

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

**ESCOLA DE ENGENHARIA DE SÃO
CARLOS**

**Análise de Características de
Subestações Isoladas Blindadas a
Gás e Comparação Frente a Projetos
Convencionais**

DANILO MARTINS DE MELLO

São Carlos

2012

DANILO MARTINS DE MELLO

**Análise de Características de
Subestações Isoladas Blindadas a
Gás e Comparação Frente a Projetos
Convencionais**

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

Curso de Engenharia Elétrica com
Ênfase em Eletrônica

ORIENTADOR: Prof. Dr. Rogério
Andrade Flauzino

São Carlos
2012

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

M527a

Mello, Danilo Martins de
Análise de características de subestações isoladas
blindadas a gás e comparação frente a projetos
convencionais / Danilo Martins de Mello; orientador
Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino. São Carlos, 2012.

Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica com
ênfase em Eletrônica) -- Escola de Engenharia de São
Carlos da Universidade de São Paulo, 2012.

1. AIS. 2. Estudo. 3. GIS. 4. Guia. 5. Projeto. 6.
Subestações. 7. SF6. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

Nome: Danilo Martins de Mello

Título: “Análise de Características de Subestações Isoladas Blindadas a Gás e Comparaçāo Frente a Projetos Convencionais”

*Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado
em 22/11/2012,*

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

Prof. Dr. Rogério Andrade Flauzino (Orientador)
SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Ricardo Augusto Souza Fernandes
SEL/EESC/USP

Prof. Dr. Ruy Barboza
SEL/EESC/USP

Coordenador da CoC-Engenharia Elétrica - EESC/USP:
Prof. Associado Homero Schiabel

Aos meus pais, Fernando e Lurdinha.

Não fosse por vosso amor e dedicação, jamais teria concluído esta jornada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por me proporcionar aqueles que me ajudaram em toda a trajetória para que eu iniciasse minha carreira como engenheiro, meus amigos e família. Agradeço aos meus pais, Fernando e Lurdinha, por tudo o que proporcionaram a mim e já digo que a retribuição ainda está por vir. Agradeço ao meu irmão Fernando Martins de Mello pelo grande exemplo que foi em minha vida. Agradeço ao Juliano Freire Ribeiro por ter feito o ano de cursinho pré-vestibular um ótimo ano, o que me proporcionou o ingresso na renomada Universidade de São Paulo. Agradeço ao Milton Alex de Carvalho por, além do irmão que foi, ter me apresentado ao Kung Fu, prática fundamental para que eu mantivesse o equilíbrio emocional mesmo em épocas conturbadas da vida (estou me referindo às semanas de provas mesmo). Agradeço ao Mestre Daniel Ruiz Marcato por ter me ensinado toda a disciplina e dedicação que carrego comigo. Agradeço ao Mikail Graciano Cestari e ao Marco Polo B. Del Nero por serem dois ótimos irmãos que me auxiliaram sempre que foi preciso. Agradeço a Fernanda Cardoso Martins por, além de excelente amiga e ter proporcionado os dias mais felizes, ser a maior motivação para que eu alavanque minha carreira e prospere em minha vida. Agradeço a Débora Siqueira Martins por todo o carinho e apoio que me deu sempre que foi preciso. Agradeço a todo o corpo Docente da Escola de Engenharia de São Carlos por me proporcionarem todo o conhecimento necessário tanto para minha carreira como para minha vida. Agradeço ao Engenheiro Francisco Márcio da Silva Campos e ao Gerente José Eduardo Pinto Araya por me darem todo o suporte necessário para meu desenvolvimento durante o período de estágio. E agradeço a todos aqueles que não foram citados aqui, mas que também tiveram fundamental importância nesta trajetória da graduação, incluindo os pernilongos que me acompanharam nestas últimas noites de calor e sempre me tiram da cama. Sem vocês talvez eu tivesse dormido mais e não tivesse concluído esta dissertação a tempo.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	XV
LISTA DE TABELAS	XVII
LISTA DE TERMOS E SIGLAS	XIX
LISTA DE SÍMBOLOS	XXI
RESUMO	XXIII
ABSTRACT	XXV
1 INTRODUÇÃO	27
1.1 Introdução ao Sistema Elétrico de Potência	27
1.1.1 Fluxo de Carga	27
1.1.2 Curto-circuito	31
1.1.3 Sobretenções	32
1.2 Subestações: Seu Papel no Sistema Elétrico de Potência	34
1.2.1 Classificações de uma SE	35
1.2.2 Principais Equipamentos de uma SE e suas Funções	36
1.2.3 Tipos de Diagrama em Função das Cargas	38
1.2.4 Coordenação de Isolamento	42
1.3 Órgãos Regulamentadores e Fiscalizadores	42
1.3.1 ANEEL	42
1.3.2 ONS	43
2 Subestação Isolada a Ar (AIS)	45
2.1 Equipamentos	45
2.1.1 Transformadores de Instrumentação	45
2.1.2 Disjuntor	53
2.1.3 Chave Seccionadora	58
2.1.4 Para-raios	62
2.1.5 Buchas para Transformadores e Reatores	64
2.2 Coordenação de Isolamento	66
2.2.1 Espaçamentos em Ar	66
2.2.2 Níveis de Isolamento	70

3	Subestação Isolada a Gás (GIS).....	71
3.1	Gas SF ₆	71
3.1.1	Propriedades Físicas e Químicas do Gás.....	71
3.2	Módulo Blindado.....	72
3.2.1	Módulo Disjuntor	74
3.2.2	Módulo Seccionador.....	76
3.2.3	Chaves de Aterramento.....	77
3.2.4	Módulo de TI	78
3.2.5	Para-raios	81
3.2.6	Módulos Terminais.....	81
3.2.7	Módulo de Barramentos	83
3.2.8	Módulos de Conexão	84
3.3	Coordenação de Isolamento	85
3.3.1	Espaçamentos Elétricos	87
3.3.2	Níveis de Isolamento Normalizados.....	87
4	Projeto Exemplo	89
4.1	Situação Problema	89
4.2	Solução – Considerações Gerais sobre a SE	89
4.2.1	Classificação da SE.....	89
4.2.2	Tipo de Arranjo.....	90
4.2.3	Características Elétricas do Sistema	90
4.2.4	Transformador de Força	91
4.2.5	Composição da SE Fundição	91
4.3	Solução AIS.....	92
4.3.1	Diagrama Unifilar.....	92
4.3.2	Coordenação de Isolamento.....	92
4.3.3	Especificação dos Equipamentos.....	93
4.3.4	Arranjo Físico dos Equipamentos de Pátio.....	94
4.3.5	Estacionamento.....	94
4.3.6	Manutenção.....	94

4.3.7 Considerações Sobre os Custos	95
4.4 Solução GIS.....	95
4.4.1 Diagrama Unifilar.....	96
4.4.2 Coordenação de Isolamento.....	96
4.4.3 Especificação dos Equipamentos.....	96
4.4.4 Arranjo Físico dos Equipamentos de Pátio.....	97
4.4.5 Estacionamento.....	97
4.4.6 Manutenção	97
4.4.7 Considerações Sobre os Custos	98
4.5 Comparação das Soluções	98
4.5.1 Segurança.....	98
4.5.2 Considerações Sobre os Custos	99
4.6 Solução Escolhida	100
5 Outras Aplicações da GIS.....	101
5.1 Instalações Subterrâneas ou em Ambientes Enclausurados	101
5.2 Ambientes Hostis	101
6 CONCLUSÕES	103
7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
8 ANEXOS	107
ANEXO – A: Tipos de Diagramas de uma SE.....	108
ANEXO – B: SE Fundição AIS – Diagrama Unifilar Simplificado.....	109
ANEXO – C: SE Fundição AIS – Planta.....	110
ANEXO – D: SE Fundição AIS – Corte.....	111
ANEXO – E: SE Fundição GIS – Diagrama Unifilar Simplificado.....	112
ANEXO – F: SE Fundição GIS – Planta	113
ANEXO – G: SE Fundição GIS – Corte.....	114
ANEXO – H: SE Fundição GIS – Estacionamento.....	115

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Sistema Elétrico de Potência [1]	28
Figura 1.2: Transmissão: Distância, Potência, Tensão [1]	29
Figura 1.3 – Geração, Transmissão e Distribuição [1].....	29
Figura 1.4: Sistema Elétrico de Potência: Consumidores [1].....	31
Figura 1.5: Diagrama Unifilar (esquerda) e Diagrama de Impedâncias (direita) [4]	32
Figura 1.6: Representação Esquemática dos Diferentes tipos de Sobretensões num Sistema EAT [6]	34
Figura 2.1: TC – Esquema Básico [4]	45
Figura 2.2: TC Tipo Primário Enrolado [4].....	46
Figura 2.3: TC do Tipo Barra [4]	46
Figura 2.4: TC Tipo Janela [4]	47
Figura 2.5: TC do Tipo Bucha [4]	47
Figura 2.6: TC Tipo Núcleo Dividido [4]	48
Figura 2.7: TP – Esquema Básico [4].....	52
Figura 2.8: Seccionadora - Abertura Vertical [5].....	59
Figura 2.9: Seccionadora - Dupla Abertura Lateral [5] – (a) <i>Vista lateral</i> – (b) <i>Vista superior</i>	59
Figura 2.10: Seccionadora - Abertura Lateral [5] – (a) <i>Vista lateral</i> – (b) <i>Vista superior</i>	60
Figura 2.11: Seccionadora - Abertura Central [5] - (a) <i>Vista lateral</i> - (b) <i>Vista superior</i> . 60	60
Figura 2.12: Seccionadora - Abertura Vertical Reversa [5] - (a) <i>Alcance vertical</i> - (b) <i>Semi pantográfica</i> - (c) <i>Pantográfica</i>	62
Figura 2.13: Bucha com Invólucro de Porcelana [5].....	65
Figura 2.14: Distâncias Médias para o Operador [6].....	68
Figura 2.15: Exemplo de Faixa de Circulação de Pessoal [6]	69
Figura 2.16: Exemplo de Faixa de Circulação Usada para Serviços de Manutenção com Ferramentas Leves [6]	69
Figura 3.1: Hexafluoreto de Enxofre - Estrutura Molecular [9].....	72
Figura 3.2: GIS – <i>bay</i> de linha/transformador de 245 kV – vista lateral [14].....	73
Figura 3.3: Unifilar e Detalhes do bay de 245 kV de uma GIS [13].....	73
Figura 3.4: Módulo de Interrupção – Disjuntor [13]	74
Figura 3.5: Disjuntor – Princípio da Auto Compressão Dinâmica [13] – (a) <i>Disjuntor na posição “Fechado”</i> – (b) <i>Aberto: Contato principal aberto</i> – (c) <i>Aberto: contato de arco aberto</i> – (d) <i>Disjuntor na posição “Aberto”</i>	75
Figura 3.6: Módulo de Chaveamento [13]	76

Figura 3.7: Módulo de Chaveamento – Caminho da Corrente [14].....	77
Figura 3.8: Módulo de Chaveamento – Mecanismo de Acionamento [14] – (a) <i>Chave aberta</i> – (b) <i>contato de arco no momento de toque</i> – (c) <i>Chave fechada</i>	77
Figura 3.9: Módulo de Aterrramento – Chave de Aterrramento Tipo Pino [13]	78
Figura 3.10: Módulo de TI [13] – (a) <i>Transformador de corrente</i> – (b) <i>Transformador de potencial</i>	78
Figura 3.11: TC - Arquitetura Interna [14].....	80
Figura 3.12: TC - Nomenclatura dos Terminais segundo a IEC 60044-1 [14]	80
Figura 3.13: TC - Terminais em Relação ao Disjuntor segundo a IEC 60044-1 [14]....	80
Figura 3.14: TP - Nomenclatura dos Terminais segundo a IEC 60044-2 [14].....	81
Figura 3.15: Módulo Para-raios [13]	81
Figura 3.16: Módulo Terminal para Conexão com Cabos [13] – (a) <i>Módulo terminal</i> – (b) <i>bay de conexão com cabos</i>	82
Figura 3.17: Módulo de Conexão com Cabos Aéreos [13] – (a) <i>Módulo</i> – (b) <i>bay de conexão com cabos aéreos</i>	83
Figura 3.18: Módulo de Conexão com Transformador [13] – (a) <i>Módulo</i> – (b) <i>bay de conexão com transformador</i>	83
Figura 3.19: Módulo de Barramentos até 230kV [14] – (a) <i>Seção longitudinal</i> – (b) <i>Corte transversal</i>	84
Figura 3.20: Módulo de Expansão de Barramentos [14].....	84
Figura 3.21: Módulo de Extensão [14] – (a) de 2000mm até 5000mm – (b) de 10mm até 180mm.....	85
Figura 3.22; Módulos de Conexão em T [13]	85
Figura 3.23: Módulo de Conexões Angulares [13]	85
Figura 3.24: Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Ar [6].	86
Figura 3.25: Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Gás [6]. ...	86
Figura 3.26: Superposição da Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Ar com o Diagrama Geral de Sobretensões[6].	86
Figura 3.27: Superposição da Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Gás com o Diagrama Geral de Sobretenções[6].	86
Figura 4.1: Estacionamento - Solução AIS	94

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Níveis de Tensão [1].....	30
Tabela 1.2: Classificação dos Consumidores de Energia [1]	30
Tabela 2.1: TC - Classe de Exatidão Conforme a ABNT e ANSI	48
Tabela 2.2: TC - Carga Nominal segundo ABNT EB-251.2 [4].....	49
Tabela 2.3: TC – Designação para Serviço de Proteção segundo ABNT e ANSI [4]....	50
Tabela 2.4: TP - Classe de Exatidão [4]	52
Tabela 2.5: TP - Designação da Carga Nominal Segundo a ABNT e a ANSI [4].....	53
Tabela 2.6: Correlação entre o Nível de Isolamento e o Espaço Mínimo Fase-Terra no Ar para as Tensões Suportáveis Nominais de Impulso Atmosférico até 750 kV [7].	67
Tabela 2.7: Correlação entre o Nível de Isolamento e o Espaçamento Mínimo Fase-Terra e Fase-Fase no Ar para Tensões Suportáveis nominais de Impulso de Manobra Fase-Terra e Fase-Fase [7].	67
Tabela 2.8: Níveis de Isolamento Normalizados para $1,2 \text{ kV} \leq U_m \leq 500 \text{ kV}$ [8].....	70
Tabela 3.1: Níveis de isolamento de Subestações isoladas à SF ₆ [6].....	87
Tabela 4.1: Níveis de Isolamento da SE Fundição AIS	92
Tabela 4.2: SE Fundição - ET e Quantitativo dos Equipamentos	93
Tabela 4.3: Períodos Recomendados para Manutenção [18].	95
Tabela 4.4: : Níveis de Isolamento da SE Fundição GIS	96

LISTA DE TERMOS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIS	<i>Air Insulated Switchgear</i>
ANEEL	Agência nacional de Energia Elétrica
ANSI	<i>American National Standards Institute</i>
AT	Alta Tensão
<i>bay</i>	Unidade Funcional de uma Subestação
BD	Barra Dupla (Tipo de Arranjo de Subestação)
BD4	Barra Dupla à Quatro Chaves (Tipo de Arranjo de Subestação)
BPT	Barra Principal e Transferência (Tipo de Arranjo de Subestação)
<i>by-pass</i>	Manobra de Desvio em uma Subestação
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CT	Conexão com Transformador (<i>bay</i> de conexão com um TR)
DJM	Disjuntor e Meio (Tipo de Arranjo de Subestação)
EAT	Extra Alta Tensão
EL	Entrada de Linha (<i>bay</i> que interliga uma SE com uma LT)
ET	Especificação Técnica
FEM	Força Eletromotriz
<i>gap</i>	Lacuna
GIS	<i>Gas Insulated Switchgear</i>
IB	Interligação entre Barras (<i>bay</i> que interliga o barramento de uma SE)
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
LT	Linha de Transmissão
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PR	Para-raios
pU	Porcentagem em relação à Tensão Nominal
SE	Subestação
SF ₆	Hexafluoreto de Enxofre
SIN	Sistema Interligado Nacional
<i>tap</i>	Termo que Designa um Comutador em um Enrolamento
TC	Transformador de Corrente

TI	Transformador de instrumentação
TP	Transformador de Potencial
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TPI	Transformador de Potencial Indutivo
TR	Transformador de Força

LISTA DE SÍMBOLOS

A	<i>Ampère</i>
V	<i>Volts</i>
Ω	<i>Ohms</i>
W	Watts
SF ₆	Hexafluoreto de Enxofre
m	Metro
M	Mega
k	Quilo

RESUMO

MELLO, D. M. **Análise de Características de Subestações Isoladas Blindadas a Gás e Comparação Frente a Projetos Convencionais.** 2012. 115p. Dissertação (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

No contexto mundial, no qual recursos são cada vez mais escassos, cada vez fica mais evidente a importância na racionalização do consumo destes. No setor de Energia, essa situação não é diferente. Este estudo busca evidenciar as diferentes vantagens no uso de Subestações Blindadas a Gás (GIS) sobre as Subestações Convencionais (AIS), principalmente na questão do consumo dos recursos naturais, recursos humanos e segurança. Levantar-se-á nesta dissertação um estudo comparando duas Subestações, uma Convencional e outra Blindada a Gás, evidenciando, através de análises de desempenho e plantas de projeto, as vantagens dessa nova tendência para o mercado, as GIS.

Palavras-chave: AIS, Estudo, GIS, Guia, Projeto, Subestações, SF6.

ABSTRACT

MELLO, D. M. Analysis of Gas Insulated Switchgear Characteristics in Comparison With Usual Designs. 2012. 115p. Dissertação (Graduação) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo.

In the global context, resources are increasingly scarce, it is evident the importance in rationalizing of these consumption's. In the Energy sector, this situation is no different. This study seeks to highlight the different advantages of using Gas Insulated Switchgear (GIS) on Air Insulated Switchgear (AIS), mainly on the issue of consumption of natural resources, human resources and safety. In this dissertation, a study will be made comparing two substations, one Air Insulated and one Gas Insulated, showing, through performance analysis and plant design, the advantages of this new trend for the market, the GIS.

Keywords: AIS, Analysis, GIS, Guide, Design, Substation, SF6.

1 INTRODUÇÃO

Para uma efetiva análise de uma Subestação Isolada a Gás é necessário antes um entendimento de todo o contexto no setor energético no qual ela se encaixa. Assim sendo, este capítulo introdutório tem por objetivo uma apresentação sobre Sistemas Elétricos de Potência, evidenciando quais as necessidades e funções de uma Subestação de Energia.

1.1 Introdução ao Sistema Elétrico de Potência

O objetivo principal de um sistema elétrico de potência é transferir toda a energia elétrica, convertida pela transformação de qualquer fonte de energia primária, para os consumidores [1]. Para o estudo do sistema elétrico de potência, o engenheiro eletricista deve conhecer três características deste: *fluxo de carga*, *curto-circuito* e *sobretensões*.

1.1.1 Fluxo de Carga

Havendo o transporte de energia, é estabelecido um fluxo de carga entre a fonte de energia e os consumidores. O consumo de energia elétrica sendo variável, a geração também o será. Portanto, em todas as análises do sistema elétrico de potência é necessário que se conheça primordialmente o fluxo de carga (corrente) entre a geração e o consumo.

Sistemas elétricos de potência podem ser compostos de partes distintas, unidas entre si para sua formação. A primeira parte é aquela na qual se faz a conversão de energia primária em energia secundária (elétrica), a chamada *geração*; a segunda é aquela na qual a energia elétrica é transportada até os consumidores, a chamada *transmissão*; e a terceira é aquela na qual a energia elétrica é distribuída para os consumidores, a chamada *distribuição*.



Figura 1.1: Sistema Elétrico de Potência [1].

A geração de energia elétrica está limitada por diversos fatores dos quais se destacam:

- **Isolamento:** até os dias de hoje, conseguiu-se fabricar geradores isolados até, no máximo, 30 kV. Consequentemente, limitações tecnológicas também em termos de capacidade de corrente [1].
- **Potência/velocidade:** dependendo da velocidade da turbina propulsora, limitam-se as aplicações de geradores de grande potência em função do tipo de energia primária (hidroelétrica, termoelétrica).

Assim sendo, escolhida a fonte de energia primária, é preciso saber não só que a geração de energia elétrica atenderá ao consumo, mas também como gerar a quantidade necessária de energia e fazê-la chegar ao consumidor.

O consumidor estando distante do local de geração, resta providenciar que a transmissão de energia seja de uma forma econômica e racional. Para tanto, deve-se elevar a tensão para a transmissão uma vez que o gerador está limitado em seu isolamento. Para esta elevação, utilizam-se subestações com transformadores elevadores.

O transporte da energia elétrica é feito através das linhas de transmissão, cujo valor de tensão é função da quantidade de energia a transportar e da distância a ser percorrida [1]. Parece lógico que, quanto maior a distância entre a geração e o consumo, maior será a tensão para a transmissão. Além disto, tem-se que levar em consideração se a transmissão será feita em corrente contínua ou alternada. A Figura 1.2 que segue apresenta um gráfico da transmissão em função destes parâmetros:

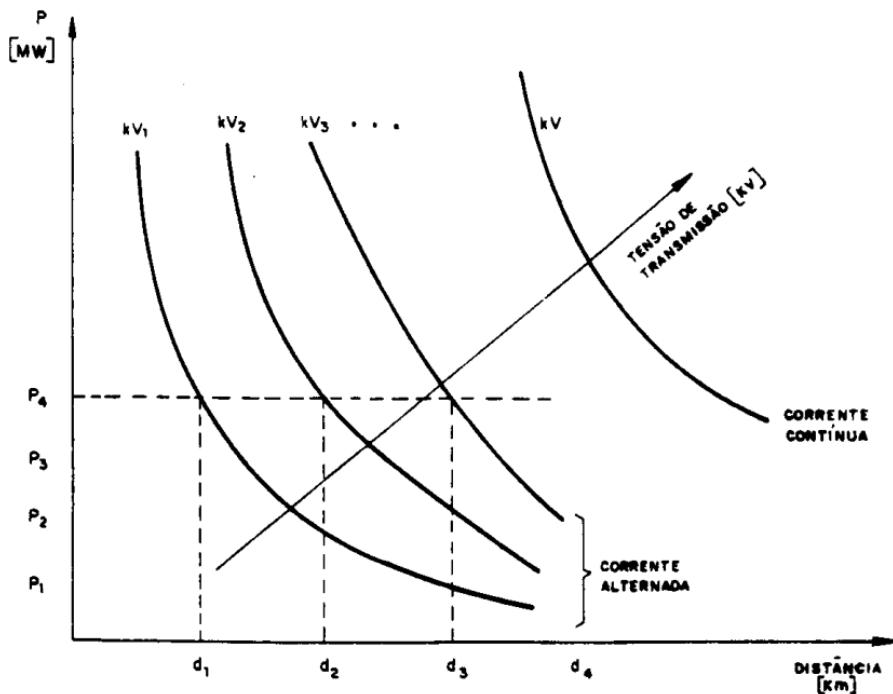


Figura 1.2: Transmissão: Distância, Potência, Tensão [1].

Ou seja, para se transmitir uma potência P_4 [MW] a uma distância d_1 [km], escolhe-se uma tensão kV_1 , a uma distância d_2 [km], uma tensão kV_2 , e assim por diante, sendo kV_{i+1} maior do que kV_i [1].

Logo que a energia elétrica é gerada e transmitida, deverá novamente ser transformada para a tensão de consumo e distribuída. Esta é a terceira parte do sistema elétrico de potência. A Figura 1.3 que segue ilustra melhor todo o sistema elétrico de potência:

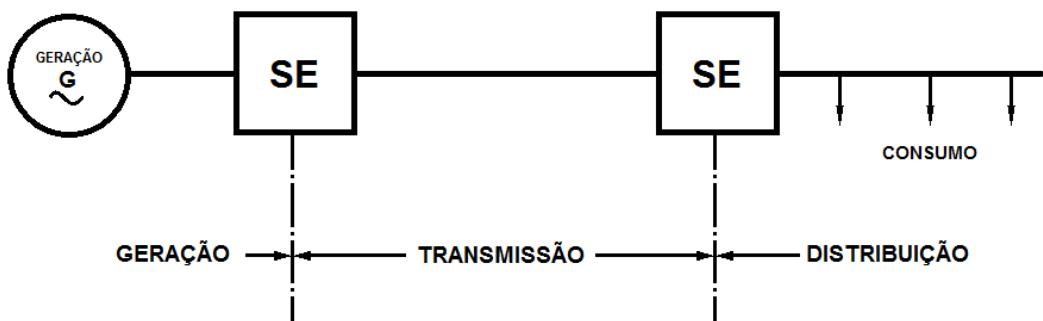


Figura 1.3 – Geração, Transmissão e Distribuição [1].

