

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Guilherme Henrique da Silva

**EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO EM SUBESTAÇÕES:
UM ESTUDO DE CASO**

Florianópolis
2018

Guilherme Henrique da Silva

**EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO EM SUBESTAÇÕES:
UM ESTUDO DE CASO**

Trabalho de Conclusão de Curso
submetido ao Curso de Graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Santa Catarina para a
obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Renato Lucas
Pacheco

Florianópolis
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Silva, Guilherme Henrique da
Equipamentos de alta tensão em subestações: um
estudo de caso / Guilherme Henrique da Silva ;
orientador, Renato Lucas Pacheco, 2018.
113 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

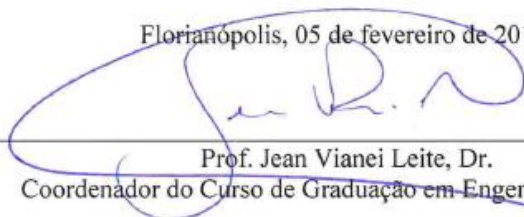
1. Engenharia Elétrica. 2. Subestações. 3.
Equipamentos de alta tensão. I. Pacheco, Renato
Lucas. II. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

Guilherme Henrique da Silva

**EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO EM SUBESTAÇÕES:
UM ESTUDO DE CASO**

Este Trabalho foi julgado adequado como parte dos requisitos para
obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em
sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 05 de fevereiro de 2019.



Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof. RENATO LUCAS PACHECO, Dr.
Orientador
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. HANS HELMUT ZÜRN, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina



Prof. MIGUEL MORETO, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado a Deus e aos meus pais, por todo o suporte nessa fase da minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por estar comigo durante toda a minha trajetória acadêmica, me abençoando e me dando força e tranquilidade para concluir mais esta etapa da minha vida.

À empresa Eletrosul, por fornecer informações para a elaboração deste trabalho, principalmente ao engenheiro eletricista Rodrigo Alves de Aguiar por toda a sua disponibilidade em me ajudar sempre que precisei esclarecer dúvidas, e pela sua grande dedicação e paciência ao me atender.

Ao escritório Schreiber Engenharia, principalmente aos engenheiros civis Jorge Luiz Schreiber e Eduardo Melim Ferreira, por fornecer informações para a elaboração deste trabalho.

A todos os professores do curso, que são grandes mestres com quem aprendi muito sobre a vida dentro ou fora da sala de aula. O meu muito obrigado por todos os conhecimentos e momentos compartilhados.

Aos professores Hans Helmut Zürn e Miguel Moreto, por terem aceitado fazer parte da minha banca avaliadora e por dedicarem seu tempo para ler e contribuir com este trabalho. As suas considerações são muito importantes para mim.

Ao professor Renato Lucas Pacheco, por ter me dado o prazer de ser seu orientando. Sou grato por toda a ajuda, compreensão, disponibilidade, paciência e amizade despertada durante esta caminhada.

Agradeço aos meus pais, Edse Helena da Silva e Samuel Silva, por tudo que fizeram por mim, por todos os ensinamentos e valores passados para que eu me tornasse a pessoa que sou hoje, por todo apoio e suporte durante a jornada acadêmica, por todo incentivo, pela certeza de que tudo daria certo e por jamais medirem esforços para que eu chegasse até aqui. Ao meu irmão Gustavo Henrique da Silva, por toda preocupação e cumplicidade. À minha namorada, Diana dos Passos Silva, pelo companheirismo e por estar sempre ao meu lado, me apoiando e incentivando. Aos meus familiares pelos conselhos e palavras de incentivo.

RESUMO

Nas últimas décadas, a energia elétrica vem desempenhando um papel fundamental no desenvolvimento econômico, industrial, financeiro e social do planeta. Nesse contexto, as subestações representam grande importância, visto que permitem a distribuição de energia elétrica em níveis adequados ao consumidor final. Diante disso, propõe-se a avaliação das características da implantação da Subestação de Desterro 230/138 kV, abordando, principalmente, os equipamentos e suas especificações técnicas. Para avaliar os equipamentos, foram levantados dados sobre as suas especificações técnicas. A partir disso foi realizada uma análise dos equipamentos instalados afim de verificar o atendimento dos parâmetros mínimos exigidos pelas normas pertinentes.

Palavras-chave: Subestação. Equipamentos. Especificações técnicas.

ABSTRACT

In the last decades, the electric energy has played a fundamental role in the economic, industrial, financial and social development of the planet. In this context, substations represent great importance, since they allow the distribution of electric energy at levels appropriate to the final consumer. In view of this, it is proposed to evaluate the characteristics of the implementation of the Desterro 230/138 kV substation, mainly addressing the equipment and its technical specifications. In order to evaluate the equipment, data were collected on its technical specifications. From this, an analysis of the equipment installed was carried out in order to verify compliance with the minimum parameters required by the relevant standards.

Keywords: Substation. Equipment. Technical specifications.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Transmissão de energia	27
Figura 2 - Subestação externa ou a céu aberto	31
Figura 3 - Subestação interna ou abrigada	32
Figura 4 - Esquema básico de um TC	36
Figura 5 - Transformador de corrente do tipo enrolado	37
Figura 6 - Transformador de corrente do tipo barra	37
Figura 7 - Transformador de corrente do tipo janela.....	38
Figura 8 - Transformador de corrente do tipo bucha.....	38
Figura 9 - Transformador de corrente do tipo núcleo dividido	39
Figura 10 - Transformador de corrente do tipo pedestal	40
Figura 11 - Transformador de corrente do tipo invertido.....	41
Figura 12 - Esquema básico de ligação de um TP.....	45
Figura 13 - Seccionadora com buschas passantes	50
Figura 14 - Seccionadora fusíveis	51
Figura 15 - Seccionadora interruptores	51
Figura 16 - Seccionadoras reversíveis.....	52
Figura 17 - Seccionadora de abertura lateral.....	53
Figura 18 - Seccionadora de abertura central	53
Figura 19 - Seccionadora de abertura central em V	54
Figura 20 - Seccionadora de dupla abertura	55
Figura 21 - Seccionadora de abertura vertical.....	56
Figura 22 - Seccionadora de abertura semipantográfica horizontal	56
Figura 23 - Seccionadora de abertura vertical reversa	57
Figura 24 - Seccionadora de abertura semipantográfica vertical	58
Figura 25 - Seccionadora de abertura semipantográfica	59
Figura 26 - Disjuntor a grande volume de óleo (GVO).....	61
Figura 27 - Disjuntor a pequeno volume de óleo (PVO).....	61
Figura 28 - Disjuntor a SF ₆	63
Figura 29 - Disjuntor a vácuo.....	66
Figura 30 - Resistor de aterramento montado na subestação	70
Figura 31 - Localização.....	78
Figura 32 - Esquema da Linha de Transmissão Biquilômetro - Desterro	79
Figura 33 - Configuração em barra dupla a quatro chaves.....	80
Figura 34 - Diagrama unifilar.....	84
Figura 35 - Transformador de força	87
Figura 36 - Disjuntor	89
Figura 37 - Seccionadora de abertura vertical.....	92
Figura 38 - Seccionadora semipantográfica vertical	94
Figura 39 - Transformador de corrente	96

Figura 40 - Transformador de potencial capacitivo 98

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Classes de Exatidão.....	42
Quadro 2 - TCs alimentando instrumentos.....	42
Quadro 3 - Carga nominal: EB-251.2	43
Quadro 4 - Classe de exatidão dos transformadores de potencial	47
Quadro 5 - Carga nominal.....	47
Quadro 6 - Distância máxima entre o transformador e o para-raios.....	68
Quadro 7 - Distância máxima entre o transformador e o para-raios.....	68
Quadro 8 - Distância máxima entre o para-raios e a terra	69

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Equipamentos e sistemas da etapa de implantação	83
Tabela 2 - Limites operacionais a regime permanente	86
Tabela 3 - Especificações do autotransformador.....	88
Tabela 4 - Especificações do disjuntor 230 kV	90
Tabela 5 - Especificações do disjuntor 138 kV	91
Tabela 6 - Especificações da seccionadora de abertura vertical 230kV	93
Tabela 7 - Especificações da seccionadora de abertura vertical 138 kV	93
Tabela 8 - Especificações da seccionadora semipantográfica vertical 230 kV	95
Tabela 9 - Especificações da seccionadora semipantográfica vertical 138 kV	95
Tabela 10 - Especificações do transformador de corrente 230 kV	97
Tabela 11 - Especificações do transformador de corrente 138 kV	97
Tabela 12 - Especificações do transformador de potencial capacitivo 230 kV	99
Tabela 13 - Especificações do transformador de potencial capacitivo 138 kV	100
Tabela 14 - Para-raios na entrada de linha 230 kV	101
Tabela 15 - Para-raios na alta tensão do autotransformador	101
Tabela 16 - Para-raios na baixa tensão do autotransformador.....	102
Tabela 17 - Para-raios na saída de linha 138 kV	102

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
AC – Abertura Central
ANEEL – Agencia Nacional de Energia Elétrica
ANSI – *American National Standards Institute*
ATF – Autotransformador
AV – Abertura Vertical
AVR – Abertura Vertical Reversa
CELESC – Centrais Elétricas de Santa Catarina
CLP – Controlador Lógico Programável
GPRS – *General Packet Radio Service*
GVO – Grandes Volumes de Óleo
IEC – *International Electrotechnical Commission*
LED – *Intelligent Eletronic Device*
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico
PVO – Pequenos Volumes de Óleo
SE - Subestação
SSP-V – Seccionadores de abertura semipantográfica vertical
TC – Transformador de Corrente
TP – Transformador de Potencial
TPC – Transformador de Potencial Capacitivo

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	MACRO CLASSIFICAÇÕES DE UMA SUBESTAÇÃO ..	28
1.2	OBJETIVOS	29
1.2.1	Objetivo geral	29
1.2.2	Objetivos específicos	29
2	SUBESTAÇÕES.....	31
2.1	CLASSIFICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES.....	31
2.1.1	Subestações externas ou ao tempo e subestações internas ou abrigadas.....	31
2.1.2	Subestações transformadoras, seccionadoras e de distribuição	32
2.1.3	Nível de tensão	33
3	EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO	35
3.1	TRANSFORMADORES DE FORÇA.....	35
3.2	TRANSFORMADORES DE CORRENTE	35
3.2.1	Tipos construtivos	36
3.2.1.1	Tipo primário enrolado	36
3.2.1.2	Tipo barra.....	37
3.2.1.3	Tipo janela.....	37
3.2.1.4	Tipo bucha.....	38
3.2.1.5	Tipo núcleo dividido	39
3.2.1.6	Tipo posição livre.....	39
3.2.1.7	Tipo com vários enrolamentos primários.....	41
3.2.1.8	Tipo com vários núcleos	41
3.2.2	Principais características.....	41
3.2.2.1	Corrente secundária nominal.....	42
3.2.2.2	Corrente primária nominal	42
3.2.2.3	Classe de exatidão.....	42
3.2.2.4	Carga nominal	43

3.2.2.5	Fator térmico.....	43
3.2.2.6	Nível de isolamento	43
3.2.2.7	Corrente térmica nominal	43
3.2.2.8	Corrente dinâmica nominal.....	44
3.2.2.9	Polaridade	44
3.3	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.....	44
3.3.1	Características elétricas.....	45
3.3.2	Principais características.....	46
3.3.2.1	Tensão primária nominal	46
3.3.2.2	Tensão secundária nominal.....	46
3.3.2.3	Classe de exatidão.....	46
3.3.2.4	Carga nominal.....	47
3.3.2.5	Potência térmica nominal.....	47
3.3.2.6	Nível de isolamento	47
3.3.2.7	Grupos de ligação	48
3.4	CHAVES SECCIONADORAS	48
3.4.1	Características construtivas.....	48
3.4.1.1	Seccionadoras para uso interno.....	49
3.4.1.1.1	<i>Seccionadoras simples.....</i>	<i>49</i>
3.4.1.1.2	<i>Seccionadoras com buchas passantes</i>	<i>49</i>
3.4.1.1.3	<i>Seccionadoras fusíveis.....</i>	<i>50</i>
3.4.1.1.4	<i>Seccionadoras interruptores.....</i>	<i>51</i>
3.4.1.1.5	<i>Seccionadoras reversíveis.....</i>	<i>52</i>
3.4.1.2	Seccionadoras para uso externo	52
3.4.1.2.1	<i>Seccionadoras de abertura lateral.....</i>	<i>52</i>
3.4.1.2.2	<i>Seccionadoras de abertura central.....</i>	<i>53</i>
3.4.1.2.3	<i>Seccionadoras de abertura central em “V”</i>	<i>54</i>
3.4.1.2.4	<i>Seccionadoras de dupla abertura lateral.....</i>	<i>54</i>
3.4.1.2.5	<i>Seccionadoras de abertura vertical.....</i>	<i>55</i>

3.4.1.2.6	<i>Seccionadoras de abertura semipantográfica horizontal</i>	56
3.4.1.2.7	<i>Seccionadoras de abertura vertical reversa</i>	57
3.4.1.2.8	<i>Seccionadoras de abertura semipantográfica vertical</i>	57
3.4.1.2.9	<i>Seccionadoras de abertura pantográfica</i>	58
3.5	DISJUNTORES	59
3.5.1	Disjuntores a óleo	60
3.5.2	Disjuntores a ar comprimido	62
3.5.3	Disjuntores a SF6	63
3.5.4	Disjuntores a Vácuo	65
3.6	PARA-RAIOS	66
3.6.1	Características construtivas dos para-raios	67
3.6.1.1	Para-raios com <i>gap</i> e resistor não linear	67
3.6.1.2	Para-raios de óxido de zinco	67
3.6.2	Recomendações de distâncias de para-raios	68
3.7	RESISTORES DE ATERRAMENTO	69
3.7.1	Características construtivas	69
3.7.2	Características elétricas	70
4	MONITORAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO	73
4.1	ARQUITETURA DOS SISTEMAS DE MONITORAMENTO	73
4.1.1	Medição de grandezas	74
4.1.2	Transmissão de dados	74
4.1.3	Armazenamento e tratamento de dados	75
4.1.4	Disponibilização das informações	75
5	ESTUDO DE CASO – SE DESTERRO	77
5.1	NECESSIDADE DE IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DESTERRO	77
5.2	CARACTERÍSTICAS GERAIS DA SUBESTAÇÃO	77
5.2.1	Localização da subestação	77

5.2.2	Configuração final da subestação.....	79
5.2.3	Configuração da subestação na etapa de implantação	80
5.2.4	Arranjo físico da subestação	84
5.2.5	Requisitos de projeto	85
5.2.6	Limites operacionais a regime permanente do sistema de transmissão da Eletrosul	85
5.3	ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO DESTERRO.....	86
5.3.1	Transformador de força.....	86
5.3.2	Disjuntores.....	88
5.3.3	Chaves seccionadoras	91
5.3.4	Transformadores de corrente	96
5.3.5	Transformadores de potencial capacitivo.....	98
5.3.6	Para-raios	100
6	CONCLUSÃO.....	103
	REFERÊNCIAS.....	105
	ANEXO A – Diagrama Unifilar Simplificado da SE Desterro	107
	ANEXO B – Arranjo Geral da SE Desterro.....	111

1 INTRODUÇÃO

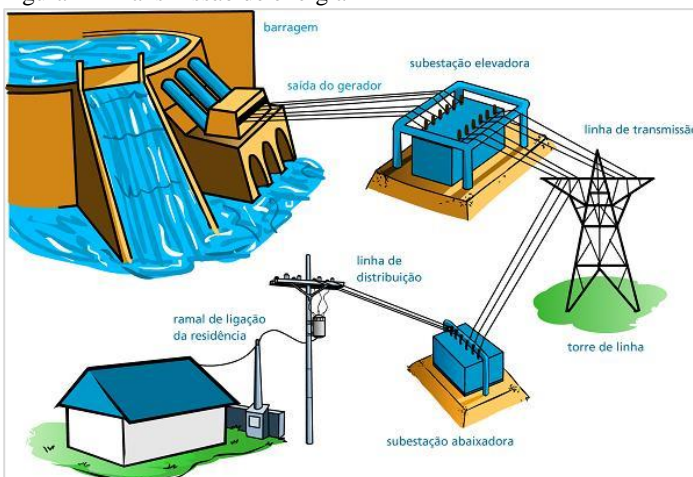
Nas últimas décadas, a energia elétrica vem desempenhando um papel fundamental no desenvolvimento econômico, industrial, financeiro e social do planeta.

Com o constante aumento populacional, a dependência da energia elétrica tem se tornado cada vez maior. Atividades básicas como a utilização de equipamentos como computadores ou geladeiras dependem integralmente de energia elétrica. Desta maneira, a geração, transmissão e distribuição de energia elétrica é imprescindível para atender às demandas de utilização para o funcionamento dos sistemas econômico e social.

A energia elétrica pode ser gerada de diversas maneiras, sendo as principais através de usinas hidrelétricas, termoeletricas, eólicas, solares e nucleares. A transmissão da energia gerada é feita por meio de cabos aéreos fixados em torres de metal, chamadas linhas de transmissão. Esta energia é levada até as subestações que, dependendo dos pontos de conexão, elevam ou rebaixam o nível de tensão de energia elétrica. Sendo assim, as subestações representam importância fundamental no fornecimento de energia elétrica ao consumidor final.

O sistema de transmissão de energia elétrica, desde a geração até a distribuição ao consumidor final, está representado na Figura 1, onde a energia é gerada através de usina hidrelétrica.

