

Joseph Issa Estephan

**IMPLANTAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO  
CONECTADA AO SEB: ESTUDO DE CASO SE-CARAJÁS  
230/138/13,8 kV – 2x225 MVA**

Trabalho de Conclusão de Curso (TCC) submetido ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauricio V. F. da Luz, Dr.  
Coorientador: Elia Estephan, Eng.

Florianópolis  
2020

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

Estephan, Joseph

Implantação de uma subestação de alta-tensão conectada ao  
SEB : Estudo de caso SE Carajás 230/138/13,8 kV - 2x225  
MVA / Joseph Estephan ; orientador, Maurício V. F. da Luz,  
coorientador, Elia Estephan, 2020.  
107 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,  
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2020.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Subestações Elétricas. 3.  
Arranjos de Barra. 4. Sistema de Aterramento. 5.  
Equipamentos Elétricos. I. V. F. da Luz, Maurício. II.  
Estephan, Elia. III. Universidade Federal de Santa  
Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Joseph Issa Estephan

**IMPLANTAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DE ALTA TENSÃO  
CONECTADA AO SEB: ESTUDO DE CASO SE-CARAJÁS  
230/138/13,8 kV – 2x225 MVA**

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, 21 de dezembro de 2020.



Documento assinado digitalmente

Jean Viane Leite

Data: 22/12/2020 08:28:51-0300

CPF: 003.474.909-80

---

Prof. Jean Viane Leite, Dr.

Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

**Banca Examinadora:**



Documento assinado digitalmente

Mauricio Valencia Ferreira da Luz

Data: 21/12/2020 17:10:42-0300

CPF: 960.926.969-91

---

Prof. Mauricio Valencia Ferreira da Luz, Dr.

Orientador

Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente

Renato Lucas Pacheco

Data: 21/12/2020 17:15:36-0300

CPF: 341.751.489-49

---

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.

Universidade Federal de Santa Catarina



---

Eng. Felipe Luis Probst, MSc.  
Eletrobras CGT Eletrosul



## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço à minha família: Aos meus pais, Elia Estephan e Rita Issa, por todo o apoio, amor e por estarem ao meu lado em todos os momentos. E aos meus irmãos, Teodora e Christofi, pelos conselhos e também por todas nossas discussões, que me incentivaram a chegar até aqui. Todos eles não pouparam esforços para que eu me sentisse bem, apesar da distância.

Ao professor e orientador Dr. Mauricio Valencia Ferreira da Luz, primeiramente por aceitar me guiar e ajudar na concepção desse trabalho, mas também por sempre buscar ampliar a visão de seus alunos para o mundo além da faculdade, incentivando nosso crescimento profissional e intelectual.

Agradecimento especial aos funcionários e ex-funcionários das empresas CELG-GT, CELG Distribuição S.A. e ENEL-GO, com quem tive contato durante a concepção deste trabalho, por compartilharem seus conhecimentos e experiências que só poderiam ser adquiridos após anos de trabalho na área e que vão muito além do que se encontraria descritos nos livros.

Agradeço a todos meus amigos, sejam aqueles que se foram e em especial aos que permaneceram ao meu lado, mas que independente disso, em algum momento proporcionaram incríveis e inesquecíveis histórias ao longo desses anos de graduação, sem as quais, teria se tornado um período muito mais difícil do que já foi, e que levarei eternamente comigo.

Por fim, agradeço à magnífica cidade de Florianópolis, minha cidade do coração, por ter acolhido tão bem um estudante que percorreu meio país atrás de um sonho.



Many times I've lied,  
Many times I've listened  
Many times I've wondered  
How much there is to know

Many dreams come true,  
And some have silver linings  
I live for my dream,  
And a pocket full of gold

(Jimmy Page & Robert Plant, 1973)





## RESUMO

Este trabalho tem como objetivo servir de referência à introdução do tema de subestações de alta tensão àqueles que se interessem e queiram adquirir mais conhecimento sobre a área. A concepção de uma nova Subestação (SE) é um processo complexo e que demanda altíssimo nível de especialização de todos os profissionais envolvidos. Diante disso, este trabalho trás, de forma expositiva e explicativa, os principais aspectos compreendidos na implantação de um projeto dessa magnitude. Assuntos como: arranjo de barra, escolha do terreno, especificação de equipamentos elétricos, além das etapas da implantação da SE, são retratados ao longo deste trabalho. Por fim, com objetivo de exemplificar os pontos expostos, esses e outros conceitos são demonstrados em um estudo de caso da SE-Carajás.

**Palavras-chave:** Subestação. Equipamentos Elétricos. Alta Tensão.



## **ABSTRACT**

The objective of this study is to serve as a reference to the introduction of the theme of high voltage substations to those who are interested and want to acquire more knowledge about this subject. The design of a new electrical substation is a complex process that requires high level of expertise of the professionals involved. Therefore, this study brings in an expository and explanatory way the main aspects understood in the implementation of a project of this magnitude. Subjects such as: bus arrangement, site selection, specification of electrical equipment and also the stages of the implementation of the substation are described throughout this work. Finally, in order to exemplify the points exposed, these and other concepts are demonstrated in the case of Carajás Substation.

**Keywords:** Substation. Electrical Equipment. High Voltage.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Diagrama do SIN em operação – 2019. ....	30
Figura 2 – Diagrama do SIN planejado – 2029. ....	31
Figura 3 – Ilustração das etapas do sistema elétrico de potência. ....	34
Figura 4 – Diagrama Barra Simples. ....	39
Figura 5 – Diagrama Barra Principal + Transferência. ....	40
Figura 6 – Diagrama Barra Dupla-Disjuntor Simples-5 chaves. ....	41
Figura 7 – Diagrama Barra Dupla com Disjuntor Duplo. ....	42
Figura 8 – Diagrama Barra em Anel Simples. ....	43
Figura 9 – Diagrama Barra Dupla com Disjuntor e Meio. ....	44
Figura 10 – Representação construtiva transformador. ....	46
Figura 11 – Comparação entre Transformador e Autotransformador. ...	47
Figura 12 – Representações de TCs. ....	50
Figura 13 – Comparação entre TPI e TPC. ....	52
Figura 14 – Mecanismo de acionamento do disjuntor. ....	53
Figura 15 – Chave seccionadora com abertura central. ....	54
Figura 16 – Representação construtiva para-raio de ZnO. ....	56
Figura 17 – Mapa de localização do terreno. ....	60
Figura 18 – Autotransformador de Potência 230/138 kV – in loco. ....	64
Figura 19 – Transformador de Potência 138/13,8 kV – in loco. ....	65
Figura 20 – Transformador de Serviços Auxiliares – in loco. ....	66
Figura 21 – Transformador de Corrente 230 kV – in loco. ....	70
Figura 22 – Transformador de Potencial Capacitivo 230 kV – in loco. ...	73
Figura 23 – Disjuntor 230 kV – in loco. ....	76
Figura 24 – Chave Seccionadora 230 kV – in loco. ....	79
Figura 25 – Para-Raios 230 kV – in loco. ....	81
Figura 26 – Banco de Capacitores – in loco. ....	84
Figura 27 – Distribuição de brita no pátio da SE-Carajás. ....	85
Figura 28 – Método do Arranjo de Werner. ....	86
Figura 29 – Croqui de instalação SE-Carajás. ....	87
Figura 30 – Sentidos de medição do solo SE-Carajás. ....	87
Figura 31 – Comparação Solo Real e Solo Estratificado. ....	89
Figura 32 – Estratificação do solo obtida para SE-Carajás. ....	89
Figura 33 – Malha simulada no <i>software TecAt Plus</i> . ....	90
Figura 34 – Perfil do Potencial de Toque SE-Carajás. ....	91
Figura 35 – Perfil do Potencial de Passo SE-Carajás. ....	91
Figura 36 – Vista aérea da SE-Carajás concluída. ....	95
Figura 37 – Medição da Resistência de Aterramento. ....	105
Figura 38 – Ensaio de Tensão de Toque ....	106
Figura 39 – Ensaio da Tensão de Passo. ....	107



## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1- Comparação entre Banco de Transf. 1 $\Phi$  e Transf. 3 $\Phi$ . ..... 49





## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução do sistema de transformação. ....	31
Tabela 2 – Comparação qualitativa entre arranjos. ....	45
Tabela 3 – Resumo do terreno escolhido. ....	60
Tabela 4 – Tensões suportáveis do transformador. ....	63
Tabela 5 - Autotransformador 230/138 kV. ....	64
Tabela 6 - Transformador 138/13,8 kV. ....	65
Tabela 7 - Transformador de Serviços Auxiliares. ....	66
Tabela 8 – Tensões suportáveis do TC. ....	68
Tabela 9 – Tensões e fator térmico do TC. ....	69
Tabela 10 – Transformador de Corrente 230 kV. ....	70
Tabela 11 – Tensões suportáveis do TP. ....	72
Tabela 12 – Fator de sobretensão do TP. ....	72
Tabela 13 – Transformador de Potencial 230 kV. ....	73
Tabela 14 – Tensões suportáveis do disjuntor. ....	75
Tabela 15 – Tempo de interrupção do disjuntor. ....	75
Tabela 16 – Disjuntor 230 kV. ....	76
Tabela 17 – Tensões suportáveis Chave Seccionadora. ....	77
Tabela 18 – Corrente nominal suportáveis Chave Seccionadora. ....	78
Tabela 19 – Seccionadora 230 kV. ....	78
Tabela 20 – Para-Raios 230 kV. ....	81
Tabela 21 – Características de Banco de Capacitores de AT. ....	83
Tabela 22 – Banco de Capacitores 138 kV. ....	83
Tabela 23 – Medição Resistência do Solo – SE-Carajás-230 kV. ....	87
Tabela 24 – Comparação entre valores medidos e calculados. ....	88
Tabela 25 – Valores para malha obtidos em simulação. ....	91
Tabela 26 – Resumo da Malha de Aterramento Instalada. ....	92



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
AT – Alta Tensão  
BT – Baixa Tensão  
CELG-GT – Centrais Elétricas de Goiás: Geração e Transmissão  
ENEL – *Ente Nazionale per l'Energia Elettrica*  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
GD – Geração Distribuída  
IEC – *International Electrotechnical Commission*  
IEV – *International Electrotechnical Vocabulary*  
MME – Ministério de Minas e Energia  
NBR – Norma Brasileira  
ONS – Operador Nacional do Sistema  
PCH – Pequena Central Hidroelétrica  
PDE – Plano Decenal de Expansão Energética  
SE – Subestação  
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro  
SEP – Sistema Elétrico de Potência  
SF<sub>6</sub> – Gás hexafluoreto de enxofre  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
SPCS – Sistema de Proteção Controle e Supervisão  
SPDA – Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas  
TC – Transformador de Corrente  
TP – Transformador de Potencial  
TPC – Transformador de Potencial Capacitivo  
TPI – Transformador de Potencial Indutivo  
Trafo – Transformador de Potência