Em se tratando de um capítulo introdutório, alguns conceitos gerais serão analisados [1]:

- Os níveis de tensão são classificados em baixa, média, alta, extra-alta e ultra-alta tensão, sendo:

Tabela 1.1: Níveis de Tensão [1]

CLASSE DE TENSÃO	FAIXA DE MAGNITUDE (kV)
Baixa Tensão (BT)	até 1
Média Tensão (MT)	1 – 69 (inclusive)
Alta Tensão (AT)	69 – 230 (inclusive)
Extra-Alta Tensão (EAT)	230 – 800 (inclusive)
Ultra-Alta Tensão (UAT)	Maiores que 800

- A geração é sempre em média tensão (até 30 kV);
- A transmissão sempre é em uma tensão maior do que a geração (alta, extra-alta, ultra-alta tensão) e a corrente pode ser contínua ou alternada;
- A distribuição é feita igualmente em média e baixa tensão;
- O nível de tensão depende da quantidade de energia e extensão do sistema;
- Quando houver necessidade de transformação de tensão, uma Subestação o fará.
- Os consumidores serão classificados em quatro grupos:

Tabela 1.2: Classificação dos Consumidores de Energia [1]

TIPO	DESCRICAÇÃO
Grupo 1	Grandes consumidores
Grupo 2	Consumidores médios
Grupo 3	Pequenos consumidores em média tensão
Grupo 4	Pequenos consumidores em baixa tensão

A Figura 1.4 que segue ilustra todos estes conceitos gerais apresentados, mostrando os componentes principais de um sistema elétrico de potência em relação ao fluxo de carga:

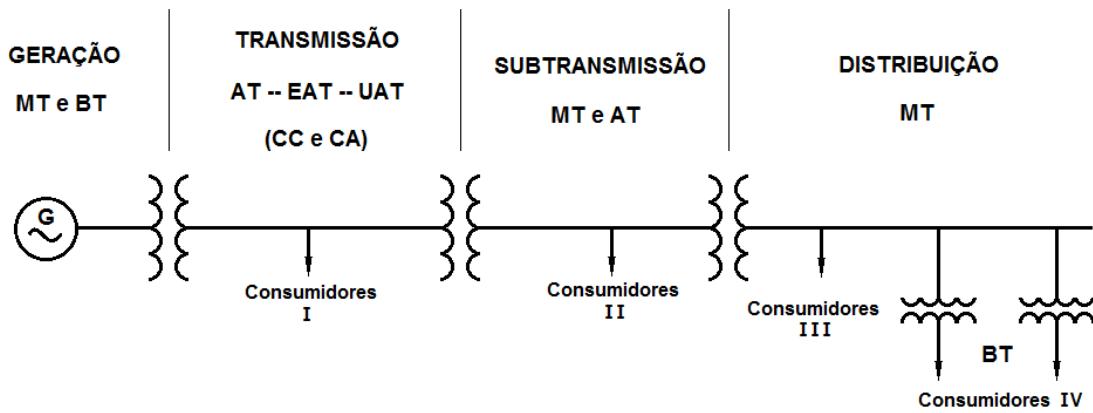


Figura 1.4: Sistema Elétrico de Potência: Consumidores [1].

1.1.2 Curto-circuito

Conhecido o fluxo de carga de um sistema elétrico de potência, um problema que pode acontecer neste deve ser estudado. O curto-circuito. Em se tratando de um capítulo introdutório, uma análise básica deste problema será feita, apenas para ilustrar sua importância.

Num sistema industrial, é necessário o cálculo de curto-circuito com a finalidade de dimensioná-lo adequadamente para que o sistema tenha condições de suportar tal falta, ou seja, para que seus componentes sejam dimensionados para suportarem os esforços térmicos e mecânicos decorrentes da ocorrência do tal.

Para a análise de um sistema em condições de carga ou durante a ocorrência de um curto-circuito, o diagrama unifilar deve ser transformado em seu respectivo diagrama de impedâncias [4], salvo as considerações que seguem:

- Sendo a corrente de magnetização de um transformador normalmente insignificante quando comparada à corrente de plena carga, a admitância em paralelo não é considerada no circuito equivalente do transformador [4];
- A resistência pode ser omitida nos cálculos de faltas. Nos elementos principais, como geradores e transformadores, a reatância tem uma ordem de grandeza pelos menos 5 vezes maior do que a resistência ($X \geq 5R$). A corrente de curto-circuito, calculada desprezando-se a resistência dos elementos principais, introduz certo erro. Porém, este erro está à favor da segurança [4];
- Cargas que não envolvam máquinas girantes têm pequena influência na corrente total durante a ocorrência de uma falta, sendo frequentemente omitidas. No

entanto, cargas constituídas de motores síncronos são sempre incluídas no cálculo de faltas, uma vez que as FEM's nelas geradas contribuem para a corrente de curto [4].

Assim, a corrente de curto-circuito que circula entre as fontes e o ponto de curto, é limitada apenas pela impedância entre as fontes e o ponto de falha, como mostra a Figura 1.5 que segue.

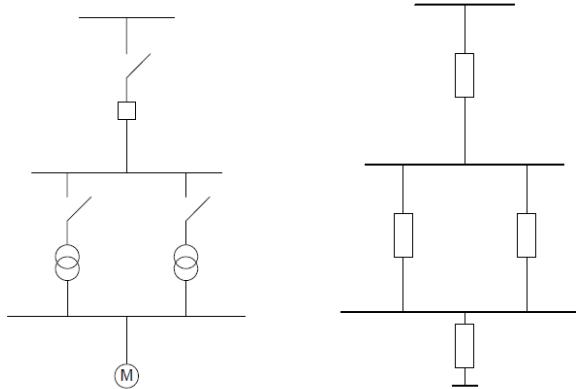


Figura 1.5: Diagrama Unifilar (esquerda) e Diagrama de Impedâncias (direita) [4].

As concessionárias de energia elétrica fornecem tabelas contendo as correntes de curto-circuito ($I_{CCconc.}$) que podem ocorrer em pontos de ligação dos seus sistemas.

1.1.3 Sobretensões

A sobretensão é uma tensão variável com o tempo, entre uma fase e terra ou entre fases, cujo valor de crista é superior ao valor de crista da tensão máxima de um sistema. Baseada no grau de amortecimento e no tempo de duração, pode ser feita uma distinção entre três categorias de sobretensão: Sobretensões *temporárias*, *de manobra* ou *atmosféricas* [6].

A determinação das sobretensões que podem ocorrer em um sistema de potência é de fundamental importância, uma vez que fornece subsídios para a coordenação de isolamento de linhas e subestações.

1.1.3.1 Sobretensão Temporária

Sobretensão temporária é uma sobretensão fase-terra ou entre fases, em um dado ponto do sistema, oscilatória, de duração relativamente longa e fracamente amortecida (ou não amortecida) [6].

Deste modo, mesmo que as amplitudes destas sejam inferiores às das demais categorias, elas são determinantes no projeto tanto da isolação externa como também da isolação interna dos equipamentos.

As sobretensões temporárias são geralmente causadas por:

- Manobras como rejeição de carga, por exemplo;
- Faltas como curto-circuito monofásico, por exemplo;
- Fenômenos não lineares como a ferro-ressonância, por exemplo;
- Efeito *Ferranti*.

E podem ser caracterizadas por:

- Amplitude, em geral, inferior a 1,5 pU;
- Frequência de oscilação igual, menor ou maior do que a fundamental;
- Tempo de duração superior a dezenas de milissegundos.

1.1.3.2 Sobretensão de Manobra

Sobretensão de manobra é uma sobretensão fase-terra ou entre fases, em um dado ponto do sistema, devido à operação de um equipamento de manobra ou falta, cuja forma de onda, para fins de coordenação de isolamento, é similar à onda de impulso de manobra utilizada para ensaio. Tal sobretensão é, em geral, fortemente amortecida e de curta duração[6].

Como exemplo de sobretensões de manobra mais comuns, têm-se energização e religamento de linhas e aplicação e abertura de faltas.

a) Sobretensões de Manobra Máxima

É uma sobretensão de manobra cujo valor de crista é considerado como o máximo que pode ocorrer em um determinado ponto do sistema, sendo em geral inferior à 4 pU [6].

Entretanto, devido à aleatoriedade de vários eventos, entre eles o instante de fechamento dos polos de um disjuntor, torna-se extremamente difícil prever a máxima sobretensão que irá ocorrer para uma manobra específica. Sendo assim, métodos estatísticos devem ser recorridos para descrever o comportamento desta sobretensão [6]. Como consequência deste fato, advém a definição que se apresenta a seguir.

b) Sobretensões de Manobra Estática

É uma sobretensão de manobra, aplicada a um equipamento, devida a uma perturbação específica no sistema, como a energização ou ocorrência de falta, cujo valor de crista tem uma probabilidade de 2% de ser excedido.

1.1.3.3 Sobretensão Atmosférica

Sobretensão atmosférica é uma sobretensão fase-terra ou entre fases, em um dado ponto do sistema, devida à uma descarga atmosférica ou outra causa, cuja forma de onda pode ser considerada similar a uma onda de impulso atmosférico normalizada utilizada em ensaios. Tal sobretensão é usualmente de duração muito curta e amplitude máxima da ordem de 6 pU [6].

Devido à forte inclinação da frente de onda, estas sobretensões solicitam mais que as anteriores a isolação longitudinal de enrolamentos indutivos. Como tem curta duração, uma dada isolação poderá suportar uma solicitação ligeiramente maior [6].

A Figura 1.6 sintetiza as características dos três tipos de sobretensão conceituados com respeito à amplitude e ao tempo total de duração.

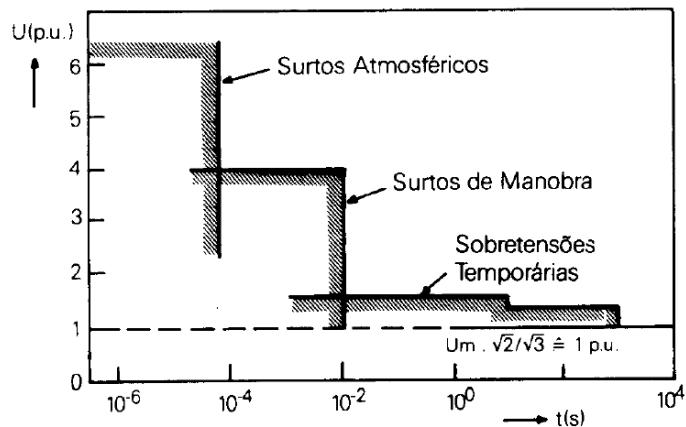


Figura 1.6: Representação Esquemática dos Diferentes tipos de Sobretensões num Sistema EAT [6].

1.2 Subestações: Seu Papel no Sistema Elétrico de Potência

Como já visto, em um sistema elétrico de potência no qual exista a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tal energia deve ser encaminhada desde as fontes até os consumidores. Para tanto são necessários: meios para dirigir-la por caminhos adequados através da conexão ou desconexão de circuitos de transmissão e

distribuição; meios para mudar os níveis de tensão elétrica; meios para controlar os níveis de tensão elétrica; ou meios para alterar as características da energia elétrica [2].

Estes meios são as Subestações, que podem ser definidas como “*Conjunto de equipamentos de transformação e/ou regulação da tensão elétrica*” [3].

A função, ou tarefa, mais importante de uma SE é garantir a máxima segurança de operação e serviço a todas as partes componentes dos sistemas elétricos. As partes defeituosas ou sob falta devem ser desligadas imediatamente e o abastecimento de energia deve ser restaurado por meio de comutações ou manobras [1].

A seguir, seguem os principais conceitos de uma SE que devem ser levados em consideração quando do projeto da tal.

1.2.1 Classificações de uma SE

De início, uma SE deve ser classificada com base em seus diversos parâmetros a fim de se estabelecerem melhores condições de projeto. Elas podem ser classificadas em relação a sua função, seu tipo de instalação, seu nível de tensão e ao seu tipo de operação, como segue.

1.2.1.1 Classificação da SE quanto à sua função

- **SE Transformadora:** é aquela que converte tensão de suprimento para um nível diferente, maior ou menor, sendo designada, respectivamente, SE Transformadora Elevadora e SE Transformadora Abaixadora [4];
- **SE Seccionadora, de Manobra ou Chaveamento:** é aquela que interliga circuitos de suprimento sob o mesmo nível de tensão, possibilitando sua multiplicação, e possibilita o seccionamento de circuitos, permitindo sua energização em trechos sucessivos menores [4]. Além disso, permite a conexão e desconexão de partes do sistema elétrico para orientar o fluxo de carga e isolar partes defeituosas, garantindo assim a segurança do sistema [2];
- **SE Reguladora:** promove a manutenção dos níveis de tensão dentro das faixas admissíveis [2].

1.2.1.2 Classificação da SE Quanto ao Nível de Tensão

- **Alta Tensão (AT):** tensão nominal igual ou abaixo de 230 kV [12];

- **Extra Alta Tensão (EAT):** tensão nominal acima de 230 kV [12].

1.2.1.3 Classificação da SE Quanto ao Tipo de Instalação

As condições climáticas e os possíveis perigos de poluição do ar devem ser considerados quando do projeto de uma SE, a fim de que seus equipamentos sejam preparados para tais condições. Neste sentido, as SE's são classificadas em dois grupos:

- **SE Externa ou Ao Tempo:** É aquela na qual os equipamentos são instalados ao tempo, ou seja, expostos às condições atmosféricas desfavoráveis de temperatura, chuva, poluição, vento, etc., as quais desgastam os materiais componentes exigindo manutenção mais frequente e reduzindo a eficácia do isolamento [4].
- **SE Interna ou Abrigada:** É aquela em que os equipamentos são instalados ao abrigo do tempo, podendo tal abrigo consistir de uma edificação ou de uma câmara subterrânea, por exemplo [4].

1.2.2 Principais Equipamentos de uma SE e suas Funções

Os principais equipamentos de uma SE podem ser divididos nos seguintes grupos: transformação, manobra, compensação de reativos, proteção e medição. A seguir um detalhamento de cada grupo.

1.2.2.1 Equipamentos de Transformação

- Transformador de Força;
- Transformador de Instrumentos (transformadores de corrente e transformadores de potencial, capacitivos e indutivos).

O Transformador de Força é aquele que eleva a tensão quando da geração para a transmissão ou abaixa a tensão quando da transmissão para a distribuição. Ele também pode assumir outras funções além de regulação do nível de tensão, como isolar eletricamente circuitos entre si, ajustar a impedância do estágio seguinte à do anterior, bem como todas estas finalidades ao mesmo tempo [12]. Tanto para uma SE do tipo AIS quanto para uma SE do tipo GIS, a mesma tecnologia de Transformadores de Força é empregada. Os tipos de SE diferem nos demais equipamentos.

Já os Transformadores de Instrumento, os TC's e TP's, têm a finalidade de reduzir a corrente ou a tensão, respectivamente, a níveis compatíveis com os valores de suprimento dos relés de proteção e medidores [4].

1.2.2.2 Equipamentos de Manobra

- Disjuntores;
- Chaves Seccionadoras.

Os Disjuntores são os mais eficientes e mais complexos aparelhos de manobra em uso de redes elétricas, destinados à operação em carga [4]. São os grandes responsáveis pela abertura e desligamento de circuitos que estão sob algum tipo de falta.

As chaves seccionadoras são dispositivos destinados a isolar equipamentos, zonas de barramento ou trechos de linhas de transmissão. Podem ser operadas somente sem carga [4].

1.2.2.3 Equipamentos para compensação de reativos

- Reator Série ou Derivação;
- Capacitor Série ou Derivação;
- Compensador Síncrono;
- Compensador Estático;

Os Reatores Derivação ou Série são empregados para controlar as tensões nos barramentos, em regime permanente, e para a redução da tensão nos surtos de manobra [5].

O objetivo dos Capacitores Derivação é de compensar o fator de potência das cargas, refletindo-se nos seguintes pontos: aumentar a tensão nos terminais de carga; melhorar a regulação de tensão; reduzir as perdas na transmissão; e diminuição do número de linhas para o transporte de reativos [5].

Os Capacitores Série são utilizados em sistemas de transmissão para diminuir a reatância série das linhas e, consequentemente, a distância elétrica entre as barras terminais [5].

Os Compensadores Síncronos e Estáticos são utilizados para o controle de tensão em regime permanente, controle de tensão em regime dinâmico, transferência de potência e estabilização [5].

1.2.2.4 Equipamentos de proteção

- Para-raios;
- Relés;
- Fusíveis;
- Buchas.

O Para-raios é um dispositivo protetor que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão transientes que, de outro modo, poderiam causar severos danos aos equipamentos elétricos. Eles protegem o sistema contra descargas atmosféricas e surtos de manobra [4].

Os Relés têm por finalidade proteger o sistema contra faltas, permitindo, através da atuação sobre Disjuntores, o isolamento dos trechos de localização das faltas [4].

O Fusível se destina a proteger o circuito contra curtos, sendo também um limitador da corrente de curto [4].

As Buchas são utilizadas para a passagem de um condutor de alta tensão através de uma superfície aterrada, como o tanque de um transformador ou de um reator [12].

1.2.2.5 Equipamentos de Medição

Constituem de equipamentos destinados a medir grandezas tais como corrente, tensão, frequência, potência ativa e reativa, etc.

1.2.3 Tipos de Diagrama em Função das Cargas

O projeto de uma instalação é realizado com maior facilidade com auxílio de um diagrama de ligação. Antes de se analisar os diagramas básicos das SE's, serão definidas unidades funcionais, os *bays*, que podem ser de linha, transformador e transferência.

Os aparelhos de manobra que compõe uma unidade funcional em ordem são uma chave seccionadora de terra, que tem por finalidade o aterrramento de linha de transmissão quando das manutenções, sendo assim um dispositivo de segurança; em seguida um disjuntor isolado por duas chaves seccionadoras, uma de linha e outra de barramento [1].

Para complementação da unidade, é preciso um Para-raios, que protege os equipamentos contra surtos de tensão, e dos Transformadores de Instrumentos (TC e TP), para conexão dos aparelhos de medição e proteção. Quanto à ordem de colocação, o TC deve ser colocado antes do TP, pois neste modo o Transformador de Corrente protege o de potencial.

Segue uma análise das principais configurações de uma SE, evidenciando suas principais características e aplicações. O Anexo A mostra os diagramas unifilares de cada uma destas configurações apresentadas a seguir.

1.2.3.1 Barramento Simples

Representa o tipo básico e é suficiente para um grande número de SE's de distribuição, desde que seja somente para uma tensão e uma frequência.

Suas características mais importantes são [1]:

- Boa visibilidade de instalação: com isto é reduzido o risco de manobras errôneas pelo operador;
- Reduzida flexibilidade operacional: em caso de revisão no barramento é necessário desligamento de toda a SE;
- Baixo custo de investimento;

Pela introdução de um seccionamento ao longo do barramento, são oferecidas possibilidades de operação em grupo, limitações de distúrbios e possibilidade de divisão da rede. Além disso, os consumidores poderiam ser alimentados, no mínimo, de duas formas diferentes.

Suas aplicações mais importantes são [1]:

- SE's Transformadoras e de Distribuição quando a segurança de alimentação dos consumidores pode ser obtida por intermédio de comutadores (redes interligadas formando malhas, por exemplo);
- Em pontos da rede para as quais não há necessidade de fornecimento contínuo.

1.2.3.2 Barramento Auxiliar

Os barramentos auxiliares, os quais normalmente estão conectados ao barramento principal por intermédio de um disjuntor, oferecem vantagens adicionais ao diagrama simples [1]:

- Livre possibilidade de manobra para qualquer disjuntor, sem desligamento de derivação correspondente. Alta segurança de alimentação;
- Conexão de derivações sem disjuntor e sem desligamentos principais;
- Aumento de custos relativamente reduzido.

As principais aplicações deste diagrama são [1]:

- Pontos da rede nos quais é exigida alta segurança de alimentação (quando, por exemplo, existe permanência de circuitos singelos);
- Em conexão com barramentos múltiplos, para localidades com forte poluição de ar, quando a limpeza acarreta desligamentos frequentes.

1.2.3.3 Barramento Duplo

Suas características mais importantes são [1]:

- Liberdade de escolha das conexões para manobras;
- Divisão racional de todos os circuitos em dois grupos para limitação de distúrbios e divisão da rede;
- Manutenção de um barramento, sem interrupção do fornecimento de energia dos circuitos, os quais são conectados ao outro barramento;

Para a manutenção dos aparelhos de um circuito é efetivamente necessário desligar essa alimentação. Caso seja prevista uma forma de construção adequada, pode-se utilizar o disjuntor de acoplamento e o segundo barramento como disjuntor de reserva daquele circuito. Com esta solução, os aparelhos são curto-circuitados com o auxílio de um cabo.

As principais aplicações deste diagrama são [1]:

- Instalações de grande porte que trabalhem com tensões e frequências diferentes;
- Quando existem vários consumidores em uma instalação, cujos valores nominais de consumo são reunidos em uma única alimentação;
- Caso for necessário o serviço isolado de vários pontos de alimentação por causa das correntes de curto-circuito;
- Quando o serviço de instalação deve ser contínuo, sem sofrer qualquer interrupção (durante manutenção dos equipamentos de instalação, por exemplo);
- Quando não é possível fixar previamente a disposição das diversas derivações (entradas e saídas);

- Interligação de dois sistemas importantes.

1.2.3.4 Sistema com Barramentos em Anel

Suas características mais importantes são [1]:

- Um disjuntor pode sair serviço sem prejudicar o funcionamento normal de instalação;
- Todos os equipamentos localizados no anel devem ser dimensionados para uma maior corrente do anel (aproximadamente o dobro da corrente dos circuitos derivativos);
- Sistema impróprio para grandes subestações, uma vez que, no caso de desligamento de dois disjuntores, podem sair de serviço partes completas da instalação;
- Pouca visibilidade da instalação e do fluxo de corrente.

Suas principais aplicações são [1]:

- Regiões onde existe predominância de técnica norte americana, para instalações de médio porte até 6 derivações.

1.2.3.5 Sistema com 1½ Disjuntores

Suas características mais importantes são [1]:

- Para cada dois circuitos existe um disjuntor de reserva, conseguindo-se, assim, grande segurança de serviço;
- Muitos Disjuntores e Seccionadoras devem ser especificados para sustentar uma corrente dupla do circuito derivado;
- Construção dispendiosa e má visibilidade de instalação, acarretando perigo de manobras errôneas.

Sua principal aplicação é:

- Pontos de redes com elevadas exigências no que se refere à segurança de serviço.

1.2.4 Coordenação de Isolamento

A coordenação de isolamento envolve a determinação das sobretensões às quais as linhas de transmissão e os equipamentos estão submetidos, seguido da seleção conveniente das suportabilidades elétricas e das distâncias de isolamento [6].

No cálculo dos espaçamentos elétricos, deve-se levar em consideração, além do nível de impulso devido a surtos atmosféricos, o impulso devido a surtos de manobra, podendo ser um ou outro o fator determinante das distâncias elétricas a serem respeitadas [1].

Uma melhor análise e caracterização da coordenação de isolamento será apresentada separadamente para uma SE isolada a ar e para uma SE isolada a gás nos Capítulos 0 e 3, respectivamente.

1.3 Órgãos Regulamentadores e Fiscalizadores

Existem órgãos governamentais que regularizam e fiscalizam o setor energético nacional. A seguir serão apresentados aqueles que têm influência direta no projeto de Subestações.

1.3.1 ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia, foi criada para regular o setor elétrico brasileiro, por meio da Lei nº 9.427/1996 e do Decreto nº 2.335/1997 [15]. A ANEEL iniciou suas atividades em dezembro de 1997, tendo como principais atribuições:

- Regular a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- Fiscalizar, diretamente ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões, as permissões e os serviços de energia elétrica;
- Implementar as políticas e diretrizes do governo federal relativas à exploração da energia elétrica e ao aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- Estabelecer tarifas;
- Mediar, na esfera administrativa, os conflitos entre os agentes e entre esses agentes e os consumidores;

- Por delegação do governo federal, promover as atividades relativas às outorgas de concessão, permissão e autorização de empreendimentos e serviços de energia elétrica.

1.3.2 ONS

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), sob a fiscalização e regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [16].

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o Operador Nacional do Sistema Elétrico desenvolve uma série de estudos e ações, que têm como base dois insumos fundamentais. Os principais estudos e ações empreendidos pelo ONS na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na Rede Básica (instalações com tensões iguais ou maiores que 230 kV) podem ser agrupados em diferentes macroprocessos, conforme descrito a seguir:

- Ampliações e Reforços na Rede Básica;
- Avaliação das Condições Futuras da Operação;
- Avaliação de Curto Prazo da Operação;
- Resultados da Operação;
- Análise da Carga de Energia e Demanda;
- Indicadores de Desempenho do SIN;
- Histórico da Operação;
- Integração de Novas Instalações ao SIN;
- Administração dos Serviços de Transmissão.

2 Subestação Isolada a Ar (AIS)

Subestações isoladas a ar, ou AIS (do inglês *Air Insulated Substation*) são aquelas que utilizam o próprio ar atmosférico como o meio isolante entre seus barramentos e equipamentos. São na maioria das vezes SE's ao Tempo, sujeitas a maior degradação.

2.1 Equipamentos

Como fora dito no subitem 1.2, uma SE é um conjunto de equipamentos de transformação e/ou regulação da tensão elétrica. No subitem 1.2.2, foram especificados os principais equipamentos de uma SE. A seguir, a descrição destes equipamentos para uma SE do tipo AIS.

2.1.1 Transformadores de Instrumentação

Os transformadores de instrumentação são destinados à baixarem o nível de tensão ou corrente para níveis admissíveis aos instrumentos de medida e proteção de uma SE. Existem dois tipos de TI, os Transformadores de Corrente (TC) e os Transformadores de Potência (TP).

2.1.1.1 Transformadores de Corrente

Princípios Fundamentais

O TC é um transformador para instrumento cujo enrolamento primário é ligado em série a um circuito elétrico e cujo enrolamento secundário se destina a alimentar bobinas de correntes de instrumentos elétricos de medição e proteção ou controle [4], como ilustra a Figura 2.1 que segue.

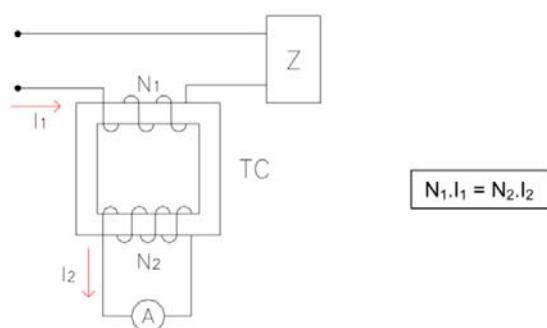


Figura 2.1: TC – Esquema Básico [4].