Figura 1 - Transmissão de energia



Fonte: Mundo da elétrica (2018)

De acordo com Mamede Filho (1997), a subestação de transmissão é um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos com o objetivo de alterar as características da energia elétrica, a fim de permitir a sua distribuição, em níveis adequados, ao consumidor final.

1.1 MACRO CLASSIFICAÇÕES DE UMA SUBESTAÇÃO

Conforme Mamede Filho (1997), em termos gerais, as subestações podem ser classificadas como subestação central de transmissão, subestação receptora de transmissão, subestação de subtransmissão e subestação de consumidor.

A subestação central de transmissão geralmente é construída junto às usinas produtoras de energia elétrica, sendo que o seu objetivo é alterar os níveis de tensão dos geradores a fim de transmitir a potência gerada aos grandes centros de consumo (MAMEDE FILHO, 1997).

Construída nas proximidades dos grandes blocos de carga, a subestação receptora de transmissão é conectada, por meio de linha de transmissão, à subestação central de transmissão ou subestação receptora intermediária (MAMEDE FILHO, 1997).

A subestação de subtransmissão é normalmente construída no centro de um grande bloco de carga e é alimentada pela subestação receptora. A partir desta subestação se originam os alimentadores de distribuição primários, que suprem diretamente os transformadores de distribuição ou as subestações de consumidor (MAMEDE FILHO, 1997).

Construída em propriedade particular, a subestação de consumidor é abastecida por meio de alimentadores de distribuição primários (MAMEDE FILHO, 1997).

Diante do cenário atual, onde a demanda por energia elétrica se mostra sempre crescente, a construção e ampliação de subestações se tornaram processos frequentes. A partir disso, houve um aumento na exigência por projetos mais elaborados e bem especificados, além de profissionais mais qualificados para projetar e construir uma subestação com êxito.

Tais colocações levam ao questionamento se as subestações já implantadas ou em fase de implantação têm sido projetadas com especificações de equipamentos adequadas para atender às demandas de utilização necessárias.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo geral

Avaliar as características da Implantação da Subestação de Desterro 230/138 kV, abordando, principalmente, os equipamentos e suas especificações técnicas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar levantamento de informações sobre a implantação da subestação de Desterro 230/138 kV para então elaborar um estudo de caso;
- Analisar e descrever os equipamentos especificados na subestação;
- Extrair conclusões a respeito do estudo apresentado e elaborar recomendações a cerca das análises realizadas;
- E por fim, buscar maior conhecimento sobre as características de uma subestação, bem como a especificação de equipamentos de alta tensão.

2 SUBESTAÇÕES

2.1 CLASSIFICAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

Duailibe (1999) classifica as subestações quanto à instalação dos equipamentos no que diz respeito ao meio ambiente e sua função no sistema elétrico. Em relação ao modo de instalação dos equipamentos no que se refere ao meio ambiente, a subestação pode ser externa ou ao tempo, ou ainda, subestação interna ou abrigada. Quanto à sua função no sistema elétrico, Duailibe (1999) explica que as subestações podem ser transformadoras e seccionadoras. A esta classificação, Gonçalves (2012) acrescenta as subestações de distribuição.

As subestações também podem ser classificadas quanto ao nível de tensão e à modalidade de comando.

2.1.1 Subestações externas ou ao tempo e subestações internas ou abrigadas.

As subestações externas ou ao tempo, representadas na Figura 2, exigem manutenção mais frequente, visto que seus equipamentos estão expostos às condições atmosféricas desfavoráveis como poluição, chuva, vento entre outros, reduzindo a eficácia dos isolamentos (DUAILIBE, 1999).

Figura 2 - Subestação externa ou a céu aberto



Fonte: Schreiber Engenharia (2018).

As subestações internas ou abrigadas, representadas na Figura 3, têm seus equipamentos instalados em locais protegidos das condições

atmosféricas desfavoráveis, normalmente constituídas de uma edificação e de uma câmara subterrânea, podendo ser composta por cubículos metálicos, além de subestações isoladas a gás, assim como o hexafluoreto de enxofre (SF_6), (DUAILIBE, 1999).

Figura 3 - Subestação interna ou abrigada



Fonte: Omega Engenharia Elétrica (2018).

2.1.2 Subestações transformadoras, seccionadoras e de distribuição

A subestação transformadora tem a função de converter a tensão de suprimento para um nível, maior ou menor. A subestação designada à conversão da tensão de suprimento para um nível maior é a transformadora elevadora; já a subestação designada à conversão de suprimento para um nível menor é a transformadora abaixadora (DUAILIBE, 1999).

Conforme Muzy (2012), a subestação transformadora elevadora é localizada na saída das usinas geradoras, sendo que a conversão da tensão de suprimento para um nível maior é aplicada para reduzir as perdas do sistema, realizar melhorias no processo de isolamento dos condutores e facilitar a transmissão de energia, usando condutores de menor seção para uma determinada potência.

A subestação transformadora abaixadora é localizada nas proximidades dos centros consumidores, sendo que a conversão da tensão de suprimento para um nível menor é aplicada para evitar inconvenientes para a população, como rádio interferência, campos magnéticos intensos e faixas de servidão muito grandes (MUZY, 2012).

A subestação seccionadora, de manobra ou de chaveamento interliga circuitos a fim de possibilitar a sua multiplicação. Também permite a energização de pequenos trechos sucessivos por meio do seccionamento de circuitos (DUALIBE, 1999).

Conforme Gonçalves (2012), a subestação de distribuição combina equipamentos de chaveamento, controle e redução de tensão, de maneira a reduzir a tensão e então distribuir a energia para os centros consumidores.

2.1.3 Nível de tensão

Em relação ao nível de tensão, as subestações podem ser classificadas em baixa tensão, média tensão, alta tensão, extra-alta tensão e ultra alta tensão:

- Subestações com nível de tensão até 1 kV, são classificadas como baixa tensão;
- Subestações com nível de tensão de 1 kV até 34,5 kV, com tensões típicas de 6,6 kV, 13,8 kV, 23 kV e 34,5 kV, são classificadas como média tensão;
- Subestações com nível de tensão de 34,5 kV até 230 kV, com tensões típicas de 69 kV, 138 kV, e 230 kV, são classificadas como alta tensão;
- Subestações com nível de tensão de 230 kV até 800 kV, com tensões típicas de 345 kV, 440 kV, 500 kV, e 750 kV, são classificadas como extra-alta tensão;
- Subestações com nível de tensão acima de 800 kV, são classificadas como ultra-alta tensão.

3 EQUIPAMENTOS DE UMA SUBESTAÇÃO

Neste capítulo serão abordados os principais equipamentos que compõem uma subestação, entre eles os transformadores, chaves seccionadoras, disjuntores, para-raios e resistores de aterramento.

3.1 TRANSFORMADORES DE FORÇA

A maior vantagem da corrente alternada em comparação com a corrente contínua é observada devido ao transformador, que permite a obtenção de qualquer nível de tensão quase sem perdas. Os transformadores são equipamentos indicados para transmitir energia elétrica ou potência elétrica de um circuito a outro, alterando os valores das impedâncias de um circuito elétrico (FRONTIN et al., 2013).

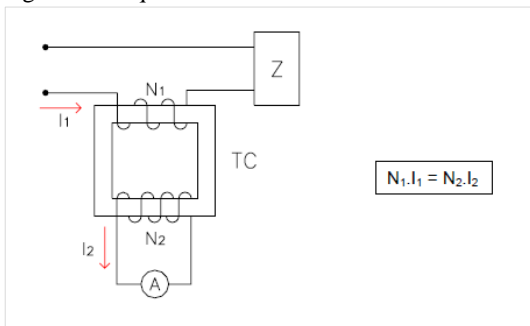
Ainda de acordo com o autor citado anteriormente, um transformador é composto por dois enrolamentos condutivos conectados por meio de um fluxo magnético. A lei de Biot-Savard, bem como a lei de Faraday-Neumann-Lenz e a lei de Lenz, fazem parte dos dois princípios que regem o funcionamento do transformador. O primeiro princípio é descrito via lei de Biot-Savard, que estabelece que a corrente elétrica produz campo magnético. Já o segundo princípio é descrito via lei de Faraday-Neumann-Lenz e lei de Lenz, que afirma que um campo magnético variável no interior de um circuito induz, em seus terminais, tensão elétrica de amplitude diretamente proporcional à taxa temporal de variação do fluxo magnético no circuito. Portanto, o transformador funciona somente em corrente alternada, visto que necessita de tal variação no fluxo magnético.

3.2 TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os transformadores de corrente são equipamentos que possibilitam o funcionamento dos instrumentos de medição e proteção mesmo quando suas correntes nominais não correspondem a corrente de carga do circuito a qual estão ligados (VIEIRA E VARELA, 2018).

O esquema básico de um transformador de corrente está representado na Figura 4.

Figura 4 - Esquema básico de um TC



Fonte: Duailibe (1999).

O transformador de corrente é um transformador para instrumento composto por dois enrolamentos, o primário e o secundário. Conforme pode ser observado na Figura 4, o enrolamento primário é ligado em série em um circuito elétrico, reproduzindo no circuito secundário, uma corrente proporcional à corrente no circuito primário, mantendo substancialmente a sua posição fasorial. Os transformadores de correntes são designados à proteção e à medição (ABNT NBR 6856, 2015).

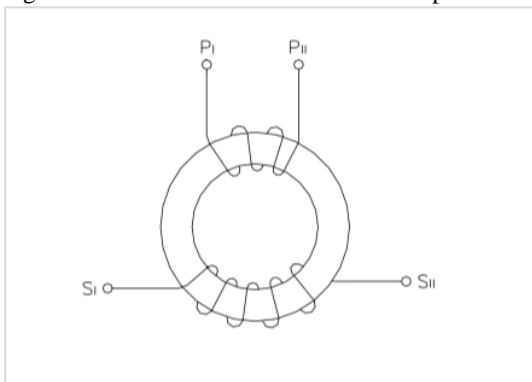
3.2.1 Tipos construtivos

De acordo com a ABNT NBR 6856, os transformadores de corrente são classificados através do tipo construtivo.

3.2.1.1 Tipo primário enrolado

É um transformador de corrente composto por enrolamentos primários e secundários isolados, envolvendo mecanicamente o núcleo do transformador. Usualmente é formado por muitas espiras. No entanto, dependendo do caso, pode ser constituído de uma única espira. Geralmente é usado em serviços de medição, podendo também ser utilizado em serviços de proteção de baixas relações (MUZY, 2012). O transformador de corrente do tipo primário enrolado está representado na Figura 5.

Figura 5 - Transformador de corrente do tipo enrolado



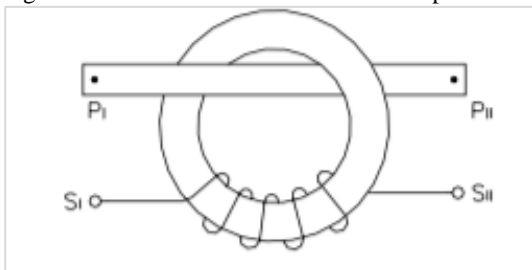
Fonte: Duailibe (1999).

3.2.1.2 Tipo barra

Transformador de corrente em que o enrolamento primário é composto por uma barra, instalada permanentemente no interior do núcleo do transformador (D'AJUZ et al., 1985).

Este tipo é apropriado para suportar aos esforços de grandes sobrecorrentes (DUAILIBE, 1999). O transformador de corrente do tipo barra está representado na Figura 6.

Figura 6 - Transformador de corrente do tipo barra



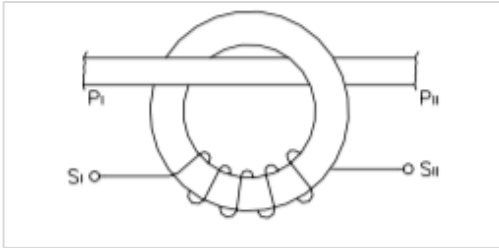
Fonte: Duailibe (1999).

3.2.1.3 Tipo janela

Este tipo de transformador de corrente não possui primário próprio, feito com uma abertura através do núcleo no qual atravessa um

condutor constituindo o circuito primário (D'AJUZ et al., 1985). O transformador de corrente do tipo janela está representado na Figura 7.

Figura 7 - Transformador de corrente do tipo janela



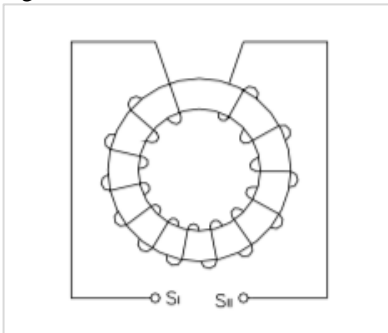
Fonte: Duailibe (1999).

3.2.1.4 Tipo bucha

É uma forma especial do transformador de corrente do tipo janela. Foi arquitetado para ser situado sobre uma bucha de um equipamento elétrico. É considerado parte integrante do instrumento elétrico em que faz parte a bucha (DUAILIBE, 1999).

Segundo esta referência, devido ao seu método de construção e instalação, tem-se um circuito magnético mais avantajado que em outros transformadores de corrente, ocasionando maior precisão para correntes altas, visto que apresentam menor saturação. Para baixas correntes possuem menor precisão em decorrência da maior corrente de excitação, por isso não são utilizados para medição. O transformador de corrente do tipo bucha está representado na Figura 8.

Figura 8 - Transformador de corrente do tipo bucha



Fonte: Duailibe (1999).

Bucha é um dispositivo isolante que pode ser instalado em cubículos metálicos ou de alvenaria e em vários equipamentos. Tem como objetivo possibilitar a passagem de um circuito de um ambiente a outro (MAMEDE FILHO, 2005).

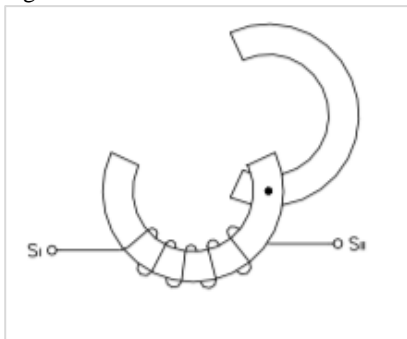
3.2.1.5 Tipo núcleo dividido

Transformador de corrente que apresenta o enrolamento secundário totalmente isolado e permanentemente montado no núcleo e, entretanto, não dispõe de enrolamento primário (DUAILIBE, 1999).

Com o objetivo de simplificar o enlaçamento do condutor primário, parte do núcleo do transformador de corrente tipo janela é separável ou basculante (D'AJUZ et al., 1985).

É aplicado em circuito composto de condutor completamente isolado ou nu. Um transformador de corrente tipo núcleo dividido muito utilizado é o amperímetro alicate (DUAILIBE, 1999). O transformador de corrente do tipo núcleo dividido está representado na Figura 9.

Figura 9 - Transformador de corrente do tipo núcleo dividido



Fonte: Duailibe (1999).

3.2.1.6 Tipo posição livre

São recomendados para tensões na faixa de 765 kV e correntes superiores a 3000 A. Esse tipo de transformador ainda pode ser dividido em dois grupos, sendo um deles o tipo pedestal e o outro, o tipo invertido (MUZY, 2012).

Conforme o autor citado anteriormente, o tipo pedestal tem o núcleo e o isolamento líquido na base do equipamento, proporcionando

uma maior estabilidade mecânica, a fim de equilibrar a altura elevada da bucha, conforme pode ser observado na Figura 10.

Figura 10 - Transformador de corrente do tipo pedestal



Fonte: Muzy (2012).

O tipo invertido geralmente é utilizado para correntes e tensões elevadas. O enrolamento primário deste tipo de transformador é composto por uma barra estacionária envolvida pelo enrolamento secundário, na forma de toróide. Conforme pode ser visualizado na Figura 11, os enrolamentos primários e secundários são dispostos no interior de um compartimento metálico, sendo o isolamento principal inserido nos espaços do toróide, que compreende as partes secundárias e a expansão tubular, e os terminais do isolamento secundário inseridos em uma caixa de terminais (MUZY, 2012).

Figura 11 - Transformador de corrente do tipo invertido



Fonte: Muzy (2012).

3.2.1.7 Tipo com vários enrolamentos primários

Este tipo de transformador de corrente possui diversos enrolamentos primários diferentes e isolados separadamente (D'AJUZ, 1985).

3.2.1.8 Tipo com vários núcleos

Segundo D'Ajuz (1985), o transformador de corrente do tipo com vários núcleos possui diversos enrolamentos secundários isolados separadamente e arranjados cada unidade em seu próprio núcleo composito, desta maneira, um conjunto com um único enrolamento primário no qual o fluxo magnético produzido enlaça todos os secundários.

3.2.2 Principais características

Tem-se como suas principais características a corrente secundária nominal, a corrente primária nominal, a classe de exatidão, a carga nominal, o fator térmico, o nível de isolamento, a corrente térmica nominal, a corrente dinâmica nominal e a polaridade.

3.2.2.1 Corrente secundária nominal

De acordo com as normas técnicas, a corrente secundária nominal é padronizada em 5 A. Conforme a ABNT, também podem ser utilizadas correntes secundárias nominais de 1 A e 2 A.

3.2.2.2 Corrente primária nominal

Essa característica representa o valor nominal tolerado em regime normal de operação pelo transformador de corrente. Os valores de curto-circuito, bem como a corrente máxima do circuito em que o transformador de corrente está introduzido, são características que devem ser levadas em consideração no momento da sua especificação (DUAILIBE, 1999).

3.2.2.3 Classe de exatidão

É o valor máximo do erro que o transformador de corrente poderá causar aos instrumentos que estão conectados a ele. Este valor é expresso em porcentagem. No Quadro 1 pode-se verificar as classes de exatidão padronizadas.