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO .....</b>	<b>27</b>
1.1	INTRODUÇÃO .....	27
1.2	JUSTIFICATIVA.....	27
1.3	OBJETIVOS .....	28
<b>1.3.1</b>	<b>Objetivo geral.....</b>	<b>28</b>
<b>1.3.2</b>	<b>Objetivos específicos .....</b>	<b>28</b>
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	28
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....</b>	<b>29</b>
2.1	REDE BÁSICA BRASILEIRA .....	29
2.2	SUBESTAÇÃO ELÉTRICA .....	33
<b>2.2.1</b>	<b>Definição .....</b>	<b>33</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Importância .....</b>	<b>33</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Classificação das subestações elétricas.....</b>	<b>35</b>
2.2.3.1	Em relação a função no SEP .....	35
2.2.3.1.1	<i>Elevadora.....</i>	35
2.2.3.1.2	<i>Abaixadora.....</i>	35
2.2.3.1.3	<i>Seccionadora ou Manobra.....</i>	35
2.2.3.1.4	<i>Conversora.....</i>	36
2.2.3.2	Em relação aos níveis de tensão .....	36
2.2.3.3	Em relação ao tipo de instalação .....	36
2.2.3.3.1	<i>SE-Abrigada.....</i>	36
2.2.3.3.2	<i>SE-Ao ar livre.....</i>	37
2.2.3.3.3	<i>SE-Móvel.....</i>	37
2.2.3.4	Em relação ao isolamento .....	37
2.2.3.4.1	<i>Convencional Isolada a Ar.....</i>	37
2.2.3.4.2	<i>Isoladas a Gás SF6 .....</i>	37
2.3	ARRANJO DE BARRA .....	38
<b>2.3.1</b>	<b>Definição .....</b>	<b>38</b>

<b>2.3.2</b>	<b>Importância .....</b>	<b>38</b>
<b>2.3.3</b>	<b>Principais Arranjos.....</b>	<b>38</b>
2.3.3.1	Barra Simples (BS) .....	39
2.3.3.2	Barra Principal e Transferência (BP+T) .....	39
2.3.3.3	Barra Dupla - Disjuntor Simples - 5 chaves (BD-Ds-5ch) ...	40
2.3.3.4	Barra Dupla com Disjuntor Duplo (BD-Dd).....	42
2.3.3.5	Barra em Anel Simples (AN).....	43
2.3.3.6	Barra Dupla com Disjuntor e Meio (BD-D1/2) .....	43
<b>2.3.4</b>	<b>Classificação Qualitativa dos Arranjos.....</b>	<b>44</b>
2.4	PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SE .....	46
<b>2.4.1</b>	<b>Transformador de Potência .....</b>	<b>46</b>
2.4.1.1	Autotransformador de Potência .....	47
2.4.1.2	Banco de Transformadores versus Transformadores 3 $\Phi$ .....	48
<b>2.4.2</b>	<b>Transformador de Corrente .....</b>	<b>49</b>
<b>2.4.3</b>	<b>Transformador de Potencial .....</b>	<b>51</b>
<b>2.4.4</b>	<b>Disjuntor .....</b>	<b>52</b>
<b>2.4.5</b>	<b>Chave Seccionadora.....</b>	<b>54</b>
<b>2.4.6</b>	<b>Para-Raios .....</b>	<b>55</b>
<b>2.4.7</b>	<b>Banco de Capacitores .....</b>	<b>56</b>
2.4.7.1	Capacitor em Derivação.....	56
2.4.7.2	Capacitor Série.....	57
<b>3</b>	<b>CASO SE-CARAJÁS 230/138/13,8 – 2x225 MVA .....</b>	<b>57</b>
3.1	PLANEJAMENTO .....	57
3.2	DEFINIÇÃO DO ARRANJO .....	58
3.3	LOCALIZAÇÃO E ESCOLHA DO TERRENO .....	59
3.4	ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS.....	61
<b>3.4.1</b>	<b>Transformador de Potência .....</b>	<b>61</b>
3.4.1.1	Principais Características .....	61
3.4.1.2	Especificação .....	63

<b>3.4.2</b>	<b>Transformador de Corrente.....</b>	<b>66</b>
3.4.2.1	Principais Características .....	66
3.4.2.2	Especificação .....	70
<b>3.4.3</b>	<b>Transformador de Potencial .....</b>	<b>71</b>
3.4.3.1	Principais Características .....	71
3.4.3.2	Especificação .....	73
<b>3.4.4</b>	<b>Disjuntor .....</b>	<b>74</b>
3.4.4.1	Principais Características .....	74
3.4.4.2	Especificação .....	75
<b>3.4.5</b>	<b>Chave seccionadora.....</b>	<b>77</b>
3.4.5.1	Principais Características .....	77
3.4.5.2	Especificação .....	78
<b>3.4.6</b>	<b>Para-Raios.....</b>	<b>79</b>
3.4.6.1	Principais Características .....	79
3.4.6.2	Especificação .....	81
<b>3.4.7</b>	<b>Banco de Capacitores.....</b>	<b>82</b>
3.4.7.1	Principais Características .....	82
3.4.7.2	Especificação .....	83
3.5	CONSTRUÇÃO.....	84
3.6	SISTEMA DE ATERRAMENTO .....	85
<b>3.6.1</b>	<b>Medição de resistividade do solo.....</b>	<b>86</b>
<b>3.6.2</b>	<b>Dimensionamento e Simulação .....</b>	<b>88</b>
<b>3.6.3</b>	<b>Instalação da Malha e Aferição .....</b>	<b>92</b>
3.7	COMISSIONAMENTO E INSPEÇÃO FINAL .....	93
3.8	INÍCIO DE OPERAÇÃO .....	94
<b>4</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>97</b>
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>99</b>
	<b>APÊNDICE A – Malha de Aterramento SE-Carajás ....</b>	<b>103</b>

<b>ANEXO A – Ensaio de Medição de Resistência e Potenciais da Malha .....</b>	<b>105</b>
---	------------



# 1 INTRODUÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO

## 1.1 INTRODUÇÃO

Nos dias atuais, observa-se que o setor elétrico brasileiro está próximo de sua saturação, resultado de fatores como: o aumento populacional, a expansão dos perímetros urbanos e, principalmente, da imensa demanda de energia exigida pelas indústrias. Além disso, fatores como a entrada crescente das energias renováveis no sistema elétrico brasileiro, o crescente número de PCHs, e o incremento da geração distribuída (GD), bem como a implementação de novas tecnologias, a exemplo dos carros elétricos, intensifica a necessidade de um setor energético bem estruturado e robusto.

Assim, para atender as necessidades energéticas do país, manter o desenvolvimento da indústria, do comércio e atender à demanda energética dos demais setores, é inegável a importância de continuar os investimentos para implantação de novos empreendimentos energéticos, sejam eles ligados à geração, transmissão ou distribuição de energia.

Dentre tais empreendimentos, destacam-se as subestações de energia elétrica, que são essenciais para o bom desempenho do sistema elétrico de potência, fazendo com que a rede elétrica esteja com tensões e carregamentos dentro dos limites regulatórios e atendendo com segurança em regime normal de operação, da forma mais isenta de cortes de carga o quanto possível.

## 1.2 JUSTIFICATIVA

A construção de uma nova subestação elétrica (SE), ou mesmo a expansão ou manutenção de uma instalação já existente, é um processo extremamente complexo que demanda tempo, recursos financeiros e intelectuais. É um empreendimento multidisciplinar que envolve profissionais com alto nível de especialização, para serem capazes de entender e coordenar os processos envolvidos.

Ainda, por questões técnicas, muitas dessas subestações devem ficar próximas aos centros urbanos, por serem estes os chamados centros de carga, e isso redobra a necessidade de um projeto bem feito, visando à redução de seus impactos socioambientais.

## 1.3 OBJETIVOS

### 1.3.1 Objetivo geral

Como objetivo geral, esse trabalho visa servir como introdução àqueles que desejam adquirir conhecimentos e iniciar os estudos na área de subestações elétricas de alta-tensão e sistemas elétricos de potência. Traz de forma expositiva, conceitos e conhecimentos essenciais para concepção de um empreendimento deste porte.

### 1.3.2 Objetivos específicos

São objetivos específicos deste trabalho:

- a) Introduzir conceitos básicos relacionados às subestações e evidenciar a sua importância no transporte de energia;
- b) Demonstrar as etapas do processo de implantação de uma subestação de energia elétrica de alta-tensão conectada ao Sistema Elétrico de Potência (SEP);
- c) Analisar e classificar os arranjos de barra mais usuais nas subestações presentes no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB);
- d) Apresentar os principais equipamentos pertencentes ao pátio de uma SE, bem como as características mais relevantes a serem consideradas na seleção dos mesmos;
- e) Apresentar as etapas práticas para o dimensionamento de um sistema de aterramento.

## 1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi dividido em quatro seções. São elas: introdução, revisão, estudo de caso e conclusão.

A introdução traz a apresentação e a contextualização do trabalho. Na revisão, são apresentados ao leitor definições, termos e noções importantes para a concepção do projeto de uma subestação, além da revisão do setor elétrico brasileiro e um breve panorama socioeconômico do país. O estudo de caso, no capítulo 3, propõe o aprofundamento dos conhecimentos revisados e disserta sobre outros fatores relevantes aplicados no projeto da SE-Carajás, no estado de Goiás. Por fim, na seção 4, tem-se algumas considerações relevantes sobre o tema e recomendações para próximos estudos.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1 REDE BÁSICA BRASILEIRA

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de matrizes múltiplas e de grande porte constituído por quatro subsistemas interconectados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte. É responsável pela produção, transformação e transmissão de energia elétrica entre esses subsistemas, permitindo atender à demanda do mercado com segurança e economia.

A rede básica de transmissão do SIN é composta pela faixa de tensões de 230 kV a 800 kV e, entre suas funções, destacam-se:

- (i) Transmissão da energia gerada pelas usinas para os grandes centros de carga;
- (ii) Integração entre os diversos elementos do sistema elétrico para garantir estabilidade e confiabilidade da rede;
- (iii) Interligação entre as bacias hidrográficas e regiões com características hidrológicas heterogêneas, de modo a otimizar a geração hidrelétrica;
- (iv) A integração energética com os países vizinhos. (EPE, 2019).

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) possui uma série de desafios a serem enfrentados nos próximos anos. Um dos principais será o envelhecimento natural de suas plantas e equipamentos, o que reforça a necessidade de implantação de novos projetos e a revitalização dos antigos, a fim de assegurar o bom funcionamento da rede, a qualidade do fornecimento e os níveis de confiabilidade do sistema.