O enrolamento primário dos TCs é, normalmente, constituído de poucas espiras (2 ou 3 espiras) feitas de condutores de cobre de grande seção [4]. A impedância do TC, vista no enrolamento primário pelo sistema de potência no qual será instalado, é desprezível quando comparada à do sistema em si [12]. Deste modo, a corrente nominal que circulará pelo enrolamento primário, é ditada pelo próprio circuito do sistema de potência, chamado de circuito primário.

Principais Tipos Construtivos

Os TC's classificados de acordo com sua construção mecânica são dos seguintes tipos:

a) Tipo Primário Enrolado

É o tipo de TC cujo enrolamento primário (constituído de uma ou mais espiras) envolve mecanicamente o núcleo do transformador, como ilustra a Figura 2.2 que segue. Ele é mais utilizado para serviços de medição, mas pode também ser usado para serviços de proteção nos quais pequenas relações são requeridas [4].

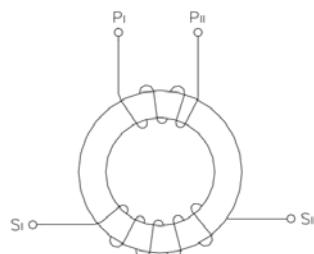


Figura 2.2: TC Tipo Primário Enrolado [4].

b) Tipo Barra

É o tipo de TC cujo primário é constituído por uma barra montada permanentemente através do núcleo do transformador, como ilustra a Figura 2.3. Este tipo é adequado para resistir aos esforços de grandes sobrecorrentes [4].

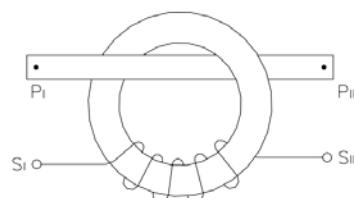


Figura 2.3: TC do Tipo Barra [4].

c) Tipo Barra

É o tipo de TC que não possui um primário próprio. Seu primário consiste de uma abertura através do núcleo pela qual passa o condutor do circuito primário, como ilustra a Figura 2.4.

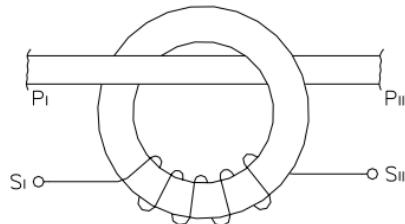


Figura 2.4: TC Tipo Janela [4].

d) Tipo Bucha

É um tipo particular de TC tipo janela. Ele é construído e projetado para ser instalado sobre em bucha de um equipamento elétrico. Pelo seu tipo de construção e instalação, o circuito magnético dos TC's tipo bucha é maior do que o dos TC's de outros tipos, sendo mais precisos para correntes altas uma vez que possuem menor saturação. Em baixas correntes são menos precisos em função da menor corrente de excitação, razão pela qual são não são utilizados para medição [4]. A Figura 2.5, que segue, ilustra este tipo de TC.

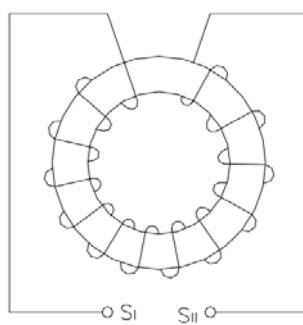


Figura 2.5: TC do Tipo Bucha [4].

e) Tipo Núcleo Dividido

Este tipo de TC possui o enrolamento secundário completamente isolado e permanentemente montado no núcleo, mas não possui enrolamento primário. Parte do núcleo é separável ou articulada para permitir o enlaçamento do condutor primário.

Destina-se ao uso em circuito constituído de condutor completamente isolado ou um condutor nu [4]. A figura que segue, ilustra este tipo de TC.

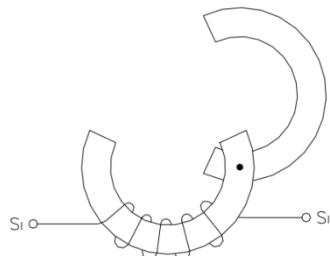


Figura 2.6: TC Tipo Núcleo Dividido [4].

Principais Referências Elétricas dos TCs

As principais características dos TC's são:

a) Corrente Secundária Nominal

Padronizada pela ABNT em 5 A [4].

b) Corrente Primária Nominal

Caracteriza o valor nominal suportado em regime normal de operação pelo TC. Sua especificação deve considerar a corrente máxima do circuito no qual o TC será inserido, bem como seus valores de curto circuito.

c) Classe de Exatidão

Valor máximo do erro do TC, expresso em percentagem, que poderá ser causado pelo TC aos instrumentos a ele conectados. A Tabela 2.1, que segue, mostra as classes padronizadas pela ABNT e pela ANSI [4].

Tabela 2.1: TC - Classe de Exatidão Conforme a ABNT e ANSI

	TC para Medição	TC para Proteção
ABNT	0,3 / 0,6 / 1,2 / 3,0	5 / 10
ANSI	0,3 / 0,6 / 1,2	10

d) Carga Nominal

Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TC. A Tabela 1.1, que segue, mostra a designação da carga nominal dos TC's segundo a ABNT: EB-251.2 [4].

Tabela 2.2: TC - Carga Nominal segundo ABNT EB-251.2 [4]

Designação da Carga	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Potência Aparente (VA)	Fator de potência	Impedância (Ω)
C 2,5	0,09	0,0436	2,5	0,90	0,1
C 5,0	0,18	0,0872	5,0	0,90	0,2
C 12,0	0,45	0,2180	12,5	0,90	0,5
C 25,0	0,50	0,8661	25,0	0,50	1,0
C 50,0	1,00	1,7321	50,0	0,50	2,0
C 100,0	2,00	3,4642	100,0	0,50	4,0
C 200,0	4,00	6,9283	200,0	0,50	8,0

e) Fator Térmico:

Fator pelo qual se deve multiplicar a corrente primária nominal para obter-se a corrente primária máxima que o TC é capaz de conduzir em regime permanente, sob frequência nominal, sem exceder os limites de elevação de temperatura especificados e sem sair de sua classe de exatidão [4].

f) Nível de Isolamento:

Define a especificação do TC quanto às condições que deve satisfazer a sua isolação em termos de tensão suportável.

g) Corrente Térmica Nominal

Maior corrente primária que um TC é capaz de suportar durante 1 segundo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem exceder, em qualquer enrolamento, a temperatura máxima especificada para sua classe de isolamento [4].

h) Corrente Dinâmica Nominal

Valor de crista da corrente primária que um TC é capaz de suportar durante o primeiro meio ciclo com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem danos devido às forças eletromagnéticas resultantes. É igual 2,5 vezes o valor da corrente térmica nominal [4].

i) Polaridade

Normalmente é utilizada a polaridade subtrativa [4].

Designação Normativas dos TC's

a) TC's Para Serviços de Medição

Os TC's para serviços de medição possuem maior precisão e possuem um núcleo dimensionado de tal forma que ele sature, não permitindo que a corrente no secundário ultrapasse o valor nominal. Sendo assim, a proteção dos instrumentos de medição é garantida [12].

A designação dos TC's de medição, de acordo com a ABNT, é feita indicando a classe de exatidão seguida da carga nominal com a qual deve ser verificada essa exatidão [4], como por exemplo 0,6 – C50,0 ou 0,3 – C2,5.

A designação de acordo com a ANSI é feita indicando a classe de exatidão seguida da letra “B” e da impedância da carga nominal com a qual se verifica essa exatidão [4], como por exemplo 0,6B – 2,0 ou 0,3B – 0,1.

b) TC's Para Serviços de Proteção

Os TC's para serviços de proteção possuem uma menor precisão e o seu secundário é projetado para que não sature. Sendo assim, numa situação de falta, o sistema de proteção pode atuar [12].

A designação dos TC's, de acordo com a NBR e a ANSI, é feita de acordo com a Tabela 2.3 que segue.

Tabela 2.3: TC – Designação para Serviço de Proteção segundo ABNT e ANSI [4].

Características Nominais				Designação	
Impedância Secundária Interna	Classe de Exatidão (%)	Potência Aparente (VA)	Tensão Secundária	ANSI C.57.13 Rev. 1968	ABNT EB-251.2 Rev. 1980
Alta	10	2,5	10	T 10	10A 10
	10	5,0	20	T 20	10A 20
	10	12,0	50	T 50	10A 50
	10	25,0	100	T 100	10A 100
	10	50,0	200	T 200	10A 200
	10	100,0	400	T 400	10A 400
	10	200,0	800	T 800	10A 800
Baixa	10	2,5	10	C 10	10B 10
	10	5,0	20	C 20	10B 20
	10	12,0	50	C 50	10B 50
	10	25,0	100	C 100	10B 100
	10	50,0	200	C 200	10B 200
	10	100,0	400	C 400	10B 400
	10	200,0	800	C 800	10B 800

Determinação da Corrente Primária Nominal do TC

Por recomendação do IEEE, a relação ideal do TC é a que atende a condição que segue [4].

$$4 \text{ A} > \frac{\text{corrente que circula no primário do TC}}{k} > 3 \text{ A} \quad 2.1$$

Sendo k a relação de transformação nominal do TC, ou seja:

$$k = \frac{I_{N1}}{5 \text{ A}} \quad 2.2$$

Substituindo a equação 2.2 na relação 2.1, vem que:

$$1,66 \times \text{corrente que circula no primário} > I_{N1} > 1,25 \times \text{corrente que circula no primário} \quad 2.3$$

Além disso, ainda segundo o IEEE, a corrente nominal primária do TC deve respeitar também as funções da Capacidade Dinâmica (2.4) e da Capacidade Térmica (2.5) que seguem respectivamente:

$$I_{N1} > \frac{I_M}{b_1} \quad 2.4 \quad I_{N1} > \frac{I_{IN}}{b_2} \quad 2.5$$

Sendo:

- I_{N1} - Corrente nominal primária do TC;
- I_M - Corrente momentânea do disjuntor do sistema ou ramal elétrico;
- b_1 - Coeficiente do limite de corrente de curta duração para efeito mecânico;
- I_{IN} - Corrente de interrupção nominal do disjuntor do sistema ou ramal elétrico;
- b_2 - Coeficiente do limite de corrente de curta duração para efeito térmico.

2.1.1.2 Transformadores de Potencial

Princípios Fundamentais

O Transformador de Potencial (TP) é um transformador para instrumentação cujo enrolamento primário é ligado em derivação a um circuito elétrico e cujo enrolamento secundário se destina a alimentar bobinas de potencial de instrumentos elétricos de medição ou proteção [4], como ilustra a que segue.

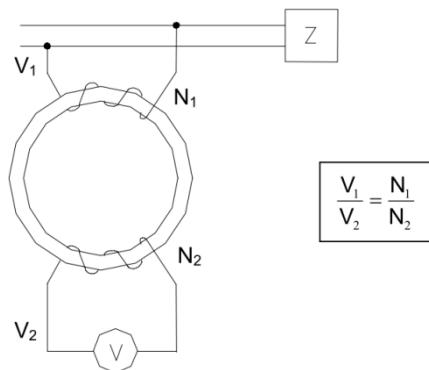


Figura 2.7: TP – Esquema Básico [4]

Principais Características dos TP's

As principais características dos TP's são:

a) Tensão Primária Nominal

Estabelecida de acordo com a tensão do circuito de potência na qual o TP será instalado.

b) Tensão Secundária Nominal

É padronizada em 115 V ou $115/\sqrt{3}$ V [4].

c) Classe de Exatidão

Valor máximo de erro, expresso em percentagem, que poderá ser causado pelo transformador aos instrumentos a ele conectados. A Tabela 2.4: TP - Classe de Exatidão [4] que segue mostra as classes de exatidão recomendadas e aceitáveis pela ABNT [4].

Tabela 2.4: TP - Classe de Exatidão [4]

TP's Alimentando Instrumentos	Classe de Exatidão	
	Recomendada	Aceitável
Medidores	0,3	0,6
Indicadores	0,6	1,2

d) Carga Nominal

Carga na qual se baseiam os requisitos de exatidão do TP. A tabela que segue apresenta a designação segundo a ABNT e a ANSI [4].

Tabela 2.5: TP - Designação da Carga Nominal Segundo a ABNT e a ANSI [4].

Designação	
ABNT	ANSI
P 12,5	W
P 25	X
P 75	Y
P 200	Z
P 400	ZZ

e) Potência Térmica

Maior potência aparente que um TP pode fornecer em regime permanente sob tensão e frequência nominais, sem exceder os limites de temperatura permitidos pela sua classe de isolamento.

f) Nível de Isolamento

Define a especificação do TP quanto à sua isolação em termos de tensão suportável.

Designação Normativa dos TP's

A designação correta dos TP's é feita indicando-se a classe de exatidão separada por um hífen do valor da maior carga nominal com a qual esta se verifica, como por exemplo 0,6 – P400 (segundo a ABNT) ou 0,6 – ZZ (segundo a ANSI) [4].

Grupos de Ligação

De acordo com a ABNT, os TP's classificam-se em três grupos:

- **Grupo 1:** TP projetado para ligação entre fases;
- **Grupo 2:** TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistemas diretamente aterrados;
- **Grupo 3:** TP projetado para ligação entre fase e neutro de sistemas nos quais não se garante a eficácia do aterramento.

2.1.2 Disjuntor

Os Disjuntores são os principais equipamentos de segurança, bem como os mais eficientes dispositivos de manobra em uso nas redes elétricas. Possuem capacidade de

fechamento e abertura que deve atender a todos os pré-requisitos de manobra sob condições normais e anormais de operação.

No estado ligado ou fechado, o disjuntor deve suportar a corrente nominal da linha sem ultrapassar os limites de temperatura permitidos. No estado desligado ou aberto, a distância de isolamento entre os contatos deve suportar a tensão de operação, bem como as sobretensões internas devidas a surtos de manobra ou descargas atmosféricas.

Quanto à manobra de fechamento, o disjuntor deve, no caso de curto circuito, atingir corretamente sua posição de fechado e conduzir a sobrecorrente gerada. Já no caso de abertura, o disjuntor deve dominar todos os casos de manobra possíveis na rede na qual está instalado.

Frequentemente os disjuntores são instalados ao tempo e permanecem meses a fio em seu estado estacionário ligado, conduzindo a corrente nominal sob condições climáticas as mais variáveis, proporcionando variações de temperatura de várias dezenas de graus, agentes atmosféricos agressivos a vários de seus componentes e outras condições adversas. Após todo esse tempo de inatividade operacional mecânica, o disjuntor deve estar pronto para interromper correntes de curto sem o menor desvio das especificações.

Sendo assim, fica evidente que uma confiabilidade total é exigida dos disjuntores de potência e deve ser consequência de um projeto racional e um controle de qualidade extremamente rigoroso, controle este que vai desde a relação de matérias primas, passando pela revisão de entrada, ensaio de materiais, controle dos processos de fabricação, ensaios de subconjuntos, até os ensaios finais [4].

A seguir, os disjuntores serão apresentados os diferentes tipos de disjuntores em relação ao seu princípio de extinção do arco elétrico formado entre seus contatos quando da abertura sob corrente nominal ou corrente de falta e em relação ao seu tipo de acionamento.

2.1.2.1 Classificação quanto ao Princípio de Extinção do Arco Elétrico

A formação do arco elétrico se dá uma vez que, nos instantes que precedem a separação galvânica dos contatos do disjuntor, a densidade de corrente aumenta rapidamente devido à diminuição da área de passagem. Isso ocasiona num rápido

aumento de temperatura dos contatos, causando um processo de ionização térmica na massa do gás nessa região. Esse processo força, através dos elétrons e íons liberados do meio extintor, a continuação da passagem da corrente entre os contatos mesmo após sua abertura [9].

Diversos métodos para a extinção deste arco elétrico podem ser utilizados no projeto de um disjuntor. Seguem os principais princípios de extinção do arco aplicados aos disjuntores de alta tensão.

a) Disjuntores a Óleo

Nos disjuntores a óleo o princípio de extinção do arco é baseado na decomposição das moléculas de óleo pela altíssima temperatura do arco. Essa decomposição resulta na produção de gases (principalmente o hidrogênio), sendo a quantidade de gás liberada dependente da magnitude da corrente e da duração do arco. O gás liberado desempenha duas funções: em primeiro lugar, ele tem um efeito refrigerante muito acentuado; em segundo lugar, ele causa um aumento da pressão em torno do arco, determinando um aumento no gradiente de tensão necessário à sua manutenção [4].

b) Disjuntores a Ar Comprimido

Nos disjuntores de ar comprimido a extinção do arco é obtida a partir da admissão nas câmaras de ar comprimido que, soprando sobre a região entre os contatos, determina o resfriamento do arco e sua compressão. A reignição do arco em seguida à ocorrência de um zero de corrente é prevenida pela exaustão dos produtos ionizados do arco na região entre os contatos pelo sopro de ar comprimido [4].

c) Disjuntores a Vácuo

Nos disjuntores a vácuo o arco que se forma entre os contatos é bastante diferente dos arcos em outros tipos de disjuntor, sendo basicamente mantido por íons de material metálico vaporizado proveniente dos contatos. A intensidade da formação destes vapores metálicos é diretamente proporcional à intensidade da corrente e, consequentemente, o plasma diminui quando esta decresce e se aproxima do zero. Atingindo o zero de corrente, o intervalo entre os contatos é rapidamente deionizado pela condensação dos vapores metálicos sobre os eletrodos. A ausência de íons após a

interrupção dá aos disjuntores a vácuo características quase ideais de suportabilidade dielétrica [4].

d) Disjuntores a SF₆

Similares aos disjuntores a ar comprimido, porém utilizam o Hexafluoreto de Enxofre para a extinção do arco elétrico. Seu princípio de funcionamento é idêntico ao disjuntor da Subestação Blindada a Gás, sendo assim este tipo de disjuntor será abordado no Subitem 3.2.1 do Capítulo 3.

2.1.2.2 Principais Sistemas de Açãoamento

O sistema de açãoamento de um disjuntor é o subconjunto de equipamentos que possibilita o armazenamento de energia necessária à sua operação mecânica, bem como a necessária liberação desta energia quando do comando de abertura ou fechamento do tal.

a) Açãoamento por Solenoide

Neste sistema uma bobina solenoide é utilizada diretamente para açãoar os contatos na operação de fechamento e também para carregar a mola de abertura. Aliás, este é um princípio comum a todos os açãoamentos, pois, sempre que o disjuntor se encontrar da posição “fechado”, ele deve ter energia armazenada para a operação de abertura [4].

b) Açãoamento a Mola

Neste sistema a energia para o fechamento é armazenada em uma mola, sendo esta carregada através de motores CC ou CA. Quando o mecanismo de disparo é açãoado, a mola é destravada açãoando os contatos do disjuntor e fechando-o. Simultaneamente, outra mola, a de abertura, é carregada [4].

c) Açãoamento a Ar Comprimido

Este sistema consiste em armazenar a energia necessária à operação do disjuntor em recipientes de ar comprimido, a qual é liberada através de conexões pneumáticas ou através de disparadores atuando sobre válvulas que açãoam os mecanismos dos contatos via êmbolos solidários [4].

d) Acionamento Hidráulico

Neste sistema a energia de acionamento do disjuntor é armazenada em um “acumulador hidráulico”. Este se trata de um cilindro com êmbolo tendo, de um lado, o óleo ligado aos circuitos de alta e baixa pressão através da bomba hidráulica e, de outro, um volume reservado a uma quantidade prefixada de N₂.

A bomba hidráulica de alta pressão comprime o óleo e, consequentemente, o N₂, até que seja atingida a pressão de serviço (aproximadamente 320 bar). Através de disparadores de abertura ou fechamento são acionadas as válvulas de comando que ligam o circuito de óleo com o êmbolo principal de acionamento [4].

2.1.2.3 Acessórios Acoplados

Em alguns casos, pode ser exigido que alguns itens sejam acoplados ao Disjuntor. Estes Itens são o Rele Sincronizador, o Resistor de Pré-Inserção e o Capacitor de Equalização.

a) Rele Sincronizador

Este item deve ser acoplado ao Disjuntor quando ele promove a interrupção de cargas indutivas, como Transformadores e Banco de Reatores.

As cargas indutivas devem ser desacopladas do sistema no instante no qual a amplitude da corrente nominal seja nula. Para tanto, o Rele Sincronizador permite este sincronismo de abertura do Disjuntor nos exato instante da corrente nula nas cargas indutivas [5].

b) Resistor de Pré Inserção

Este item deve ser acoplado em paralelo ao Disjuntor quando ele promove a interrupção de Entradas de Linha, quando estas são extensas.

Entradas de Linha extensas podem provocar correntes de *inrush*. O Resistor de Pré Inserção garante uma pré abertura do Disjuntor sob contatos resistivos. Só então os contatos do Disjuntor se abrem. Deste modo, quando os polos do Disjuntor se abrem, boa parte da corrente elétrica haveria sido interrompida, os poupando de um grande stress [5].

c) Capacitor de Equalização

Este item deve ser acoplado em paralelo ao Disjuntor quando este for composto de mais de um polo de abertura.

Em sistemas com tensão nominais maiores do que 230 kV, a câmara de interrupção do disjuntor começa a ficar muito grande. Para amenizar este problema, são utilizados disjuntores com múltiplas câmaras de interrupção em série (de duas a quatro), sendo a abertura dos polos sincronizada. Deste modo, pode ser utilizar, por exemplo, duas câmaras de 250 kV em série para interromper uma corrente em um sistema de 500kV.

O Capacitor de Equalização garante que a tensão ficará igualmente distribuída nos múltiplos polos, para não correr o risco da tensão sob cada câmara acabar ultrapassando seu valor nominal [5].

2.1.3 Chave Seccionadora

As chaves seccionadoras são dispositivos destinados a isolar equipamentos, zonas de barramentos ou trechos de LT's. Elas devem estabelecer uma conexão galvânica segura entre seus dois polos quando estão com seus contatos fechados [1].

A seguir, as chaves seccionadoras serão classificadas em relação aos seus tipos construtivos e aos seus tipos de operação e comando. A não ser quando especificado o contrário, as chaves seccionadoras podem ter montagem horizontal, vertical ou inversa e suas aplicações abrangem isolar equipamentos ou circuitos, executar manobras de *bypass* ou operação como chave seletora.

2.1.3.1 Tipos Construtivos

Os tipos construtivos de chaves seccionadoras estão definidos em diversas normas. A seguir, será apresentada a classificação segundo a ANSI.

a) Abertura Vertical – Tipo A

Este tipo de chave é composto por três colunas de isoladores fixados sobre uma única base. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel, também denominado lâmina, dá-se num segundo plano que contém o eixo longitudinal da base. Este eixo é perpendicular ao plano de montagem da chave.

Em razão desta forma construtiva, a distância entre fases pode ser reduzida ao mínimo possível [4].

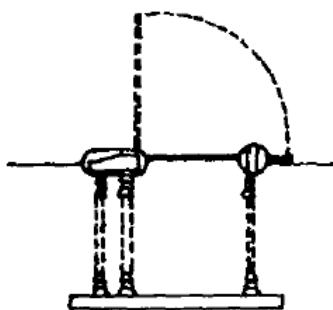


Figura 2.8: Seccionadora - Abertura Vertical [5]

b) Dupla Abertura Lateral – Tipo B

Este tipo de chave é composto por três colunas de isoladores fixadas sobre uma base única, sendo a coluna central equidistante das colunas externas. O movimento de abertura ou fechamento do contato móvel dá-se, num plano paralelo ao plano de montagem da base, através da rotação da coluna central [4].

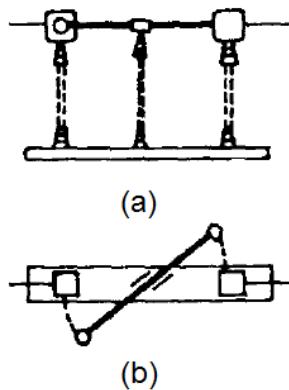


Figura 2.9: Seccionadora - Dupla Abertura Lateral [5] – (a) Vista lateral – (b) Vista superior

c) Basculante (3 colunas) – Tipo C

Este tipo de chave é composto por três colunas de isoladores ligadas à uma única base. As duas colunas extremas são fixas, suportando os terminais, e a coluna interior é móvel. Esta última apresenta movimento de rotação em torno do ponto de fixação à base e carrega o contato móvel em seu topo [4].

d) Abertura Lateral – Tipo D

Este tipo de chave é composto por duas colunas de isoladores ligadas a uma única base. O contato fixo é suportado por uma coluna fixa e o contato móvel por uma coluna rotativa. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina dá-se em um plano paralelo ao de montagem da chave [4].

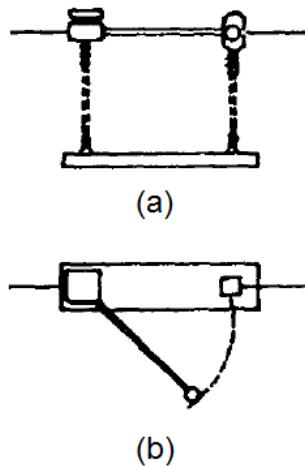


Figura 2.10: Seccionadora - Abertura Lateral [5] – (a) Vista lateral – (b) Vista superior

e) Abertura Central – Tipo E

Este tipo de chave é composto por duas colunas de isoladores, ambas rotativas e ligadas a uma única base. O movimento de abertura e fechamento da lâmina é seccionado em duas partes fixadas ao topo das colunas rotativas. O contato macho fica na extremidade de uma das partes e o contato fêmeo na extremidade da outra [4].

Esta chave não apresenta montagem do tipo inversa, apenas horizontal e vertical.