Quadro 1 - Classes de Exatidão

	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

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

Para os transformadores de corrente com a finalidade de medição, o erro deve ser de 0,3%. Ver Quadro 2.

Quadro 2 - TCs alimentando instrumentos

TCs Alimentando Instrumentos	Classe de Exatidão	
	Recomendada	Aceitável
Medidores	0,3	0,6
Indicadores	0,6	1,2

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

3.2.2.4 Carga nominal

Segundo Duailibe (1999), é a carga em que os requisitos de exatidão do transformador de corrente se baseiam. O Quadro 3 exibe a designação da carga nominal dos transformadores de corrente de acordo com a ABNT: EB-251.2.

Quadro 3 - Carga nominal: EB-251.2

Designação da Carga	Resistência (Ω)	Reatância (Ω)	Potência Aparente (VA)	Fator de potência	Impedância (Ω)
C 2,5	0,09	0,0436	2,5	0,9	0,1
C 5,0	0,18	0,0872	5,0	0,9	0,2
C 12,5	0,45	0,218	12,5	0,9	0,5
C 25,0	0,50	0,8661	25,0	0,5	1,0
C 50,0	1,00	1,7321	50,0	0,5	2,0
C 100,0	2,00	3,4642	100,0	0,5	4,0
C 200,0	4,00	6,9283	200,0	0,5	8,0

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

3.2.2.5 Fator térmico

É o fator pelo qual a corrente primária nominal é multiplicada para a obtenção da corrente primária máxima a qual o transformador de corrente está apto a conduzir em regime permanente, sob frequência nominal, sem mudar a sua classe de exatidão e sem ultrapassar os limites de elevação de temperatura determinados (DUAILIBE, 1999).

3.2.2.6 Nível de isolamento

De acordo com Duailibe (1999), é a característica que determina a especificação do transformador de corrente para que satisfaça a isolação em relação a tensão suportável.

3.2.2.7 Corrente térmica nominal

É a característica onde se obtém a maior corrente primária que um transformador de corrente pode aguentar em 1 segundo, com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem ultrapassar a temperatura máxima designada para a sua classe de isolamento em seus enrolamentos (DUAILIBE, 1999).

3.2.2.8 Corrente dinâmica nominal

Valor de crista da corrente primária que o transformador de corrente pode suportar no primeiro meio ciclo com o enrolamento secundário curto-circuitado, sem estragos ocasionados pelas forças eletromagnéticas resultantes. Seu valor é igual a 2,5 vezes o da corrente térmica nominal (DUAILIBE, 1999).

3.2.2.9 Polaridade

Segundo Muzy (2012), os terminais de ligação primários e secundários são identificados por letras, as quais indicam a polaridade que foram construídos, podendo ser positiva ou negativa.

As letras são utilizadas com seus índices P1, P2 e S1, S2. Quando a corrente percorre o circuito primário de P1 para P2 e a corrente no secundário percorre de S1 para S2, diz-se que a polaridade é subtrativa. O contrário, classifica-se como polaridade aditiva. Os transformadores de corrente são, na maioria, de polaridade subtrativa, sendo que a ABNT NBR 6856 faz a indicação dos mesmos que, por definição, prioriza sua fabricação. Os transformadores de corrente de polaridade aditiva são fabricados somente por encomenda (MUZY, 2012).

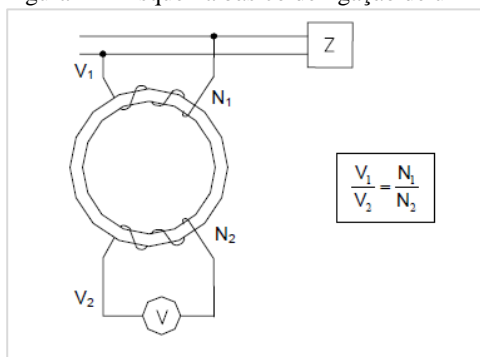
3.3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Conforme Frontin et al. (2013), os transformadores para instrumentos desempenham um papel de tamanha importância no sistema elétrico de potência a ponto de que a ausência de tais equipamentos impossibilitaria a mensuração dos valores de corrente e tensão e também, a proteção de outros equipamentos e da vida humana.

Os transformadores de potencial possibilitam a medição de tensão em sistemas acima de 600 V, tendo por finalidade isolar o circuito de baixa tensão do circuito de alta tensão e reproduzir os efeitos transitórios e regime permanente produzidos no circuito de alta tensão no circuito de baixa tensão da maneira mais fiel possível (D'AJUZ et al., 1985).

O transformador de potencial, cujo esquema básico de ligação pode ser visualizado na Figura 12, é um transformador para instrumento no qual o enrolamento primário é ligado em paralelo a um circuito elétrico, onde o enrolamento secundário faz a alimentação das bobinas de potencial de instrumentos elétricos de medição e proteção ou controle (DUAILIBE, 1999).

Figura 12 - Esquema básico de ligação de um TP



Fonte: Duailibe (1999).

O transformador de potencial é construído com $N_1 > N_2$, onde N_1 é o número de espiras do enrolamento primário e N_2 , do secundário.

Quanto ao tipo, D'Ajuz et al. (1985) afirmam que os transformadores de potencial podem ser:

- Transformadores indutivos
- Transformadores capacitivos
- Divisores capacitivos
- Divisores resistivos
- Divisores mistos - Capacitivo/Resistivo

Geralmente, os divisores capacitivos, resistivos e mistos não são utilizados em sistemas potência, sendo destinado aos circuitos de ensaio e pesquisa em laboratórios (D'AJUZ et al., 1985).

3.3.1 Características elétricas

Para especificação, projeto, métodos de ensaio e critérios de qualidade, os transformadores de potencial precisam atender exigências das normas técnicas aplicáveis. O cumprimento das exigências das normas técnicas possibilita alta confiabilidade na especificação de transformadores de potencial de boa qualidade (FRONTIN et al., 2013).

Frontin et al. (2013) listam os seguintes parâmetros mínimos para especificação:

- Tensão nominal do sistema.
- Tensão máxima do equipamento.
- Tensão suportável à frequência industrial a seco sob chuva.
- Tensão suportável nominal de impulso atmosférico, onda plena e onda cortada.
- Tensão suportável nominal de surto de manobra.
- Frequência nominal.
- Tensão primária nominal.
- Tensão secundária nominal.
- Grupo de ligação.
- Quantidade de enrolamentos secundários.
- Classe de exatidão e carga nominal.
- Carga simultânea.
- Relações nominais.

Segundo Frontin et al. (2013), quando se fala em equipamentos de sistema de potência, os transformadores de potencial e de potência são os únicos equipamentos em que a tensão nominal do sistema e a tensão máxima do equipamento são especificados.

3.3.2 Principais características

3.3.2.1 Tensão primária nominal

É definida conforme a tensão do circuito em que o transformador de potencial será instalado (DUAILIBE, 1999).

3.3.2.2 Tensão secundária nominal

Essa tensão é padronizada 115 V ou $115/\sqrt{3}$ (DUAILIBE, 1999).

3.3.2.3 Classe de exatidão

Representa o valor máximo do erro, expresso em porcentagem, que o transformador de potencial poderá provocar aos instrumentos conectados a ele, conforme Quadro 4 (DUAILIBE, 1999).

Quadro 4 - Classe de exatidão dos transformadores de potencial

TPs Alimentando Instrumentos	Classe de Exatidão	
	Recomendada	Aceitável
Medidores	0,3	0,6
Indicadores	0,6	1,2

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

3.3.2.4 Carga nominal

É a carga em que os requisitos de exatidão do transformador de potencial são baseados. De acordo com Muzy (2012), são consideradas como cargas, no caso do transformador de potencial, todos aqueles aparelhos da subestação ligados aos seus terminais. O Quadro 5 mostra a designação de acordo com a ABNT e a ANSI.

Quadro 5 - Carga nominal

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

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

3.3.2.5 Potência térmica nominal

De acordo com Frontin et al. (2013), a potência térmica nominal é a maior potência que um transformador de potencial pode proporcionar em regime permanente, perante tensão e frequência nominais, sem ultrapassar os limites de temperatura estabelecidos, mas não tendo garantia de exatidão.

3.3.2.6 Nível de isolamento

Faz a definição da especificação do transformador de potencial em relação à sua isolação em termos de tensão suportável. O nível de isolamento é estabelecido através da máxima tensão do circuito em que o transformador de potencial será conectado (MUZY, 2012).

3.3.2.7 Grupos de ligação

A norma brasileira ABNT NBR 6855 classifica os transformadores em três grupos de ligação:

- 1 Grupo 1 - O transformador de potencial é projetado para ligações entre fases.
- 2 Grupo 2 - O transformador de potencial é projetado para ligações entre fase e neutro dos sistemas diretamente aterrados.
- 3 Grupo 3 - O transformador de potencial é projetado para ligações entre fase e neutro de sistema onde não se garanta a eficácia do aterramento.

3.4 CHAVES SECCIONADORAS

Segundo a ABNT NBR 6935 (1985), a chave seccionadora é um dispositivo mecânico de manobra que, estando na posição aberta, garante uma distância de isolamento e, estando na posição fechada, conserva a continuidade do circuito elétrico, nas condições em que foram especificadas. Esta norma estabelece o seccionador como sendo um instrumento mecânico de manobra apto a abrir e fechar um circuito quando uma corrente de valor desprezível é interrompida, ou restaurada, quando não acontece mudança de tensão significativa entre seus terminais. Pode também conduzir correntes sob condições normais do circuito e, durante o tempo determinado, correntes sob condições anormais, como a de curto-circuito.

O acionamento de uma chave seccionadora, com a segurança necessária, tem sido um desafio enfrentado nas subestações. O sucesso no acionamento representa grande importância na segurança e operação das subestações, bem como para a manutenção dos equipamentos. Desta maneira, para definir se a seccionadora está corretamente fechada é feita uma verificação da resistência elétrica que os contatos apresentam após serem acionados (SILVA et al., 2007).

3.4.1 Características construtivas

Observam-se os mais variados tipos de chaves seccionadoras, de acordo com a tensão e finalidade que serão utilizadas. As chaves seccionadoras podem ser unipolares ou tripolares. Nas seccionadoras tripolares, existem mecanismos que forçam a abertura simultânea dos

três polos, quando acionados manualmente ou por um motor (MAMEDE FILHO, 2005).

3.4.1.1 Seccionadoras para uso interno

Para uso interno, as chaves seccionadoras são utilizadas em subestações de consumidor, normalmente de pequeno e médio porte, de instalação abrigada. Nessas especificações se encaixam as subestações construídas em alvenaria e de módulo metálico (MAMEDE FILHO, 2005).

3.4.1.1.1 *Seccionadoras simples*

De acordo com Mamede Filho (2005), este tipo de seccionador é formado por uma lâmina condutora ou por três lâminas condutoras de abertura simultânea, ativadas por meio de mecanismo articulado. São construídas sobre estrutura metálica, composta de chapa de ferro em U que escora os três polos e o eixo do mecanismo de acionamento manual na extremidade, onde pode ser instalada a alavanca.

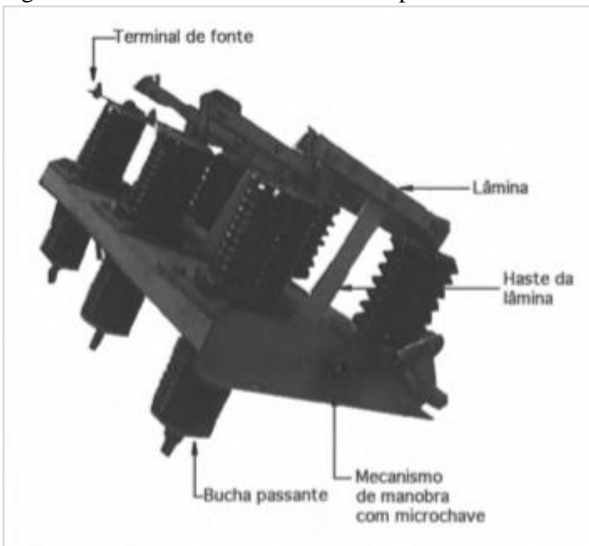
A fabricação das lâminas e os contatos são em cobre eletrolítico. Cada lâmina, dependendo das características desejadas, tem sua formação por um conjunto de facas duplas ou até por dois conjuntos de facas duplas. Utiliza-se parafusos presos à estrutura do seccionador para a sua fixação na parede da subestação ou cabine metálica (MAMEDE FILHO, 2005).

3.4.1.1.2 *Seccionadoras com buchas passantes*

Segundo Mamede Filho (2005), as seccionadoras com buchas passantes (Figura 13) possuem isoladores de porcelana vitrificada, utilizados para subestações abrigadas, e também isoladores de resina de epóxi. Para possibilitar uma maior segurança na manutenção do circuito elétrico, esse tipo de seccionadora pode ser formado com um sistema de terra.

Os três polos e as alavancas de manobra existentes são sustentados por uma estrutura de ferro dobrado. As lâminas e os contatos são formados da mesma maneira que os seccionadores simples. A sua instalação é feita através da fixação de parafusos à sua própria estrutura (MAMEDE FILHO, 2005).

Figura 13 - Seccionadora com buschas passantes



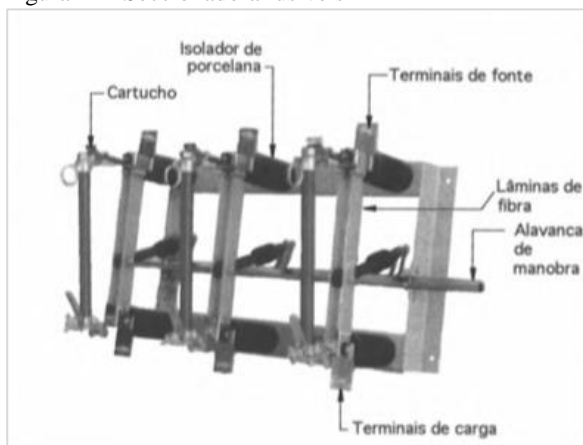
Fonte: Mamede Filho (2005).

3.4.1.1.3 Seccionadoras fusíveis

As chaves seccionadoras fusíveis (Figura 14) são dotadas de três hastes isolantes. Os materiais mais utilizados são a resina de epóxi ou fenolite. As hastes são instaladas em paralelo a três cartuchos fusíveis, do mesmo material dos isolantes ou ainda em paralelo a três unidades fusíveis de alta capacidade de rupturas. O acionamento da chave é tripolar e de comando simultâneo por meio do mecanismo articulado semelhante ao dos modelos anteriores. O modo de construção dos isoladores é semelhante ao dos tipos anteriores (MAMEDE FILHO, 2005).

De acordo com Mamede Filho (2005), estes tipos de seccionadores são utilizados em subestações abrigadas em alvenaria, protegendo pequenas unidades de transformação. Não é recomendada a utilização em cubículos metálicos devido aos elos fusíveis, em operação, permitirem a formação de arco no interior do cartucho, sendo expulso na parte inferior, podendo atingir o invólucro metálico, proporcionando um curto-circuito fase-terra através do arco.

Figura 14 - Seccionadora fusíveis

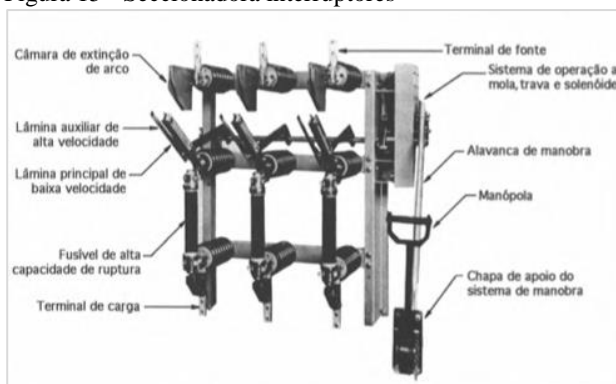


Fonte: Mamede Filho (2005).

3.4.1.1.4 Seccionadoras interruptores

Os seccionadores interruptores (Figura 15) são compostos por uma chave tripolar com comando paralelo das três fases, sendo que a chave pode ser acionada manualmente por meio de um mecanismo articulado, liberando a força de uma mola com carregamento prévio, ou ainda, pode ser acionada mediante um dispositivo percussor composto fusíveis de alta capacidade de ruptura, que atua sobre o sistema de bloqueio da mola (MAMEDE FILHO, 2005).

Figura 15 - Seccionadora interruptores

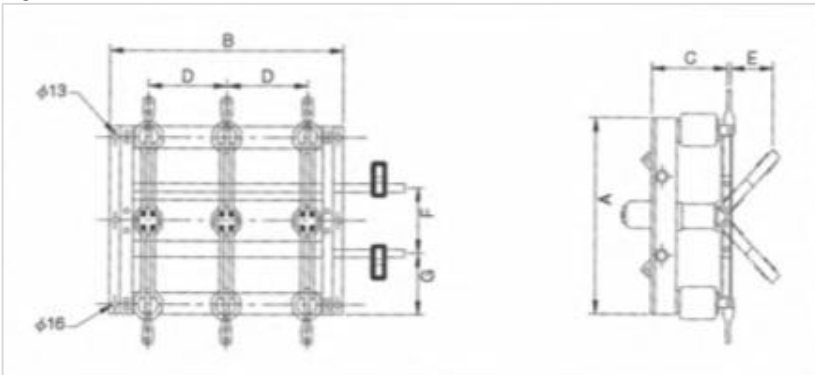


Fonte: Mamede Filho (2005).

3.4.1.1.5 Seccionadoras reversíveis

Este tipo de seccionadora, que pode ser visto na Figura 16, permite a transferência de carga de um circuito para outro circuito. São bastante usadas em subestações de consumidor devido às distâncias em que se encontram as cargas (MAMEDE FILHO, 2005).