Outro grande desafio a ser enfrentado é o aumento da complexidade socioambiental para a implantação de grandes projetos de infraestrutura, principalmente quando próximos a grandes cidades, o que acarreta atrasos na execução de obras previamente planejadas e, conseqüentemente, gera grandes problemas elétricos para as regiões que dependeriam deles.

Ainda, outro ponto que vale destacar é o crescimento das fontes de energia com geração intermitente, como é o caso das usinas de energia fotovoltaica e eólica, bem como a popularização da geração distribuída (GD). Tudo isso gera a necessidade de um sistema de transmissão robusto, capaz de suportar as grandes variações provenientes dessas

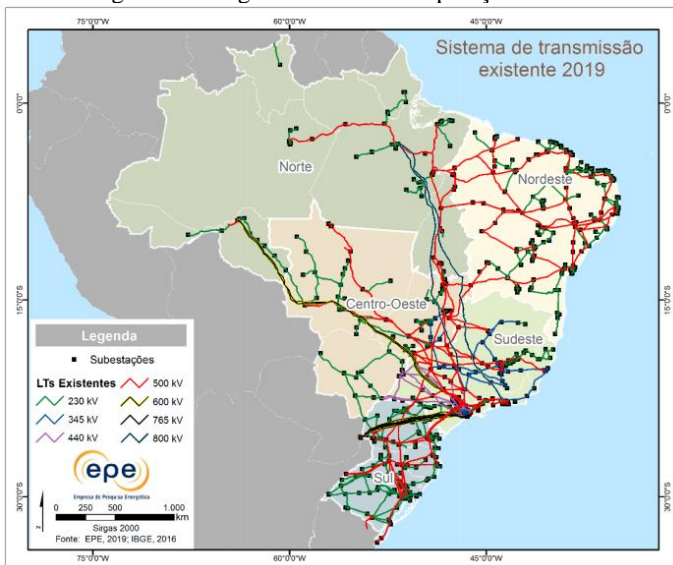
fontes, além de incentivar o aprimoramento metodológico e ferramental utilizado no planejamento.

Por fim, apesar da atual conjuntura global, a expectativa é que, no horizonte decenal, haja o reaquecimento da economia nacional e espere-se, também, que a população continue crescendo a uma taxa média de 0,6% a.a., chegando a atingir aproximadamente 224 milhões de habitantes. Como consequência, o consumo geral de energia deve crescer em média 2,5% a.a. entre 2019 e 2029, o que reforça a necessidade de um sistema elétrico eficiente capaz de sustentar o crescimento da economia, mantendo a oferta de energia a preços competitivos para o mercado (EPE, 2019).

Assim, visando superar esses desafios e suprir a crescente demanda energética do país, serão necessários investimentos significativos no setor. Estima-se que só em transmissão, nos próximos dez anos, os investimentos atinjam cerca de R\$ 103 bilhões, sendo R\$ 73 bilhões em linhas de transmissão e R\$ 30 bilhões em subestações, incluindo as instalações de fronteira (EPE, 2019).

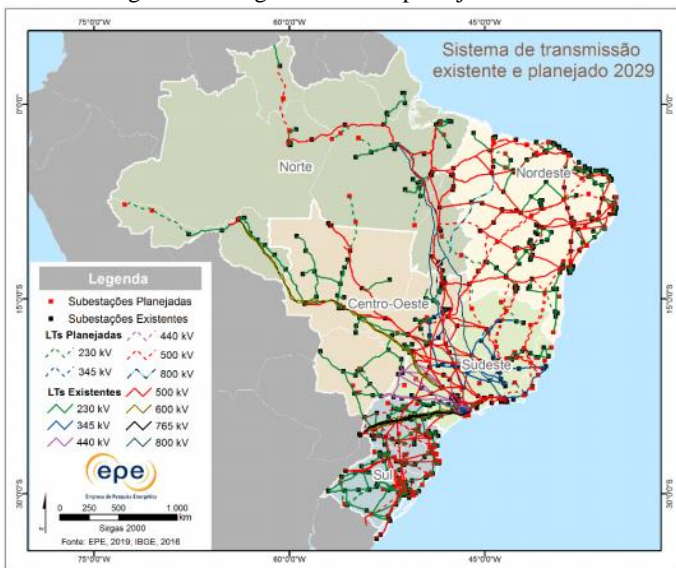
A Figura 1 representa o diagrama do SIN em 2019, enquanto a Figura 2 representa sua projeção para o final de 2029. Comparando as figuras, é possível visualizar que existe um grande desenvolvimento em linhas de transmissão e na construção de novas subestações.

Figura 1 – Diagrama do SIN em operação – 2019.



Fonte: (EPE, 2019).

Figura 2 – Diagrama do SIN planejado – 2029.



Fonte: EPE (2019).

Focando no ponto de vista do potencial de transformação do sistema, estima-se que este aumente em cerca de 45%, passando a alcançar aproximadamente 557 GVA, como pode ser visto na Tabela 1. A concentração de grande parte dos mais de R\$ 30 bilhões de investimentos está em grandes subestações, nas tensões de 230 e 500 kV, que somam 79% do total investido, como mostra o Gráfico 1. Esses investimentos estão distribuídos ao longo do decênio conforme apresentado no Gráfico 2.

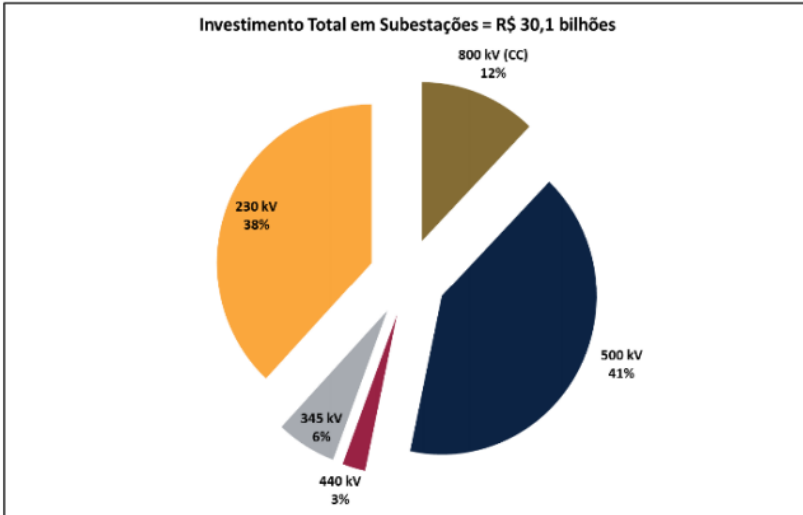
Tabela 1 – Evolução do sistema de transformação.

Tensão	MVA					TOTAL
	750kV	500kV	440kV	345kV	230kV	
Existente em jun/2019	24.897	174.156	30.082	52.445	103.626	385.206
Estimativa dez/2019	24.897	181.416	30.082	53.145	106.552	396.092
Evolução 2020-2029	0	85.052	5.773	16.102	54.334	161.262
Evolução 2020-2024	0	56.886	2.750	9.269	30.628	99.533
Evolução 2025-2029	0	28.166	3.023	6.833	23.706	61.728
Estimativa dez/2029	24.897	266.468	35.855	69.247	160.886	557.354

Notas: (1) Inclui os transformadores de fronteira.  
 (2) Dados de junho/2019 do DMSE/MME.  
 (3) Não inclui transformadores das estações conversoras

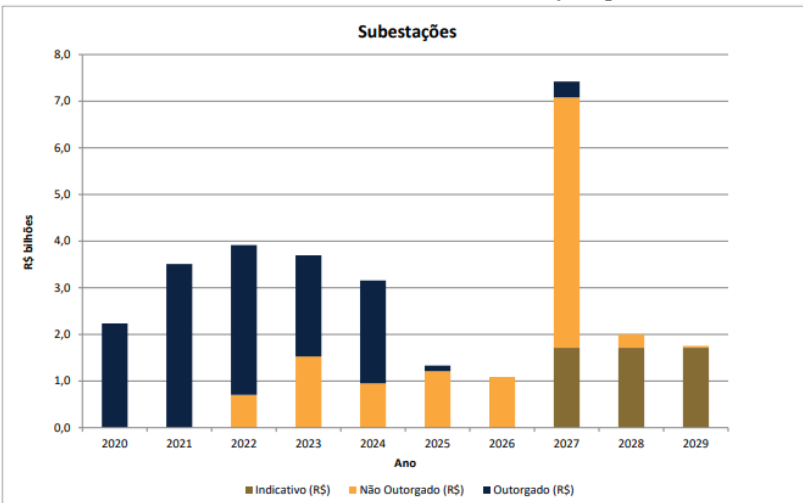
Fonte: EPE (2019).

Gráfico 1 – Investimento total em Subestações por nível de tensão.



Fonte: EPE (2019).

Gráfico 2 – Investimento total em Subestações por ano.



Fonte: EPE (2019).

## 2.2 SUBESTAÇÃO ELÉTRICA

### 2.2.1 Definição

Pode-se definir uma subestação elétrica como o conjunto de instalações que englobam equipamentos elétricos, sejam eles instalados ao ar livre ou abrigados, destinados a realizar procedimentos tais como: transformação de tensão e correntes, distribuição de energia e seccionamento de linhas ou ainda, em alguns casos, a mudança de frequência e conversões entre corrente alternada e contínua.

### 2.2.2 Importância

Considerando-se que as grandes usinas, onde a energia é normalmente gerada, estão em sua maioria situadas a longas distâncias dos pontos de consumo, essas subestações são encarregadas da importante função de regular os valores de corrente e tensão das linhas, a fim de viabilizar a transmissão da forma mais eficiente possível.