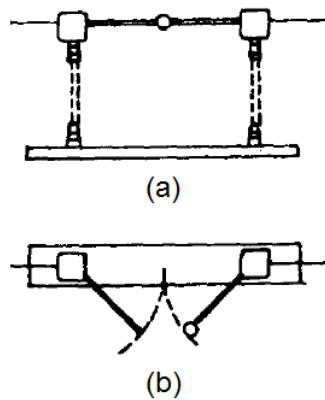


Figura 2.11: Seccionadora - Abertura Central [5] - (a) Vista lateral - (b) Vista superior

f) Basculante (2 colunas) – Tipo F

Este tipo de chave é composto por duas colunas de isoladores ligados a uma mesma base. Uma das colunas é fixa e dá suporte ao contato fixo, enquanto que a outra é móvel e dá suporte ao contato móvel. O movimento da coluna móvel é de rotação ao redor do ponto de fixação à base [4].

g) Aterramento – Tipo G

Este tipo de chave é composto por uma coluna de isoladores fixa. Em seu topo encontram-se os contatos fixos, sendo que a lâmina fecha paralela à coluna de isoladores [4].

h) Operação pô Vara de Manobra – Tipo H

Este tipo de chave é composto por duas colunas de isoladores fixas. A abertura ou fechamento da lâmina dá-se através de um engate da vara de manobra a um gancho ou olhal apropriado [4].

Esta chave não apresenta montagem do tipo horizontal, apenas vertical e inversa.

i) Fechamento ou Alcance Vertical – Tipo J

Este tipo, também denominado Abertura Vertical Reversa, é composto por duas ou três colunas de isoladores. O movimento de abertura ou fechamento da lâmina dá-se num plano perpendicular ao plano de montagem na base. Nesta estão fixadas as duas colunas de isoladores, uma rotativa e outra fixa. A montagem dos contatos fixos pode ser em coluna de isoladores invertida ou diretamente no barramento [4].

Entre as chaves com fechamento vertical podem-se incluir as chaves semi pantográfica (Figura 2.12 b) e pantográfica (Figura 2.12 c).

Este tipo de chave apresenta apenas montagem horizontal.

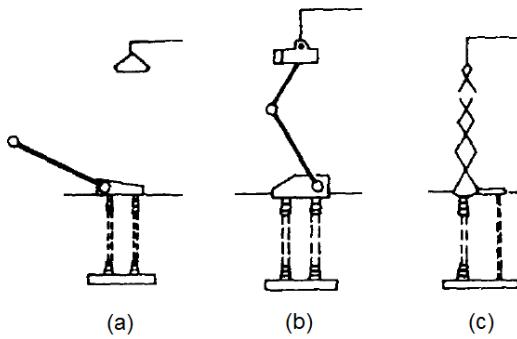


Figura 2.12: Seccionadora - Abertura Vertical Reversa [5] - (a) *Alcance vertical* - (b) *Semi pantográfica* - (c) *Pantográfica*

2.1.3.2 Tipos de Operação e Comandos

a) Operação

O tipo de operação pode ser em grupo ou monopolar.

Na operação em grupo, os polos da seccionadora são interligados mecanicamente através de hastes ou cabos e são operados simultaneamente. As chaves de operação em grupo podem ter ainda comando direto ou indireto. No primeiro caso, o movimento é transmitido às colunas rotativas através de um dos próprios polos. Já no segundo caso, o movimento é transmitido através de rolamentos auxiliares, denominados bases de comando.

Na operação monopolar, os polos são comandados individualmente sem interligação mecânica entre si. A operação monopolar também pode ser direta ou indireta.

b) Comando

O tipo de comando pode ser manual ou motorizado. O comando manual pode ser realizado com ou sem o auxílio de redutores. Já o comando motorizado pode ser realizado através de motores elétricos ou acionadores (hidráulicos ou pneumáticos).

2.1.4 Para-raios

O para-raios é um dispositivo de proteção que tem por finalidade limitar os valores dos surtos de tensão que, de outra forma, poderia causar severos danos aos

equipamentos elétricos. Eles atuam como limitadores de tensão, impedindo que valores acima de um determinado nível pré-estabelecido possam alcançar os equipamentos para os quais fornecem proteção [5].

De um modo geral, pode-se afirmar que se trata de um equipamento bastante simples do ponto de vista construtivo. Basicamente, um para-raios é constituído de um elemento resistivo não linear associado ou não a um centelhador em série. Em situação de operação normal, o para-raios é equivalente a um circuito aberto. Quando da ocorrência de um surto de tensão, o centelhador dispara e uma corrente circula pelo resistor não linear direto para a terra, impedindo que a tensão entre os seus terminais ultrapasse determinado valor [5].

A tensão máxima, à frequência nominal do sistema, a que um para-raios poderá ser submetido sem que processe a descarga de corrente elétrica é denominada de “tensão disruptiva à frequência nominal” [4].

2.1.4.1 Características Construtivas do Para-raios

Serão abordados dois tipos construtivos de para-raios, os com *gap* e resistor não linear e os de Óxido de Zinco.

a) Para-raios com *Gap* e Resistor não Linear

Estes para-raios são constituídos basicamente de um *gap* em série com um resistor não linear. Ambos são colocados no interior de um invólucro de porcelana.

O *gap* é o elemento que separa eletricamente a rede dos resistores não lineares. Constitui-se se um conjunto de “*sub gaps*” cuja finalidade é a de fracionar o arco elétrico em um determinado número de partes. Assim, um melhor controle sobre o arco é exercido no momento de sua formação, durante o processo de descarga e na sua extinção [4].

Nos para raios convencionais o resistor não linear é fabricado basicamente com o carbonato de silício.

b) Para-raios de Óxido de Zinco

Estes para-raios se constituem basicamente do elemento não linear colocado no interior de um corpo de porcelana. Nestes, não são necessários os *gaps* em série devido às excelentes características não lineares do óxido de zinco [4].

A inexistência dos *gaps* por si só já é uma enorme vantagem em relação ao tipo construtivo anterior. Os *gaps* estão sujeitos a variações na tensão de descarga de um para-raios que não esteja adequadamente selado. Além disso, um número elevado de partes no *gap* aumenta a possibilidade de falha, já que o *gap* em si não tem boa precisão.

Outra vantagem é que para-raios de carbonato de silício absorvem maior quantidade de energia do que o para-raios de óxido de zinco. Isso faz com que este último possa absorver as sobretensão durante um maior número de ciclos, aumentando sua vida útil.

2.1.5 Buchas para Transformadores e Reatores

As buchas são empregadas para a passagem de um condutor de alta tensão através de uma superfície aterrada, como o tanque de um transformador ou de um reator. Elas devem ser capazes de transportar as correntes dos equipamentos (em regime normal e de sobrecarga), de manter a isolamento (tanto para a tensão nominal quanto para sobretenções) e de resistir a esforços mecânicos [5].

2.1.5.1 Características Construtivas Principais

a) Condutor

As buchas possuem um tubo central, de cobre ou alumínio, que pode ser o condutor ou servir de passagem para um condutor rígido ou flexível. Nas buchas para baixas tensões e altas correntes, o condutor é formado por um cilindro central e maciço [5].

b) Isolamento

Quanto ao isolamento do condutor, ele pode ser feito através de um invólucro de porcelana.

A porcelana, além de suas funções isolantes, oferece proteção contra agentes externos. Contudo, ela não é aplicada diretamente sobre o condutor. Existe uma camada de material isolante entre a porcelana e o tubo central. Esta camada pode ser de três tipos:

- **Bucha de papel impregnado com óleo:** o papel é enrolado no tubo central e, em seguida, impregnado com óleo isolante.
- **Bucha de papel impregnado com resina:** o papel é enrolado no tubo central e, em seguida, é impregnado com resina.
- **Bucha de papel aglutinado com resina:** o papel é coberto com resina e, em seguida, enrolado no tubo central.

Nos três casos, o espaço entre o núcleo e o invólucro de porcelana é preenchido com óleo isolante [5].

Existem também buchas sem o invólucro de porcelana. Neste caso, a isolação principal consiste de cerâmica ou vidro. Tais materiais são aplicados diretamente sobre o condutor formando um corpo maciço [5].



Figura 2.13: Bucha com Invólucro de Porcelana [5]

2.2 Coordenação de Isolamento

A coordenação de isolamento de uma subestação convencional (isolada a ar) implica, segundo [6], na seleção e especificação:

- Da tensão suportável nominal a impulso atmosférico (BIL) e de manobra (BSL) de todos os equipamentos da subestação;
- Das distâncias de isolamento fase-fase e fase-neutro;
- Do valor nominal, quantidade e locação dos para-raios;
- Das distâncias de escoamento das porcelanas, baseado nas condições de contaminação, calculando-se o BIL e o BSL;
- Dos *gaps* protetores nos disjuntores (quando estiverem abertos), ou recomendar o uso de para-raios.

Dentre todos estes parâmetros, a seguir será detalhado como determinar as distâncias de isolamento fase-fase e fase-neutro em função das sobretenções atmosféricas, bem como os níveis destas sobretenções em função da máxima tensão dos equipamentos. Para um maior detalhamento dos demais parâmetros, deve ser consultada a referência bibliográfica *FURNAS – Disjuntores e Chaves: Aplicação em Sistemas de Potência, 1986* [9].

2.2.1 Espaçamentos em Ar

Na faixa de tensão abaixo de 230 kV (fase-terra eficaz), a norma ABNT de Coordenação de Isolamento [7], indica que os espaçamentos mínimos entre fase-terra em ar devem ser os indicados na Tabela 2.6 que segue, correspondentes às tensões suportáveis nominais de impulso atmosférico para configurações desfavoráveis das partes energizadas.

Tabela 2.6: Correlação entre o Nível de Isolamento e o Espaço Mínimo Fase-Terra no Ar para as Tensões Suportáveis Nominais de Impulso Atmosférico até 750 kV [7].

TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV)	ESPAÇAMENTO MÍNIMO FASE-TERRA NO AR (mm)
30	60
40	60
60	90
95	160
110	200
125	220
150	280
170	320
200	380
250	480
350	630
380	750
450	900
550	1100
650	1300
750	1500

Na faixa de tensão acima de 230 kV, os espaçamentos mínimos em ar, indicados também pela ABNT, são mostrados na Tabela 2.7 que segue, correspondentes às tensões suportáveis nominais de impulso de manobra. Os espaçamentos fase-terra são apresentados para configurações de eletrodos do tipo condutor-estrutura e haste-estrutura. Também nesta tabela são apresentados os espaçamentos fase-fase para dos tipos de configuração de *gap*, denominados de tipo 1 e tipo 2. O tipo 1 compreende as configurações simétricas de eletrodos, tais como haste-haste e condutor-condutor paralelo. Já o tipo 2 compreende as configurações assimétricas, como haste-condutor [6].

Tabela 2.7: Correlação entre o Nível de Isolamento e o Espaçamento Mínimo Fase-Terra e Fase-Fase no Ar para Tensões Suportáveis nominais de Impulso de Manobra Fase-Terra e Fase-Fase [7].

TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL DE IMPULSO DE MANOBRA FASE-TERRA (kV)	ESPAÇAMENTO MÍNIMO FASE-TERRA NO AR (m)		TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL DE IMPULSO DE MANOBRA FASE-FASE (kV)	ESPAÇAMENTO MÍNIMO FASE-FASE NO AR (m)	
	CONDUTOR ESTRUTURA	Haste Estrutura		TIPO 1	TIPO 2
850	1,9	2,4	1300	2,7	3,2
950	2,2	2,9	1450	3,1	3,6
1050	2,6	3,4	1550	3,5	4,1
1175	3,1	4,1	1675	3,9	4,6
1300	3,6	4,8	1800	4,3	5,2
1425	4,2	5,6	1950	4,9	5,9
1550	4,9	6,4	2100	5,6	6,8
			2250	6,3	7,7
			2400	7,1	8,8
			2550	7,9	10,0

As distâncias mínimas recomendadas pela ABNT referem-se somente aos espaçamentos em ar necessários a evitar a ocorrência de descargas quando submetidos a solicitações do tipo atmosférico e/ou manobra. Além destes espaçamentos, deve-se prever também a possibilidade de circulação de pessoal, de equipamentos e de veículos.

Assim, dentro de uma SE, deve-se manter uma distância de segurança em ar que depende essencialmente da altura dos operadores e da natureza do trabalho a ser realizado [6]. Esta distância é baseada nas dimensões médias de uma pessoa e nas condições de trabalho, conforme ilustrado na Figura 2.14 que segue.

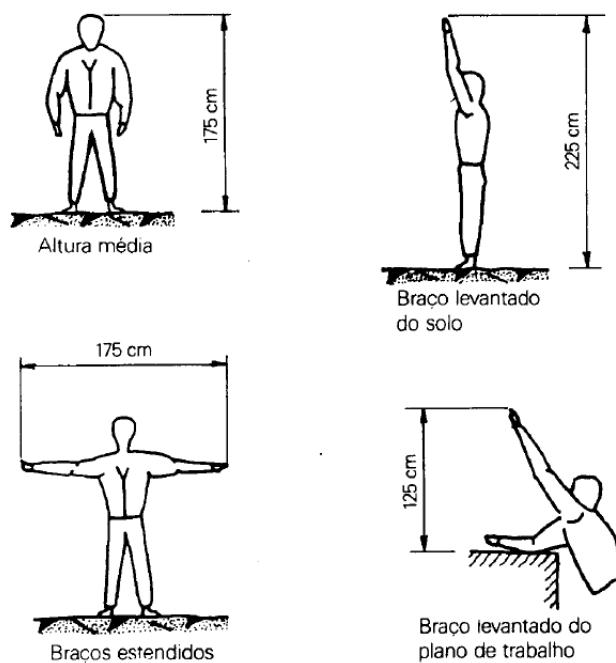


Figura 2.14: Distâncias Médias para o Operador [6].

A Figura 2.15 e a Figura 2.16, que seguem, mostram uma composição de distância básica com a zona de segurança levando em conta a livre circulação de operadores.

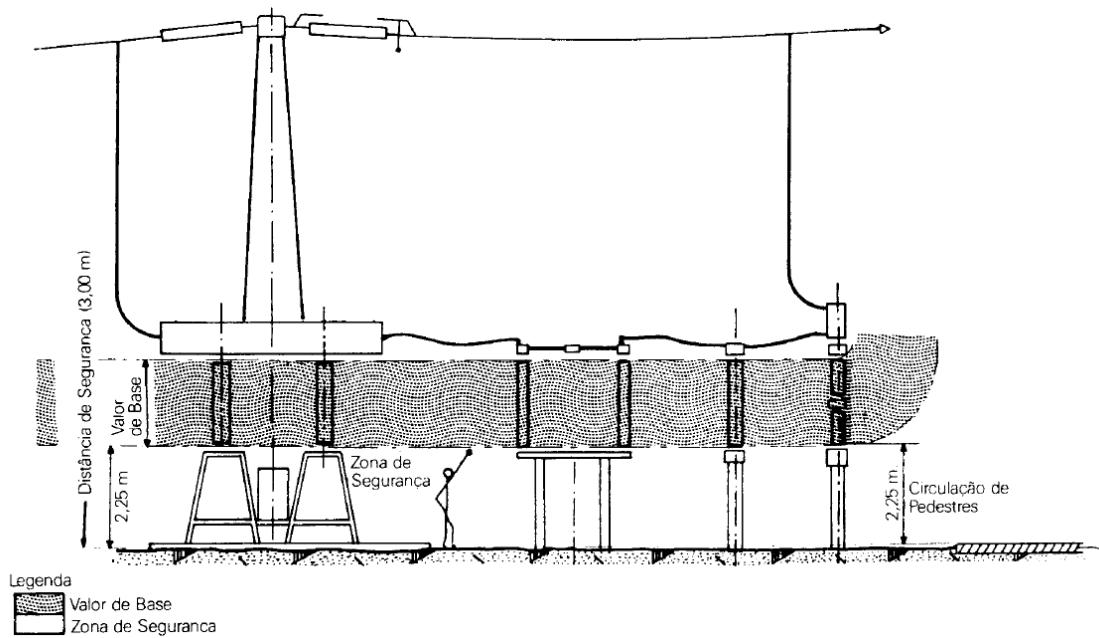


Figura 2.15: Exemplo de Faixa de Circulação de Pessoal [6].

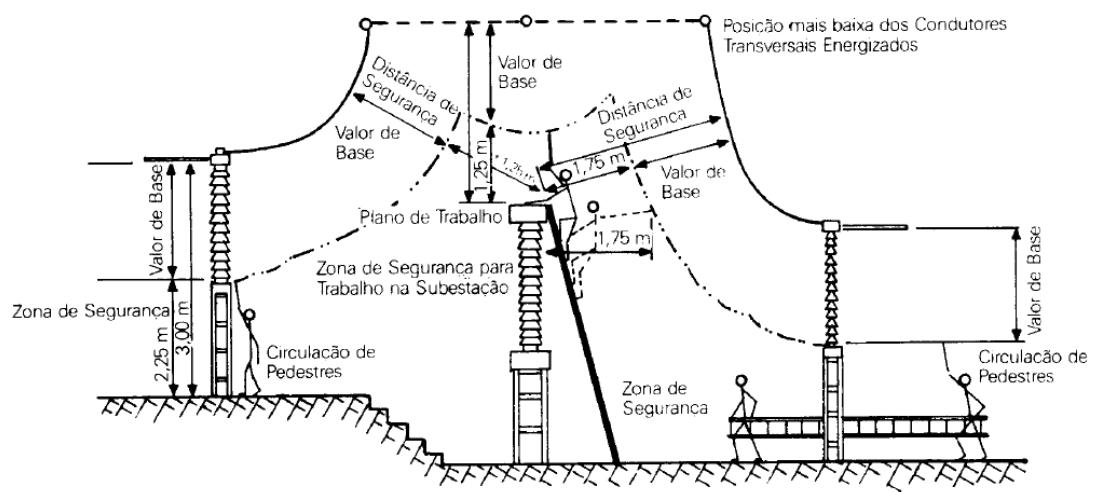


Figura 2.16: Exemplo de Faixa de Circulação Usada para Serviços de Manutenção com Ferramentas Leves [6].

2.2.2 Níveis de Isolamento

A Tabela 2.8 que segue, baseada na norma ABNT de Coordenação de Isolamento [8], especifica os níveis de isolamento associados a valores normalizados da máxima tensão para equipamentos.

Tabela 2.8: Níveis de Isolamento Normalizados para $1,2 \text{ kV} \leq U_m \leq 500 \text{ kV}$ [8].

TENSÃO MÁXIMA DO EQUIPAMENTO U_m (kV eficaz)	TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL DE IMPULSO ATMOSFÉRICO (kV valor de crista)	TENSÃO SUPORTÁVEL NOMINAL À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL DURANTE 1 MINUTO (kV valor de eficaz)
1,2	30	10
7,2	40	20
15	60	34
24,2	95	34
36,2	110	50
72,5	125	50
92,4	150	70
145	170	140
242	200	150
362	350	185
460	380	230
550	450	275
72,5	450	185
92,4	550	325
145	650	360
242	750	395
362	850	950
460	950	1050
550	1050	1175
72,5	1050	1300
92,4	1175	1425
145	1300	1300
242	1425	1425
362	1550	1675

3 Subestação Isolada a Gás (GIS)

Como fora visto, o gás SF₆ já é utilizado para extinção do arco elétrico formado na abertura de disjuntores. Mas seus benefícios não precisam ficar somente restritos às câmaras de disjuntores, eles podem ser expandidos a toda uma Subestação. Neste capítulo mostrar-se-á o modo como os benefícios do Hexafluoreto de Enxofre, o SF₆, podem e são aproveitados em uma SE.

3.1 Gas SF₆

O Hexafluoreto de Enxofre (SF₆) foi sintetizado pela primeira vez nos laboratórios da *Facultè de Pharmacie de Paris* em 1900 por Moissan e Lebeau. Depois disso, as propriedades físicas e químicas deste gás foram estabelecidas através de várias publicações, como Pridaux (1906), Schlumb e Gamble (1930), Klemm e Henkel (1932-35) e Yest e Claussen (1933), que visavam particularmente as propriedades químicas e dielétricas do tal [10].

A primeira pesquisa direcionada a aplicações industriais do gás foi feita pela *General Electric Company* em 1937, empresa que percebeu que o gás poderia ser utilizado como isolante em plantas elétricas. Em 1939, Thomson-Huston patenteou o uso do SF₆ para isolação de cabos e capacitores. Após a segunda guerra mundial, publicações e aplicações do gás foram rapidamente estudadas. Aplicações estas como: isolante para transformador, 1947; primeiro disjunto isolado a SF₆ em Alta Tensão e Extra Alta Tensão, 1960; e, finalmente, a primeira subestação isolada a SF₆, 1964 [10].

3.1.1 Propriedades Físicas e Químicas do Gás

O SF₆ é um dos mais pesados dos gases conhecidos. Sua densidade à 20 °C à pressão atmosférica é de 6,134 kg/m³, quase 5 vezes a densidade do ar. Ele não tem cor ou cheiro e não existe no estado líquido sem que esteja pressurizado. Seu calor específico é cerca de 3,7 vezes o do ar [10], o que tem uma importante consequência para a redução dos efeitos de aquecimento dos equipamentos elétricos.

Em relação a sua estrutura molecular, o Hexafluoreto de enxofre satisfaz os requisitos de valência da molécula de enxofre. Sua estrutura molecular é octaédrica, com uma molécula de Flúor em cada vértice, como ilustra a Figura 3.1. As seis ligações

são covalentes, o que resulta na estabilidade excepcional deste composto. Ele pode ser aquecido sem decomposição a 500 °C na ausência de catalisadores metálicos; ele não é inflamável e não propaga chamas; hidrogênio, cloro e oxigênio não tem ação sobre ele; é insolúvel em água; não é afetado por ácidos; em seu estado puro, não é tóxico e pode ser inalado [10].

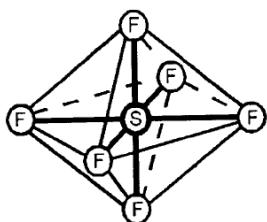


Figura 3.1: Hexafluoreto de Enxofre - Estrutura Molecular [9]

A rigidez dielétrica do SF₆ à pressão atmosférica é aproximadamente 3 vezes maior do que a do ar, ou seja, corresponde aproximadamente à capacidade isolante do óleo. Essa relação aumenta com o aumento da pressão. A grande capacidade de transferência de calor e a baixa temperatura de ionização dão ao SF₆ excelentes propriedades para a extinção de arcos elétricos [9]. Além disso, sua eletronegatividade faz com que o arco elétrico se deionize rapidamente [11].

Devido à pequena constante de tempo do arco, o SF₆ tem maiores propriedades de extinção. Comparado com o ar, possui um eficiência para suprimir arcos cerca de 10 vezes maior. O tempo que um arco é extinto no SF₆ é 100 vezes menor do que no ar sob condições similares [9].

3.2 Módulo Blindado

Nas Subestações Isoladas a Gás, os equipamentos ficam no interior de tanques pressurizados preenchidos pelo SF₆. Devido às suas propriedades isolantes, o gás proporciona uma significativa redução na dimensão dos equipamentos e, principalmente, uma drástica redução nas distâncias de isolamento entre barramentos e entre equipamentos adjacentes. Além disso, como o gás se faz um excelente isolante térmico, essa significativa redução nas dimensões não causa impacto nos problemas de aquecimento, fazendo com que as partes externas mais quentes do Módulo Blindado em operação não ultrapassem os 60 °C [14].

Esses tanques são acoplados entre si de modo que um *bay* inteiro seja um único módulo blindado, como mostra a Figura 3.2 que segue.

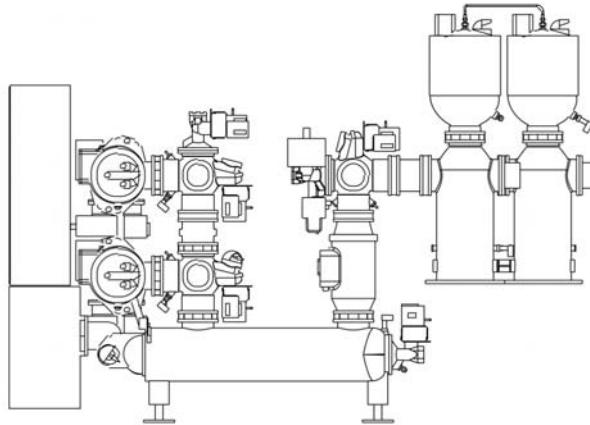


Figura 3.2: GIS – *bay* de linha/transformador de 245 kV – vista lateral [14].

A Figura 3.3 que segue mostra os equipamentos internos aos tanques e o diagrama unifilar que representa este módulo. As regiões marcadas em amarelo mostram o preenchimento pelo gás SF₆ e as marcadas em laranja mostram as partes energizadas.