Figura 16 - Seccionadoras reversíveis



Fonte: Mamede Filho (2005).

3.4.1.2 Seccionadoras para uso externo

Utiliza-se este tipo de chave seccionadora em subestações de instalação externa de pequeno, médio e grande portes ou em redes de distribuição urbanas ou rurais. Classificam-se de acordo com a aplicação em seccionadores de redes de distribuição aérea e seccionadores de subestação de potência. As seccionadoras para subestações de potência são geralmente tripolares e apresentam alguns tipos construtivos (MAMEDE FILHO, 2005).

3.4.1.2.1 Seccionadoras de abertura lateral

Segundo Frontin et al. (2013), é considerada uma das seccionadoras mais simples, normalmente utilizada em tensão de trabalho de até 145 kV. Este fato ocorre por causa do desbalanço ocasionado pelo peso da lâmina no mancal do isolador de acionamento. Um dos isoladores tem a função de acionar a lâmina. Este tipo não é indicado para curto-circuito acima de 25 kA, devido ao seu formato. A seccionadora de abertura lateral está representada na Figura 17.

Figura 17 - Seccionadora de abertura lateral



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2.2 Seccionadoras de abertura central

Neste tipo de seccionadora observa-se que os isoladores ficam sobre mancais rotativos e os isoladores possuem a função de acionar a lâmina. Cada isolador aciona uma metade da lâmina, tendo dois contatos, “fêmea” e “macho”, complementares entre eles. Com a finalidade de manter o espaçamento fase-fase especificado, tem-se maiores espaçamentos entre eixos de fases (FRONTIN et al., 2013).

As seccionadoras de abertura central (Figura 18), geralmente, são configuradas em instalações com polos paralelos, podendo ser utilizada em linha em espaços que necessitam de otimização (FRONTIN et al., 2013).

Figura 18 - Seccionadora de abertura central



Fonte: Frontin et al. (2013).

Um ponto importante a ser observado em uma seccionadora AC é o caminho da corrente elétrica por meio dos terminais de linha. Conexões flexíveis são utilizadas para a otimização da transmissão de corrente. Estas conexões são compostas por fitas aluminizadas e com suas extremidades soldadas. As conexões são instaladas nos terminais de pino liso e, assim, formam circuitos sem interrupções (FRONTIN et al., 2013).

3.4.1.2.3 Seccionadoras de abertura central em “V”

É pouco aplicada no mercado brasileiro. Utiliza-se em sistemas 72,5 e 145 kV. Devido à sua parte baixa ser pequena em comparação às seccionadoras de abertura central, elas são utilizadas em estrutura suporte ou pórticos compactos. Pode ser instalada na vertical e até mesmo invertida, devido à sua geometria flexível (FRONTIN et al., 2013). Esse tipo de seccionadora está representada na Figura 19.

Figura 19 - Seccionadora de abertura central em V



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2.4 Seccionadoras de dupla abertura lateral

De acordo com Frontin et al. (2013), a parte ativa é suportada por três colunas isolantes. Este tipo possui duas variações, acionamento simples e acionamento duplo. O acionamento simples é aquele em que os contatos móveis entram nos contatos fixos sem a rotação do próprio eixo da lâmina. Isto aumenta o esforço de acionamento durante o final do fechamento e o início da abertura. O acionamento duplo é aquele em

que, no início da abertura e no final do fechamento, a lâmina gira cerca de 30° no seu próprio eixo, permitindo um acionamento suave e realizando o travamento da lâmina no final, colaborando com o desempenho da chave em casos de curto-circuito. Neste tipo de seccionadora (Figura 20), o isolador central tem a função de acionar a lâmina. Para tensões acima de 362 kV, utilizam-se lâminas principais muito longas e sujeitas a deformações, especialmente se a chave operar aberta.

Figura 20 - Seccionadora de dupla abertura



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2.5 Seccionadoras de abertura vertical

As seccionadoras de abertura vertical, que podem ser visualizadas na Figura 21, possuem três colunas isoladoras. São constituídas por dois isoladores tipo suporte e um isolador rotativo, quando utiliza tensões acima de 145 kV. São muito utilizados por causa do pequeno espaço horizontal ocupado na operação. Como comentando no tipo anterior, para tensões acima de 362 kV utilizam-se lâminas principais muito longas e sujeitas a deformações, especialmente se a chave operar aberta, acarretando dificuldade para fechar sob o efeito do vento. Em regiões com fortes intempéries, utilizam-se modelos com torque diferenciado e operação em dois estágios (FRONTIN et al., 2013).

Figura 21 - Seccionadora de abertura vertical



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2.6 Seccionadoras de abertura semipantográfica horizontal

Segundo Frontin et al. (2013), normalmente as seccionadoras de abertura semipantográfica horizontal (Figura 22) são utilizados em tensões acima de 245 kV. Pode-se ou não interligar a base do seccionador fisicamente com tubo de aço ou com tubos metálicos, dependendo do fabricante ou do cliente, para garantir a rigidez mecânica entre os contatos por causa das amplas extensões deste tipo. De acordo com a sua característica de ter a parte ativa “dobrável”, apresenta excelente estabilidade operativa, mesmo que sob ação de fortes ventos. Outra vantagem deste tipo de seccionadora é a pequena ocupação do espaço vertical, especialmente quando montados barramentos no nível superior.

Figura 22 - Seccionadora de abertura semipantográfica horizontal

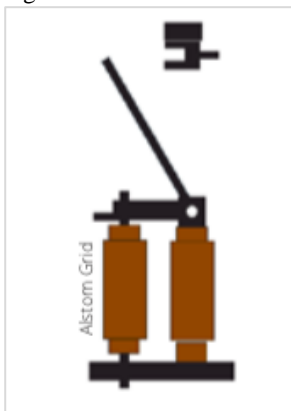


Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2.7 Seccionadoras de abertura vertical reversa

Em comparação com o tipo AV, nota-se que a lâmina da AVR fica na posição contrária. Sabe-se que a chave está fechada quando a lâmina está posicionada a 90° com a horizontal. A instalação do contato superior pode ser feita diretamente em barramento ou em viga de sustentação. Pode-se utilizar também o contato móvel no sistema de pinça, visando a montagem do conector superior em cabos. O isolador do tipo rotativo é o responsável pelo acionamento da lâmina e o outro isolador é do tipo suporte. Para o suporte do conector superior pode-se utilizar um terceiro isolador do tipo suporte invertido na parte superior (FRONTIN et al., 2013). A seccionadora de abertura vertical reversa pode ser visualizada na Figura 23.

Figura 23 - Seccionadora de abertura vertical reversa



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2.8 Seccionadoras de abertura semipantográfica vertical

Este tipo é muito usado para transferência de barras. Há algumas variações destes seccionadores, como o contato móvel ser com pinças ou com tipo pino. O contato por pinças possibilita a utilização do conector de alta tensão derivando de cabos. O do tipo pino possui dispositivo antigelo em locais de baixa temperatura. Pode-se também instalar o conector de alta tensão fixo sob viga ou pórtico, precisando de um isolador suporte tipo invertido para a conexão do contato fixo. O isolador do tipo rotativo faz o acionamento da lâmina. Normalmente este tipo de seccionadora é utilizada em tensões acima de 145 / 245 kV e

seus polos são instalados de modo alinhado ou diagonal (FRONTIN et al., 2013). A seccionadora semipantográfica vertical pode ser visualizada na Figura 24.

Figura 24 - Seccionadora de abertura semipantográfica vertical



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.4.1.2.9 Seccionadoras de abertura pantográfica

De acordo com Frontin et al. (2013), este tipo de seccionadoras possui alta capacidade ou suportabilidade a curto-circuitos, usualmente com altas correntes nominais. As seccionadoras de abertura pantográfica (Figura 25) são utilizados em regiões com possibilidade de acúmulo de gelo, por causa da grande passagem de torque para a cadeia cinemática. Tem como vantagem em relação às SSP-V o melhor ajuste da área de contato. Os tipos de instalação são os mesmos da SSP-V e seus polos são instalados de modo alinhado ou diagonal.

Figura 25 - Seccionadora de abertura semipantográfica



Fonte: Frontin et al. (2013).

3.5 DISJUNTORES

Duailibe (1999) afirma que, além de serem os dispositivos de manobra mais eficientes em utilização na rede elétrica, os disjuntores, também, são os equipamentos de segurança mais importantes em uma subestação. Tais equipamentos têm a competência de fechamento e abertura (estados estacionários) atendendo todos os pré-requisitos de manobra nas condições normais e anormais de operação. Determinam-se, também, os estados transitórios da manobra de fechamento (ligamento) e da manobra de abertura (desligamento).

A corrente nominal da linha deve ser suportada pelo disjuntor, respeitando os limites de temperatura, no estado ligado ou fechado. Os surtos advindos de manobras e as descargas atmosféricas podem ocasionar sobretensões internas. Essas sobretensões internas, assim como a tensão de operação, devem ser suportadas pela distância de isolamento entre contatos no estado desligado ou aberto (DUAILIBE, 1999).

Relacionado à manobra de fechamento, quando ocorre curto-circuito, o disjuntor tem que chegar corretamente na sua posição de fechado e conduzir a corrente de curto-circuito. Quanto à abertura, é função do disjuntor dominar todos os modos de manobra possíveis em sua rede (DUAILIBE, 1999).

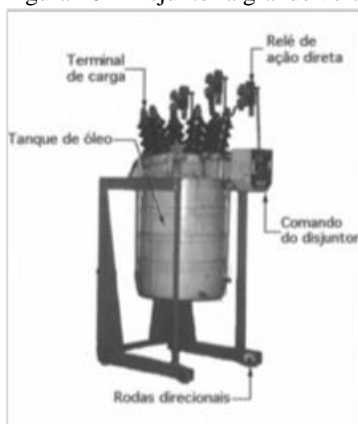
Conforme Duailibe (1999), é necessário levar em consideração que os disjuntores instalados ao tempo passam meses no estado estacionário ligado. Desta maneira, conduzem a corrente nominal influenciados pelas variáveis do tempo, proporcionando, algumas vezes, variações na temperatura na dezena de graus, sujeitando grande parte dos seus componentes à ação atmosférica e outras condições desfavoráveis. Mesmo após esse tempo de inatividade operacional mecânica, o disjuntor deve cumprir sua função, sem qualquer alteração das especificações.

Observa-se que a confiabilidade dos disjuntores deve ser alta e com um projeto racional e métodos de controle de qualidade extremamente eficazes, verificando a revisão de entrada, a relação de matérias-primas, ensaio de materiais, controle dos processos de fabricação, ensaios de subconjuntos, até os últimos ensaios (DUAILIBE, 1999).

3.5.1 Disjuntores a óleo

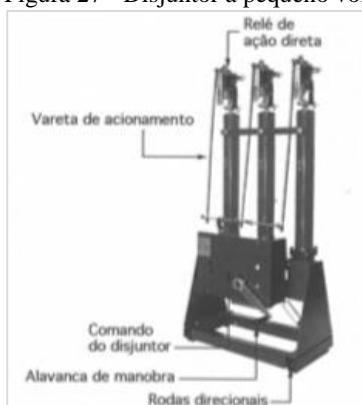
Pode-se dizer que estes tipos de disjuntores têm duas classes: disjuntores GVO, representado na Figura 26, e PVO, representado na Figura 27. No GVO, de menor capacidade, as fases permanecem mergulhadas em um único recipiente com óleo, que é utilizado para isolamento e também para paralização das correntes. No caso dos disjuntores de maior capacidade, o encapsulamento é monofásico. No PVO, tem-se uma câmara de extinção de fluxo forçado sobre o arco, com a função de melhorar a eficiência da interrupção de corrente, reduzindo significativamente o volume de óleo no disjuntor. A melhor característica do GVO em relação ao PVO é a alta capacidade de ruptura em curto-circuito em tensões de 138 kV mas, ainda assim, este tipo de disjuntor vem sendo menos utilizado (DUAILIBE, 1999).

Figura 26 - Disjuntor a grande volume de óleo (GVO)



Fonte: Mamede Filho (2005).

Figura 27 - Disjuntor a pequeno volume de óleo (PVO)



Fonte: Mamede Filho (2005).

De acordo com Duailibe (1999), o princípio de extinção do arco nos disjuntores a óleo é fundamentado na decomposição das moléculas de óleo através da elevadíssima temperatura do arco. Este fenômeno ocasiona a produção de gases. A magnitude da corrente e a duração do arco influenciam na quantidade de gás liberado. O gás liberado tem um efeito refrigerante elevado. Além disso, esse gás amplia a pressão em volta do arco.

3.5.2 Disjuntores a ar comprimido

Este tipo de disjuntor possibilita a anulação do arco através da admissão, nas câmaras de extinção de ar comprimido, o que ocasiona o resfriamento do arco e sua compressão. A reignição do arco em seguida à ocorrência de um zero de corrente é prevenida através da exaustão dos produtos ionizados do arco da região entre os contatos por meio do sopro de ar comprimido. A eficácia dos disjuntores nas “corridas” energética e dielétrica é devida à força e velocidade do sopro de ar (DUAILIBE, 1999).

Os primeiros disjuntores a ar comprimido tinham uma chave isoladora em série com as câmaras de interrupção. Depois de um certo tempo, para a eliminação do arco, abria-se a chave isoladora, liberava-se o ar comprimido na atmosfera e fechava-se os contatos do interruptor através da pressão das molas. A chave isoladora fazia o fechamento do circuito, com os contatos das câmaras de interrupção fechados. Reconhecia-se com facilidade a posição dos disjuntores observando a posição da chave isoladora (DUAILIBE, 1999).

Segundo Duailibe (1999), os disjuntores modernos possuem as câmaras constantemente pressurizadas com ar a 25 / 30 bars e os reservatórios a 150 / 200 bars. Com a abertura, ao mesmo tempo, das válvulas de sopro e exaustão em cada câmara, ventilando entre os contatos, tem-se a interrupção do arco. Ao término do movimento de contato móvel, que tem a função de eliminar os arcos, fecham-se as válvulas, ficando o disjuntor aberto e as câmaras cheias de ar comprimido, sem produtos ionizados. Para impedir a contaminação da câmara por resíduos oriundos da vaporização dos materiais dos contatos, as válvulas de sopro e exaustão são abertas rapidamente para a ventilação da região entre os contatos. Devido ao grande ruído produzido pela operação dos disjuntores de ar comprimido, utilizam-se silenciadores para amenizar o nível de ruído.

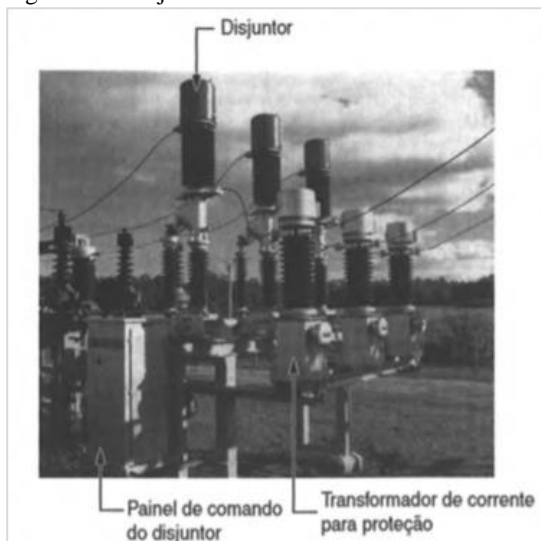
Este tipo de disjuntores pode utilizar compressores individuais ou trabalhar ligado a uma central de ar comprimido. Utilizam-se dispositivos para bloquear o fechamento ou abertura em pressões abaixo dos níveis pré-determinados, evitando acidentes com operação abaixo dos níveis desejados. Quando estes disjuntores chegarem a um nível perigoso, mesmo que acima do nível em que a abertura seja proibida, pode-se usar dispositivos para abrir os disjuntores. Observando as características deste tipo de disjuntores, nota-se que é comum os clientes pedirem que os disjuntores a ar comprimido tenham reservatórios individuais (“air receivers”), possibilitando a realização de

ciclos completos O-CO-O sem a obrigação de ganhar apoio do sistema central com ar comprimido, sem que despenque a níveis perigosos. O reservatório central deve proporcionar a repressurização dos reservatórios individuais, depois de um ciclo O-CO, em intervalo de tempo geralmente adotado de 2 minutos (DUAILIBE, 1999).

3.5.3 Disjuntores a SF₆

Este tipo de disjuntores, que pode ser visualizado na Figura 28, começou a ser desenvolvido no final dos anos 40, utilizando experimentos que confirmavam as qualidades do gás como meio interruptor de arcos elétricos. As qualidades do hexafluoreto de enxofre se devem ao fato de ser um gás eletronegativo, onde tem uma característica de captura dos elétrons livres, formando íons negativos de baixa movimentação. Com isso, possibilitam rápida remoção dos elétrons encontrados no plasma de um arco, aumentando a taxa de decremento da condutância do arco quando a corrente beira zero (DUAILIBE, 1999).

Figura 28 - Disjuntor a SF₆



Fonte: Mamede Filho (2005).

O hexafluoreto de enxofre é um gás estável e inerte, mantendo as características químicas nas temperaturas onde os óleos utilizados nos

disjuntores começam a oxidar e decompor. Quando ocorrem os arcos elétricos, este tipo de gás sofre vagarosa decomposição, produzindo fluoretos de natureza mais baixa que, depois do término dos arcos, recombinam-se, formando gases não tóxicos (DUAILIBE, 1999).