Sabe-se que a principal perda em um sistema trifásico de transmissão está associada com as perdas Joule em seus condutores, que podem ser calculados por (1).

$$p_{\ell_{3\phi}} = 3RI^2 \quad (1)$$

Considerando que esse mesmo sistema atua sob certa tensão  $V$ , infere-se que a potência ativa transferida é equivalente à mostrada por (2).

$$P = \sqrt{3}VI \cos(\varphi) \quad (2)$$

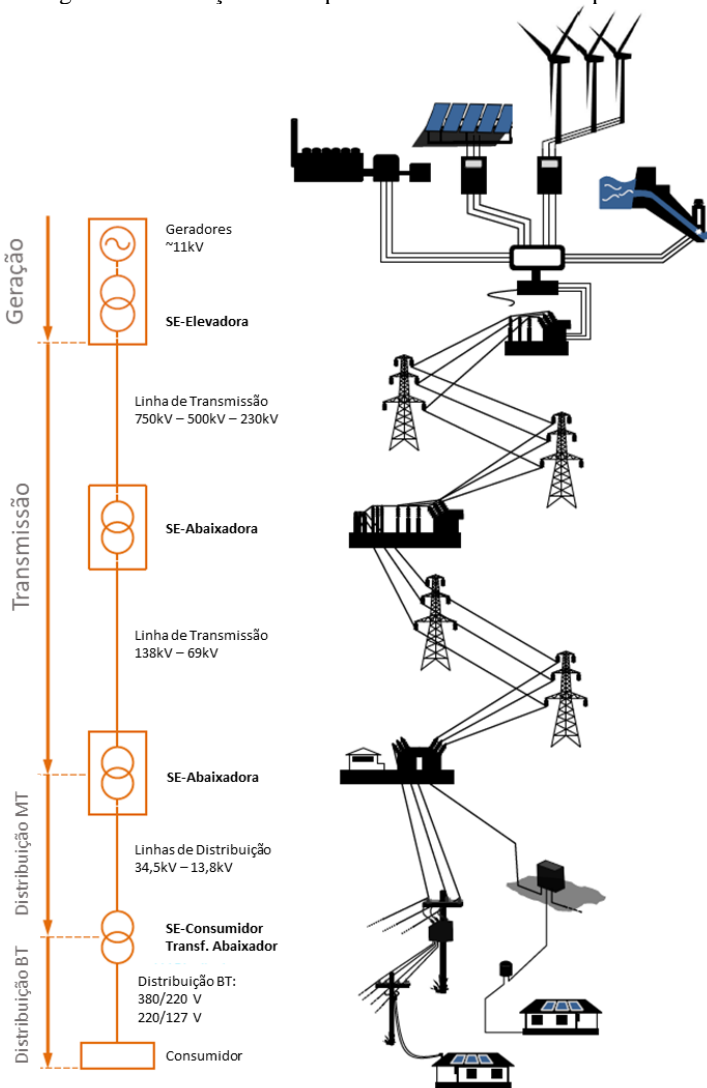
Isolando a corrente em (2) e substituindo em (1), obtém-se (3).

$$p_{\ell_{3\phi}} = \frac{P^2R}{V^2 \cos^2(\varphi)} \quad (3)$$

Com isso, conclui-se que a perda de potência ( $p$ ) na linha de transmissão é proporcional ao quadrado da potência ativa transmitida ( $P$ ) e inversamente proporcional ao quadrado da tensão ( $V$ ) na qual a linha está submetida, ou seja, o aumento da tensão aplicada na transmissão reduz significativamente as perdas de potência de transmissão, o que justifica trabalhar com altos valores de tensão nos SEPs. A Figura 3 traz

uma ilustração simplificada de um sistema elétrico e suas etapas e mostrando subestações ao longo do processo de transmitir a energia da fonte até o consumidor.

Figura 3 – Ilustração das etapas do sistema elétrico de potência.



Fonte: Switching Operator's Manual – Horizon Power (Adaptado).



Entretanto, cabe ressaltar que a escolha da tensão de transmissão do sistema é algo que deve ser estudado cautelosamente para cada projeto. Por um lado, trabalhar em altas tensões reduz as perdas de transmissão da linha, mas, em contrapartida, exige linhas de transmissão, cabos, torres e transformadores mais caros.

Usualmente, após a etapa de geração, seja em uma hidroelétrica, termelétrica, eólica ou mesmo nuclear, a tensão costuma ser elevada em centenas de milhares de volts para que a energia possa ser levada de forma mais eficaz nas redes de transmissão. Ao se aproximar dos centros urbanos, passa por uma nova subestação para adequar os níveis de tensão à situação de maior densidade populacional, utilizando valores menores de tensão, embora ainda altos. Para chegar ao consumidor, a tensão deverá ser novamente rebaixada, em níveis de distribuição, visando com isso maior segurança da população e economia em cabeamento e equipamentos.

## **2.2.3 Classificação das subestações elétricas**

### **2.2.3.1 Em relação a função no SEP**

#### *2.2.3.1.1 Elevadora*

Localizada normalmente em conjunto ou bem próxima às unidades geradoras, eleva a tensão para níveis de transmissão e subtransmissão, visando reduzir as perdas nesse processo.

#### *2.2.3.1.2 Abaixadora*

Localizada nas periferias e à margem dos centros urbanos, porém, em algumas cidades de grande porte, é possível encontrar esse tipo de empreendimento em regiões centrais. Tem a função de abaixar as tensões para níveis seguros à população.

#### *2.2.3.1.3 Seccionadora ou Manobra*

Tipo de subestação peculiar, pois não apresenta transformadores de potência tendo em vista que sua principal função, que, ao contrário das demais, é o chaveamento de linhas de transmissão.

#### 2.2.3.1.4 *Conversora*

Subestação associada a sistemas de transmissão em corrente contínua, a exemplo da Subestação Retificadora e Subestação Inversora.

#### 2.2.3.2 Em relação aos níveis de tensão

Em se tratando dos níveis de tensão, as subestações são classificadas pelos profissionais da área da seguinte maneira:

- i. Ultra-Alta-Tensão: valores iguais ou maiores que 500 kV;
- ii. Extra-Alta-Tensão: entre 230 e 500 kV;
- iii. Alta Tensão: entre 69 e 138 kV;
- iv. Média Tensão: entre 13,8 e 34,5 kV.

Ainda, comumente se utiliza a nomenclatura estabelecida pela ANEEL (2011), que padroniza as tensões nominais nos seguintes níveis:

- i. Transmissão e subtransmissão: 750; 500; 230; 138; 69; 34,5 e 13,8 kV;
- ii. Distribuição primária em redes públicas: 34,5 e 13,8 kV;
- iii. Distribuição secundária em redes públicas: 380/220 e 220/127 volts, em redes trifásicas; 440/220 e 254/127 volts, em redes monofásicas.

#### 2.2.3.3 Em relação ao tipo de instalação

##### 2.2.3.3.1 *SE-Abrigada*

Subestação em sua maioria de pequeno porte, que apresenta a possibilidade de ser instalada ao abrigo do tempo.

Normalmente esse tipo de subestação é instalada junto a parques fabris, centros comerciais e, em alguns casos, quando é necessária a construção de uma subestação dentro de uma área populosa. Em grandes centros urbanos, utiliza-se dessa prática para diminuir os danos visuais da construção.

### 2.2.3.3.2 *SE-Ao ar livre*

Tipo mais comum a médias e grandes subestações, apresenta grande pátio e inúmeros equipamentos, sendo normalmente localizada nos arredores das unidades geradoras e nas periferias das grandes cidades.

Por ser instalada ao ar livre, os equipamentos sofrem com os efeitos climáticos e do ambiente.

### 2.2.3.3.3 *SE-Móvel*

Tipo especial de subestação, instalada em sua totalidade em cima de uma carreta especialmente projetada para essa função. É um tipo de construção muito eficaz em momentos de manutenção no pátio de uma subestação ou para substituição de equipamentos. Esse tipo de subestação serve para conexões temporárias e auxiliares.

## 2.2.3.4 Em relação ao isolamento

### 2.2.3.4.1 *Convencional Isolada a Ar*

Nesse tipo de empreendimento, o isolamento elétrico é exercido majoritariamente pelo ar que cerca os equipamentos, e por isso eles podem ser montados e instalados diretamente no local da construção.

É o método de isolamento mais usual para a construção de grandes subestações, principalmente quando questões ambientais e a obtenção do terreno não são fatores limitantes. Nesses casos, possuem o melhor custo-benefício, podendo alcançar tensões de até 800kV.

### 2.2.3.4.2 *Isoladas a Gás SF<sub>6</sub>*

É uma alternativa ao método convencional. Neste tipo de subestação é utilizado o gás hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) como meio isolador das conexões elétricas.

O gás SF<sub>6</sub> possui ótima capacidade isolante, o que permite que esse tipo de subestação seja extremamente compacta, com uma redução considerável da área ocupada. A instalação de uma subestação desse tipo pode ser justificada em situações nas quais o terreno da região possui custos elevados, ou mesmo, quando não existe uma área suficientemente grande para se instalar uma subestação convencional, como é o caso de áreas centrais de grandes cidades.

Devido à complexidade, essas subestações vêm montadas de fábrica em partes modulares, contendo chaves seccionadoras, pontos de aterramento, transformadores de instrumentos e equipamentos de controle e proteção. Toda essa estrutura é pressurizada em gás SF<sub>6</sub> em um invólucro fabricado em alumínio.

Ainda, para assegurar a pressão interna e a segurança, são instalados densímetros ao longo de toda a subestação, bem como alarmes e intertravamentos.

## 2.3 ARRANJO DE BARRA

### 2.3.1 Definição

O termo “arranjo de barra” pode ser entendido como a forma de conexão e localização dos equipamentos do pátio de manobras, ou seja, faz referência à conectividade elétrica da subestação.

### 2.3.2 Importância

A correta seleção da configuração de barra da subestação é um fator extremamente importante e essencial para o bom funcionamento do sistema elétrico a ser projetado. Ao longo da vida útil do empreendimento, o sistema sofrerá as consequências dessa escolha. Por um lado, se o arranjo de barra escolhido no projeto estiver subdimensionado em comparação às necessidades do sistema, poderá fragilizá-lo. Por outro lado, se estiver superdimensionado, grandes investimentos estarão ociosos. Sabendo disso, pode-se dizer que o julgamento de qual configuração de barra utilizar é uma das mais cruciais tarefas para a inserção e a evolução de uma subestação no sistema elétrico.

### 2.3.3 Principais Arranjos

Cabe destacar que existem inúmeros modelos de arranjos e que em cada um deles pequenas alterações podem ser feitas para a melhoria de algum critério e a fim de atender melhor às necessidades específicas do projeto.

A seguir, serão apresentadas algumas configurações padrões dos arranjos mais utilizados em subestações presentes no Sistema Elétrico B brasileiro.

### 2.3.3.1 Barra Simples (BS)

Esse tipo de configuração é considerado um dos mais simples. Trata-se de uma única barra, da qual derivam todas as conexões. A Figura 4 exemplifica essa montagem.

A confiabilidade nesse tipo de projeto é baixa, uma vez que qualquer falha no barramento ou entre o barramento e os disjuntores acarreta o desligamento de toda a subestação. Também, a flexibilidade operacional da mesma fica prejudicada onde, no caso da transferência de cargas de um circuito para outro, torna-se necessário o uso de chaveamentos externos, não pertencentes à SE. Do ponto de vista de manutenção, também apresenta problemas, pois se torna necessário o uso de geradores adicionais, chaveamento para subestações adjacentes se disponíveis ou, no pior caso, o desligamento de todo o sistema. O grande ponto favorável desse tipo de projeto está nos custos extremamente baixos e na utilização de uma área menor, quando comparado com os demais arranjos.