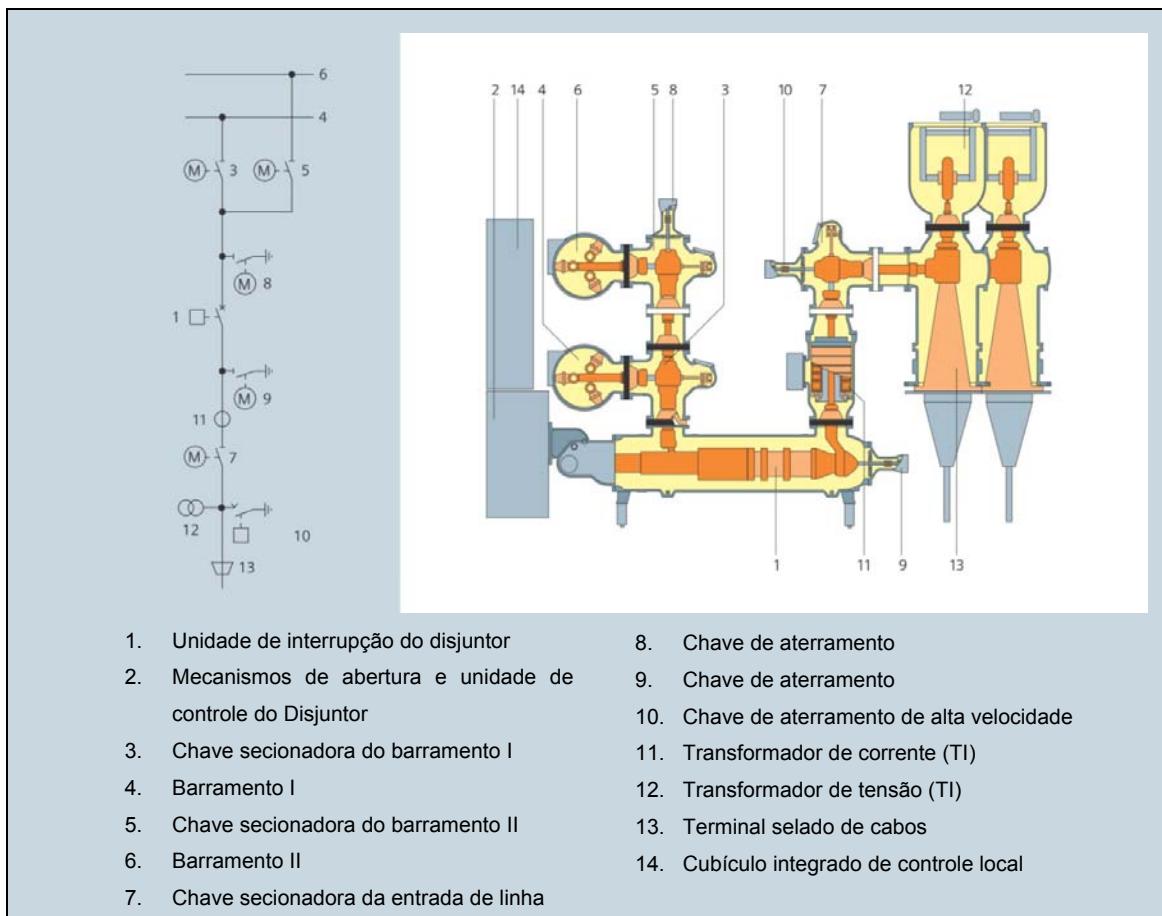


Figura 3.3: Unifilar e Detalhes do bay de 245 kV de uma GIS [13].

A seguir, serão apresentados cada um dos equipamentos principais de uma GIS, bem como uma breve explicação de sua função e funcionamento.

3.2.1 Módulo Disjuntor

O principal elemento de um módulo blindado de uma GIS é o tanque do disjuntor monofásico (Figura 3.4), que basicamente tem dois componentes principais:

- Mecanismo de acionamento;
- Unidade de interrupção.

Tanto para a GIS como para a AIS (no caso do disjuntor à SF₆), utiliza-se a mesma unidade de interrupção.

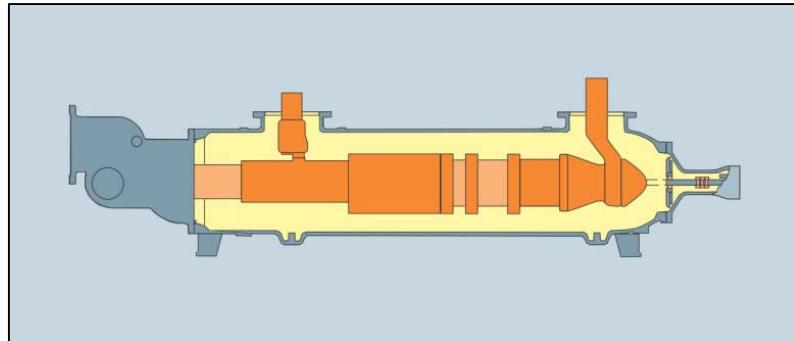


Figura 3.4: Módulo de Interrupção – Disjuntor [13]

3.2.1.1 Mecanismo de Açãoamento

O mecanismo de acionamento do módulo blindado de interrupção é do tipo mola. Seu sistema de armazenamento de energia e de disparo é idêntico ao mecanismo à mola do disjuntor convencional, descrito no subtópico 2.1.2.2 (b).

3.2.1.2 Unidade de Interrupção

A unidade de interrupção utilizada no Disjuntor Blindado à SF₆ para a extinção do arco elétrico, formado na abertura de seus contatos, se baseia no Princípio da Auto Compressão Dinâmica [13], ilustrado na Figura 3.5. Este princípio requer baixa energia de operação, além de minimizar o stress mecânico sofrido por todo o Disjuntor. Analisando a Figura 3.5, vem que:

- **Caminho da corrente nominal de operação:** quando o disjuntor está na posição “fechado” (Figura 3.5 a), a corrente flui através dos contatos principais

(2) e (10). Os contatos de arco (1) e (7) ficam conectados em paralelo com os contatos principais.

- **Interrupção da corrente nominal de operação:** durante a operação de interrupção, o contato principal (10) se abre e a corrente se concentra nos contatos de arco (1) e (7), que ainda estão fechados (Figura 3.5 b). Isso evita o desgaste dos contatos principais. Conforme a operação de interrupção continua, os contatos de arco se abrem e o arco elétrico se forma entre os contatos (1) e (7). Ao mesmo tempo, o cilindro do contato principal (10) comprime o gás SF₆ localizado na câmara de compressão (4) (Figura 3.5 c). O gás comprimido flui através da câmara de aquecimento (11) para a brecha entre os contatos de arco e extingue o arco.

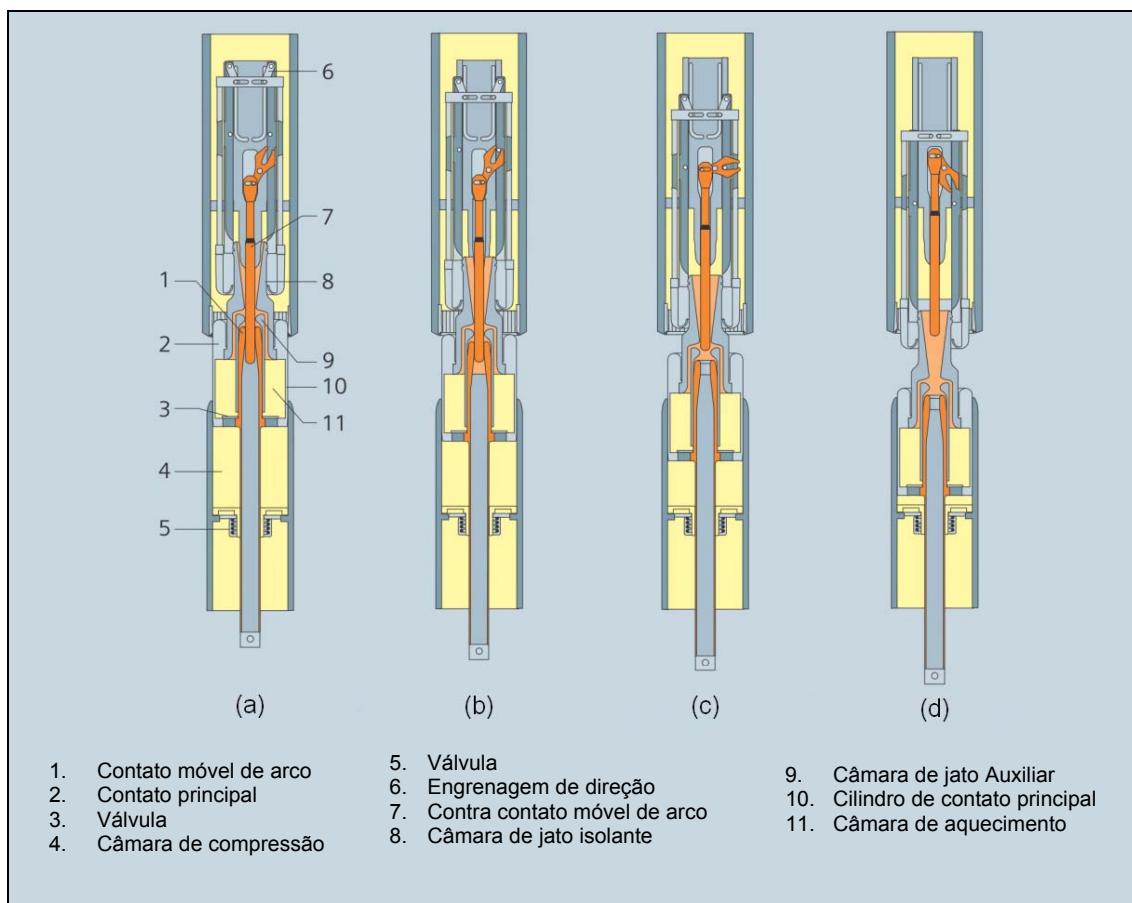


Figura 3.5: Disjuntor – Princípio da Auto Compressão Dinâmica [13] – (a)Disjuntor na posição “Fechado” – (b)Abrindo: Contato principal aberto – (c)Abrindo: contato de arco aberto – (d) Disjuntor na posição “Aberto”

- **Interrupção de corrente de falta:** no caso de uma abertura durante uma alta corrente de curto circuito, o gás entre os contatos de arco (1) e (7) é aquecido pela alta energia do arco elétrico e é escoado até a câmara de aquecimento (11) com uma alta pressão. Quando a amplitude da corrente tem seu módulo igual a

zero, o gás flui de volta da câmara de aquecimento para a câmara de jato auxiliar (9) e extingue o arco. A válvula (3) do cilindro do contato principal (10) impede que o gás com alta pressão entre novamente na câmara de aquecimento (11).

3.2.2 Módulo Seccionador

Os seccionadores são utilizados para criar a distância de isolamento exigida para um trabalho seguro nas instalações elétricas [14]. Assim como numa AIS, o módulo blindado de seccionamento (Figura 3.6) não interrompe a corrente que percorre uma GIS em situação normal de operação (para tanto existem os disjuntores). Sua operação se dá em situação de barramento desenergizado.

Estes módulos são utilizados para o seccionamento dos barramentos e de conexões externas (como conexões com transformadores ou alimentadores, por exemplo).

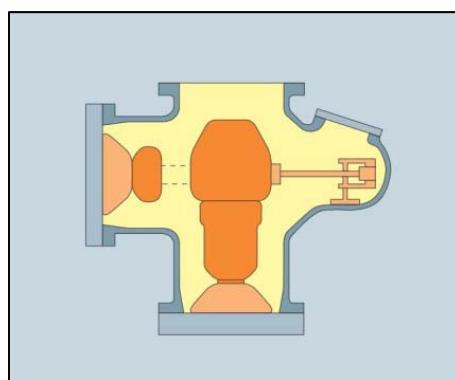


Figura 3.6: Módulo de Chaveamento [13]

3.2.2.1 Caminho da Corrente Nominal de Operação

A Figura 3.7 mostra os terminais de contato do módulo seccionador. O contato fixo do módulo seccionador fica preso à bucha terminal metálica (A) e o contato móvel se acopla à bucha terminal metálico (B). Sendo assim, em situação normal de operação em carga, a corrente flui da bucha terminal (A) para o contato fixo, deste para o móvel e termina no contato (B).

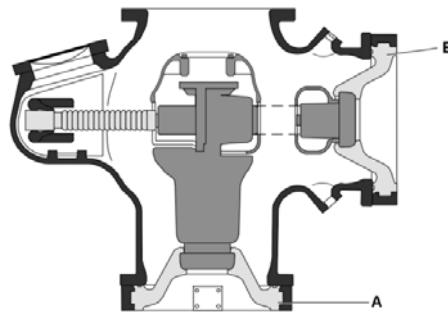


Figura 3.7: Módulo de Chaveamento – Caminho da Corrente [14].

3.2.2.2 Mecanismo de Contato

O mecanismo de contato se dá por acionamento motor ou, para situações de emergência, manual. O motor fornece o torque necessário para empurra o pistão de contato. Assim como no disjuntor, primeiramente o fechamento se dá através de um contato de arco auxiliar para enfim o fechamento do contato principal, como mostra a Figura 3.8 que segue.

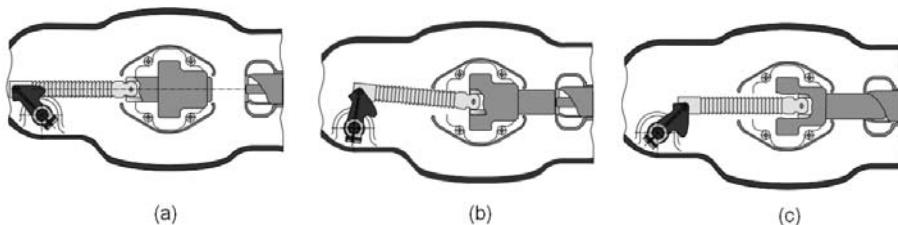


Figura 3.8: Módulo de Chaveamento – Mecanismo de Acionamento [14] – (a) Chave aberta – (b) contato de arco no momento de toque – (c) Chave fechada

3.2.3 Chaves de Aterramento

Elas são utilizadas para conectar devidamente à terra as partes vivas do módulo blindado de alta tensão quando estas se encontram desenergizadas. Nas conexões com alimentadores externos à GIS, uma versão de alta velocidade destas chaves é utilizada para eliminar os riscos ao sistema blindado, isto é, no caso do alimentador externo não ter sido adequadamente desligado quando da conexão com o sistema blindado [13].

Elas são normalmente associadas às chaves seccionadoras, mas, dependendo da aplicação, podem ser fornecidas em módulos separados em seu próprio tanque (para ser associada à barramentos, por exemplo).

A Figura 3.9 que segue mostra um módulo de aterramento do tipo pino, que é usualmente utilizado em uma GIS [13].

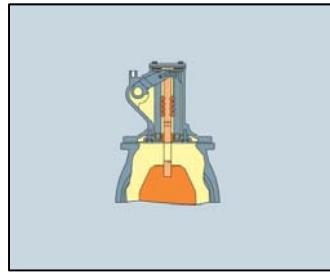


Figura 3.9: Módulo de Aterramento – Chave de Aterramento Tipo Pino [13]

Neste tipo, quando associado com a chave seccionadora, o pino de aterramento, que se encontra no mesmo potencial da terra, é empurrado contra o contato da chave aterrando-a. A chave de aterramento rápido segue o mesmo princípio, mas é equipada com um mecanismo de acionamento à mola, que pode ser carregada tanto por um motor quanto manualmente, no caso de uma emergência.

3.2.4 Módulo de TI

Assim como na AIS, tanto o TP como o TC são utilizados para os propósitos de proteção e medição. Segue o detalhamento de cada um deles.

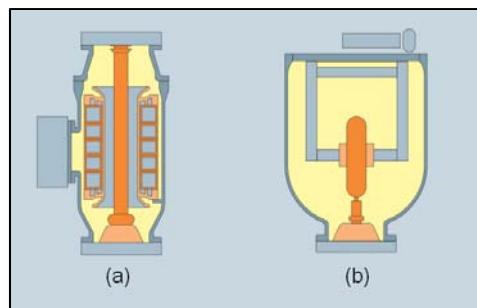


Figura 3.10: Módulo de TI [13] – (a) Transformador de corrente – (b) Transformador de potencial

3.2.4.1 Módulo de Transformador de Corrente

Os Transformadores de Corrente são monofásicos do tipo indutivo e são preferencialmente localizados logo na saída do Disjuntor, apesar de que podem ser posicionados em qualquer ponto do *bay* [13].

Sua função é transformar o nível da corrente nominal de operação ou da corrente de curto-circuito em níveis baixos o suficiente para a operação dos instrumentos de medida e dos dispositivos de proteção.

O condutor do *bay* é guiado diretamente através do módulo do TC, assumindo a função do enrolamento primário. Os circuitos secundários, compostos de núcleos de ferro associados aos enrolamentos secundários, serão denominados simplesmente por núcleos secundários, sendo estes núcleos divididos em dois grupos:

- Núcleos de medição;
- Núcleos de proteção.

Os núcleos de medição têm uma maior sensibilidade à corrente nominal de operação e protegem os instrumentos de medida contra sobrecarga. Já os núcleos de proteção têm consideravelmente menor sensibilidade à corrente nominal de operação, porém, sua sensibilidade se dá às correntes de falta (curto-circuito) [14].

A Figura 3.11 que segue mostra a arquitetura interna de um Módulo Blindado de TC. A barra condutora (1) é fixa em uma das extremidades à bucha. A extremidade oposta é conectada ao barramento condutor do módulo subsequente. O TC propriamente dito é composto do eletrodo interior (3), dos eletrodos de nivelamento superior e inferior (2) e (6) e dos núcleos toroidais férricos com bobinas secundárias (5). O eletrodo interno é selado pelos eletrodos de nivelamento, e estes são interligados peça de conexão (8) [14].

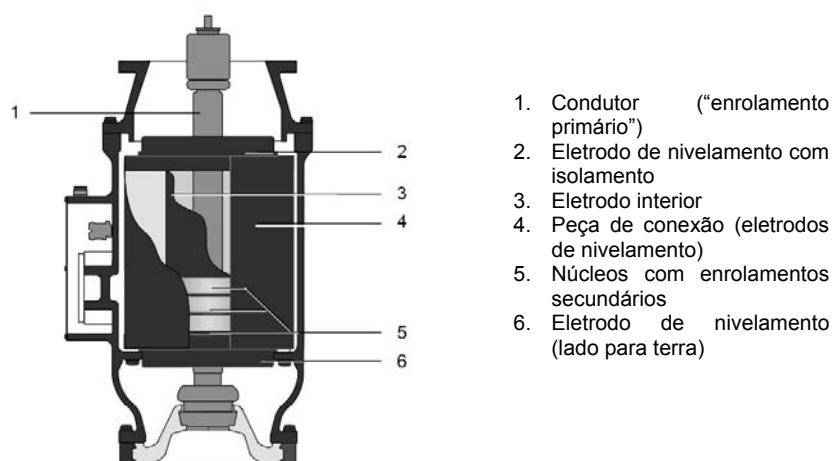


Figura 3.11: TC - Arquitetura Interna [14]

Em relação a nomenclatura dos terminais, a IEC 60044-1 estabelece que os terminais do condutor primário sejam referenciados como P1 e P2 e que os terminais do condutor secundário sejam referenciados como 1S1 e 1S2 para o primeiro núcleo, 2S1 e 2S2 para o segundo núcleo e assim por diante, como mostra a Figura 3.12. A referida norma estabelece também como a posição dos terminais P1 e P2 devem estar em relação ao disjuntor, como mostra a Figura 3.13 [14].

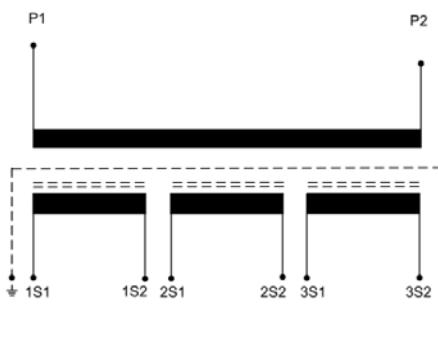


Figura 3.12: TC - Nomenclatura dos Terminais segundo a IEC 60044-1 [14]

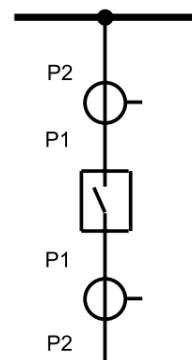


Figura 3.13: TC - Terminais em Relação ao Disjuntor segundo a IEC 60044-1 [14]

3.2.4.2 Módulo de Transformador de Tensão

Analogamente ao TC, a função do TP é transformar o nível da tensão nominal de operação em níveis baixos o suficiente para a operação dos instrumentos de medida e dos dispositivos de proteção, bem como detecção de faltas à terra. Também são monofásicos e seus princípios fundamentais são idênticos aos do TP de uma AIS.

Em função da demanda do projeto em relação ao TP, ele pode variar suas dimensões, o número de enrolamentos secundários e o número de *taps* secundários [14].

Em relação à nomenclatura dos terminais, a IEC 60044-2 estabelece que os contatos do enrolamento primário sejam designados por “A” (conexão de alta tensão) e por “N” (conexão a terra) e que os terminais do enrolamento secundário sejam designados por “a” e “n”, como ilustra a Figura 3.14.

Terminais secundários com múltiplos *taps* são numerados em sequência, ou seja, são designados “1a1”, “1a2”, “1n” para o enrolamento 1 e “2a1”, “2a2”, “2n” para o enrolamento 2.

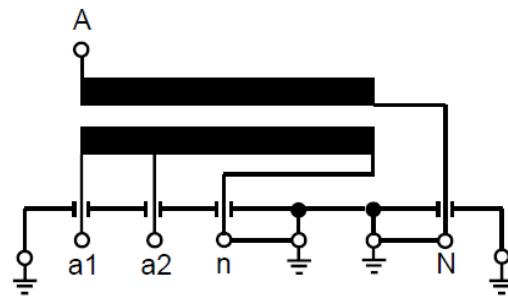


Figura 3.14: TP - Nomenclatura dos Terminais segundo a IEC 60044-2 [14].

3.2.5 Para-raios

O módulo de para-raios, ilustrado pela Figura 3.15 que segue, não é diferente de um para-raios convencional de uma AIS. Sua função também é limitar as sobretenções atmosféricas, de falta ou de manobra. Sua parte ativa consiste em resistores de óxido metálico. A que difere de uma AIS é que, na GIS, estes resistores ficam no interior de um tanque pressurizado preenchido com o SF₆ ao invés de serem encapsulados cerâmica ou polimericamente.

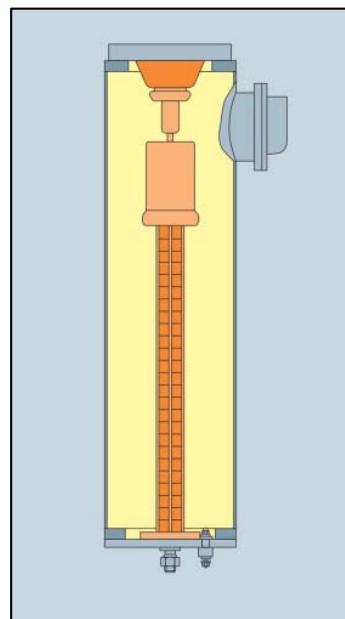


Figura 3.15: Módulo Para-raios [13]

3.2.6 Módulos Terminais

Os módulos terminais conectam os *bays* de uma GIS com linhas de transmissão aéreas, transformadores, reatores ou cabos. Basicamente, ele fazem a transição entre

uma GIS blindada à SF₆ e outros sistemas de alta tensão como diferentes meios de isolamentos, as AIS por exemplo [13].

3.2.6.1 Terminal Para Cabos

Este módulo terminal faz a conexão entre um *bay* de GIS com todos os tipos padronizados de cabos de alta tensão (isolados à óleo, polímero ou blindados a gás). Ele também permite a conexão com demais módulos além da conexão com os cabos de alta tensão, como, por exemplo, conexão com TP ou com um segundo módulo terminal para cabos [14].

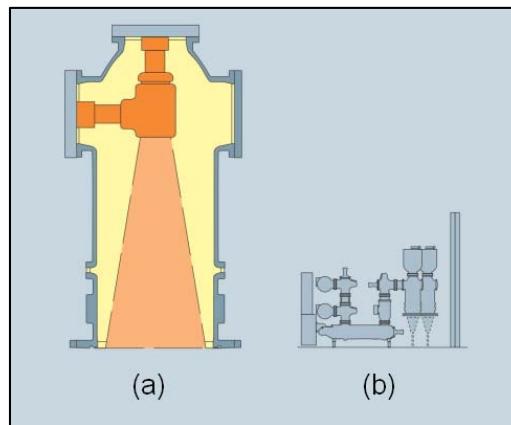


Figura 3.16: Módulo Terminal para Conexão com Cabos [13] – (a) Módulo terminal – (b) bay de conexão com cabos

3.2.6.2 Terminal SF₆/Ar

Este módulo terminal permite a conexão entre um *bay* de GIS e os componentes de uma AIS ou com linhas de transmissão aéreas. Basicamente, é uma combinação entre um módulo de conexão angular (ver subitem 3.2.8 adiante) e uma bucha isolada à SF₆, como mostra a Figura 3.17 (a), que segue.

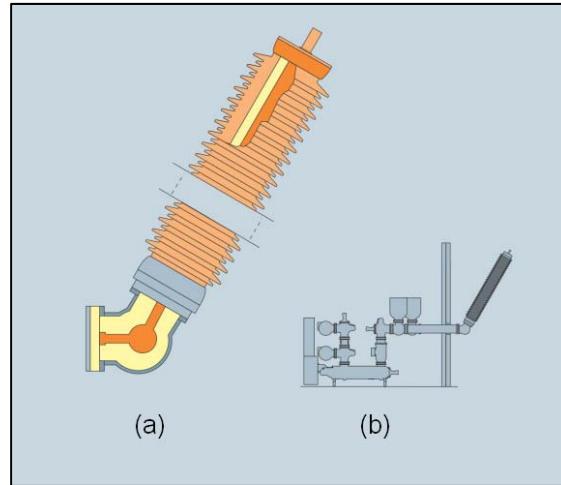


Figura 3.17: Módulo de Conexão com Cabos Aéreos [13] – (a) Módulo – (b) bay de conexão com cabos aéreos

3.2.6.3 Terminal de Conexão com Transformador

Este módulo terminal permite a conexão direta entre um *bay* de GIS e um Transformador de Força. Como mostra a Figura 3.18 (b), este módulo é interligado ao *bay* através de módulos de conexão do tipo extensão e angulares (ver subitem 3.2.8).