Os primeiros disjuntores de hexafluoreto de enxofre foram fundamentados no funcionamento dos disjuntores de ar comprimido e eram do tipo “dupla pressão”. O hexafluoreto de enxofre era retido em um recipiente de alta pressão e libertado entre os contatos do disjuntor. Este tipo de disjuntores, comparado com o de ar comprimido, possuía a sua principal diferença no fato de que o hexafluoreto de enxofre não era liberado na atmosfera depois de passar as câmeras de interrupção, e sim, colocado em um tanque com hexafluoreto de enxofre a baixa pressão. Nota-se que o gás em alta pressão era usado para a eliminação do arco e o gás em baixa pressão utilizado para manutenção do isolamento entre o terra e as partes energizadas. Depois da interrupção, o gás liberado no tanque de baixa pressão voltava para o de alta pressão, passando por um filtro de alumina ativada para remover os produtos tóxicos (DUAILIBE, 1999).

Duailibe (1999) afirma que uma das principais desvantagens deste tipo de disjuntores a dupla pressão era a reduzida confiabilidade dos compressores de gás e a propensão do gás liquefazer-se na temperatura ambiente quando comprimido. Este fator proporcionava a necessidade de instalação de aquecedores no reservatório de alta pressão, aumentando a complicação e reduzindo a confiabilidade.

O citado autor afirma que os disjuntores do tipo “puffer” ou do tipo “impulso” podem ser chamados de “pressão única” devido ao hexafluoreto de enxofre continuar no disjuntor a uma pressão constante. A pressão utilizada para a eliminação dos arcos elétricos é formada em uma câmara por um equipamento tipo *puffer*, composto por um pistão e um cilindro e, devido a movimentação de um desses elementos, ocorre o deslocamento do contato móvel e, por consequência, a compressão do gás no interior do cilindro. Este processo faz com que a pressão aumente de 2 a 6 vezes em relação à original. No intervalo entre a divisão dos contatos e o fim do circulação do gás, este gás é obrigado a passar entre os contatos por meio de uma ou duas passagens, excluindo o arco elétrico de maneira parecida à do disjuntor de dupla pressão. Estes disjuntores necessitam de um projeto mais simples que o de dupla pressão e não utilizam aquecedores para evitar a liquefação do hexafluoreto de enxofre.

O avanço das técnicas de selagem dos recipientes e na detecção de vazamentos de gás proporcionaram o desenvolvimento e a

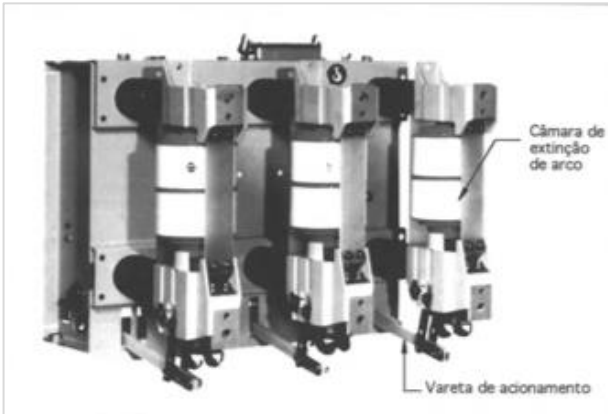
propagação dos disjuntores de hexafluoreto de enxofre. O desenvolvimento deste disjuntores já permite projetos com a liberação inferior a 1% ao ano de hexafluoreto de enxofre. Do mesmo modo que os disjuntores a ar comprimido, este tipo de disjuntores deve possuir dispositivos para indicar os níveis de pressão e proibir a sua operação em níveis perigosos de grande pressão. Pode-se utilizar o hexafluoreto de enxofre para a isolamento de subestações blindadas, resultando em considerável diminuição de área ocupada. A dificuldade de encontrar áreas grandes em centros urbanos, ou também o alto valor do solo nestes centros, são motivos para a instalação de subestações blindadas (DUAILIBE, 1999).

De acordo com Duailibe (1999), as partes energizadas das subestações blindadas são protegidas por uma blindagem metálica, onde terá os disjuntores, chaves, TCs, TPs, entre outros equipamentos. Isola-se as partes energizadas por isoladores de resina sintética e hexafluoreto de enxofre com pressão de 3 bars. Dispositivos especiais tem a função de detectar o vazamento de gás, possibilitando a manutenção sem retirar elevada quantidade de gás. Possuem, também, alarmes para advertir a presença de vazamentos de gás.

3.5.4 Disjuntores a Vácuo

Neste tipo de disjuntores os arcos formados entre os contatos apresentam diferenças substanciais em relação aos de outros disjuntores, sendo fundamentalmente sustentados por íons de material metálico vaporizado oriundo dos contatos. Quanto maior a intensidade da corrente, maior intensidade de formação dos vapores metálicos. Já o plasma diminui com a diminuição da intensidade da corrente. Com a corrente chegando a zero, ocorre a desionização dos intervalos entre os contatos por meio da condensação dos vapores metálicos nos eletrodos. Depois da interrupção, a falta de íons dá aos disjuntores as características quase ideais de suportabilidade dielétrica (DUAILIBE, 1999). Os disjuntores a vácuo estão representados na Figura 29.

Figura 29 - Disjuntor a vácuo



Fonte: Mamede Filho (2005).

3.6 PARA-RAIOS

Segundo Mamede Filho (2005), o para-raios é um equipamento com a função de reduzir o nível de sobretensão a valores suportáveis pelos sistemas elétricos, a fim de proteger esses sistemas dos surtos de tensão, que podem ter origem nas descargas atmosféricas (sobretensões de origem externa) e nas manobras de chaves seccionadoras e disjuntores (sobretensões de origem interna).

Dependendo do valor de sobretensão, o para-raios descarrega parte da corrente na terra, diminuindo a crista da onda a um determinado valor, dependendo das características do equipamento. É chamada de “tensão disruptiva à frequência nominal” a tensão máxima, na frequência nominal do sistema, em que o para-raios poderá ser submetido sem que ocorra a descarga de corrente elétrica pelo dispositivo (DUAILIBE, 1999).

As sobretensões são limitadas a um valor máximo pelos para-raios. A partir desse valor, define-se o nível de proteção que o para-raios proporciona ao sistema elétrico (MAMEDE FILHO, 2005). Segundo a ABNT NBR 5419 (2001), o nível de proteção é um termo de classificação de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas que expressa sua eficiência.

Os para-raios utilizam as propriedades de não-linearidade dos elementos que o compõem para conduzir as correntes de descarga combinadas às tensões induzidas nas redes. A partir disso, o

equipamento interrompe as correntes que sucedem às correntes de descarga após sua condução à terra (MAMEDE FILHO, 2005).

De acordo com D'Ajuz (1985), os para-raios são equipamentos que exercem um papel de extrema importância na proteção de sistemas elétricos. Entretanto, quando comparados aos equipamentos que protegem, são dispositivos de baixo custo e pequenas dimensões. A seleção adequada deste tipo de equipamento pode acarretar na redução de custos para os demais equipamentos, visto que o isolamento representa uma elevada parcela no custo de um equipamento.

3.6.1 Características construtivas dos para-raios

3.6.1.1 Para-raios com *gap* e resistor não linear

Segundo Duailibe (1999), os para-raios com esta característica construtiva são compostos por um *gap* em série com um resistor não linear, inseridos na parte interna de um invólucro de porcelana.

A rede e os resistores não lineares são separados eletricamente pelo *gap*. Este é formado por um conjunto de *subgaps* que tem a função de fracionar o arco em uma certa quantidade de pedaços, objetivando um maior controle sobre o *gap* assim que ele se forma, no decorrer do processo de descarga e no momento da sua extinção (DUAILIBE, 1999).

O resistor não linear dos para-raios convencionais é produzido essencialmente com carbonato de silício. Devido à utilização deste material, nota-se que em períodos de baixas tensões apresenta uma resistência elevada. Já em períodos de elevadas tensões observa-se uma baixa resistência (DUAILIBE, 1999).

3.6.1.2 Para-raios de óxido de zinco

São assim chamados pela utilização de resistor não-linear de óxido de zinco. Outra característica relevante é a não utilização de centelhadores série, diferindo dos para-raios com *gap* (MAMEDE FILHO, 2005).

Devido às suas características construtivas, este tipo de para-raios possui algumas vantagens em relação ao para-raios convencional, como a não existência de corrente subsequente, maior capacidade de absorção de energia, menor margem de segurança do isolamento dos equipamentos devido à melhor definição do seu nível de proteção. Por

causa da inexistência de centelhadores, sua curva de atuação não apresenta transitórios (MAMEDE FILHO, 2005).

3.6.2 Recomendações de distâncias de para-raios

O Quadro 6 e o Quadro 7 apresentam a distância máxima entre o transformador e o para-raios. O Quadro 8 apresenta a distância entre o para-raios e a terra.

Quadro 6 - Distância máxima entre o transformador e o para-raios

Classe de tensão do transformador (kV)	NBI (kV)	Distância (ft)	
		Neutro não aterrado ou resistência de aterramento (PR 100%)	Neutro efetivamente aterrado (PR 80%)
25	150	25	70
34,5	200	25	70
46	250	25	70
69	350	30	75
72	450	30	75
115	550	30	85
138	650	35	95

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

Quadro 7 - Distância máxima entre o transformador e o para-raios

Tensão nominal (kV)	NBI - Trafo (kV)	Para-raios (kV)	Distância (ft)
34,5	200	37	60
34,5	200	30	90
69	350	60	135, 155
69	350	73	75, 95
138	550	121	90, 115
138	650	145	120, 155

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

Quadro 8 - Distância máxima entre o para-raios e a terra

Tensão nominal (kV)	Distância entre para-raios e terra (m)	
	Sistema efetivamente aterrado	Sistema isolado
34,5	27,4	18,3
69	41,1	22,9
138	42,7	27,4

Fonte: Duailibe (1999), adaptado pelo autor (2018).

3.7 RESISTORES DE ATERRAMENTO

As subestações de potência e as centrais de geração de grande porte geram correntes de curto-circuito assimétricas de elevados valores. Tal situação pode acarretar em danos às instalações e colocar em perigo seus operadores. Desta maneira, precisam ser implementadas medidas seguras de proteção (MAMEDE FILHO, 2005).

Ainda de acordo com este autor, geralmente, os projetos de instalações elétricas desse tipo de subestação necessitam que as especificações dos equipamentos estejam além dos limites das características técnicas que normalmente são seguidas pelos fabricantes e, em outros casos, os requisitos normativos, o que acaba dificultando o processo de aquisição desses equipamentos. Para que se reduzam os valores gastos e que se mantenha a segurança das pessoas, é adequada a redução dos valores das correntes de curto-circuito para níveis aceitáveis, preferencialmente em relação ao defeitos fase-terra. Em relação ao último caso, pode-se utilizar resistores de aterramento conectados ao ponto de neutro dos transformadores de potência ou geradores da usina.

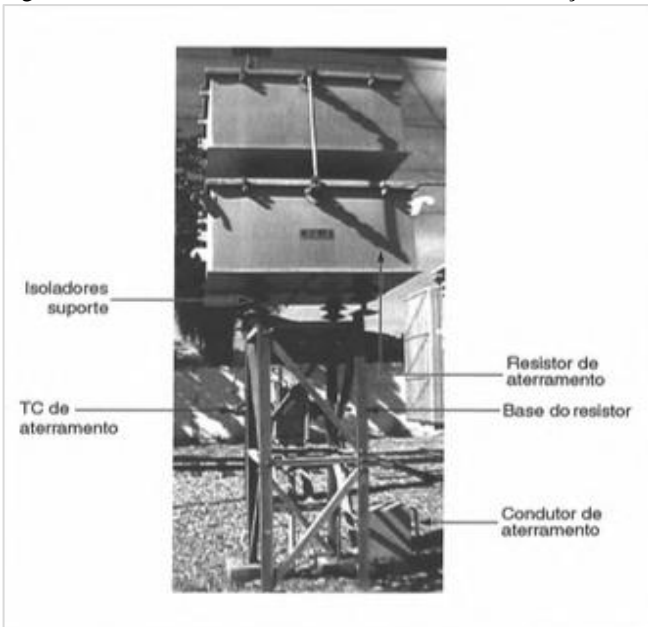
3.7.1 Características construtivas

Se tratando das características construtivas, os resistores de aterramento são colocados em um armário metálico, sendo que no interior é montado um conjunto de resistores fixados sobre isoladores. Os materiais utilizados na produção do elemento dos resistores são a liga de níquel-cromo, aço inoxidável e ferro fundido com proteção externa, que seria constituída de uma liga de alumínio resistente a altas temperaturas. Podem ser instalados em distritos industriais e zonas marítimas devido à sua resistência à corrosão. Em caso de curto-circuito fase e terra no sistema, a corrente de defeito circula pelos resistores

gerando um aquecimento excessivo, que aumenta em torno de 20 % o valor da resistência ôhmica, podendo influenciar no desempenho do sistema de proteção quando ocorre o religamento. (MAMEDE FILHO, 2005).

De acordo com este autor, pode-se utilizar os resistores de aterramento em instalações abrigadas ou ao tempo. Para a instalação abrigada, o armário pode ser edificado com telas metálicas laterais. Já para instalação ao tempo, o armário deve possuir um grau de proteção compatível, no mínimo IP54. Na Figura 30 pode-se observar as características externas de um resistor de aterramento utilizado em uma subestação de 69/13,8 kV, sendo formado de duas secções e instalado ao tempo.

Figura 30 - Resistor de aterramento montado na subestação



Fonte: Mamede Filho (2005).

3.7.2 Características elétricas

De acordo com Mamede Filho (2005), existem três parâmetros que caracterizam os resistores de aterramento: a tensão nominal, o tempo de operação e a temperatura. A tensão nominal é a tensão de

neutro em que o sistema irá operar. No que se refere ao tempo de operação, os intervalos podem variar conforme o tipo de material utilizado na construção dos elementos ôhmicos e o valor da corrente de defeito. Os tempos de operação são padronizados, por norma, em 10 s, 30 s, 60 s, 10 min e regime permanente. O tempo de operação mais utilizado é o de 10 s, sendo implementado por grande parte das concessionárias de energia elétrica. Analisando o tempo de operação de acordo com o tipo de material utilizado nos resistores, tem-se para o aço inoxidável e níquel-cromo uma corrente de 2000 A em 10 s e, para ferro fundido, uma corrente de 5000 A em 10 s. Em relação à temperatura, nota-se que também dependem do tipo de material usado na fabricação:

- Ferro fundido
 - Regime contínuo: 385°C
 - Até 10 min: 460°C

- Aço inoxidável
 - Regime contínuo: 610°C
 - Até 10 min: 610°C

4 MONITORAMENTO DE EQUIPAMENTOS DE ALTA TENSÃO

Segundo Frontin et al. (2013), a continuidade, bem como a operação assegurada do fornecimento de energia elétrica, dependem diretamente dos ativos de produção das concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Tais ativos nada mais são do que os equipamentos de alta tensão de subestações, sendo eles os transformadores de potência, reatores de derivação, transformadores de corrente, transformadores de potencial e disjuntores. As concessionárias do setor elétrico, quando utilizam os ativos de maneira correta, fazem com que estes ativos sejam um dos fundamentais fatores de eficiência operacional, econômica e competitividade destas concessionárias.

Nos últimos anos, os sistemas de monitoramento têm aumentado significativamente devido à necessidade de garantir uma maior confiabilidade e disponibilidade dos ativos, bem como uma diminuição dos gastos de operação e manutenção, além da elevação da eficiência de manutenção. Tem-se como principais objetivos o diagnóstico e o prognóstico da situação dos equipamentos de alta tensão *on-line*, diminuição do perigo de falhas intempestivas, aumento e domínio da vida útil dos equipamentos, mudança da manutenção preventiva, de acordo com o tempo, para preditiva, de acordo com o estado real, melhora da forma de manutenção de acordo com a confiabilidade, maior tempo de uso dos equipamentos pelo sistema, utilização otimizada dos equipamentos, diminuição dos gastos de operação e manutenção, menos penalidades devido à falta de equipamentos, negociação mais vantajosa e diminuição dos prêmios de seguros e manutenção da imagem corporativa. Para que se consiga chegar nestes objetivos, os sistemas de monitoramento necessitam realizar o alcance das medições e dos dados de operação dos equipamentos de alta tensão, *on-line*, para então efetivar o processamento, extraindo as informações necessárias e repassando-as aos usuários de modo organizado. A maneira como os sistemas realizam tais tarefas é discorrida no item de arquitetura dos sistemas de monitoramento (FRONTIN et al., 2013).

4.1 ARQUITETURA DOS SISTEMAS DE MONITORAMENTO

Geralmente, a topologia dos sistemas de monitoramento *on-line* tem quatro tópicos principais, sendo eles a medição de grandezas, a transmissão de dados, o armazenamento e o tratamento de dados e a interface com os usuários (FRONTIN et al., 2013).

4.1.1 Medição de grandezas

De acordo com Frontin et al. (2013), geralmente localizados juntos a equipamentos de alta tensão, os sensores e / ou transdutores examinam os diversos parâmetros necessários para o conhecimento do condição dos equipamentos. Para determinar a instalação e futura manutenção do sistema, deve-se levar em consideração a arquitetura empregada na conferência dos parâmetros. Para isso, consideram-se duas arquiteturas fundamentais, a centralizada e a descentralizada. A arquitetura centralizada usa um componente centralizador, usualmente um CLP que fica posicionado no corpo do transformador ou, em alguns casos, na sala de controle da subestação, recebendo as medições dos sensores, digitalizando e retransmitindo para o *software* de monitoração *on-line*. Já a arquitetura descentralizada usa sensores inteligentes tipo LED, que tem a função de digitalizar, pré-processar e transmitir os dados para o *software* de monitoramento *on-line*.