Por esses fatores, é utilizado em subestações pequenas, com valores de média e alta tensão, normalmente em subestações de distribuição ou para o atendimento de uma carga específica, como em subestações industriais.

Figura 4 – Diagrama Barra Simples.



Fonte: MCDONALD (2012).

### 2.3.3.2 Barra Principal e Transferência (BP+T)

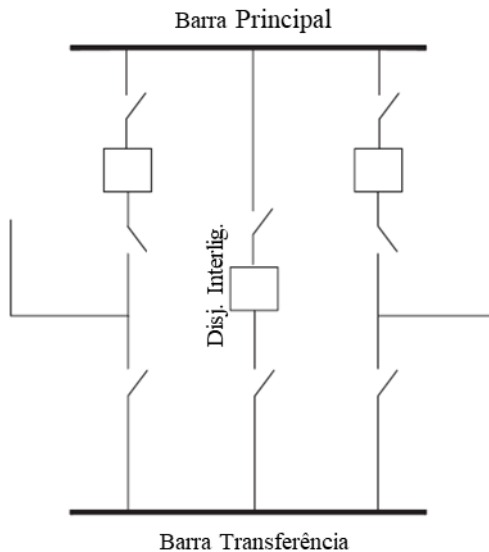
Este arranjo apresenta uma ligeira semelhança com o arranjo de barra simples, no sentido de que, durante operação normal, todos os circuitos estão conectados no barramento principal. As duas barras costumam ser interligadas por um disjuntor de interligação, conforme mostrado na Figura 5.

Uma das vantagens da utilização de uma barra de transferência é o auxílio na manutenção da subestação, que permite a retirada da barra

principal de operação sem o desligamento dos circuitos, uma vez que esses podem continuar sendo alimentados pela barra de transferência.

Esse modelo apresenta os custos gerais e a área de construção ligeiramente mais altos que o modelo de barra simples, mas ganha um pouco mais nos quesitos de manutenção, confiabilidade de fornecimento e operacional. Mesmo assim, a utilização desse tipo de arranjo ainda deve se limitar a situações que permitam soluções com baixo nível de confiabilidade, como o caso anterior.

Figura 5 – Diagrama Barra Principal + Transferência.



Fonte: MCDONALD (2012) – Adaptado.

### 2.3.3.3 Barra Dupla - Disjuntor Simples - 5 chaves (BD-Ds-5ch)

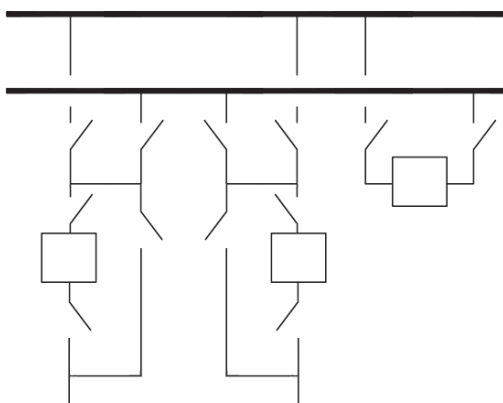
A configuração em barra dupla com disjuntor simples a cinco chaves, apresentada na Figura 6, é muito utilizada no Brasil, principalmente para tensões de 138 e 230 kV e em algumas subestações de 345 kV.

Em arranjos deste tipo, existem duas barras conectadas por um disjuntor de interligação das barras, que opera normalmente fechado. Com isso todas as cargas estão conectadas às barras e podem ser alimentadas por elas. Uma grande vantagem desse arranjo é que, mesmo

em caso de falha em uma barra, a outra não é afetada e os circuitos conectados à barra defeituosa poderão ser rapidamente transferidos para a outra e, assim, reestabelecidos.

A adição de uma segunda barra, além da grande quantidade de equipamentos de chaveamento, aumenta a complexidade dos sistemas de proteção, os custos e a área ocupada pela subestação. Por outro lado, facilita a manutenção, a operação e diminui a incidência de cortes no fornecimento. Recomenda-se esse tipo de arranjo para sistemas que apresentem grande quantidade de interconexões, necessitem de grande fator de confiabilidade no fornecimento e alta capacidade de transferência de energia.

Figura 6 – Diagrama Barra Dupla-Disjuntor Simples-5 chaves.



Fonte: MCDONALD (2012) – Adaptado.

Cabe destacar a existência de um arranjo variante desse modelo, contendo quatro chaves na entrada e na saída de cada *bay*<sup>1</sup>, ao invés de cinco, comumente usadas para subestações de alta tensão nas faixas de 138 e 230 kV. A desvantagem, nesse caso, é que apenas uma das barras pode ser usada como barra de transferência, enquanto no modelo à cinco chaves, ambas as barras podem servir esse propósito.

<sup>1</sup> *Bay* – parte de uma subestação que liga um barramento a um alimentador, ou vice-versa e que consiste de disjuntores e equipamentos associados, como isoladores, transformador de corrente, chave de aterramento dentre outros.

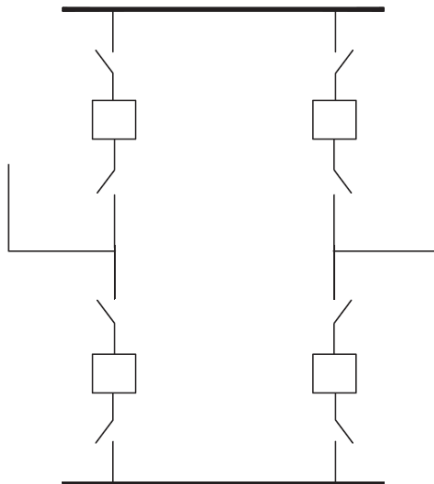
### 2.3.3.4 Barra Dupla com Disjuntor Duplo (BD-Dd)

Esse arranjo requer dois disjuntores por circuito, como pode ser observado na Figura 7. Os circuitos podem ser alimentados por ambos os barramentos e, assim, a falha em um circuito não causará interferências em outros circuitos bem como a falha de uma barra pode facilmente ser isolada, sem qualquer interrupção do fornecimento.

É evidente que, dobrando o número de disjuntores, o custo desse arranjo sofre um acréscimo substancial quando comparado com arranjos mais simples. Além do mais, existe o aumento de complexidade em relação à proteção deste sistema e à necessidade de um terreno mais amplo. Por outro lado, a confiabilidade desse arranjo é considerada extremamente alta, a manutenção dos equipamentos de pátio se torna mais fácil e aumenta-se a flexibilidade operacional.

O arranjo de barra dupla com disjuntor duplo tem a característica de ser ampliável para outros arranjos, como o sistema de barra em anel ou disjuntor e meio, que serão vistos na sequência. Esse arranjo é recomendado para sistemas que necessitem alto grau de confiabilidade com baixo tempo de interrupção, um número reduzido de *bays* com alta capacidade de potência individual, por exemplo, em conexões de usinas nucleares.

Figura 7 – Diagrama Barra Dupla com Disjuntor Duplo.



Fonte: MCDONALD (2012).

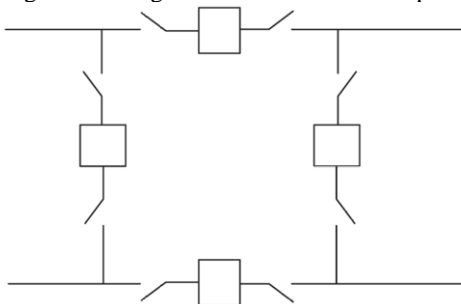


### 2.3.3.5 Barra em Anel Simples (AN)

No arranjo de barra em anel, os circuitos são conectados em um laço elétrico, o que requer apenas um disjuntor por circuito, como ilustrado na Figura 8. Essa configuração traz como vantagem dois caminhos de alimentação para cada um desses circuitos, aumentando sua flexibilidade de operação e facilitando a manutenção. Além disso, esse modelo apresenta alta confiabilidade de fornecimento, visto que a falha em uma seção da barra só afeta a parte dos circuitos conectados a ela, bem como a falha em um circuito não interfere em outros.

Em contrapartida, requer grande área de instalação e possui custo mais elevado que em outros arranjos mais simples, como barra simples, barra principal e transferência e barra dupla com disjuntor simples. Além disso, existem algumas dificuldades no processo de expansão da subestação, uma vez que, dependendo da organização das linhas e equipamentos no pátio, em alguns casos pode ocorrer cruzamentos entre os circuitos para a conexão à subestação.

Figura 8 – Diagrama Barra em Anel Simples.



Fonte: MCDONALD (2012) – Adaptado.

Variantes desse arranjo, com a sobreposição de diversos anéis, podem ser encontradas no sistema elétrico brasileiro, comumente usada para subestações de alta e extra-alta tensão, nas faixas de 230, 345 e 500 kV. Nesses casos, o arranjo recebe o nome de anel múltiplo.

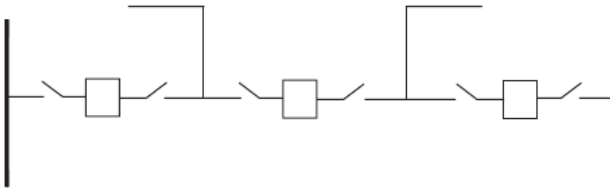
### 2.3.3.6 Barra Dupla com Disjuntor e Meio (BD-D1/2)

O arranjo é assim denominado porque, para cada par de circuitos existente na subestação, é necessário o conjunto de três disjuntores, logo, um disjuntor e meio por circuito, sendo esses conectados entre duas barras, conforme mostra a Figura 9.

Devido à sua configuração, mesmo com a saída das duas barras de operação, os circuitos podem continuar em funcionamento, ainda que fora de sincronismo, não sendo necessário retirar toda a subestação de operação, além de ser capaz de operar qualquer par de circuitos isoladamente do restante do esquema. Essa configuração, além de grande confiabilidade, apresenta boa flexibilidade operacional, fácil visualização dos equipamentos no pátio e facilidades para futuras expansões.

Por outro lado, a grande quantidade de disjuntores e chaves seccionadoras necessárias para este arranjo, sendo todas elas superdimensionadas para ter a capacidade de operar com a corrente da carga de dois circuitos, implica em custos elevados, quando comparados com outras configurações de barra. Por isso, recomenda-se o uso desse arranjo para sistemas que manipulem grandes quantidades de energia e que necessitem grande segurança contra cortes de carga. No Brasil é comum a sua utilização para subestações com valores de tensão acima dos 345 kV.

Figura 9 – Diagrama Barra Dupla com Disjuntor e Meio.



Fonte: MCDONALD (2012).