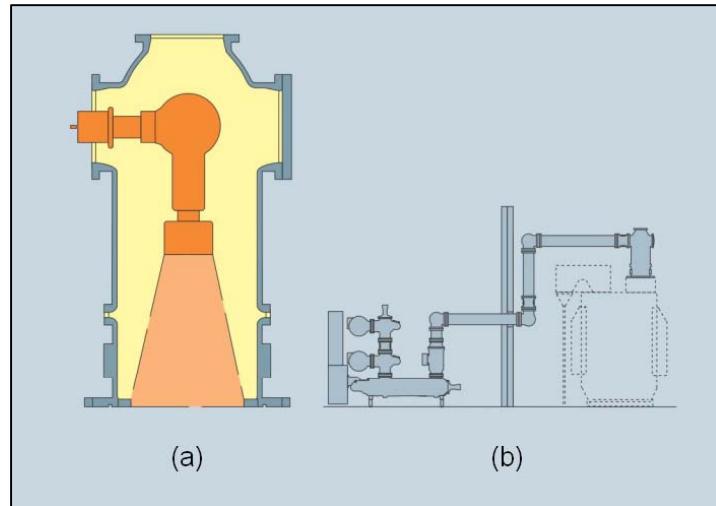


Figura 3.18: Módulo de Conexão com Transformador [13] – (a) Módulo – (b) bay de conexão com transformador

3.2.7 Módulo de Barramentos

O módulo de Barramentos (Figura 3.19) é encapsulado de modo trifásico, ou seja, cada módulo contém três barras, sendo uma por fase. Eles interligam as seções ou os *bays* da GIS de acordo com os requisitos operacionais. Cada Módulo é composto do tanque, dos condutores dos barramentos e dos contatos de acoplamento.

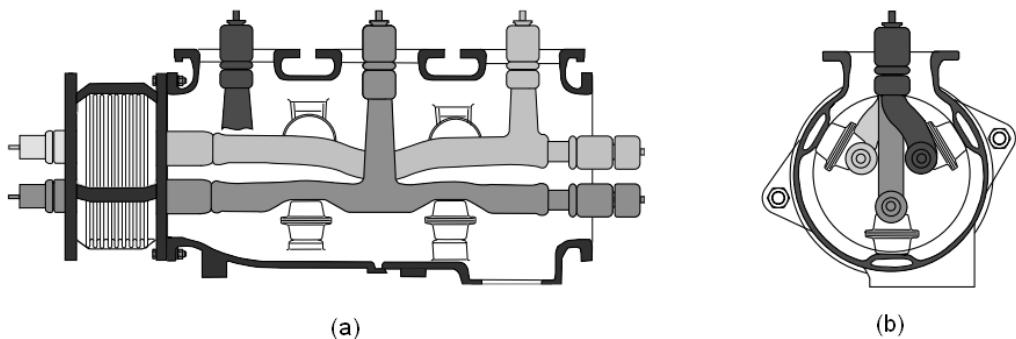


Figura 3.19: Módulo de Barramentos até 230kV [14] – (a) Seção longitudinal – (b) Corte transversal

Para barramentos muito extensos, se faz necessária a adição de um módulo de expansão, ilustrado na Figura 3.20. Este módulo tem por finalidade a absorção do stress mecânico causado pelo aquecimento dos barramentos quando em operação. Basicamente, oferece o espaço necessário para a dilatação dos condutores quando do aumento da temperatura.

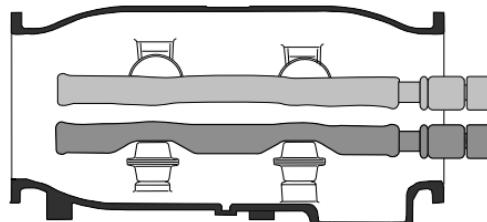


Figura 3.20: Módulo de Expansão de Barramentos [14]

3.2.8 Módulos de Conexão

Estes módulos monofásicos são utilizados para a conexão dos demais módulos, conexão entre diferentes *bays* ou conexão entre um *bay* e linhas de transmissão blindadas. Dependendo da aplicação ou do *layout* do *bay* os módulos de conexão podem ser do tipo extensão, tipo T ou tipo angular.

Os módulos de conexão do tipo extensão, ilustrados pela Figura 3.21, conectam um *bay* a outro. Dependendo da aplicação, o comprimento destes módulos varia.

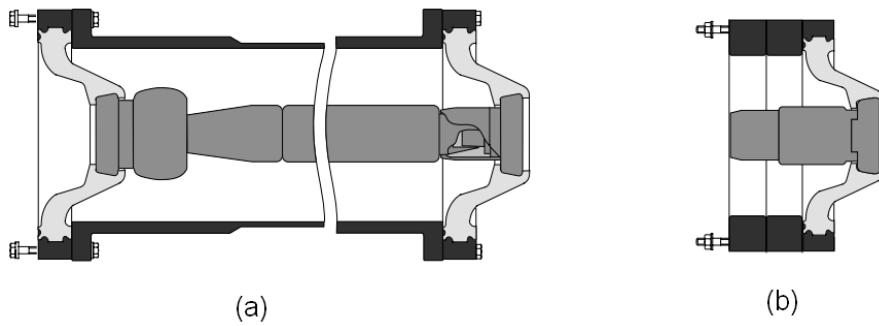


Figura 3.21: Módulo de Extensão [14] – (a) de 2000mm até 5000mm – (b) de 10mm até 180mm

Os módulos de conexão em T, ilustrados pela Figura 3.22, são utilizados para a conexão com uma chave de aterramento.

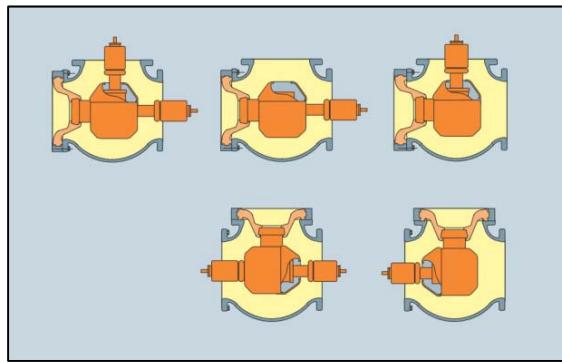


Figura 3.22; Módulos de Conexão em T [13]

Os módulos de conexão angulares, ilustrados pela Figura 3.23, são utilizados para separar os condutores em diferentes direções quando necessário. Normalmente, são fabricados módulos com 30°, 45°, 60° e 90° de inclinação.

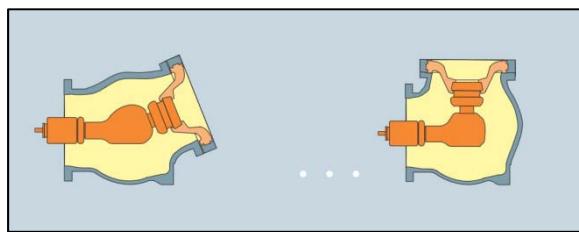


Figura 3.23: Módulo de Conexões Angulares [13]

3.3 Coordenação de Isolamento

As GIS são expostas aos mesmos tipos de sobretensões que as subestações convencionais, isto é, sobretensões temporárias, sobretensões de manobra e sobretensões atmosféricas, ilustradas pela Figura 1.6.

A Figura 3.24 e a Figura 3.25, que seguem, indicam as características tensão x tempo dos isolamentos a ar e dos isolamentos a SF₆, respectivamente.

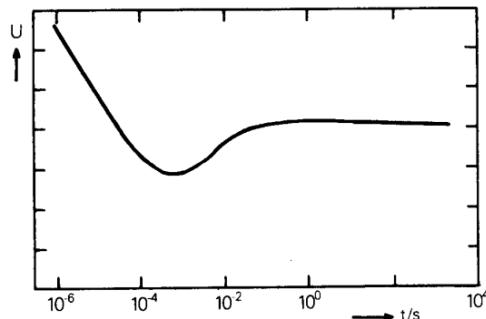


Figura 3.24: Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Ar [6].

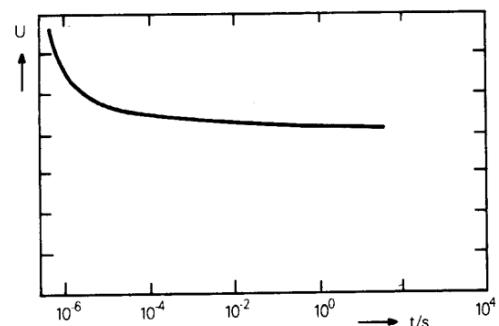


Figura 3.25: Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Gás [6].

Sobrepondo estas curvas ao diagrama característico das sobretensões (Figura 1.6), vêem a Figura 3.26 e a Figura 3.27.

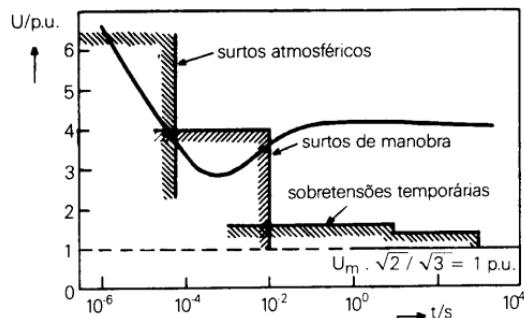


Figura 3.26: Superposição da Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Ar com o Diagrama Geral de Sobretenções [6].

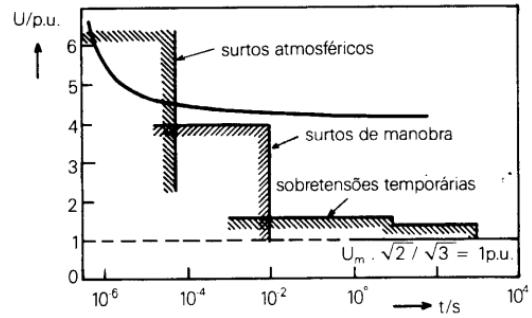


Figura 3.27: Superposição da Característica Típica de Tensão x Tempo de um Isolamento a Gás com o Diagrama Geral de Sobretenções [6].

Destas superposições, observa-se que, no caso de isolamentos a ar, a característica tensão x tempo pode ser superada pelas tanto na região das sobretenções atmosféricas quanto na região das sobretenções de manobra. Isso explica o motivo de, ao se realizar a coordenação de isolamento das SE convencionais, ambos tipos de sobretenções deverão ser investigados [6].

No entanto, para os isolamentos a SF₆, observa-se que a característica tensão x tempo dos referidos isolamentos será ultrapassada apenas na faixa correspondente às tensões atmosféricas. Sendo assim, em uma fase inicial, a coordenação de isolamento da GIS considera apenas as sobretenções atmosféricas [6].

3.3.1 Espaçamentos Elétricos

Para a coordenação de isolamento de uma GIS, os espaçamentos elétricos adequados entre os equipamentos blindados não precisam respeitar distâncias mínimas ou distâncias de segurança. Os módulos blindados têm seus invólucros completamente desenergizados e isolados [14].

A análise dos espaçamentos elétricos só se aplica quando da conexão de uma GIS com uma AIS, respeitando as distâncias de escoamento recomendadas na Tabela 2.6 e as distâncias elétricas na Tabela 2.7.

3.3.2 Níveis de Isolamento Normalizados

O nível de isolamento para impulsos provocados por descargas atmosféricas (BIL) e o nível de isolamento para impulsos provocados por manobras (BSL) das subestações isoladas a SF₆ já são padronizados pela IEC (norma IEC 517) e pela ANSI (grupo de trabalho 70.1 do IEEE). A que segue mostra esses valores padronizados pelas duas normas.

Tabela 3.1: Níveis de isolamento de Subestações isoladas à SF₆ [6].

TENSÃO NOMINAL DO SISTEMA (kV rms)	NÍVEL DE ISOLAMENTO À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL (kV)		NÍVEL DE ISOLAMENTO À IMPULSOS ATMOSFÉRICOS (kV)		NÍVEL DE ISOLAMENTO À IMPULSOS DE MANOBRA (kV)	
	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI
245	395	425	950	900	-	-
362	450	500	1175	1050	950	825
420	520	-	1300	-	1050	-
525/550	620	615	1425	1550	1175	1240
765/800	830	860	1800	1800	1425	1425

Estes níveis de isolamento deverão ser almejados quando do projeto de uma GIS, uma vez que serão os mais econômicos ao se adquirir os equipamentos [6]. Caso não se consiga a sua adoção pela aplicação conveniente dos para-raios, níveis de isolamento mais elevados deverão ser escolhidos.

4 Projeto Exemplo

Neste capítulo será apresentada uma situação real na qual o projeto de uma SE se fez necessário. Duas soluções de engenharia serão apresentadas, uma utilizando uma SE do tipo AIS e outra utilizando uma SE do tipo GIS. Logicamente, em razão do objetivo desta dissertação, trata-se de uma situação problema na qual a solução utilizando a SE do tipo GIS é a que apresenta melhor viabilidade.

4.1 Situação Problema

Uma indústria de fundição, a ser instalada em região urbana, solicita um projeto de uma SE para alimentar 4 fornos de indução para fusão, de 4 MW cada, e 2 fornos de indução para vazamento, de 0,5 MW. Ela prevê uma demanda de 16,4 MW para os horários de pico e fora de pico. Este fornecimento de energia deve ser ininterrupto.

Nas proximidades do lote destinado à indústria, as linhas de transmissão disponíveis são pertencentes à da rede básica do SIN são de 230 kV.

O espaço reservado para a construção da SE é um terreno de 5500 m² (100m x 55m), porém, nele também deverá ser construído o estacionamento da indústria. Qualquer ampliação desta área está fora de cogitação, pois não há espaço livre ao redor do terreno destinado a construção da indústria.

Por fim, a indústria prevê uma ampliação no seu maquinário. Ela pretende aumentar a quantidade de fornos de modo que, a partir de 5 anos do início de seu funcionamento, sua demanda aumente para 33,5 MW para os horários de pico e fora de pico.

4.2 Solução – Considerações Gerais sobre a SE

Para solucionar este problema, algumas considerações de projeto independem do tipo de tecnologia utilizada na SE. Seguem estas considerações.

4.2.1 Classificação da SE

Segundo o artigo 2º da Resolução ANEEL nº 281/1999, a SE será classificada como consumidor livre para o efeito do processo de acesso e contratação de uso da rede básica e conexão ao sistema elétrico.

Conforme descrito no Subtópico 1.2.1 desta dissertação, a SE em questão será uma SE Transformadora Abaixadora. Ela deverá abaixar a tensão da LT de 230 kV para 13,8 kV, que é, segundo determinação da ANEEL, a tensão na qual os equipamentos industriais devem operar.

Em relação à classe de tensão, é uma SE de Alta Tensão.

A partir deste ponto, ela será referenciada por SE Fundição.

4.2.2 Tipo de Arranjo

Segundo o Item 6.1.1.1 da quinta página 5 do Submódulo 2.3 do ONS (Requisitos Mínimos para Transformadores e para Subestações e seus Equipamentos), disponível em [17], o tipo de arranjo de uma SE com barramentos de 230 kV deve ser, no mínimo, do tipo barra dupla à quatro chaves (arranjo ilustrado no ANEXO – A: Tipos de Diagramas de uma SE).

Dizer que deve ter no mínimo este tipo de arranjo significa que, mesmo que a SE possua outro tipo de arranjo (disjuntor e meio, por exemplo), ela deve atender, no mínimo, a mesma confiabilidade do arranjo exigido.

Neste caso, a confiabilidade do arranjo BD4 é suficiente para atender à solicitação da indústria metalúrgica em questão uma vez que, conforme descrito no Subtópico 1.2.3.3 desta dissertação, este tipo de arranjo garante o fornecimento contínuo de energia mesmo quando a SE Fundição passar por obras de ampliação, conforme a previsão da metalúrgica.

4.2.3 Características Elétricas do Sistema

a) Tensões Nominal e Máxima

Sendo a tensão nominal dos equipamentos de pátio como sendo 230 kV, o Submódulo 2.3 do ONS, disponível em [17], estabelece que a máxima tensão fase-fase em regime permanente é de 242 kV (eficaz).

b) Frequência Nominal

A frequência nominal é a mesma do SIN, ou seja, 60 Hz.

c) Corrente Nominal dos Equipamentos

Segundo padronização da ABNT, para os equipamentos de tensão nominal igual a 230 kV, a corrente nominal mínima é de 1250 A.

4.2.4 Transformador de Força

Independentemente da tecnologia utilizadas no projeto, GIS ou AIS, o Transformador de Força será o mesmo. Para atender à solicitação, ele deverá ser trifásico e ter tensões nominais primária e secundária, respectivamente, de 230 kV e 13,8 kV.

Sendo a demanda inicial da metalúrgica de 16,4MW e considerando um fator de segurança de 1,25, a potência nominal do transformador deverá ser de 20 MVA. Porém, segundo a Submódulo 2.3 do ONS, disponível em [17], esta deve ser a potência nominal em situação normal de resfriamento, ou seja, quando o TR estiver operando à ONAN (óleo natural e ar natural). Em situação de emergência, esta classe de potência deverá atingir 25 MVA, ainda segundo o referido Submódulo. Isso será possível quando o TR estiver operando em situação forçada de resfriamento, ou seja, quando estiver a ONAF (óleo natural e ar forçado).

Deste modo, a potência nominal do TR será 20/25 MVA – ONAN/ONAF.

Quando a demanda de potência da indústria aumentar para 33,5 MW, a adição de um segundo TR idêntico a este atenderá à nova demanda.

4.2.5 Composição da SE Fundição

Levando em consideração tudo o que já foi estabelecido, a subestação deverá ser composta de:

- Um *bay* de Entrada de Linha do tipo BD4, com previsão de ampliação para a instalação de mais um;
- Um *bay* de Conexão com Transformador do tipo BD4, com previsão de ampliação para a instalação de mais um;
- Um *bay* de Interligação entre Barras;
- Um TR de 20/25 MVA e 230/13,8 kV, com previsão de ampliação para a instalação de mais um.

4.3 Solução AIS

Dadas as considerações gerais, ou seja, aquelas que se aplicam tanto para a AIS quanto para a GIS, seguem as considerações de projeto utilizando a tecnologia do tipo AIS para se construir a SE Fundição.

4.3.1 Diagrama Unifilar

O ANEXO B mostra o Diagrama Unifilar Simplificado da SE Fundição AIS em acordo com sua composição (descrita no Subtópico 4.2.5 desta dissertação). Nele, podem-se observar as EL's atual e futura, as CT's atual e futura, a IB e os TR's atual e futuro.

4.3.2 Coordenação de Isolamento

4.3.2.1 Níveis de Isolamento

Segundo a Tabela 2.8, para a Tensão Máxima dos Equipamentos como sendo 242kV, existem três opções de Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico, 750, 850 e 950 kV (crista). Para garantir a maior segurança no fornecimento, será adotado o maior valor de Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico, ou seja, 950 kV (crista).

Ainda segundo a referida tabela, segue que a Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial Durante 1 minuto será de 395 kV (eficaz).

Segundo o Subtópico 1.1.3 desta dissertação, a Tensão Suportável de Impulso de Manobra e a de Impulso Atmosférico têm proporção de 4:6. Sendo assim, o valor de crista da Tensão suportável de Impulso de Manobra será de 634 kV (crista) ou então 450 kV (eficaz).

A Tabela 4.1, que segue, resume estas grandezas.

Tabela 4.1: Níveis de Isolamento da SE Fundição AIS

Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico (valor de crista)	950 kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra (eficaz)	450 kV
Tensão Suportável Nominal á Frequência Industrial durante 1 min (eficaz)	395 kV

4.3.2.2 Espaçamentos em Ar

Como descrito no Subtópico 2.2.1 desta dissertação, em se tratando de uma SE com classe de tensão de 230 kV, os espaçamentos elétricos mínimos devem atender à Tabela 2.7: Correlação entre o Nível de Isolamento e o Espaçamento Mínimo Fase-Terra e Fase-Fase no Ar para Tensões Suportáveis nominais de Impulso de Manobra Fase-Terra e Fase-Fase [7]. Tabela 2.7 e as distâncias de segurança da Figura 2.14.

4.3.3 Especificação dos Equipamentos

A Tabela 4.2, que segue, mostra as características dos equipamentos principais de Alta Tensão da SE Fundição AIS, bem como a quantidade de cada um deles para a etapa de implantação.

Tabela 4.2: SE Fundição - ET e Quantitativo dos Equipamentos

QTD.	Descrição do Equipamento
1	Disjuntor à SF ₆ Monopolar, Acionamento à Mola, Tensão Nominal de 242 kV, Corrente Nominal de 1250 A, Capacidade de Interrupção Nominal em Curto Circuito 40 kA.
1	Disjuntor à SF ₆ Monopolar, Com Relé Sincronizador, Acionamento à Mola, Tensão Nominal de 242 kV, Corrente Nominal de 1250 A, Capacidade de Interrupção Nominal em Curto Circuito 40 kA.
1	Disjuntor à SF ₆ Monopolar, e Relé Sincronizador, Acionamento à Mola, Tensão Nominal de 242 kV, Corrente Nominal de 1250 A, Capacidade de Interrupção Nominal em Curto Circuito 40 kA.
2	Seccionadora Trifásica de Abertura Vertical, Com Lâmina de Terra, Tensão Nominal de 242 kV, Corrente Nominal de 1250 A.
4	Seccionadora Trifásica de Abertura Vertical, Sem Lâmina de Terra, Tensão Nominal de 242 kV, Corrente Nominal de 1250 A.
4	Seccionadora Trifásica de Abertura Vertical Reversa, Sem Lâmina de Terra, Tensão Nominal de 242 kV, Corrente Nominal de 1250 A.
8	Transformador de Potencial Capacitivo, 1 Enrolamento de Medição (0,3-P200), 2 Enrolamentos Para Proteção (0,6-P400), Tensão Nominal de 242 kV.
9	Transformador de Corrente, 1 Enrolamento de Medição (0,3-P200), 2 Enrolamentos Para Proteção (10-P400), Tensão Nominal de 242 kV.
6	Para Raios de Óxido de Zinco, Tensão Nominal de 198 kV, NBI 950 kV.
1	Transformador de Força, 230/13,8 kV, 20/25 MVA ONAF/ONAF.

4.3.4 Arranjo Físico dos Equipamentos de Pátio

O ANEXO C mostra a planta da SE Fundição AIS e o ANEXO D mostra o corte indicado na planta. Pode-se observar que trata-se de uma SE ao tempo e, sendo assim, está sujeita à uma maior degradação.

4.3.5 Estacionamento

Observando-se a arranjo dos equipamentos de pátio, ANEXO C, fica claro que a SE Fundição AIS ocupa quase que toda a área do terreno destinado à SE e ao estacionamento. Neste caso, como não há terrenos vagos ao redor da indústria, a solução seria fazer o estacionamento no Subsolo da SE, como ilustra a Figura 4.1 que segue.

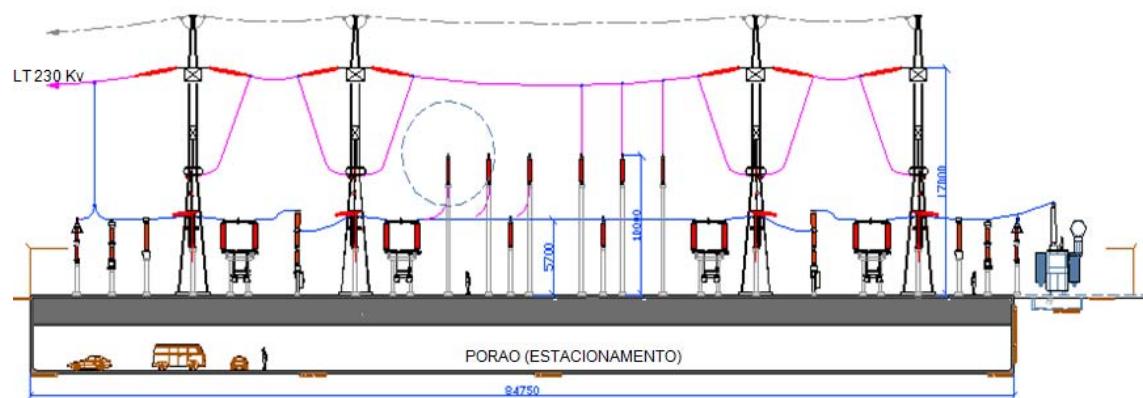


Figura 4.1: Estacionamento - Solução AIS

4.3.6 Manutenção

Os equipamentos da AIS demandam uma manutenção periódica de seus equipamentos, a fim de manter sua confiabilidade.

A tabela a seguir mostra que tipo de manutenção e qual a frequência que ela deve ocorrer. Os números indicam a periodicidade em meses que tais eventos de manutenção devem ocorrer.

Tabela 4.3: Períodos Recomendados para Manutenção [18].

EQUIPAMENTO	PROCEDIMENTO DE MANUTENÇÃO		LIMPEZA DO INVÓLCRUM DE PORCELANA	LIMPEZA, LUBRIFICAÇÃO E AJUSTES MECÂNICOS	LIMPEZA OU SUBSTITUIÇÃO E ALINHAMENTO DOS CONTATOS	APERTAR AS CONEXÕES	LUBRIFICAÇÃO DOS MOTORES AUXILIARES	TROCA DO ÓLEO NAS CAIXAS DE ENGRANAGEM
	12	12						
Disjuntores	12	12	-	12	-	-	-	-
Seccionadores	12	12	12	12	6	24		
Para Raios	12	-	-	12	-	-		
Transformadores de Potencial	12	-	-	12	-	-		
Transformadores de Corrente	12	-	-	12	-	-		

4.3.7 Considerações Sobre os Custos

Os custos relacionados à esta solução para a SE Fundição AIS estão divididos entre:

- Compra de Equipamentos de AT;
- Transporte de Equipamentos de AT;
- Montagem dos Equipamentos;
- Manutenção dos Equipamentos de AT;
- Obra Civil da SE (Pórticos, fundações, bases de equipamentos);
- Obra Civil do Estacionamento (subsolo)

4.4 Solução GIS

Segue a solução para a SE Fundição utilizando a tecnologia GIS, levando em consideração as mesmas características gerais. Porém, para esta solução, serão utilizados módulos blindados iguais àqueles descritos no Subtópico 3.2 desta dissertação.