4.1.2 Transmissão de dados

Depois de ter ultrapassado a etapa anterior, este tópico fica caracterizado pela transmissão dos dados coletados na etapa anterior. Tem-se vários meios de comunicação para a transmissão dos dados coletados, entre eles o par trançado no padrão RS485, fibras ópticas, rede sem fio *wi-fi*, modem celular GPRS, entre outros. Deve-se levar em consideração na opção do meio físico de comunicação a suportabilidade a sobretensões transitórias dos sensores e elementos centralizadores. Se os dispositivos utilizados tiverem baixa isolamento ou baixa resistência a surtos pode-se ordenar a utilização de fibra ópticas (FRONTIN et al., 2013).

É obedecido um protocolo de comunicação para a transmissão dos dados coletados nos sensores do equipamento de alta tensão para o *software*. Pode ser do tipo aberto, que usa um padrão aberto e/ou normatizado de mercado, ou do tipo proprietário, que usa um padrão fechado, característico dos sensores e/ou fabricantes do sistema. O protocolo tipo proprietário pode proporcionar problemas na manutenção do sistema de monitoramento devido à impossibilidade de troca de sensores por semelhantes de outros fabricantes, dificuldade de extensão do sistema, problemas na análise e retificação de defeitos, entre outros problemas. Para evitar esses problemas, tem-se que planejar a manutenção dos transformadores e sistemas de monitoramento de acordo com o tipo de protocolo escolhido. Existem alguns exemplos de

protocolos abertos mais usados em sistemas de monitoramento, como o Modbus RTU, o DNP3.0 e o IEC 61850 (FRONTIN et al., 2013).

4.1.3 Armazenamento e tratamento de dados

Os sistemas de monitoramento devem receber os dados dos sensores e transformá-los em informações úteis para a manutenção. Um sistema de monitoramento deve ter algoritmos e modelos matemáticos, que são utilizados para prognósticos e diagnósticos. O cálculo do teor de água no papel isolante de um transformador ou reator é um exemplo de modelo de engenharia, que consegue informações fazendo o cruzamento dos dados coletados nos sensores de temperatura do óleo e do enrolamento e do sensor de umidade no óleo, tirando informações que, de outra maneira, não estariam tão evidentes. Partindo do resultado do exemplo anterior, pode-se utilizar outros modelos de engenharia para calcular a aceleração de envelhecimento da isolação por excesso de água no papel e a temperatura de formação de bolhas de vapor de água, quando pode ocorrer falha dielétrica no equipamento. Conclui-se, então, que esta etapa tem como objetivo a descoberta de informações importantes para a manutenção e gestão do ativo, evitando, também, uma sobrecarga de dados de difícil interpretação na engenharia de manutenção (FRONTIN et al., 2013).

4.1.4 Disponibilização das informações

Para que o sistema de monitoramento chegue ao estado desejado, os resultados obtidos dos equipamentos precisam ser disponibilizados, garantindo, ainda, a integridade dos dados e a segurança do acesso. Usualmente o computador que executa o *software* de monitoração permanecerá conectado à rede intranet da empresa ou à internet. Sendo assim, poderá disponibilizar as informações encontradas. Para facilitar o ingresso ao sistema de monitoramento sem a instalação do *software* em todos os computadores, frequentemente utiliza-se como interface do usuário do sistema de monitoramento um servidor de páginas web, conectando através da internet. Pode-se instalar um sistema de alerta com envio de mensagem quando algum problema é detectado, evitando gasto de tempo com a engenharia de manutenção. Estes alertas de anormalidades podem ser transmitidos por *e-mail* ou ainda por mensagens de celular (FRONTIN et al., 2013).

5 ESTUDO DE CASO – SE DESTERRO

Neste capítulo é proposto um estudo de caso com a finalidade de mostrar as características da Implantação da Subestação de Desterro 230/138 kV, abordando, principalmente, os equipamentos e suas especificações técnicas.

5.1 NECESSIDADE DE IMPLANTAÇÃO DA SUBESTAÇÃO DESTERRO

Após o blecaute que deixou parte do município de Florianópolis sem energia elétrica por mais de 50 horas em outubro de 2003, a ANEEL identificou a necessidade de uma solução urgente para as condições críticas de alimentação do sistema elétrico da parte insular da capital e, a partir disto, emitiu a resolução 96/2005, determinando à Eletrosul a implantação de diversas obras para o reforço desse sistema elétrico.

As obras necessárias para tal reforço compreendiam a ampliação da Subestação de Palhoça, a construção de duas novas subestações – Desterro e Biguaçu – e a construção e ampliação de linhas de transmissão com o objetivo de conectar a Subestação de Biguaçu à Rede Básica de Transmissão.

5.2 CARACTERÍSTICAS GERAIS DA SUBESTAÇÃO

5.2.1 Localização da subestação

A Subestação Desterro 230/138 kV fica localizada próxima à subestação de 138 kV da CELESC, no acesso do bairro Campeche, município de Florianópolis, no Estado de Santa Catarina, conforme mostra a Figura 31.

Figura 31 - Localização



Fonte: Google (2018).

A localização da Subestação Desterro no Bairro Campeche foi definida devido ao trajeto da linha de transmissão que interliga a Subestação Biguaçu à Subestação Desterro e, também, pela acessibilidade oferecida pelo local em relação à manutenção, ao monitoramento e à segurança.

A Linha de Transmissão Biguaçu – Desterro é composta por três trechos: trecho aéreo no continente, trecho submarino entre o continente e a ilha e trecho aéreo na ilha.

O traçado da Linha de Transmissão Biguaçu – Desterro foi definido pela Eletrosul, sendo que, para a definição do traçado, foram considerados os trechos aéreos e subterrâneos. Também foram levados em consideração as restrições ambientais, tanto da parte da ilha, quanto da parte continental. A empresa definiu, para o trecho submarino, uma travessia na região denominada Ponta do Cedro, município de Palhoça, e na região da Ponta Caiacanga – Açú, na ilha. O traçado de tal linha de transmissão pode ser observado na Figura 32.

Figura 32 - Esquema da Linha de Transmissão Biguaçu - Desterro



Fonte: LEE et al. (2009).

5.2.2 Configuração final da subestação

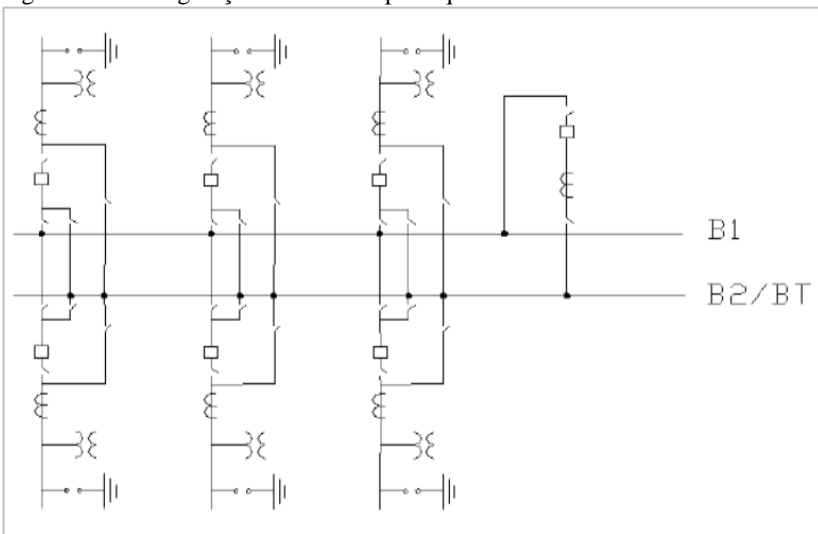
A configuração final da Subestação Desterro será a seguinte:

- 03 módulos de linhas de transmissão de 230 kV;
- 04 módulos de 230 kV de autotransformadores trifásicos de 230/138 kV, de 150 MVA cada;
- 01 módulo de disjuntor de transferência de 230 kV;
- 08 módulos de linhas de transmissão de 138 kV;
- 04 módulos de 138 kV de autotransformadores trifásicos de 230/138 kV, de 150 MVA cada;
- 01 módulo de disjuntor de transferência de 138 kV.

O esquema de manobras dos pátios de 230 kV e de 138 kV é “Barra Dupla a Quatro Chaves”, conforme Anexo A.

A configuração “Barra Dupla a Quatro Chaves”, representada na Figura 33, contém dois barramentos onde cada circuito é conectado através das seccionadoras seletoras de barras, utilizando-se deste modo da configuração em barra dupla. Também há uma chave de by-pass, em paralelo com o disjuntor, fazendo a conexão do circuito diretamente com um dos barramentos, que em caso de emergência ou manutenção do disjuntor pode ser utilizado como barramento de transferência (MARSON, 2017).

Figura 33 - Configuração em barra dupla a quatro chaves



Fonte: Marson (2017).

5.2.3 Configuração da subestação na etapa de implantação

Na etapa de implantação, os seguintes módulos constituem a Subestação:

- 01 módulo de disjuntor 230 kV com seus equipamentos associados, para a saída de linha de Biguaçu 1, com respectivos equipamentos de saída de linha;

- 01 módulo de disjuntor 230 kV com seus equipamentos associados sendo os TPCs de barras, montados nas extremidades destas, para o vão de interligação de barras (transferência);
- 01 módulo de disjuntor 230 kV com seus equipamentos associados, para o autotransformador trifásico ATF1, de 230/138-13,8 kV, 150 MVA, com respectivos equipamentos de proteção de autotransformador;
- 01 autotransformador trifásico ATF1, de 230/138-13,8 kV, 150 MVA;
- Barras P1 e P2 de 230 kV, com extensão de 02 vãos;
- Instalação de 08 pilares duplos de concreto de 230 kV, com 18,00 m de altura fora do solo;
- Instalação de 05 vigas de concreto de 230 kV de ancoragem dos barramentos superiores, com 15,00 m de comprimento;
- Instalação de 04 vigas de concreto de 230 kV de fixação de contatos de seccionador de abertura vertical reverso, com 15,00 m de comprimento;
- Instalação de 24 cadeias de isoladores de 230 kV;
- Instalação de 19 suportes de concreto para uma coluna de isolador de pedestal de 230 kV, para suporte dos barramentos inferiores com 5,50 m de altura;
- Instalação de 12 suportes de concreto para colunas de isoladores de pedestal de 230 kV, para suporte dos barramentos intermediários de 8,60 m de altura;
- 01 módulo de disjuntor 138 kV com seus equipamentos associados, para o autotransformador trifásico ATF1, de 230/138-13,8 kV, 150 MVA, com respectivos equipamentos de proteção de trafo;
- 01 módulo de disjuntor 138 kV com seus equipamentos associados, para a saída de linha Ilha - Sul, com respectivos equipamentos de saída de linha;
- 01 módulo de disjuntor 138 kV com seus equipamentos associados, para a saída de linha Trindade, com respectivos equipamentos de saída de linha;
- 01 módulo de disjuntor 138 kV com seus equipamentos associados, inclusive TPCs de barras, para o vão de interligação de barras (transferência);
- Barras P1 e P2 de 138 kV, com extensão de 03 vãos;
- Instalação de 11 pilares de concreto de 138 kV, com 13,50 m de altura fora do solo;

- Instalação de 08 vigas de concreto de 138 kV de ancoragem dos barramentos superiores, com 10,00 m de comprimento;
- Instalação de 39 cadeias de isoladores de 138 kV;
- Instalação de 16 suportes de concreto com uma coluna de isolador de pedestal de 138 kV, para barramento inferior com 4,40 m de altura;
- Instalação de 08 suportes de concreto com três colunas de isoladores de pedestal de 138 kV, para barramento intermediário de 6,90 m de altura.
- Conjunto de Equipamentos, Painéis de CA e CC, Baterias, Retificadores, Gerador Diesel, e outros equipamentos, que vão compor o Sistema de Serviços Auxiliares da SE Desterro.

A configuração da Subestação na etapa de implantação é apresentada no Anexo A e no Anexo B.

A Subestação Desterro 230/138 kV foi concebida com Sistema Digital de Supervisão e Controle, possuindo um posto de operação na sala de controle e um posto remoto de operação. Na maior parte do tempo, a subestação se encontra não assistida de operadores locais, sendo telecontrolada a partir do seu posto remoto na Subestação Palhoça. O posto de controle convencional serve para operação local da subestação em situações de indisponibilidade do Sistema Digital de Supervisão e Controle.

A Tabela 1 apresenta os principais equipamentos e sistemas instalados na subestação, na etapa de implantação.

Tabela 1 - Equipamentos e sistemas da etapa de implantação

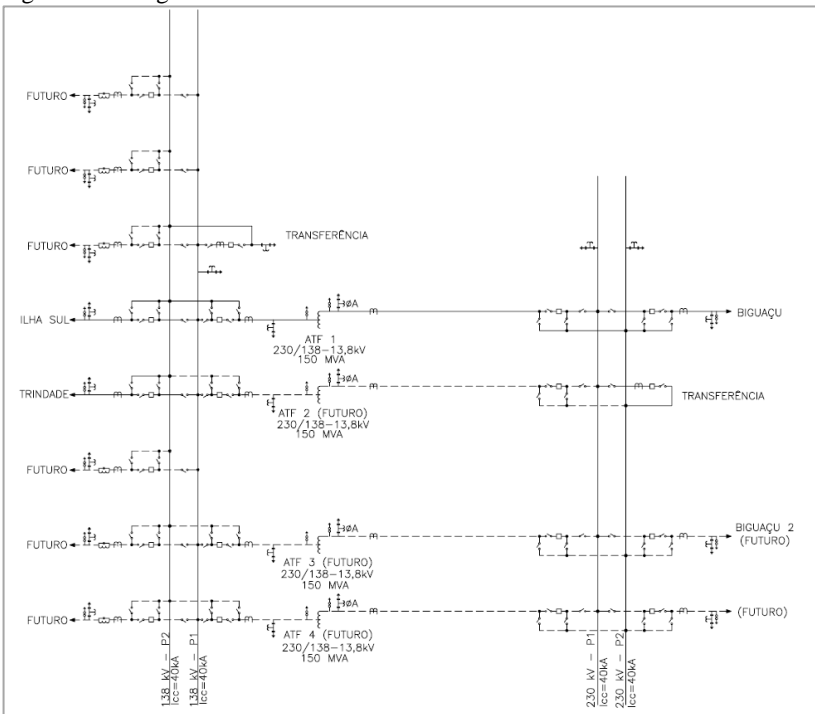
Equipamento / Sistema	Quantidades
Autotransformadores Trifásicos: 230/138 - 13,8 kV, 150 MVA	01
Disjuntores	
de 242 kV	03
de 145 kV	04
Secionadoras	
de 242 kV, tipo AVS	06
de 242 kV, tipo AVR-A	01
de 242 kV, tipo AVR-B	03
de 145 kV, tipo AVS	08
de 145 kV, tipo AVR-A	02
de 145 kV, tipo AVR-B	04
Transformadores de Corrente	
de 242 kV	09
de 145 kV	09
de 145 kV com Medição de Faturamento	03
Transformadores de Potencial Capacitivo	
de 242 kV	10
de 145 kV	12
de 145 kV com Medição de Faturamento	03
Para-raios	
de 228kV	03
de 192 kV	03
de 120 kV	09
Sistema de Proteção LT de 230 kV	01
Sistema de Proteção LT de 138 kV	02
Sistema de Proteção ATF de 230 kV, 150 MVA	01
Sistema de Proteção de Barras de 230 kV	01
Sistema de Proteção de Barras de 138 kV	01
Sistema de Proteção de Falha de Disjuntores de 230 kV	01
Sistema de Proteção de Falha de Disjuntores de 138 kV	01
Sistema Digital de Supervisão e controle (SDSC)	01
Sistema de Controle Convencional Reduzido	01
Sistemas de Registro Digital de Perturbações	01
Sistema de Telecomunicações e de Comunicação	01
Central Telefônica, Rede Telefônica e DG	01
Sistema de Serviços Auxiliares de 48 Vcc para Telecomunicações	01
Sistema de Serviços Auxiliares de 125 Vcc	01
Sistema de Serviços Auxiliares de CA	01
Sistema de Medição de Faturamento	03

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

5.2.4 Arranjo físico da subestação

O esquema de manobras “Barra Dupla a Quatro Chaves”, padronizado pela Eletrosul, é formado basicamente por um grupo constituído de disjuntor, respectiva seccionadora isoladora, seccionadora de *by-pass* do disjuntor e seccionadoras seletoras de barra, dos tipos abertura vertical e vertical reversa, instalados externamente às barras, ou sob as barras, para os seletores. O esquema de manobra adotado para a Subestação Desterro é representado pelo diagrama unifilar da Figura 34.

Figura 34 - Diagrama unifilar



Fonte: Eletrosul (2018).

Os equipamentos para instrumentos de medição e proteção de surtos próprios de cada circuito externo, transformadores de corrente, transformadores de potencial capacitivo e para-raios, estão localizados, para um lado ou para o outro, externamente aos grupos anteriormente citados.

O arranjo é composto por três níveis de barramentos:

- Os barramentos de nível inferior, que fazem as conexões entre disjuntores, transformadores de corrente e de potencial capacitivo, para-raios e seccionadoras isoladoras, seletoras e de *by-pass*, bem como as conexões aos barramentos intermediário e superior;
- Os barramentos de nível intermediário, que equivalem às barras;
- Os barramentos de nível superior, que fazem as conexões de *by-pass* de disjuntores e de interligação as seccionadoras seletoras de barra.

O arranjo físico da Subestação na etapa de implantação é apresentado no Anexo B.

