocorrências possibilitaram o conhecimento dos princípios de funcionamento de todo o sistema de excitação dos enrolamentos de campo de um gerador síncrono.

## 4 CONCLUSÃO

Com a vivência nas atividades de estágio pôde-se observar in loco o aprendizado na academia, aperfeiçoando os conhecimentos adquiridos.

É importante destacar a importância da CHESF no cenário nacional e regional. É uma empresa com processos que são de grande valia para os conhecimentos dos engenheiros eletricitas, com seu sistema abrangendo os diversos campos da engenharia elétrica.

Nesse período de estágio foram vivenciados conhecimentos referentes: à proteção dos sistemas de potência e suas particularidades, às rotinas de manutenção, à investigação de defeitos, ao processo de planejamento de intervenções e aos atos normativos que regem os processos de manutenção.

Também foram vivenciadas rotinas de manutenção de sistemas da geração de energia elétrica realizando avaliação técnica, atuação nas atividades de manutenção, planejamento de atividades e estudos relacionados.

Além disso, o contato com o ambiente corporativo possibilita ao futuro engenheiro a inserção em rotinas empresariais necessárias para sua formação, colocando o profissional em contato com técnicos capacitados, possibilitando a transmissão de conhecimento.

## BIBLIOGRAFIA

A Empresa. **Estrutura organizacional**, 2013. Disponível em: <[http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf\\_portal/paginas/institucional/institucional\\_nossa\\_estrutura/container\\_nossa\\_estrutura](http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/institucional/institucional_nossa_estrutura/container_nossa_estrutura)>. Acesso em: Outubro 2013.

BLACKBURN, J. L. **Protective Relaying: Principles and Applications**. 2ª Edição. ed. Washington: Marcel Dekker, 1998.

FITZGERALD, A. E. **Máquinas Elétricas: Com introdução a eletrônica de potência**. 6ª. ed. Porto Alegre: Bookman, 2006.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2ª Edição. ed. Florianópolis: UFSC - EEL - LABPLAN, v. I, 2005.

KINDERMANN, G. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. 2ª. ed. Florianópolis - SC: UFSC-ELL-LABPLAN, v. III, 2008.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 3ª Edição. ed. Rio Janeiro: LTC, 2005.

RASHID, M. H. **Eletrônica de potência: Circuitos, dispositivos e aplicações**. Tradução de Carlos Alberto Favato. São Paulo: Makron Books, 1999.

SBCP, C. **Desenhos do sistema de proteção da subestação Juazeiro da Bahia II**. CHESF. Sobradinho. 2013. Desenhos localizados no acervo do SBCP na Gerência Regional de Sobradinho.

SISTEMA Chesf. **Portal Chesf**, 2013. Disponível em: <[http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf\\_portal/paginas/sistema\\_chesf](http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf)>. Acesso em: out. 2013.

SITE da DOMO. **DOMO**, 2013. Disponível em: <<http://chesfnet/do/soc/dos/domo/homepage/>>. Acesso em: outubro 2013. Esse site é corporativo, com acesso liberado apenas para funcionários ou pessoas autorizadas.

## ANEXO A – STANDARD DEVICE NUMBERS

### ANSI/IEEE Standard Device Numbers

In North America protective relays are generally referred to by standard device numbers. Letters are sometimes added to specify the application (IEEE Standard C37.2-2008).

*Device Numbers (the more commonly used ones are in bold)*

1 - Master Element	53 - Field Excitation Relay
2 - Time Delay Starting or Closing Relay	55 - Power Factor Relay
3 - Checking or Interlocking Relay	56 - Field Application Relay
4 - Master Contactor	<b>59 - Overvoltage Relay</b>
5 - Stopping Device	60 - Voltage or Current Balance Relay
6 - Starting Circuit Breaker	62 - Time-Delay Stopping or Opening Relay
7 - Rate of Change Relay	63 - Pressure Switch
8 - Control Power Disconnecting Device	64 - Ground Detector Relay
9 - Reversing Device	65 - Governor
10 - Unit Sequence Switch	66 - Notching or jogging device
11 - Multifunction Device	<b>67 - AC Directional Overcurrent Relay</b>
12 - Overspeed Device	68 - Blocking or "out of step" Relay
13 - Synchronous-speed Device	69 - Permissive Control Device
14 - Underspeed Device	74 - Alarm Relay
15 - Speed or Frequency-Matching Device	75 - Position Changing Mechanism
16 - Data Communications Device	76 - DC Overcurrent Relay
20 - Elect. operated valve (solenoid valve)	78 - Phase-Angle Measuring Relay
<b>21 - Distance Relay</b>	79 - AC-Reclosing Relay
23 - Temperature Control Device	81 - Frequency Relay
24 - Volts per Hertz Relay	83 - Automatic Selective Control or Transfer Relay
<b>25 - Synchronizing or Synchronism-Check Device</b>	84 - Operating Mechanism
26 - Apparatus Thermal Device	85 - Pilot Communications, Carrier or Pilot-Wire Relay
<b>27 - Undervoltage Relay</b>	86 - Lockout Relay
30 - Annunciator Relay	<b>87 - Differential Protective Relay</b>
<b>32 - Directional Power Relay</b>	89 - Line Switch
36 - Polarity or Polarizing Voltage Devices	90 - Regulating Device
37 - Undercurrent or Underpower Relay	91 - Voltage Directional Relay
38 - Bearing Protective Device	92 - Voltage and Power Directional Relay
39 - Mechanical Conduction Monitor	94 - Tripping or Trip-Free Relay
<b>40 - Field (over/under excitation) Relay</b>	
41 - Field Circuit Breaker	
42 - Running Circuit Breaker	B - Bus
43 - Manual Transfer or Selector Device	F - Field
46 - Rev. phase or Phase-Bal. Current Relay	G - Ground or generator
47 - Phase-Seq. or Phase-Bal. Voltage Relay	N - Neutral
48 - Incomplete-Sequence Relay	T - Transformer
49 - Machine or Transformer Thermal Relay	
<b>50 - Instantaneous Overcurrent</b>	
<b>51 - AC Time Overcurrent Relay</b>	
52 - AC Circuit Breaker	

## ANEXO B – STANDARD DEVICE NUMBERS

Description	ANSI	IEC 60617	Description	ANSI	IEC 60617
Overspeed relay	12		Inverse time earth fault overcurrent relay	51G	
Underspeed relay	14		Definite time earth fault overcurrent relay	51N	
Distance relay	21		Voltage restrained/controlled overcurrent relay	51V	
Overtemperature relay	26		Power factor relay	55	
Undervoltage relay	27		Oversvoltage relay	59	
Directional overpower relay	32		Neutral point displacement relay	59N	
Underpower relay	37		Earth-fault relay	64	
Undercurrent relay	37		Directional overcurrent relay	67	
Negative sequence relay	46		Directional earth fault relay	67N	
Negative sequence voltage relay	47		Phase angle relay	78	
Thermal relay	49		Autoreclose relay	79	
Instantaneous overcurrent relay	50		Underfrequency relay	81U	
Inverse time overcurrent relay	51		Overfrequency relay	81O	
			Differential relay	87	