4.4.1 Diagrama Unifilar

O ANEXO E mostra o Diagrama Unifilar Simplificado da SE Fundição GIS em acordo com sua composição (descrita no Subtópico 4.2.5 desta dissertação). Nele, podem-se observar as EL's atual e futura, as CT's atual e futura, a IB e os TR's atual e futuro.

4.4.2 Coordenação de Isolamento

Para a coordenação de isolamento, basta uma análise nos níveis de isolamento, uma vez que os espaçamentos elétricos mínimos não se aplicam à GIS.

Segundo a Tabela 3.1, sendo a Tensão Nominal do sistema de 245 kV, segue que, segundo a IEC, o Nível de Isolamento à Frequência Industrial deve ser de 395 kV (eficaz) e que o Nível de Isolamento à Impulso Atmosférico deve ser de 950 kV (crista).

Segundo o Subtópico 1.1.3 desta dissertação, a Tensão Suportável de Impulso de Manobra e a de Impulso Atmosférico têm proporção de 4:6. Sendo assim, o valor de crista da Tensão suportável de Impulso de Manobra será de 634 kV (crista) ou então 450 kV (eficaz).

A Tabela 4.4, que segue, resume estas grandezas.

Tabela 4.4: : Níveis de Isolamento da SE Fundição GIS

Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico (valor de crista)	950 kV
Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra (eficaz)	450 kV
Tensão Suportável Nominal á Frequência Industrial durante 1 min (eficaz)	395 kV

4.4.3 Especificação dos Equipamentos

A composição da SE Fundição GIS será:

- Dois Módulos Blindados à SF₆ de EL;
- Um módulo Blindado à SF₆ de CT;
- Um Módulo Blindado à SF₆ de IB;
- Um Módulo Blindado à SF₆ de Barramentos

A, que segue, mostra as características dos equipamentos que compõe cada módulo da SE Fundição GIS, bem como a quantidade de cada um deles para a etapa de implantação.

QTD.	Descrição do Equipamento
3	Disjuntor blindado à SF ₆ Monopolar, Comando Tripolar, Acionamento à Mola, Tensão Nominal de 245 kV, Corrente Nominal de 2000 A, Capacidade de Interrupção Nominal em Curto Circuito 40 kA, Tipo Modular.
11	Secionadora Blindada à SF ₆ Monopolar, Comando Tripolar, Operação Tipo Elétrica, Tensão Nominal de 245 kV, Corrente Nominal de 2000 A.
8	Chave de Aterramento Blindada à SF ₆ Monopolar, Comando Tripolar, Operação Tipo Elétrica, Tensão Nominal de 245 kV, Corrente Nominal de 2000 A.
5	Chave de Aterramento Rápido Blindada à SF ₆ Monopolar, Comando Tripolar, Operação Tipo Elétrica, Tensão Nominal de 245 kV, Corrente Nominal de 2000 A
11	Transformador de Potencial Indutivo Blindado à SF ₆ , 1 Enrolamento de Medição (0,5), 2 Enrolamentos Para Proteção (0,5-3P), Tensão Nominal de 245 kV.
12	Transformador de Corrente Blindado à SF ₆ , 1 Enrolamento de Medição (0,2-FS10), 2 Enrolamentos Para Proteção (10P25), Tensão Nominal de 245 kV.
9	Para Raios de Óxido de Zinco, Tensão Nominal de 198 kV, NBI 950 kV.
1	Transformador de Força, 230/13,8 kV, 20/25 MVA ONAF/ONAF

4.4.4 Arranjo Físico dos Equipamentos de Pátio

O ANEXO F mostra a planta da SE Fundição GIS e o ANEXO H mostra o corte indicado na planta. Pode-se observar que se trata de uma SE Abrigada, ou seja, não sofre com ações degradantes dos agentes atmosféricos.

4.4.5 Estacionamento

Observando-se o arranjo dos equipamentos, ANEXO F, fica claro que a SE Fundição GIS ocupa pouquíssimo espaço do terreno destinado à SE e ao estacionamento. Sendo assim, o lote fica, quase que em sua totalidade, destinado ao projeto dos estacionamentos de veículos utilitários e para a carga e descarga de caminhões, como mostra o ANEXO H.

4.4.6 Manutenção

Os equipamentos blindados têm a manutenção consideravelmente reduzida em relação aos convencionais, conforme descrito nos manuais de operação [13].

4.4.7 Considerações Sobre os Custos

Os custos relacionados à esta solução para a SE Fundição GIS estão divididos entre:

- Compra dos Módulos Blindados de AT;
- Transporte dos Módulos Blindados de AT;
- Montagem dos Módulos Blindados;
- Manutenção dos Equipamentos de AIS;
- Obra Civil da SE (Pórtico, fundações, bases de equipamentos, abrigo da GIS);
- Obra Civil do Estacionamento (pavimentação).

4.5 Comparação das Soluções

A seguir, será realizada uma comparação analítica das duas soluções, evidenciando o motivo de escolha da GIS para este caso.

4.5.1 Segurança

A solução GIS se mostra mais segura do que a AIS. Isso se deve às seguintes considerações:

a) Risco de Descarga Elétrica

A Solução GIS apresenta o invólucro de seus módulos completamente isolados e aterrados, representando risco algum aos operadores. Já a Solução AIS tem suas partes energizadas expostas, demandando procedimentos de segurança rigorosos aos operadores.

b) Risco de Explosão

Os Módulos Blindados não apresentam risco de explosão. Caso seus tanques superaqueçam a ponto da pressão interna atingir um limiar crítico, discos de ruptura de alívio de pressão se rompem permitindo a liberação do SF₆ e diminuição da pressão.

Quanto aos equipamentos da Solução AIS, alguns deles apresentam isolamento à óleo mineral (como os TC's e TP's por exemplo). No caso destes superaquecerem, o

óleo pode entrar em combustão e provocar a explosão do equipamento, bem como dispersão do óleo em chamas.

Para evitar este problema, sistemas de proteção contra incêndio devem ser instalados, aumentando os custos de projeto.

Vale ressaltar que, em ambas soluções, o Transformador de Força apresenta esse risco e deve ter um sistema de proteção contra incêndio.

4.5.2 Considerações Sobre os Custos

Segue uma breve análise sobre os custos envolvidos em ambos casos.

a) Aquisição dos Equipamentos

Neste item, a Solução AIS se apresenta mais vantajosa, uma vez que os custos de fabricação dos equipamentos blindados à SF₆ são muito maiores do que os convencionais.

b) Transporte dos Equipamentos

Quanto ao transporte, os módulos blindados são compactos e fabricados todos no mesmo local. Em contra partida, os equipamentos convencionais são maiores e fabricados em locais diferentes na maioria dos casos. Sendo assim, o transporte dos equipamentos blindados é significativamente menos dispendioso do que o transporte dos equipamentos convencionais.

c) Montagem dos Equipamentos

Os módulos blindados são fabricados com estrutura modular e projetados para a fácil montagem. Não necessitam de cabos ou barramentos adicionais aos próprios módulos.

Já os equipamentos convencionais necessitam de atenção para a montagem de cada um deles separadamente para depois os conectar aos barramentos através de cabos ou hastes.

Deste modo, os custos e prazos de montagem dos equipamentos da GIS são significativamente mais baixos do que os dos equipamentos convencionais.

d) Manutenção dos Equipamentos

Como já foi dito, os módulos blindados tem manutenção mínima quando comparada aos equipamentos convencionais. Sendo assim, este custo é consideravelmente maior para a solução AIS.

e) Obra Civil da SE

A solução AIS demanda, basicamente, construção de pórticos para os barramentos, bases e fundações para equipamentos, paredes corta fogo e casa de comando para os reles, bancos de bateria e painéis de média tensão.

O solução GIS demanda, basicamente, construção dos pórticos de entrada de linha, paredes corta fogo e casa de comando para os reles, banco de baterias, painéis de média tensão e abrigo dos equipamentos blindados.

Neste ponto, as soluções têm os custos próximos, sendo que a GIS apresenta um custo levemente maior em razão de uma maior edificação para abrigar os equipamentos.

f) Obra Civil do Estacionamento

A solução GIS não apresenta problema algum para a construção do estacionamento, bastam obras convencionais de pavimentação. Já a solução AIS demanda um estacionamento no subsolo. Este empreendimento é consideravelmente mais dispendioso, além da cautela a ser tomada com as fundações dos equipamentos de pátio da SE.

4.6 Solução Escolhida

Após a análise de todos estes pontos levantados, fica evidente como a Solução GIS é mais adequada à esta situação. Seus equipamentos são mais caros, mas todos os custos adicionais demandados pela infraestrutura necessária para a solução AIS fazem desta solução a economicamente melhor.

Além disso, a segurança que a GIS proporciona é fundamental, umas vez que a SE em questão se localiza em uma região urbana.

5 Outras Aplicações da GIS

5.1 Instalações Subterrâneas ou em Ambientes Enclausurados

Em razão de sua estrutura compacta e isenção de risco de explosão, as GIS são excelentes escolhas quando se demanda uma SE em locais de difícil acesso ou espaço reduzido.

Neste contexto, se aplicam os ambientes enclausurados. Existem GIS em subsolos de complexos industriais, subsolos residenciais ou até mesmo no interior de barragens de usinas hidroelétricas.

5.2 Ambientes Hostis

Em razão de sua estrutura consideravelmente menor e de muito maior rigidez sísmica do que uma AIS de mesma classe de tensão, as GIS são as melhores escolhas em locais com frequência de terremotos.

Os equipamentos convencionais demandariam uma infraestrutura muito bem projetada para evitar problemas sísmicos. Além disso, em alguns casos, as altas classes de tensão não permitem que equipamentos convencionais sejam instalados em regiões destas, pois suas enormes estruturas não suportariam tais abalos.

Regiões polares podem ser hostis para uma SE convencional, mas não para uma GIS. Elas suportam variação amplas de temperatura, maiores do que as suportadas por SE's convencionais [14].

6 CONCLUSÕES

Esta dissertação mostra que a tecnologia GIS para subestações não é melhor ou pior do que a convencional. Cada situação na qual uma subestação é necessária deve ser analisada e avaliada, a fim de decidir se é melhor utilizar uma solução convencional ou uma solução do tipo GIS.

Em casos nos quais não há problemas de espaço e nem problemas de riscos à estruturas próximas (subestações em ambientes rurais, por exemplo), logicamente soluções convencionais são as melhores.

As aplicações da GIS estão relacionada, principalmente, à situações nas quais o espaço físico é restrito, o valor da terra é muito alto ou então o ambiente é muito hostil. Situações como: necessidade, para aliviar as cargas do SIN, de uma SE em um grande centro urbano como é a cidade de São Paulo; instalações próximas de aeroportos internacionais, nas quais um projeto no subsolo não traria risco algum às aeronaves; ou então regiões com frequentes abalos sísmicos.

Com estas aplicações e com o modo que os centros urbanos se expandem e a demanda de energia elétrica só faz aumentar, cada vez mais serão construídas subestações do tipo GIS para atender o fornecimento de energia não importando a região que ele se faça necessário.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GUIMARÃES, A. C. – Subestações – Escola Federal de Engenharia de Itajubá.
- [2] FALLER, C. A. K. – Subestações / Arranjos, Análise Técnica e Econômica – maio de 1980.
- [3] EDISON ELECTRIC INSTITUTE. – Glossary of Electric Industry Terms – Washington D. C., abril de 2005.
- [4] DUAILIBE, P – Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção – Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, novembro de 1999.
- [5] FURNAS – Equipamentos Elétricos: Especificação e Aplicação em Subestações de Corrente Alternada – FURNAS/UFF, 1985.
- [6] FURNAS – Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento: Aplicação em Sistemas elétricos de Alta Tensão – FURNAS/UFF, 1987.
- [7] Norma ABNT – NBR 8186 – Guia para Aplicação de Coordenação de Isolamento.
- [8] Norma ABNT – NBR 6939 – Coordenação de Isolamento.
- [9] FURNAS – Disjuntores e Chaves: Aplicação em Sistemas de Potência – CE 13 do CIGRÉ – Brasil, em parceria com FURNAS/UFF, 1996.
- [10] KOCH, D. – SF6 Proprieties and use in MV and HV Switgear, Charier Technique nº188. – Schneider Electric, fevereiro de 2003.
- [11] DIB, W. M. – Contribuição ao Estudo de Sobretenções em Subestações Convencionais e Isoladas a SF6 – Tese (mestrado) – Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual de Campinas, 1983.
- [12] SOUSA, F. – Estudo e Projeto Elétrico Básico de uma Subestação – Dissertação (Graduação) – Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal do Espírito Santo – Vitória, novembro de 2007.
- [13] SIEMENS – Gas-insulated Switchgear, type series 8DN9, 245 kV, 50 kA, 3150/3000 A – Answers for Energy – Siemens AG, Germany, 2011.
- [14] SIEMENS – Metal-enclosed gas-insulated switchgear 8DN9 for rated voltage 170 to 245 kV – Operating instructions – Siemens AG, Germany, 2007.

- [15] ANEEL – Disponível em *Agência Nacional de Energia Elétrica, Institucional*: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=636&idPerfil=3&idiomaAtual=0>> Acessado em 24 de outubro de 2012.
- [16] ONS – Disponível em *ONS, A Energia que Liga o País, Institucional*: <http://www.ons.org.br/institucional/o_que_e_o_ons.aspx> Acessado em 23 de outubro de 2012.
- [17] ONS – Disponível em *ONS, A energia que Liga o País, Procedimentos de Rede*: <<http://extranet.ons.org.br/operacao/prdocme.nsf/principalPRedeweb?openframeset>> Acessado em 24 de Outubro de 2012.
- [18] BARDWELL, J. – Design Guide for Rural Substations – United Stats Department of Agriculture – Rural Utilities Service – Junho de 2001.

8 ANEXOS

ANEXO – A: Tipos de Diagramas de uma SE

ANEXO – B: SE Fundição AIS – Diagrama Unifilar Simplificado

ANEXO – C: SE Fundição AIS – Planta

ANEXO – D: SE Fundição AIS – Corte

ANEXO – E: SE Fundição GIS – Diagrama Unifilar Simplificado

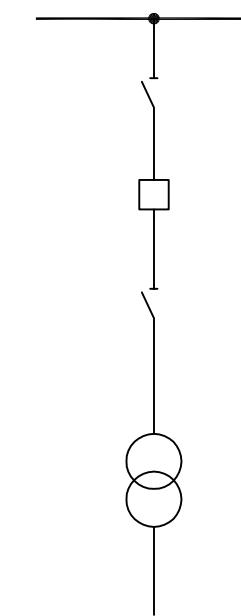
ANEXO – F: SE Fundição GIS – Planta

ANEXO – G: SE Fundição GIS – Corte

ANEXO – H: SE Fundição GIS – Estacionamento

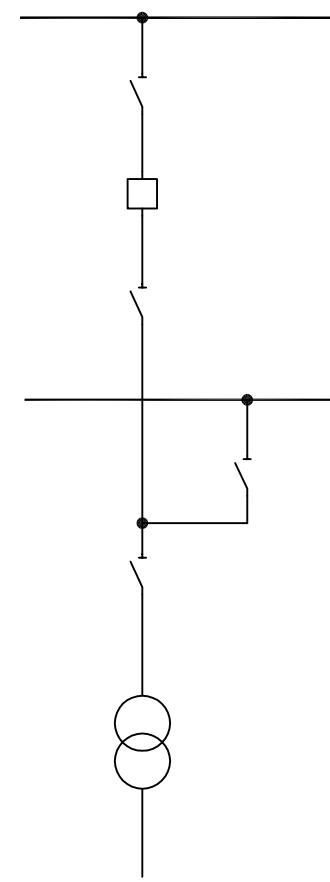
A

Barramento Simples



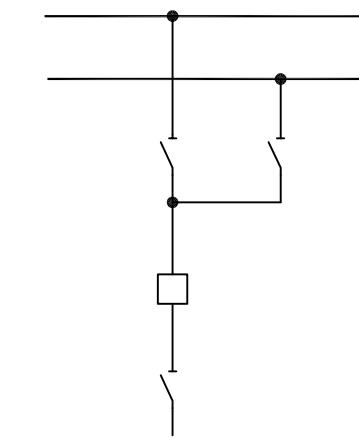
B

Barramento Auxiliar



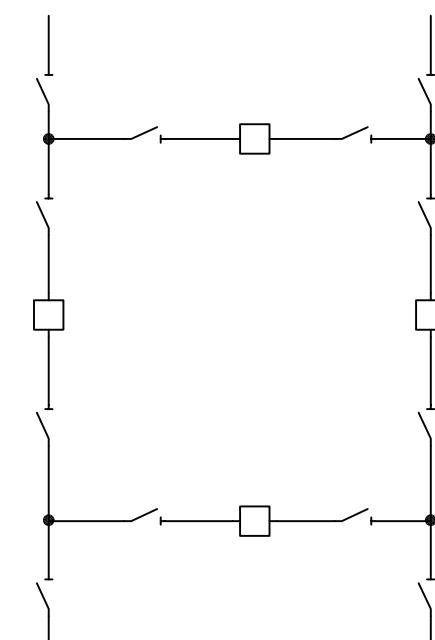
C

Barramento Duplo



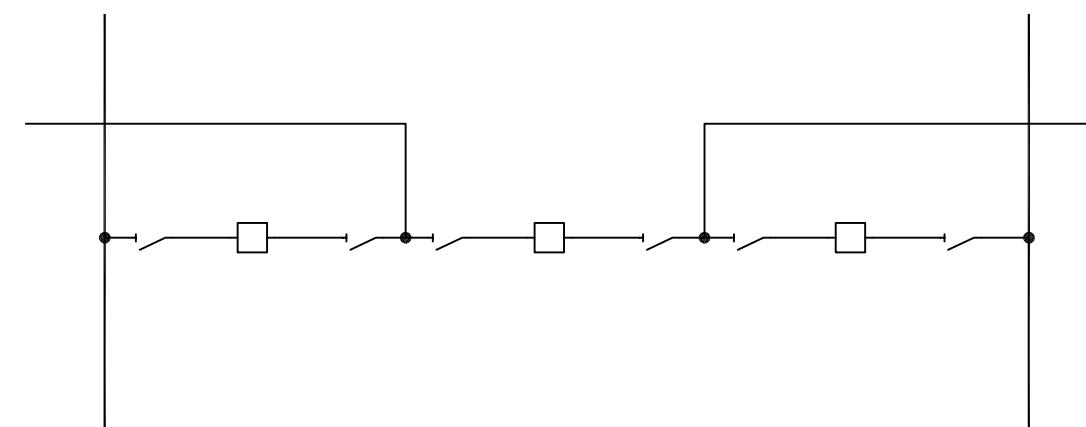
D

Barramento em Anel



E

Disjuntor e Meio



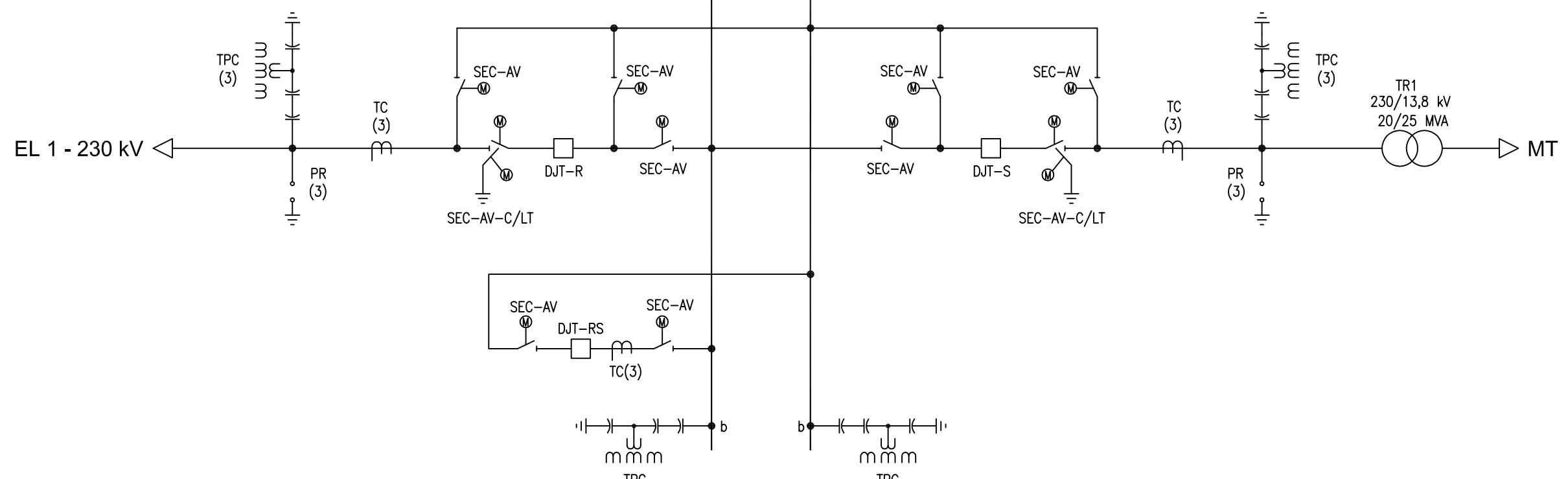
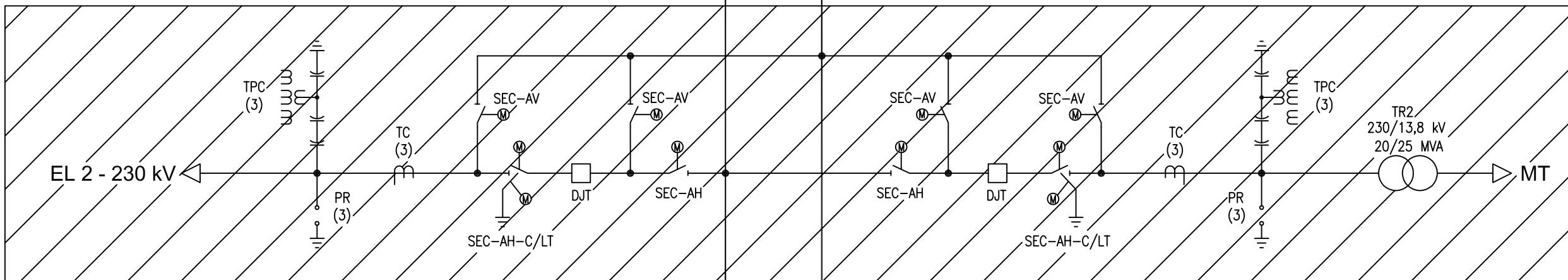
F

ANEXO - A			
Projeto: Danilo de Mello Data: 25/10/2012			Título: Tipos de Diagramas de uma SE
Verificado: Danilo de Mello	Data: 25/10/2012	Aprovado: Danilo de Mello	Data: 25/10/2012
			Diagrama Unifilar Simplificado
			Escala: S/ESC Folia: 1 Data: 25/10/2012 Identificação: Dissertação Revisão: 0
Formato A3 (420x292mm)			

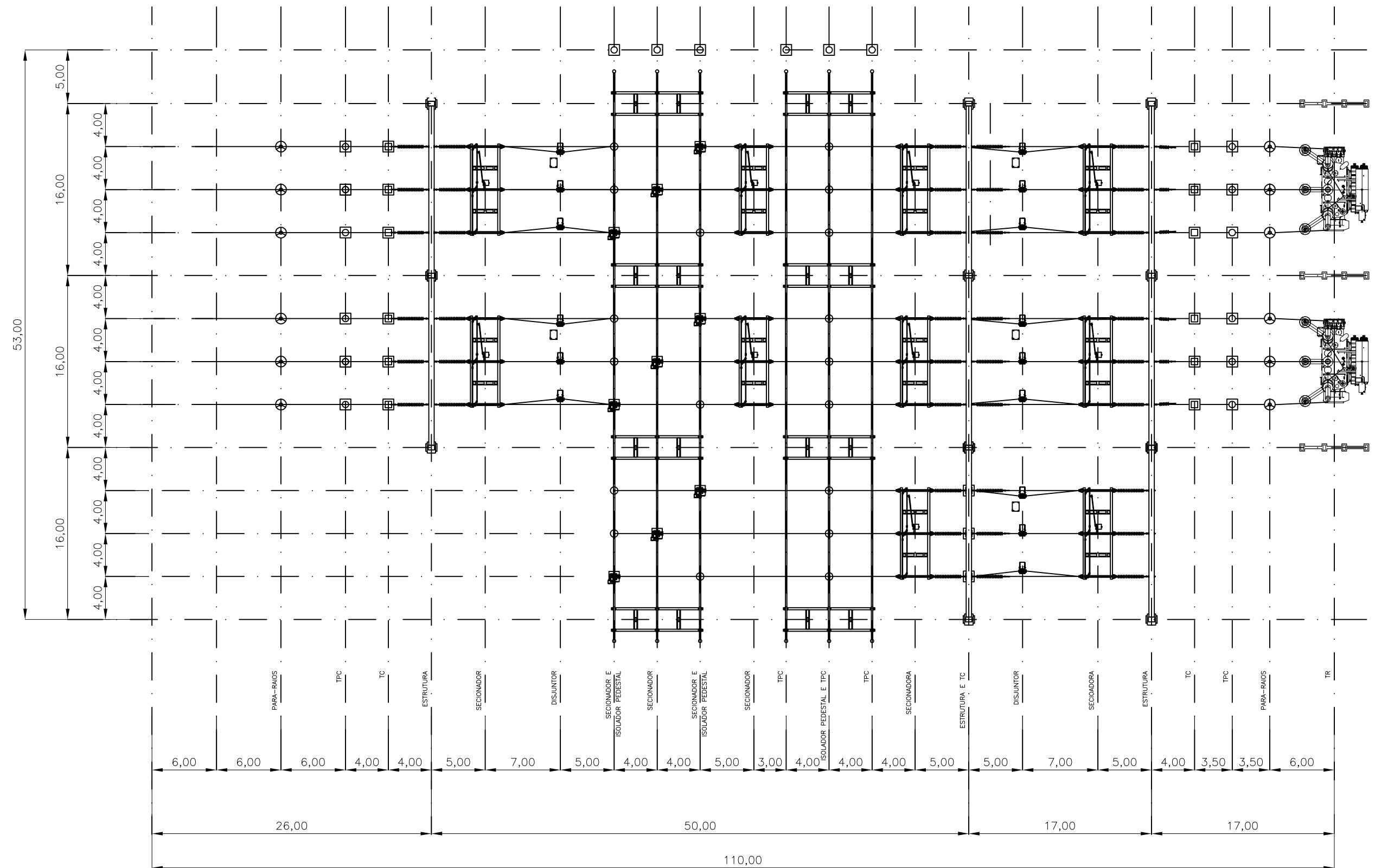
A
B
C
D
E
F
G
H

BARRA I - 230 kV BARRA II - 230 kV

Ampliação Futura



ANEXO - B			
			Titulo: SE Fundição - AIS 230/138 kV Diagrama Unifilar Simplificado
Projeto:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Verificado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Aprovado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Escala:	S/ESC	Folha:	1
		Data:	25/10/2012
		Identificação:	Dissertação
		Revisão:	0