5.2.5 Requisitos de projeto

Para elaboração dos projetos executivos, incluindo todas as especialidades, civil, estrutural, mecânico, eletromecânico, auxiliares, elétrico, comunicações, entre outros, os padrões existentes da Eletrosul, assim como os procedimentos de rede estabelecidos pelo ONS e aprovados pela ANEEL, precisaram ser rigorosamente respeitados.

5.2.6 Limites operacionais a regime permanente do sistema de transmissão da Eletrosul

Os limites operacionais a regime permanente do sistema de transmissão da Eletrosul são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Limites operacionais a regime permanente

Característica	Especificação
Tensão nominal	230 e 138 kV
Faixa operativa	
Regime permanente	0,95 - 1,05 pu
Em emergência	0,90 - 1,05 pu
Frequência nominal	60 ± 0,5 Hz
Potência de curto-circuito máxima dos setores de 230 kV e de 138 kV, para dimensionamento da malha de terra	40 kA
Corrente de curto-circuito máxima dos setores 230 kV e 138 kV, a ser usada em dimensionamentos eletromecânicos	40 kA

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

5.3 ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DA SUBESTAÇÃO DESTERRO

A seguir serão apresentadas as especificações técnicas dos equipamentos instalados na etapa de implantação da Subestação Desterro. Em cada tabela é apresentada a norma respeitada na especificação do equipamento instalado.

5.3.1 Transformador de força

O objetivo de um transformador de força (Figura 35) é transformar a tensão de um sistema em outra tensão, possibilitando o acoplamento entre circuitos de tensões diferentes.

Figura 35 - Transformador de força



Fonte: Schreiber Engenharia (2015).

O transformador de força da subestação Desterro 230/138 kV foi dimensionado seguindo as recomendações da ABNT NBR 5356:1993. Suas características são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3 - Especificações do autotransformador

Característica	Especificação
Potência alta tensão	100000 / 125000 / 150000 kVA
Potência baixa tensão	100000 / 125000 / 150000 kVA
Terciário	30000 / 40000 / 50000 kVA
Resfriamento	ONAN / ONAF / ONAF
Norma	NBR 5356/93
Fases	3
Frequência	60 Hz
Polaridade	Subtrativo
Tipo	HC / OP / OPTLAR-D
Tensão Suportável Nominal à Frequência Industrial	
Alta tensão	34
Baixa tensão	34
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	
Alta tensão	850
Baixa tensão	550
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	
Alta tensão	650
Baixa tensão	334
Elevação de temperatura : Enrolamentos	65°C
Elevação de temperatura : Óleo	65°C
Identificação do óleo	NAFTÊNICO - TIPO NYNAS 11GBX-US
Nível de ruído	83 dB (A)

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

5.3.2 Disjuntores

Os disjuntores (Figura 36) são equipamentos que têm a função de interromper ou estabelecer corrente nos circuitos, além de manobrar correntes de carga e proteger o sistema de correntes de curto-circuito.

Figura 36 - Disjuntor



Fonte: Schreiber Engenharia (2015).

Os disjuntores dos pátios de 230 e 138 da subestação Desterro 230/138 kV foram especificados com base na ABNT NBR IEC 62271-100. Suas características são apresentadas na Tabela 4 e na Tabela 5.

Tabela 4 - Especificações do disjuntor 230 kV

Característica	Especificação
Tipo	200-SFM-40S
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	245 kV
Corrente nominal	3150 A
Corrente de estabelecimento	100 kA
Corrente de curta duração	40 kA / 3 s
Fator de primeiro polo	1,5
Capacidade de interrupção nominal em curto-circuito	40 kA
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	1050 kV
Tensão suportável nominal à frequência industrial	530 kV
Corrente nominal de abertura de linhas em vazio	125 A
Pressão do gás SF6 (a 20°C) (Nom. / Alarme / Bloq.)	8 / 7,3 / 6,8 Kg/cm ² .rel
Tensão dos circuitos de fechamento e abertura	90-140V cc / 70-140V cc
Tensão nominal do motor	220 V, 60 Hz
Tempo de interrupção nominal	50 ms
Tensão e frequência nominal do circuito auxiliar	220 V, 60 Hz
Seq. nominal de operação	0-0,3s-CO-3 min-CO
Peso do gás	24 kg
Peso por polo	800 kg
Peso total c/ gás	2400 kg
Tipo Construtivo	Isolado a SF6
Norma	IEC-62271-100

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 5 - Especificações do disjuntor 138 kV

Característica	Especificação
Tipo	120-SFM-32B
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	145 kV
Corrente nominal	3150 A
Corrente de estabelecimento	80 kA
Corrente de curta duração	31,5 kA / 3 s
Fator de primeiro polo	1,5
Capacidade de interrupção nominal em curto-circuito	31,5 kA
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	650 kV
Tensão suportável nominal à frequência industrial	275 kV
Pressão do gás SF6 (a 20°C) (Nom. / Alarme / Bloq.)	6 / 5,5 / 5 Kg/cm ² .rel
Tensão dos circuitos de fechamento e abertura	90-140V cc / 70-140V cc
Tensão nominal do motor	220 V, 60 Hz
Tempo de interrupção nominal	3 ciclos
Tensão e frequência nominal do circuito auxiliar	220 V, 60 Hz
Seq. nominal de operação	0-0,3s-CO-3 min-CO
Peso do gás	7,5 kg
Peso por polo	820 kg
Peso total c/ gás	2460 kg
Tipo Construtivo	Isolado a SF6
Norma	IEC-62271-100

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

5.3.3 Chaves seccionadoras

As chaves seccionadoras fazem o isolamento físico e visual das partes energizadas. A subestação Desterro possui dois tipos de seccionadoras: a seccionadora de abertura vertical e a seccionadora semipantográfica vertical.

A seccionadora de abertura vertical, que pode ser observada na Figura 37, possui três colunas isoladoras e é formada por dois isoladores tipo suporte e um isolador rotativo, quando usa tensões superiores à 145 kV.

Figura 37 - Seccionadora de abertura vertical



Fonte: Schreiber Engenharia (2015).

As seccionadoras de abertura vertical dos pátios de 230 e 138 da subestação Desterro foram especificadas com base na ABNT NBR 6935:1965. Suas características são apresentadas na Tabela 6 e na Tabela 7.

Tabela 6 - Especificações da seccionadora de abertura vertical 230kV

Característica	Especificação
Tipo	AV-400
Norma / ano	NBR 6935 / 1985
Tensão nominal (Eficaz)	242 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	950 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	395 kV
Frequência nominal	60 Hz
Corrente nominal	2000 A
Corrente suportável nominal de curta duração (eficaz) / tempo	40/3 kA/s
Valor de crista da corrente suportável (crista)	100 kA
Massa do polo	700 kg
Massa total	2100 kg

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 7 - Especificações da seccionadora de abertura vertical 138 kV

Característica	Especificação
Tipo	AV-300
Norma / ano	NBR 6935 / 1985
Tensão nominal (Eficaz)	145 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	650 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	275 kV
Frequência nominal	60 Hz
Corrente nominal	1250 A
Corrente suportável nominal de curta duração (eficaz) / tempo	31,5/3 kA/s
Valor de crista da corrente suportável (crista)	80 kA
Massa do polo	450 kg
Massa total	1350 kg

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

A seccionadora semipantográfica vertical, que pode ser observada na Figura 38, é bastante usada em transferência de barras. Tem-se muitas variações deste tipo de seccionadoras, como exemplo, o contato móvel ser com pinças ou com tipo pino.

Figura 38 - Seccionadora semipantográfica vertical



Fonte: Schreiber Engenharia (2015).

As seccionadoras semipantográficas verticais dos pátios de 230 e 138 da subestação Desterro tiveram suas especificações baseadas na ABNT NBR 6935:1965. Suas características são apresentadas na Tabela 8 e na Tabela 9.

Tabela 8 - Especificações da seccionadora semipantográfica vertical 230 kV

Característica	Especificação
Tipo	SPV-3
Norma / ano	NBR 6935 / 1965
Tensão nominal (Eficaz)	242 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	950 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	395 kV
Frequência nominal	60 Hz
Corrente nominal	2000 A
Corrente suportável nominal de curta duração (eficaz) / tempo	40/3 kA/s
Valor de crista da corrente suportável (crista)	100 kA
Massa do polo	750 kg
Massa total	2250 kg

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 9 - Especificações da seccionadora semipantográfica vertical 138 kV

Característica	Especificação
Tipo	SPV-3
Norma / ano	NBR 6935 / 1985
Tensão nominal (Eficaz)	145 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	650 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	275 kV
Frequência nominal	60 Hz
Corrente nominal	1250 A
Corrente suportável nominal de curta duração (eficaz) / tempo	31,5/3 kA/s
Valor de crista da corrente suportável (crista)	75 kA
Massa do polo	500 kg
Massa total	1500 kg

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

5.3.4 Transformadores de corrente

Os transformadores de corrente (Figura 39) são equipamentos que permitem o funcionamento dos dispositivos de medição e proteção até quando suas correntes nominais não correspondem à corrente de carga nominal do circuito ao qual estão ligados. Transformam correntes primárias em correntes compatíveis com o sistema de proteção e medição.

Figura 39 - Transformador de corrente



Fonte: Schreiber Engenharia (2015).

Os transformadores de corrente da subestação Desterro 230/138 kV foram dimensionados seguindo as recomendações da ABNT NBR IEC 44-1 e da ABNT NBR IEC 44-6. Suas características são apresentadas na Tabela 10 e na Tabela 11.

Tabela 10 - Especificações do transformador de corrente 230 kV

Característica	Especificação
Tipo	IMBE 245 A4
Norma / ano	IEC 44-1 / IEC 44-6
Tensão máxima	245 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	950 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	395 kV
Frequência nominal	60 Hz
F.t. (600 / 800 / 1000 / 1200 / 1600 A)	1,5 pu
F.t. (2000 A)	1,2 pu
Corrente suportável nominal de curta duração (eficaz) / tempo	40 kA/s
Valor de crista da corrente suportável (crista)	100 kA
Classe do núcleo	TPY
Uso	Exterior

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 11 - Especificações do transformador de corrente 138 kV

Característica	Especificação
Tipo	IMBE 145 A4
Norma / ano	IEC 44-1 / IEC 44-6
Tensão máxima	145 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	650 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	275 kV
Frequência nominal	60 Hz
F.t.	1,3 pu
Corrente suportável nominal de curta duração (eficaz) / tempo	20 kA/s
Valor de crista da corrente suportável (crista)	50 kA
Classe do núcleo	TPY
Uso	Exterior

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

5.3.5 Transformadores de potencial capacitivo

Os transformadores de potencial (Figura 40) possibilitam a medição de tensão em sistemas superiores à 600 V, sendo que seu objetivo é isolar o circuito de baixa tensão do circuito de alta tensão e reproduzir os efeitos transitórios e regime permanente. Transformam tensões primárias em tensões compatíveis com o sistema de proteção e medição.

Figura 40 - Transformador de potencial capacitivo



Fonte: Schreiber Engenharia (2015).

Os transformadores de corrente dos pátios de 230 e 138 da subestação Desterro foram especificados com base na ABNT NBR ANSI C93.1. Suas características são apresentadas na Tabela 12 e na Tabela 13.

Tabela 12 - Especificações do transformador de potencial capacitivo 230 kV

Característica	Especificação
Tipo	230H
Norma / ano	ANSI C93.1 / 1999
Norma / ano	ABNT NBR 6855 / 1992
Tensão nominal (Eficaz)	230 kV
Tensão máxima	245 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	950 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	395 kV
Frequência nominal	60 Hz
F.t.	1,2 / 1,5 pu
Tensão primária	230000 / $\sqrt{3}$ V
Potência térmica	1000 VA
Carga de exatidão simultânea	150 VA
Capacitância total	7500 pF
Massa total	397 kg
Uso	Exterior

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 13 - Especificações do transformador de potencial capacitivo 138 kV

Característica	Especificação
Tipo	138H
Norma / ano	ABNT ANSI C93.1
Tensão nominal (Eficaz)	138 kV
Tensão máxima	145 kV
Tensão suportável nominal de impulso atmosférico	650 kV
Tensão suportável nominal de impulso de manobra	-
Tensão de frequência industrial durante 1 minuto a seco e sob chuva	275 kV
Frequência nominal	60 Hz
F.t.	1,2 / 1,5 pu
Tensão primária	138000 / $\sqrt{3}$ V
Potência térmica	1000 VA
Carga de exatidão simultânea	150 VA
Capacitância total	5030 pF
Massa total	329 kg
Uso	Exterior

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

5.3.6 Para-raios

Estes equipamentos tem a função de diminuir o nível de sobretensão a valores toleráveis pelos sistemas elétricos, com a finalidade de proteger os sistemas dos surtos de tensão, de origem interna ou externa. Os surtos de origem interna ocorrem durante as manobras com chaves seccionadoras e disjuntores, enquanto que, os de origem externa, devido a descargas atmosféricas.

Os para-raios dos pátios de 230 e 138 kV da subestação Desterro foram especificados com base na ABNT NBR IEC 60099-4:2001. As características dos para-raios de entrada de linha que se encontram no setor de 230 kV estão representadas na Tabela 14, as de alta tensão nos autotransformadores na Tabela 15, as de baixa tensão nos autotransformadores na Tabela 16 e as de saída de linha, na Tabela 17.

Tabela 14 - Para-raios na entrada de linha 230 kV

Característica	Especificação
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	228 kV
Tensão de operação contínua	182 kV
Tensão de referência	248 kV
Classe de descarga linha	4
Corrente nominal descarga ($8 / 20 \cdot 10^{-6}$ S)	20 kA (pico)
Massa total da unidade completa	208 kg
Classe de alívio de sobrepressão	40 kA
Momento cantilever nominal na base	12500 Nm
Tensão residual 20 kA ($8 / 20 \cdot 10^{-6}$ S)	590 kV
Corrente de referência	5 mA

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 15 - Para-raios na alta tensão do autotransformador

Característica	Especificação
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	192 kV
Tensão de operação contínua	154 kV
Tensão de referência	209 kV
Classe de descarga linha	4
Corrente nominal descarga ($8 / 20 \cdot 10^{-6}$ S)	20 kA (pico)
Massa total da unidade completa	200 kg
Classe de alívio de sobrepressão	40 kA
Momento cantilever nominal na base	12500 Nm
Tensão residual 20 kA ($8 / 20 \cdot 10^{-6}$ S)	496 kV
Corrente de referência	5 mA

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 16 - Para-raios na baixa tensão do autotransformador

Característica	Especificação
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	120 kV
Tensão de operação contínua	96 kV
Tensão de referência	127,2 kV
Classe de descarga linha	3
Corrente nominal descarga (8 / 20 10 ⁻⁶ S)	10 kA (pico)
Massa total da unidade completa	36 kg
Classe de alívio de sobrepressão	20 kA
Momento cantilever nominal na base	4000 Nm
Tensão residual 10 kA (8 / 20 10 ⁻⁶ S)	288 kV
Corrente de referência	3 mA

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

Tabela 17 - Para-raios na saída de linha 138 kV

Característica	Especificação
Frequência nominal	60 Hz
Tensão nominal	123 kV
Tensão de operação contínua	98 kV
Tensão de referência	-
Classe de descarga linha	3
Corrente nominal descarga (8 / 20 10 ⁻⁶ S)	10 kA (pico)
Massa total da unidade completa	88 kg
Classe de alívio de sobrepressão	40 kA
Momento cantilever nominal na base	6500 Nm
Tensão residual 20 kA (8 / 20 10 ⁻⁶ S)	-
Corrente de referência	-

Fonte: Eletrosul, adaptado pelo autor (2018).

6 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo geral avaliar as características da implantação da Subestação de Desterro 230/138 kV, abordando, principalmente, os equipamentos e suas especificações técnicas.

Para alcançar tal objetivo, foi realizado o levantamento de informações sobre a implantação da subestação de Desterro 230/138 kV, analisando e descrevendo as principais características da subestação, bem como seus equipamentos especificados.

Com base em tudo o que foi feito, pode-se inferir que a subestação de Desterro 230/138 kV, na sua fase de implantação, passou por diversos tipos de estudo, nas mais diversas áreas: civil, estrutural, mecânica, eletromecânica, auxiliares, elétrica, comunicações, entre outras. A partir de tais estudos, definiu-se a configuração final da subestação, levando em conta o suprimento e o abastecimento de energia elétrica.

Com base na comparação dos equipamentos instalados com as normas pertinentes pode-se concluir que, as especificações dos equipamentos da subestação foram realizadas atendendo às exigências das normas técnicas aplicáveis e vigentes no período da implantação da subestação, obedecendo os critérios mínimos de especificação de cada equipamento e, desta maneira, especificando equipamentos de boa qualidade e alta confiabilidade.

Fundamentado no estudo realizado por meio das informações obtidas da subestação Desterro 230/138 kV, pode-se verificar a sua funcionalidade em relação ao seu objetivo principal, que era o reforço do sistema elétrico que abastece a parte insular do município de Florianópolis.

Também foi possível, por meio desse trabalho, obter conhecimento sobre as subestações, desde suas classificações até o seu controle e proteção, cooperando, desta forma, com o preparo do autor para o mercado de trabalho, visto que tal tema é pouco abordado durante a graduação.

Em suma, o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho foram alcançados.

Sugere-se, para futuros trabalhos, um estudo do arranjo eletromecânico dos pátios 230 e 138 kV, assim como o estudo dos sistemas de proteção, sistemas de supervisão e controle, sistemas de aterramento e sistemas de proteção contra descargas atmosféricas.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5419**: Proteção de estruturas contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro, 2005.