### 2.3.4 Classificação Qualitativa dos Arranjos

Muitas vezes, para uma escolha coerente, além dos quesitos técnicos, é necessário considerar alguns aspectos qualitativos de cada arranjo, adquiridos empiricamente pela vivência na área. Por esse motivo, podem ser considerados, de certa forma, subjetivos, variando de acordo com a experiência do profissional consultado. A seguir, são apresentados esses atributos segundo FRONTIN (2013), e que auxiliam na classificação das configurações de barra.

- **Flexibilidade operativa – FO:** Caracterizada pela capacidade de disponibilizar um componente do pátio de manobras para manutenção ou reparo, com um mínimo de manobras, preferencialmente sem perda de continuidade na subestação.

- **Facilidade para expansão – FE:** Caracterizada pela capacidade de realizar conexões de novos *bays* na subestação com o menor número de desligamento possível e com interferência mínima nos *bays* já instalados.
- **Simplicidade do sistema de proteção – SP:** Caracterizada pelo reduzido nível de intertravamento entre os componentes de manobra do pátio e pela ausência ou reduzida necessidade de transferências da atuação da proteção.
- **Confiabilidade – CF:** Caracterizada pela máxima disponibilidade de continuidade entre os circuitos da subestação frente às ocorrências de falhas.
- **Custo – CS:** Custo total da subestação, referente ao pátio de manobras.

Com base nos aspectos apresentados anteriormente, pode-se comparar os arranjos conforme apresentado na Tabela 2. Os atributos seguem uma classificação crescente, de modo que, quanto maior, melhor colocado está em relação a cada característica.

Tabela 2 – Comparação qualitativa entre arranjos.

Configuração	Atributos				
	FO	FE	SP	CF	CS
BS	1	1	4	1	4
BP+T	2	2	3	1	3
BD-Ds-5ch	3	3	1	3	3
AN	3	2	3	2	3
BD-D1/2	4	4	3	4	2
BD-Dd	4	4	3	4	1

Fonte: FRONTIN (2013) – Adaptado.

## 2.4 PRINCIPAIS EQUIPAMENTOS DE UMA SE

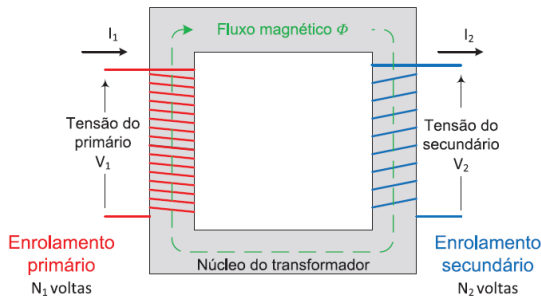
### 2.4.1 Transformador de Potência

Transformadores de potência, muitas vezes referidos como “trafos” são os equipamentos responsáveis por realizar a transferência de energia entre seus terminais através da transformação de tensões e correntes e utilizando princípios eletromagnéticos. São denominados equipamentos de operação estática, pela ausência de partes móveis.

Esses transformadores são considerados os principais equipamentos de uma subestação e são as peças-chave de todo projeto, visto que possibilitam flexibilizar os valores de tensão da forma mais conveniente para cada circuito, auxiliando a transmissão pela rede de forma mais eficiente. Os transformadores normalmente são os itens mais caros de uma subestação, podendo custar cerca de metade de todo o orçamento de uma subestação.

Um transformador de potência, em sua concepção mais simples conforme representado na Figura 10, é constituído por dois enrolamentos, sendo um denominado primário e o outro, secundário, alocados espacialmente de forma a compartilharem o mesmo fluxo magnético ( $\Phi$ ). Quando na bobina do primário circula uma corrente alternada, esta dá origem a um fluxo magnético, causando a aparição de uma tensão induzida no enrolamento secundário. Pode-se ressaltar que, devido a necessidade da variação de fluxo magnético acarretada inicialmente pela corrente, esse dispositivo só funciona em sistemas de corrente alternada.

Figura 10 – Representação construtiva transformador.



Fonte: FRONTIN (2013) – Adaptado.

A magnitude da tensão secundária está diretamente ligada à relação de espiras entre seus enrolamentos, que comumente recebe o nome de

relação de espiras, ou mesmo, relação de transformação e pode ser definida pela razão entre  $N_1/N_2$ , onde  $N_1$  é o número de espiras do enrolamento primário e  $N_2$  é o número de espiras no enrolamento secundário. Assim, considerando a situação de um transformador ideal, ou seja, onde não há perdas de potência no processo, é fácil demonstrar que para um transformador de potência a relação entre tensão, corrente e número de espiras é dado por (4).

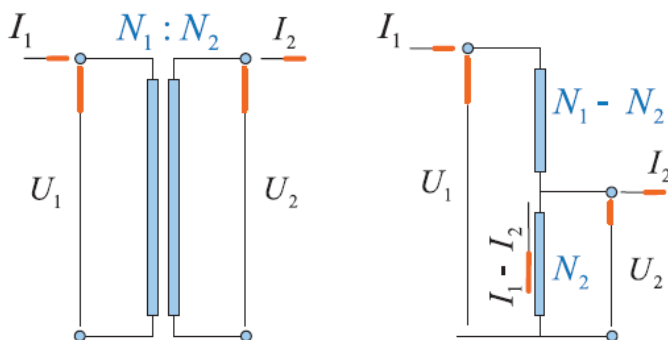
$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = a \quad (4)$$

#### 2.4.1.1 Autotransformador de Potência

Os enrolamentos AT e BT de um transformador podem ser ligados de maneira tal que compartilham um enrolamento físico, resultando no chamado autotransformador.

A Figura 11 mostra a comparação dos circuitos e distribuições de correntes e tensões em um transformador e em um autotransformador, respectivamente.

Figura 11 – Comparação entre Transformador e Autotransformador.



Fonte: FRONTIN (2013).

A potência transferida em um transformador monofásico convencional pode ser calculada por (5).

$$S_{\text{trafo}} = V_1 I_1 = V_2 I_2 \quad (5)$$

Já no caso de um autotransformador, a potência transferida pode ser calculada de acordo com (6).

$$S_{\text{Autotrafo}} = (V_1 + V_2)I_1 = (V_1 + \frac{V_1}{a})I_1 = (1 + \frac{1}{a})V_1I_1 \quad (6)$$

Substituindo (5) em (6), obtém-se (7).

$$S_{\text{Autotrafo}} = (1 + \frac{1}{a})S_{\text{trafo}} \quad (7)$$

Assim, pode-se concluir que a ligação em forma de autotransformador resulta em uma maior potência transferida e a redução significativa das dimensões do equipamento, quando comparado com um transformador de mesma potência. Isso se deve ao fato de que, em um transformador, toda a energia entre primário e secundário é transferida através de transformação eletromagnética. Por sua vez, em um autotransformador, parte da energia é transferida por condução e a parte complementar é transferida por transformação eletromagnética.

#### 2.4.1.2 Banco de Transformadores versus Transformadores 3 $\Phi$

Sabe-se que, em geral, é mais viável que os sistemas de potência operem de forma trifásica. Assim, do ponto de vista dos transformadores, existem duas opções normalmente utilizadas para atender a essa necessidade do sistema: utilizar um único transformador trifásico ou um banco de transformadores monofásicos.

Apesar do custo total de instalação de um banco ser maior do que o de um único equipamento trifásico, optar por este modelo traz algumas vantagens, como pode se observar no Quadro 1.

Em resumo, quando se trata de um sistema de alta potência e tensão, como é o caso de grandes subestações, torna-se inviável o uso de um único equipamento trifásico.

Segundo Pacheco (2017), bancos de transformadores trifásicos são utilizados “em tensões, acima de 138 kV, onde as distâncias mínimas de isolamento (buchas e outros elementos) tornam-se apreciáveis, dificultando ou inviabilizando a construção do transformador trifásico.”

Além disso, outra vantagem do uso de bancos de transformadores é que, mesmo quando uma das unidades que o compõe saia de operação,

o banco ainda pode operar no chamado “delta aberto”, podendo fornecer cerca de 58% de sua potência ao sistema. (PACHECO, 2017)

Quadro 1- Comparação entre Banco de Transf. 1 $\Phi$  e Transf. 3 $\Phi$ .

<b>Banco de 3 Transformadores Monofásicos</b>	<b>Transformador Trifásico</b>
Mais caro devido à necessidade de 3 unidades monofásicas	Torna-se mais econômica, visto que utiliza menos materiais em sua construção, óleo e outros.
Necessita maior espaço de instalação	Menos espaço de instalação
Maior flexibilidade de instalação	Não possui flexibilidade de instalação, por ser um único equipamento.
O fato de necessitar de um único equipamento monofásico como reserva, torna o custo menor. Ainda, em instalações nas quais existem dois bancos fisicamente próximos é possível utilizar o mesmo transformador reserva para os dois.	O custo do equipamento reserva é mais elevado, visto que uma unidade trifásica é mais cara que um único transformador monofásico.
A manutenção e a substituição de equipamentos em um banco são facilitadas, dado ao uso de unidades separadas.	Manutenção e substituição é prejudicada por existir um único equipamento
As perdas elétricas são mais elevadas, visto o maior número de núcleos metálicos.	É mais eficiente, visto que possui menos ferro no núcleo.

Fonte: Do autor.

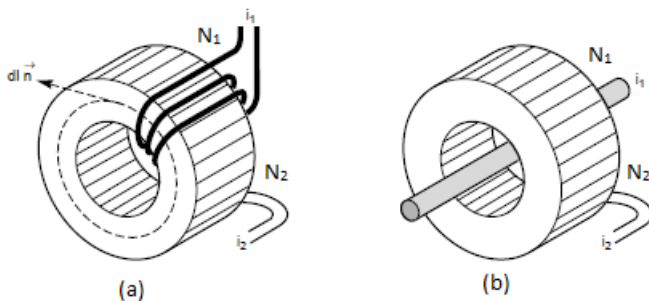
## 2.4.2 Transformador de Corrente

Os transformadores de corrente são os equipamentos utilizados quando se deseja conectar instrumentos que possuem baixa resistência elétrica interna. Esse tipo de transformador permite aos instrumentos de medição e proteção funcionarem adequadamente sem que seja necessário possuírem altas correntes nominais, além de proporcionarem isolamento contra a alta-tensão proveniente do circuito primário.

Os instrumentos de medição e proteção – tais como amperímetros, relés, medidores de energia e potência – presentes em uma subestação, trabalham, normalmente, com pequenos níveis de corrente, na faixa dos 5 A. Isso se deve a fatores construtivos e econômicos, como a utilização de fios que compõem suas interconexões com seções reduzidas, consequentemente, permitindo a utilização de equipamentos menores e, utilizando assim, menos materiais, além de garantir maior segurança àqueles que trabalham na sala de controle da subestação, evitando que entrem em contato direto com a corrente de carga do circuito ao qual tais equipamentos estão conectados.