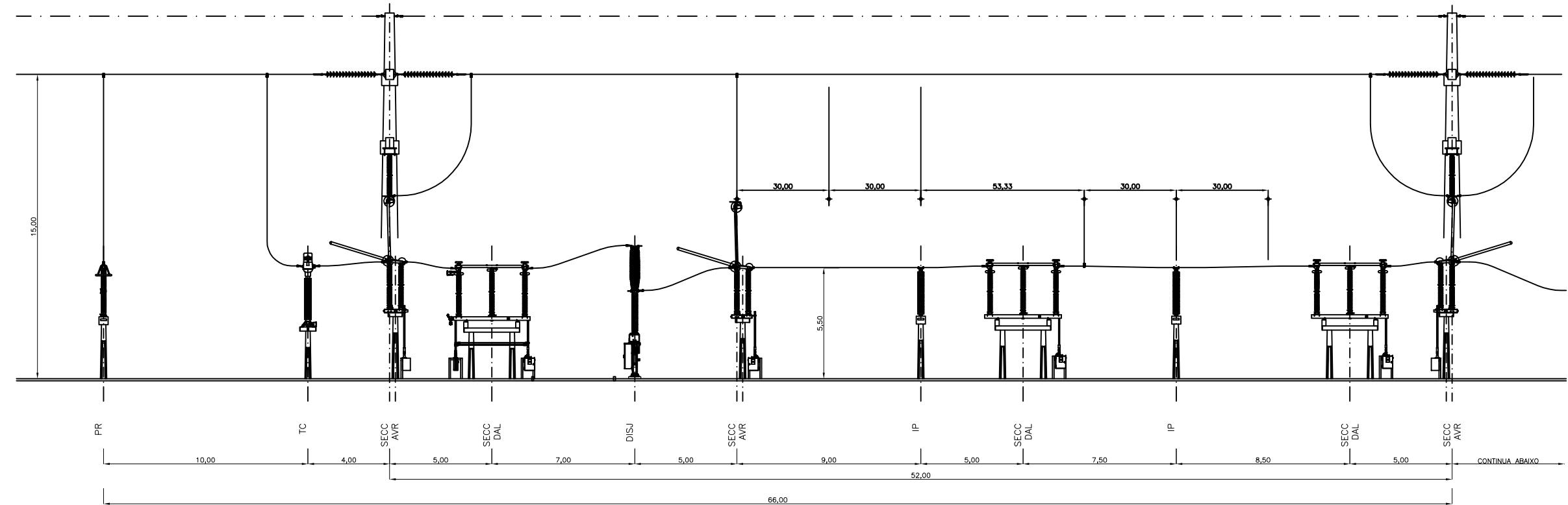


ANEXO - C

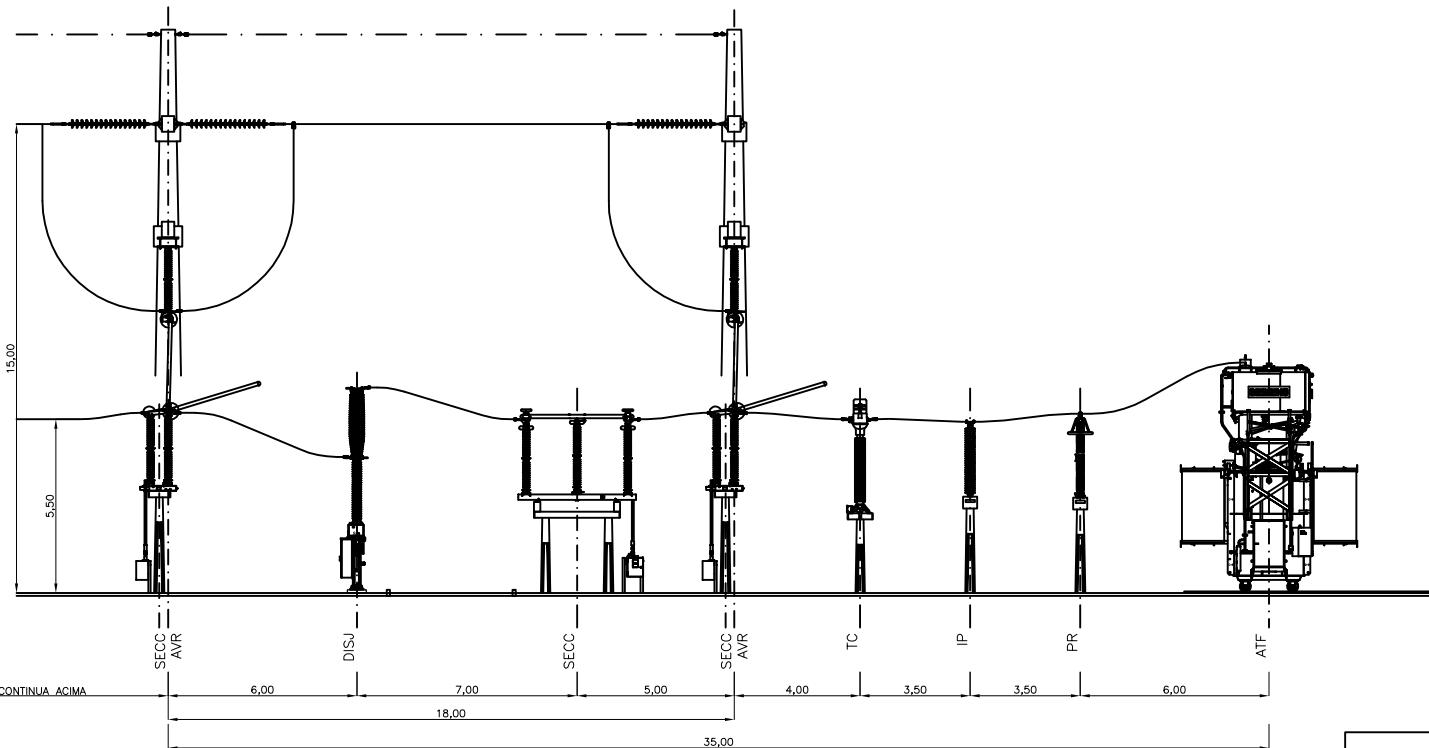
Projeto:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012	Titulo:	SE Fundição - AIS 230/138 kV Planta
Verificado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012		
Aprovado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012		
		Escala: S/ESC	Folha: 1	Data: 25/10/2012	Identificação: Dissertação
					Revisão: 0

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

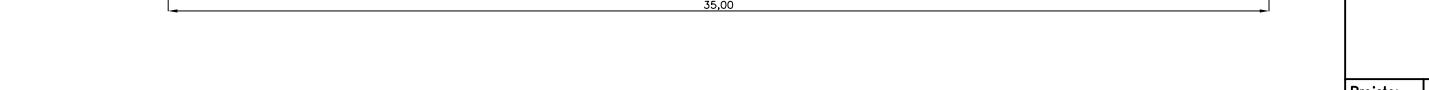
A



B



C



D

E

F

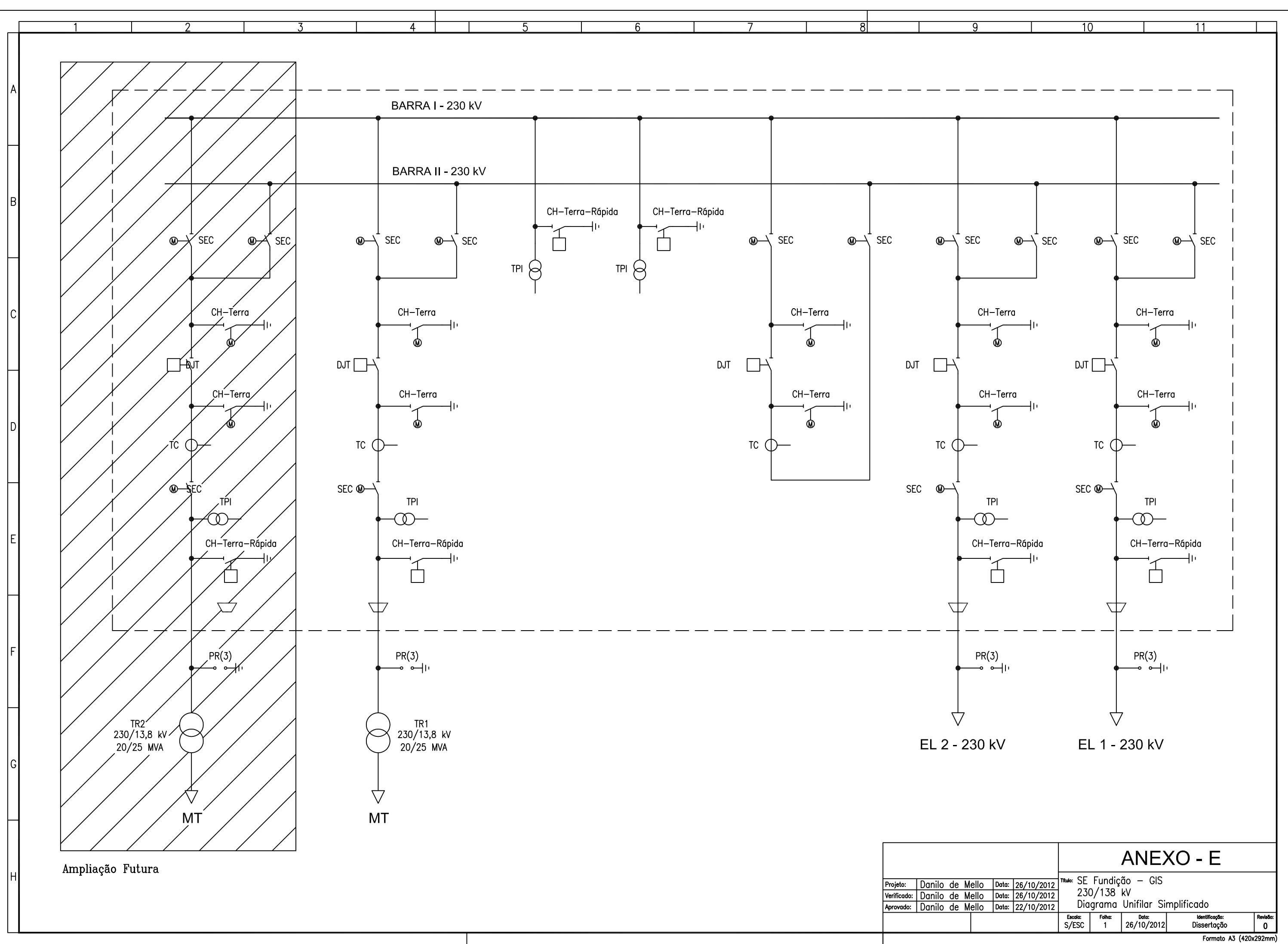
G

H

ANEXO - D

Projeto:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Verificado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Aprovado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Título: SE Fundição - AIS 230/13,8 KV Corte			
Escala:	S/ESC	Folha:	1
		Data:	25/10/2012
Identificação:	Dissertação	Revisão:	0

Formato A3 (420x292mm)



A

8

0

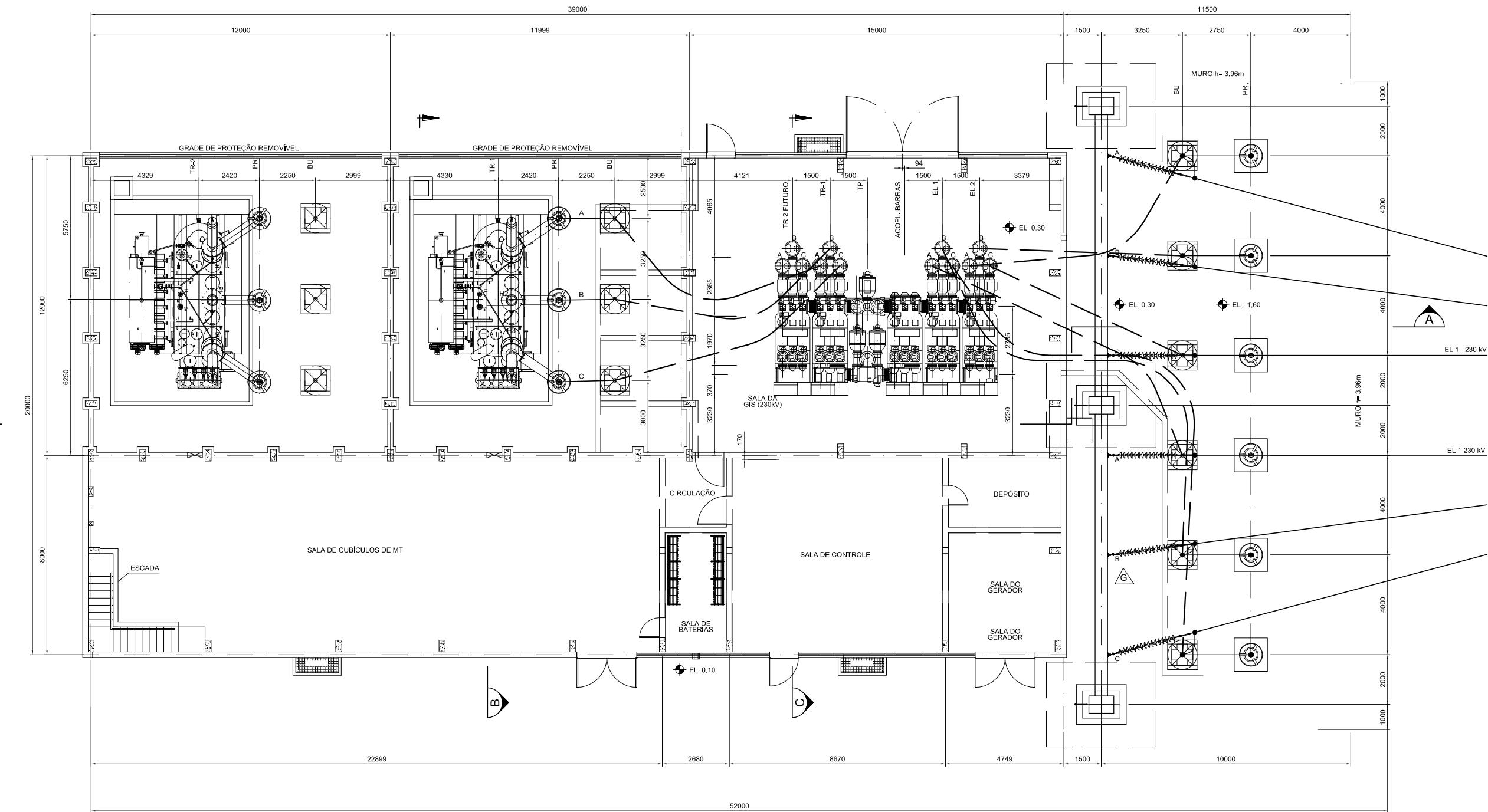
1

8

F

0

T



ANEXO - F

Projeto:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012	Titulo:	SE Fundição – GIS			
Verificado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012		230/138 kV			
Aprovado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012		Planta			
				Escola:	Folha:	Data:	Identificação:	Revisão:
				S/ESC	1	25/10/2012	Dissertação	0

A

B

C

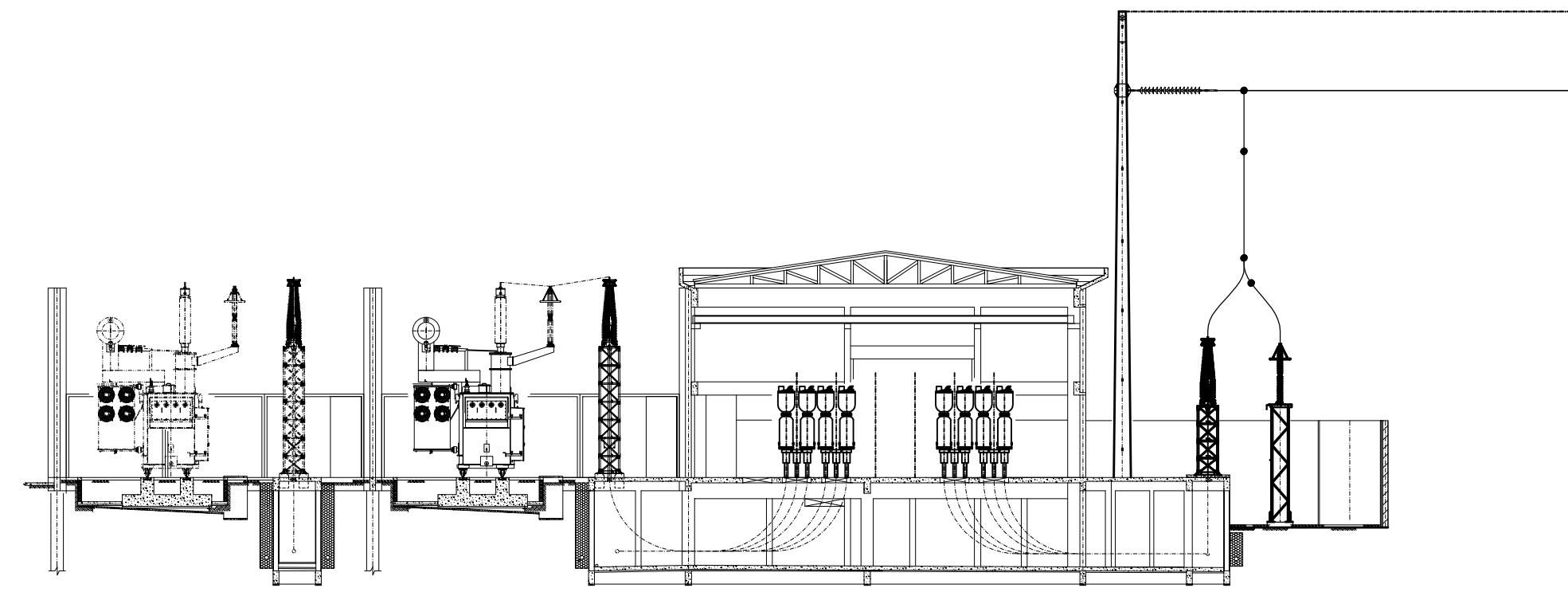
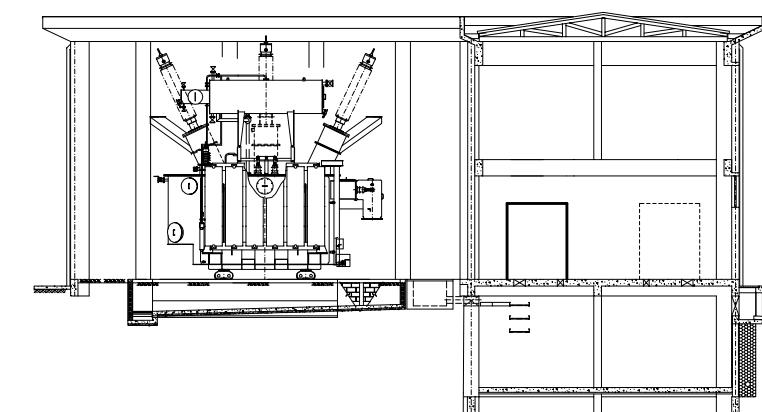
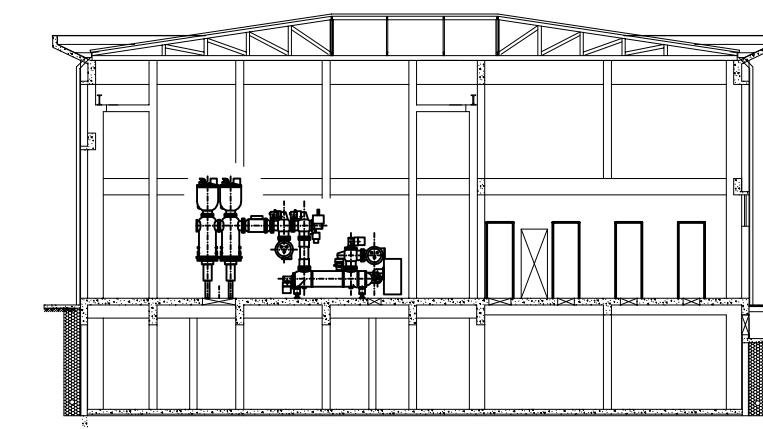
D

E

F

G

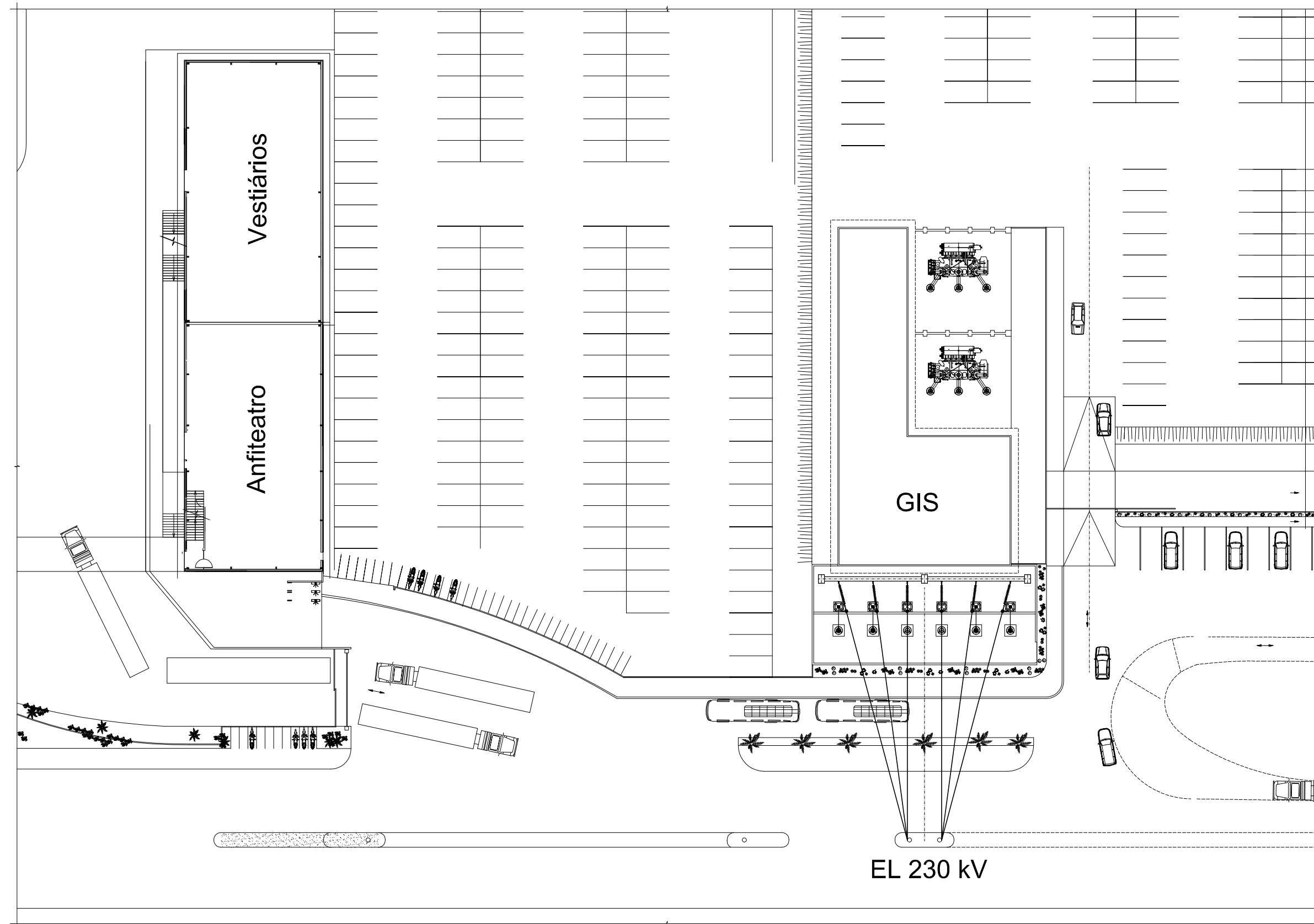
H

CORTE A
ESC. 1:100CORTE B
ESC. 1:100CORTE C
ESC. 1:100

ANEXO - G			
			Título: SE Fundição - GIS 230/138 kV Cortes
Projeto:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Verificado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Aprovado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Escala:	S/ESC	Folha:	1
		Data:	25/10/2012
		Identificação:	Dissertação
		Revisão:	0

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11

A
B
C
D
E
F
G
H



ANEXO - H

Projeto:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Verificado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Aprovado:	Danilo de Mello	Data:	25/10/2012
Escala:	S/ESC	Folha:	1
		Data:	25/10/2012
		Identificação:	Dissertação
		Revisão:	0

Formato A3 (420x292mm)