_____. **NBR 6935**: Seccionador, chaves de terra e aterramento rápido – Especificações. Rio de Janeiro, 1985.

_____. **NBR 6856**: Transformador de corrente. Rio de Janeiro, 2015.

_____. **NBR 6855**: Transformador de potencial indutivo. Rio de Janeiro, 2009.

DUALIBE, P. **Subestações**: Tipos, equipamentos e proteção. [S.l.]: Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca, 1999.

D'AJUZ, A. et al. **Equipamentos Elétricos**: Especificação e aplicação em subestações de alta tensão. Rio de Janeiro: Furnas, 1985.

FRONTIN, S. O. et al. **Equipamentos de alta tensão**: Prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas. Brasília: Teixeira, 2013.

GONÇALVES, R. M. **Guia de projeto para subestações de alta tensão**. 2012. 108 f. Monografia - Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

LEE, W. J. et al. **Projeto de linha de transmissão submarina Biguaçu – Desterro em 230 kV**. Puerto Iguazú: CIGRÉ XIII/PI-B1-01, 2009.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações elétricas industriais**. Rio de Janeiro: LTC, 1997.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de equipamentos elétricos**. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MARSON, J.P. **Metodologia de análise de arranjo de barras em subestação de alta tensão**. 2017. 92 f. Monografia - Curso de Engenharia Elétrica com Ênfase em Eletrônica, Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

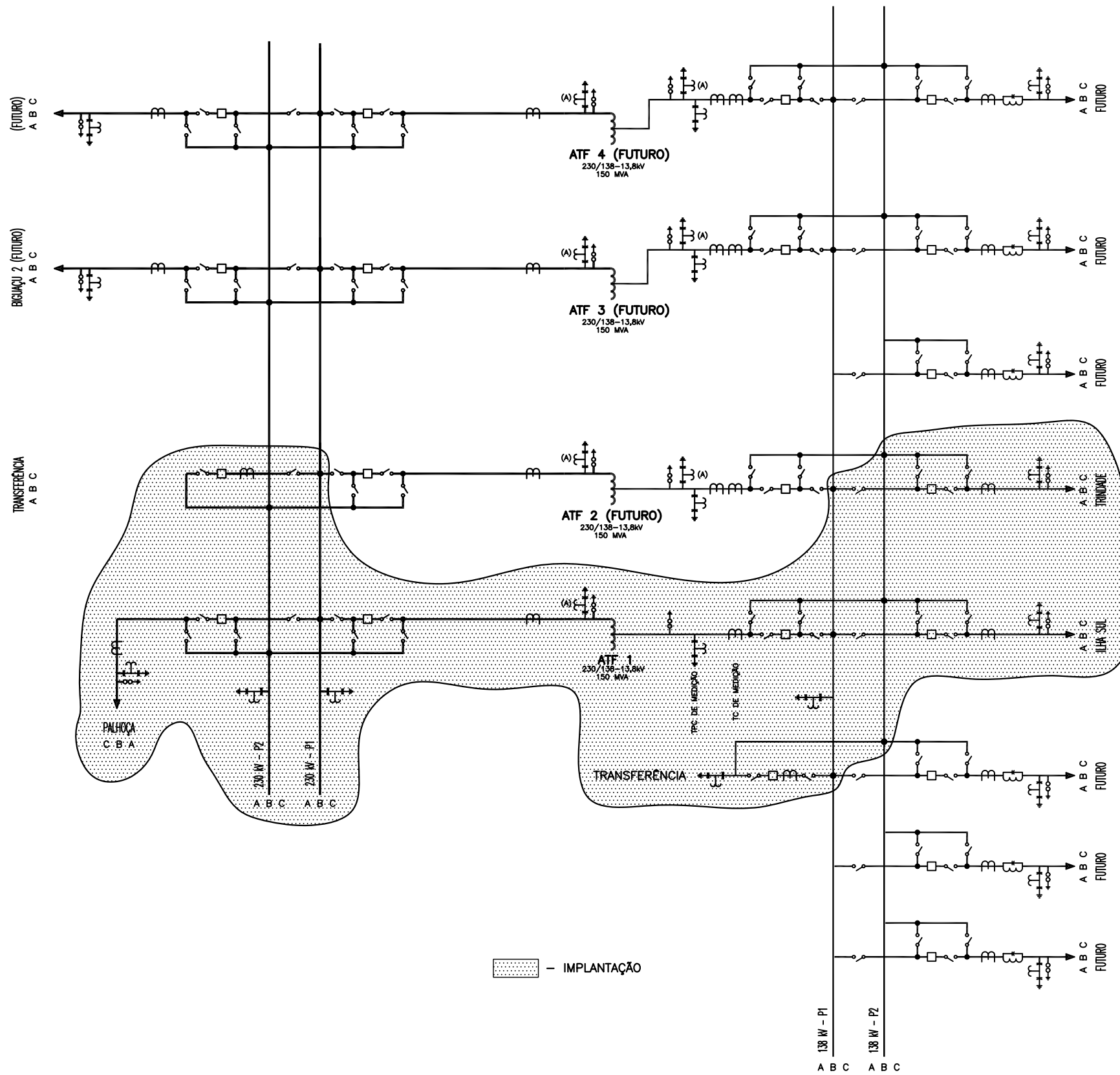
MUNDO DA ELÉTRICA. **Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potencia (SEP)**. Disponível em:<<https://www.mundodaeletrica.com.br/um-pouco-mais-sobre-o-sistema-eletrico-de-potencia-sep/>>. Acesso em: 20 de setembro de 2018.

MUZI, G. L. C. O. **Subestações elétricas**. 2012. 108 f. Monografia - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012.

SILVA, R. et al. **Sensoriamento de Fechamento de Chaves Seccionadoras Utilizando Sensores Ópticos**. Rio de Janeiro: XIX SNPTEE, 2007.

VIEIRA E VARELA. **Transformadores de corrente**. Disponível em:<http://www.vieiraevarela.com.br/arquivos/Apostila%20TC%20_TI_POS%20DE%20TC_.pdf>. Acesso em: 20 de outubro de 2018.

ANEXO A – Diagrama Unifilar Simplificado da SE Desterro



DES. No. S104-604-001

DESENHOS DE REFERÊNCIA	NOTAS

--	--

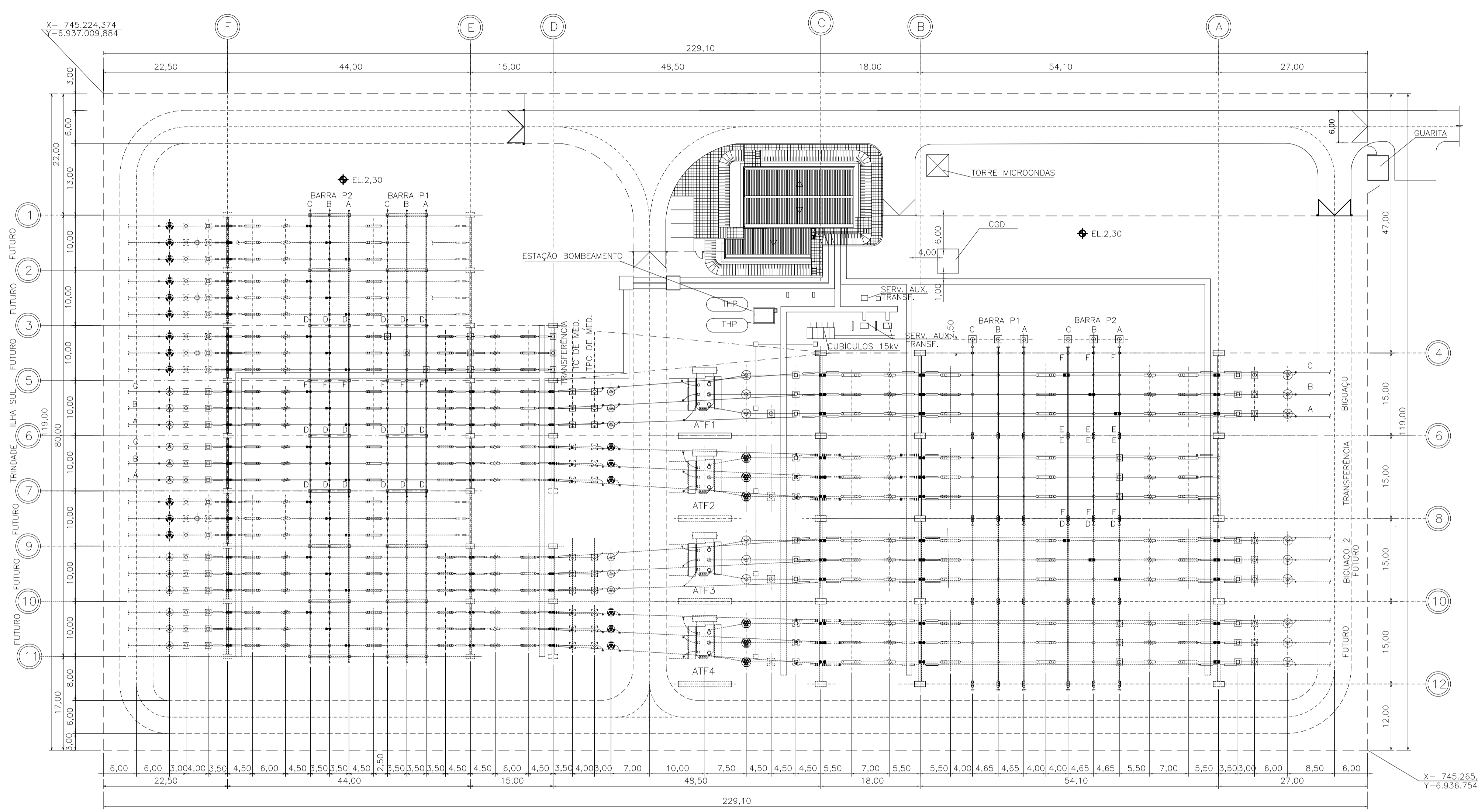
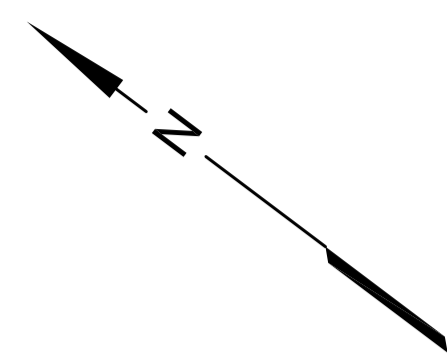
APROVAÇÃO	DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DO SISTEMA - DES
DATA:	DATA
	PROJETADO: DES/DVES/SESES/DOMINGOS
	DESENHADO: SÉRGIO MURILO
	CONFERIDO:
ELETROSUL	APROVADO:

No.	DISCRIMINAÇÃO DAS REVISÕES	DATA	CONF.	DATA	APROV.
ELETROSUL CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. SISTEMA ELETROSUL					
SUBESTAÇÃO FLORIANÓPOLIS - ILHA 230/138kV					
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO					
S/ ESCALA	DES. No. S104-604-001	R- 0	FL. -		

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA ELETROSUL - NÃO PODE SER TRANSFERIDO OU USADO PARA OUTROS FINS SEM AUTORIZAÇÃO ESCRITA

No. DE REGISTRO - ANO 2000

ANEXO B – Arranjo Geral da SE Desterro



PLANTA

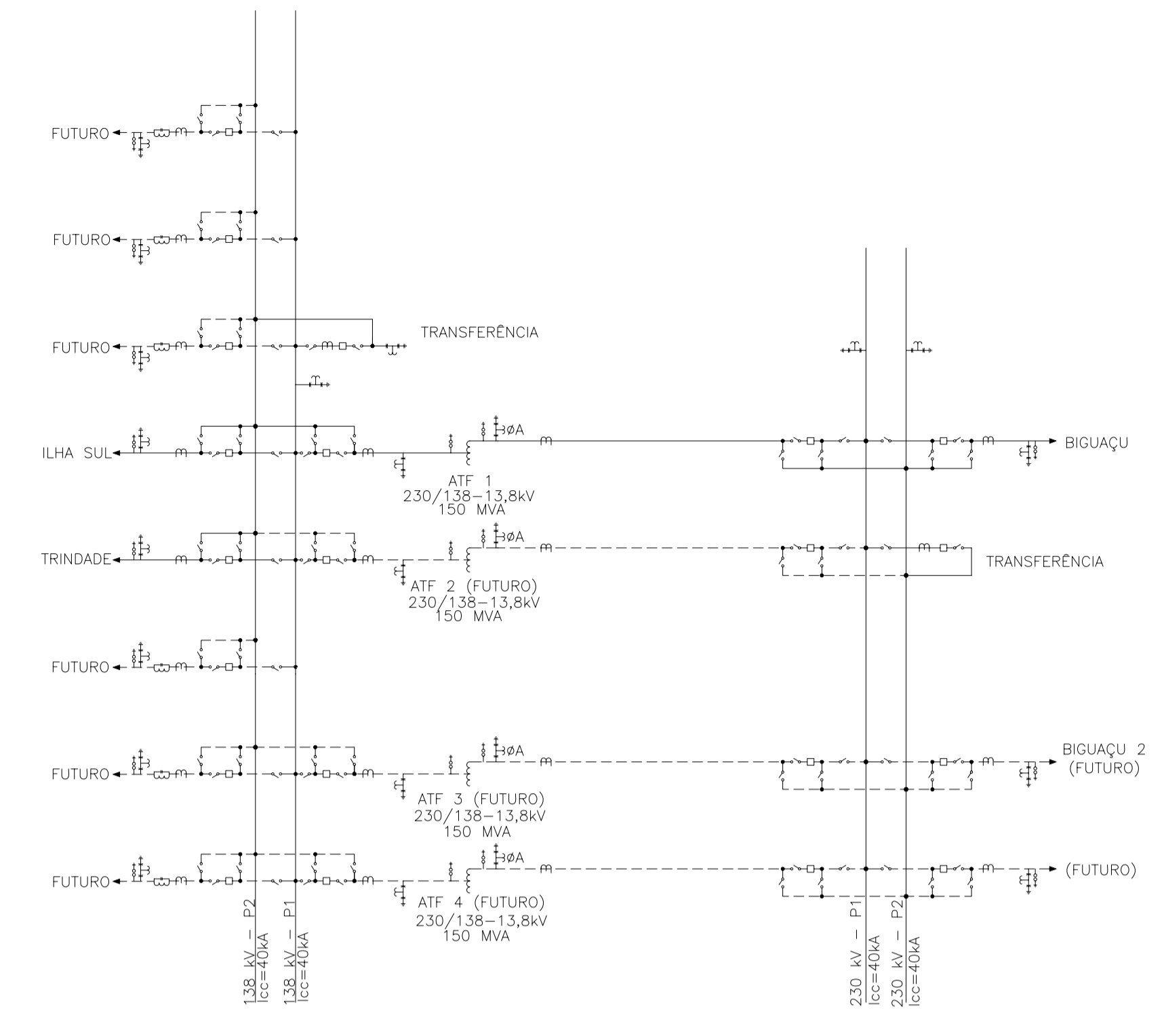
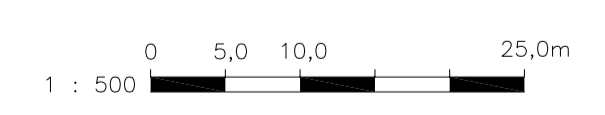


DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

LEGENDA:

- AUTOTRANSFORMADOR 230/138-13,8kV
- DISJUNTOR
- SECCIONADOR DE ABERTURA VERTICAL
- SECCIONADOR DE ABERTURA VERTICAL REVERSA
- TRANSFORMADOR DE CORRENTE
- TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO
- BOBINA DE BLOQUEIO
- PARA-RAIOS
- ISOLADOR DE PEDESTAL
- ISOLADOR DE PEDESTAL DUPLO
- ESTRUTURA DE CONCRETO
- CERCA DE ÁREA ENERGIZADA
- VIA DE CIRCULAÇÃO PAVIMENTADA
- VIA DE CIRCULAÇÃO NÃO PAVIMENTADA



DES. No. S104-705-002

DESENHOS DE REFERÊNCIA
 S104-704-001 - DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO GERAL
 S104-705-001 - PLANTA DE LOCALIZAÇÃO

NOTAS
 1 - DIMENSÕES EM METRO.
 2 - PARA LOCALIZAÇÃO VER DESENHO N° S104-705-001.
 3 - DISTÂNCIAS MÍNIMAS METAL A METAL: 230kV - 2,30m FASE-FASE E 1,80m FASE-TERRA
 138kV - 1,70m FASE-FASE E 1,20m FASE-TERRA

APROVAÇÃO	ENGEVIX	
PROJETADO:	PTC/BAM/MBA	OUT/05
DESENHADO:	CMS	OUT/05
CONFERIDO:	OT	OUT/05
APROVADO:	PSFS	OUT/05
ELETROSUL	No. ENGEVIX: 8882/SE-5E-DE-0002	

1	APROVADO CONFORME DEEC-520/07 DE 31/05/07	JUN/07	OT	JUN/07	PSFS
No.	DISCRIMINAÇÃO DAS REVISÕES	DATA	CONF.	DATA	APROV.
ELETROSUL Centrais Elétricas S.A. SISTEMA ELETROSUL		SUBESTAÇÃO DESTERRO 230/138 kV - IMPLANTAÇÃO			
PÁTIO DE MANOBRA - SETORES 230/138kV ARRANJO GERAL PLANTA					
ESC. 1:500	DES. No. S104-705-002	R-1	FL. 1/1		

ESTE DESENHO É PROPRIEDADE DA ELETROSUL - NÃO PODE SER TRANSFERIDO OU USADO PARA OUTROS FINS SEM AUTORIZAÇÃO ESCRITA

No. DE REGISTRO - ARQUIVO