Os TCs – forma que são comumente chamados os transformadores de corrente – apresentam inúmeras formas construtivas, com suas peculiaridades e para diferentes usos. Na Figura 12, encontra-se a representação de dois dos modelos mais comuns nas instalações das subestações, o TC de núcleo enrolado (Figura 12a) e o TC tipo Barra ou Janela (Figura 12b).

Figura 12 – Representações de TCs.



Fonte: *Cahier Technique: Merlin Gerin n° 164.*

De forma simplificada, o TC consiste em um circuito magnético na forma de um toróide. Quando no circuito primário circula a corrente nominal da linha, é induzida uma corrente no secundário, inversamente proporcional à sua relação de transformação.

No esquema apresentado na Figura 12, é possível visualizar de forma didática seu funcionamento, onde  $I_1$  e  $I_2$  representam, respectivamente, a corrente no primário e no secundário. Adicionalmente,  $N_1$  é o número de espiras do primário – ou simplesmente um único condutor ( $N_1 = 1$ ) atravessando o toróide (Figura 12b) – e  $N_2$  indica número de voltas regulares da bobina secundária. Em posse desses valores, define-se a relação de transformação do TC. Utilizando da Lei



de Ampère e considerando um transformador ideal, no qual a sua corrente de excitação pode ser ignorada, chega-se a (8), que relaciona as duas correntes.

$$I_2 = \left(\frac{N_1}{N_2}\right) I_1 \quad (8)$$

### 2.4.3 Transformador de Potencial

Transformadores de potencial, assim como os transformadores de corrente, são utilizados para isolar e suprir instrumentos de medição e proteção. Entretanto, neste caso, é um transformador utilizado especialmente para equipamentos que possuem alta impedância, como voltímetros, relés de tensão e bobinas de tensão de medidores de energia elétrica. Os transformadores de potencial são conectados em paralelo com o circuito a ser monitorado e normalmente são instalados em conjunto com TCs, permitindo medir valores de potência extremamente fidedignos nas subestações.

Os TPs operam de forma semelhante aos transformadores de potência. Consistem de dois enrolamentos que compartilham o mesmo núcleo. O número de voltas em cada bobina define o seu fator de transformação o que, conseqüentemente, determina a relação entre as tensões de seus terminais. Normalmente, a tensão secundária é padronizada em 115 V ou  $115/\sqrt{3}$  V, permitindo que os dispositivos conectados a eles sejam dimensionados para baixos níveis de tensão e isolamento.

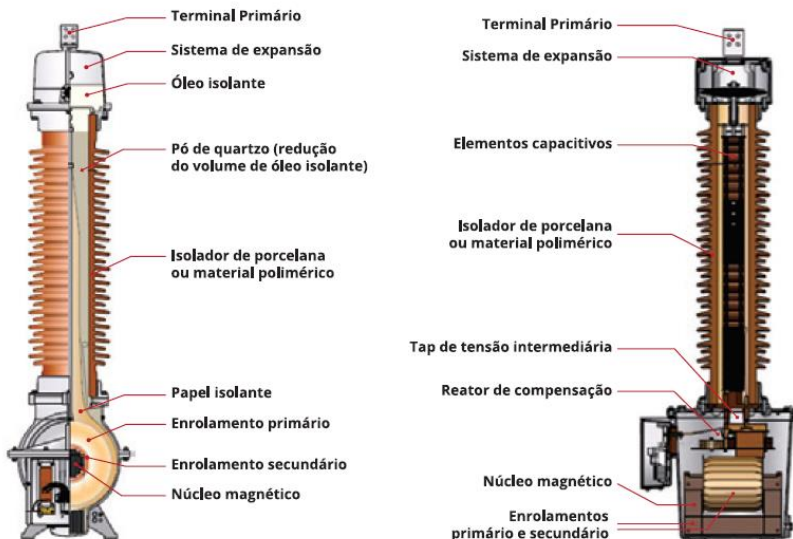
Assim, as principais características que diferenciam um TP, em relação a um transformador comum estão em ser um equipamento especialmente projetado para manter um alto nível de exatidão entre a relação de tensão e a minimização das quedas de tensão nos enrolamentos, afim de evitar erros de magnitude e fase.

É importante mencionar que, em sistemas de potência, existem duas tecnologias construtivas distintas, usualmente aplicadas em transformadores de potencial. São elas: os transformadores de potencial indutivo (TPI) e os transformadores de potencial capacitivo (TPC).

De forma simplificada, costuma-se utilizar transformadores de potencial indutivos em sistemas com tensões menores que 145 kV, pois até essa faixa eles prevalecem economicamente. Entretanto, para sistemas superiores a 145 kV, o uso de TPCs passa a ser vantajoso, pois a partir desta faixa de tensões a construção de um TPI se torna mais difícil e com

custos extremamente elevados. A Figura 13 apresenta uma ilustração dessas duas tecnologias, em corte, mostrando seus principais componentes.

Figura 13 – Comparação entre TPI e TPC.



Fonte: (FRONTIN, 2013).

## 2.4.4 Disjuntor

Segundo a definição IEV 441-14-20 (IEC, 1984), disjuntores são equipamentos de chaveamento mecânico, capazes de conduzir e interromper correntes em condições normais de operação do circuito, bem como conduzir por tempo determinado e interromper correntes em condições anormais, como em casos de curto circuito.

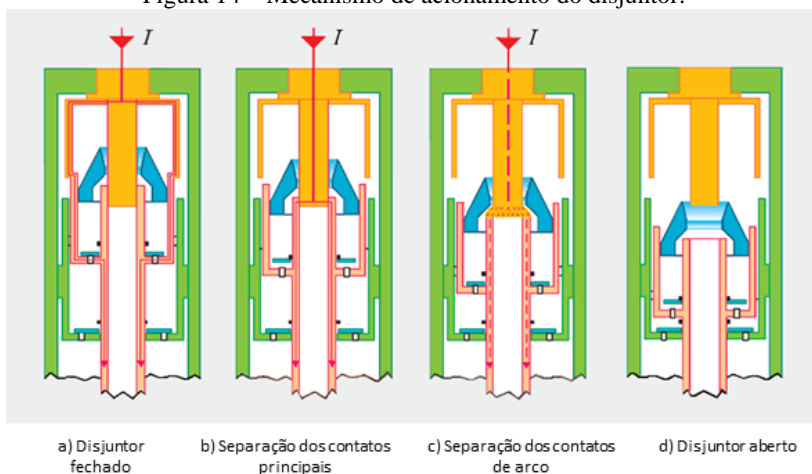
Em resumo, um disjuntor consiste basicamente de dois contatos elétricos que devem ser separados o tão rápido quanto possível, geralmente décimos de segundo, a partir do momento em que se faz necessária sua atuação. Nesse processo, a interrupção da corrente elétrica não ocorre instantaneamente, pois a separação dos terminais acarreta o surgimento de um arco elétrico que a permite continuar fluindo por um certo período de tempo. Para evitar que a propagação do arco se intensifique, a tensão que surge entre os dois terminais do disjuntor deve ser menor que a capacidade de extinção de arco do mesmo. Por isso, o dielétrico que compõe o meio dos terminais é tão importante. Ele deve

possuir alta resistência, mesmo considerando as altas temperaturas e o meio ionizado no qual se encontra.

Um ponto crucial da operação do disjuntor é conseguir extinguir o arco elétrico antes que danos possam ocorrer aos sistemas, aos demais equipamentos ou mesmo ao próprio disjuntor. Além disso, é um equipamento que opera continuamente sob tensão e correntes nominais, em condições extremas de temperatura, realizando tarefas tecnicamente difíceis com alta demanda de confiabilidade. Por tudo isso, ele está incluído na lista de equipamentos de maior complexidade presentes nas subestações.

Do ponto de vista de instalação, os disjuntores devem sempre estar acompanhados de dispositivos de detecção, como relés e sensores que, a partir dos dados de tensão, corrente e potência adquiridos pelos TCs e TPs do sistema, determinam se enviam o comando de abertura para os disjuntores. A importância da instalação conjunta é tamanha que, segundo Mamede (2005), “um disjuntor instalado sem os relés correspondentes transforma-se apenas numa excelente chave de manobra, sem qualquer característica de proteção”. A Figura 14 mostra o mecanismo de acionamento de um disjuntor em corte.

Figura 14 – Mecanismo de acionamento do disjuntor.



Fonte: (ABB, 2018).

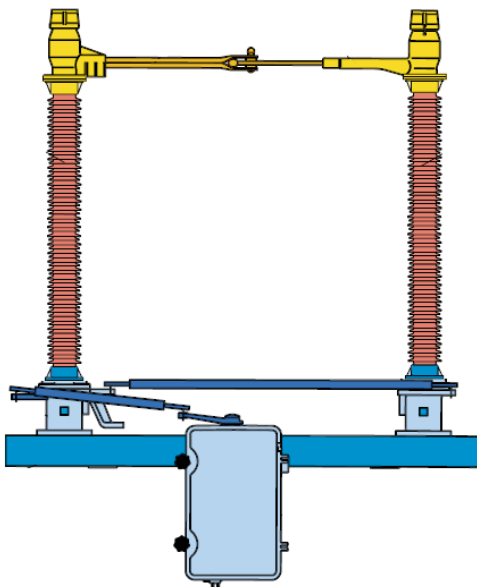
## 2.4.5 Chave Seccionadora

Segundo a ABNT IEC 62271-102 (2006), seccionador é definido como um dispositivo mecânico de manobra capaz de abrir e fechar um circuito e que, quando em aberto, proporciona uma distância de isolamento eficiente. É também capaz de conduzir correntes sob condições normais do circuito e em condições anormais, tais como curtos-circuitos, durante um tempo especificado.

Uma das principais funções das chaves seccionadoras, além de garantir uma distância segura de isolamento entre seus terminais, é estabelecer o chamado “isolamento visual” do circuito. A utilização dessa prática é comum em sistemas elétricos de potência como forma de garantia que conectores e equipamentos de determinada área da instalação estão efetivamente desenergizados, mantendo assim, a segurança da equipe de trabalhadores da subestação.

Os disjuntores, normalmente utilizados como equipamentos de bloqueio principal da linha, não fornecem essas garantias, visto que há uma pequena distância de isolamento entre seus terminais após a abertura, além do fato de esses terminais não estarem visíveis, devido ao seu enclausuramento.

Figura 15 – Chave seccionadora com abertura central.



Fonte: *Ruhrtal – Catalog of Disconnectors and Earthing Switches.*

Cabe ressaltar que uma chave seccionadora não é um equipamento para ser utilizado visando à interrupção da corrente. A utilização recorrente dela para este fim pode trazer danos severos ao equipamento, uma vez que não foi projetado para suportar os arcos elétricos. Mesmo assim, uma chave pode ser utilizada para diversas funções em uma subestação, como: o *bypass* e isolamento de equipamentos, realizar a transferência entre barramentos em certos arranjos de subestação e promover aterramento de componentes e equipamentos para manutenção.

#### **2.4.6 Para-Raios**

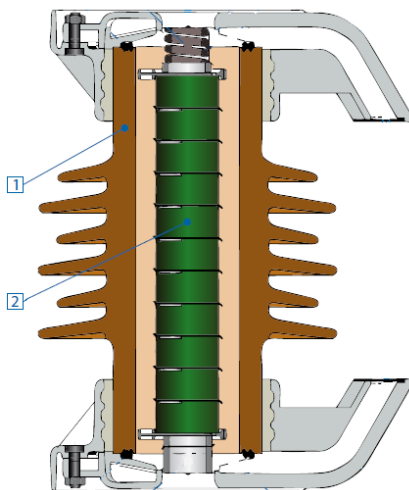
Para-raios são os principais dispositivos de proteção contra os elevados níveis de tensão de descargas atmosféricas e de procedimentos de manobra, projetados para se sacrificarem em prol de outros equipamentos mais caros e de maior importância para a subestação, como transformadores, bancos de capacitores, cabos e, até mesmo, as próprias linhas de transmissão. Tais dispositivos normalmente são instalados em paralelo ao equipamento que se deseja proteger.

Construtivamente, os para-raios estão entre os equipamentos mais simples presentes em uma subestação, pois sua parte ativa é constituída basicamente por um conjunto de elementos resistivos com características não lineares, podendo ou não estar associados a um centelhador, e externamente encapsulados em porcelana ou um material de origem polimérica.

Em condições normais de operação, o para-raios comporta-se como um circuito aberto, visto que a passagem de corrente é praticamente nula devido à alta resistência que sua parte ativa apresenta. Já quando existe uma sobretensão, seja ela de origem atmosférica ou de manobra, a resistência dos dispositivos não lineares cai, fazendo com que a corrente de descarga passe pelo para-raios para o aterramento do sistema impedindo, com isso, que a tensão em seus terminais ultrapasse o valor determinado, protegendo equipamentos e o sistema.

Atualmente, para a construção dos para-raios, existem dois materiais largamente empregados que apresentam as características resistivas não lineares necessárias para a função. São eles: carbonato de silício e óxido de zinco. A principal diferença construtiva entre eles é a ausência de centelhadores naqueles constituídos de óxido de zinco. Na Figura 16, tem-se a representação de um para-raios destacando o isolamento em porcelana (1) e os blocos isolantes de óxido de zinco (2).

Figura 16 – Representação construtiva para-raio de ZnO.



Fonte: ABB AB – High Voltage Surge Arresters – Buyers Guide.

## 2.4.7 Banco de Capacitores

O conceito de capacitores, em sua forma mais simples segundo o IEC 436-01-03 (IEC, 1990), são dispositivos compostos por dois eletrodos separados por um dielétrico capaz de armazenar energia em forma de campo elétrico. Esse tipo de equipamento possui grande importância no sistema elétrico de potência, atua principalmente na regulação de potência reativa da rede, a filtragem de harmônicos e a correção do fator de potência do sistema. A junção de diversos desses equipamentos trabalhando em conjunto é nomeada banco de capacitores.

Esses bancos podem ser instalados de duas maneiras distintas em um sistema de potência, em derivação e em série, a seguir apresentadas.

### 2.4.7.1 Capacitor em Derivação

“A instalação de bancos de capacitores em derivação, em pontos estratégicos do sistema e em diferentes níveis de tensão, proporciona uma melhor utilização da rede elétrica, com reflexos positivos na qualidade e no custo da energia elétrica entregue aos consumidores. A compensação reativa capacitiva pode ainda postergar investimentos estruturais na rede, tais como a construção de novas linhas de transmissão, contribuindo, assim, para a preservação do meio ambiente” (FRONTIN, 2013).

As principais vantagens da utilização de bancos de capacitores em derivação são:

- Controle de tensão;
- Correção do fator de potência;
- Elevação da capacidade da rede;
- Redução das perdas;
- Redução do consumo de energia;
- Filtragem de harmônicas, quando da utilização de bancos na forma de filtros passivos.

#### 2.4.7.2 Capacitor Série

Segundo FRONTIN (2013), “Os capacitores série são utilizados em linhas de transmissão para diminuir suas reatâncias série e, em consequência, a distância elétrica entre suas barras terminais”. O uso de capacitores em série proporciona:

- Aumento da capacidade de transmissão de potência na linha;
- Aumento da estabilidade do sistema;
- Diminuição das necessidades de equipamentos de controle da tensão, como capacitores em derivação, pois propicia menor queda de tensão ao longo da linha;
- Melhor divisão de potência entre linhas, reduzindo as perdas globais do sistema;
- Economia nos custos, quando comparados a outras alternativas tecnicamente possíveis, notadamente outras linhas de transmissão.

### **3 CASO SE-CARAJÁS 230/138/13,8 – 2x225 MVA**

O projeto e a construção de uma nova subestação são processos muito complexos que demandam grandes investimentos e uma equipe multidisciplinar altamente especializada, envolvendo profissionais de diversas áreas como elétrica, civil, mecânica, telecomunicações e ambiental. A implantação de um projeto deste nível se divide em diversas etapas, como poderá ser visto a seguir, usando como caso-estudo a SE-Carajás.

#### 3.1 PLANEJAMENTO

O início do processo de implantação de uma nova subestação se dá quando o setor de Planejamento da Transmissão da concessionária identifica a necessidade de expansão de parte do sistema elétrico visando

atender a demanda de uma região, uma cidade ou mesmo de uma planta industrial.

É usual que, durante o planejamento de uma subestação, sejam realizados estudos a longo prazo, normalmente no horizonte de dez anos ou mais, visando antecipar a demanda da rede nesse período, com o objetivo de não deixar o empreendimento obsoleto pouco tempo após sua inauguração. De forma geral, o planejamento leva em consideração outros fatores técnicos do sistema, além do crescimento da demanda como: a estabilidade, a confiabilidade e a capacidade de fornecimento geral do sistema. Também, são considerados fatores advindos da sociedade, que ajudam os responsáveis pelo planejamento a definirem melhor as prioridades no projeto, como no caso de futuras instalações fabris e o número de queixas referentes à qualidade do fornecimento de energia elétrica da região.

No caso em análise, a motivação inicial para a concepção da SE-Carajás foram os estudos que apontaram o aumento da demanda na região metropolitana da cidade de Goiânia, fazendo necessários reforços na rede visando aliviar a sobrecarga dos transformadores de outras duas subestações presentes na malha da região: SE-Anhanguera e SE-Xavantes. Além disso, o empreendimento seria responsável pelo suporte à expansão das subestações de 138 kV e da rede básica na região oeste do estado de Goiás, em cidades como Palmeiras, Inhumas e Firminópolis.

A tensão de operação em 230/138 kV foi definida levando em consideração a rede básica já estabelecida no estado. Trabalhar em outras tensões não seria coerente tecnicamente e nem economicamente viável, visto que quase a totalidade da infraestrutura já está padronizada nesses níveis. Adicionalmente, foi concebido um setor de 13,8 kV para a distribuição local. Pode-se dizer que esse setor de distribuição não foi um dos motivos iniciais da implantação da SE-Carajás, mas foi obtido como uma consequência motivada, dada a existência já definida da SE.

### 3.2 DEFINIÇÃO DO ARRANJO

Para subestações de 230 kV, a ANEEL define as características mínimas exigidas pelo empreendimento equivalente ao Arranjo de Barra Dupla com Disjuntor Simples a Quatro Chaves (BD-Ds-4ch).

Apesar dessa recomendação, com base em estudos e na experiência dos projetistas envolvidos no projeto, foi definida a utilização da configuração de Barra Dupla com Disjuntor Simples a Cinco Chaves (BD-Ds-5ch), tanto para o setor de 230 como para o de 138 kV. Essa escolha foi embasada, principalmente, na flexibilidade operativa do



arranjo que se torna superior ao de quatro chaves, uma vez que, como citado anteriormente, a adição de uma chave a mais por *bay* permite a utilização de ambas as barras como transferência e torna o sistema mais confiável e flexível na operação. Mesmo com o custo extra de adquirir e manter uma seccionadora a mais por *bay*, ainda assim se torna vantajoso.

### 3.3 LOCALIZAÇÃO E ESCOLHA DO TERRENO

Com a definição das características principais de potência, tensão e o arranjo, a escolha do terreno da subestação em regra geral baseia-se primordialmente, em análises técnico-econômicas. Entretanto, considerações socioambientais também devem ser consideradas.

A avaliação econômica leva em conta fatores como retorno de investimento, custo inicial e custos de preparação do terreno – terraplenagem, drenagem do solo ou mesmo dinamitação de rochas. Também, fatores técnicos, como resistividade do solo, estudo do relevo da região, capacidade de retenção de águas pluviais, rotas das linhas de transmissão até a subestação e a distância entre o terreno e o centro de carga devem ser considerados na análise.

Além disso, fatores socioambientais devem ser levados em consideração nessa etapa, como a aceitação da comunidade, permissões ambientais e licenças governamentais para construção. Ainda, dependendo da localização do terreno, algumas liberações específicas são necessárias, como no caso da proximidade com zona aeroportuária, que proíbe qualquer tipo de instalação acima de uma certa altura, além de obrigar o uso da correta sinalização de advertência.

O licenciamento e a obtenção das aprovações são processos submetidos a intensa burocracia e pode levar meses até sua conclusão. Dependendo da situação e do nível de oposição à construção em dado local, pode levar anos para se chegar a um acordo. Por isso, a escolha certa de um terreno é extremamente relevante para a dinamicidade do empreendimento, evitando atrasos e, conseqüentemente, eventuais problemas na rede elétrica que dependeriam da finalização da subestação.

Com isso em mente, em resumo, para a escolha do terreno da SE-Carajás, apresentado na Figura 17, foram levados em consideração os seguintes aspectos:

- Áreas planas, que não demandem grandes movimentações de terra para terraplenagem e aterramento; que possuam solo com baixa resistividade e propício à construção de estradas e fundações;

- Áreas não propícias a enchentes;
- Terrenos não utilizados ou de fácil desapropriação;
- Desejável local de fácil acesso às linhas de transmissão e ao transporte de grandes equipamentos, operadores e equipes de manutenção;
- Evitar áreas de proteção ambiental.

Figura 17 – Mapa de localização do terreno.



Fonte: Google (2020).

O local escolhido atendia às necessidades desejadas e apresentava ótimas características para a implantação do projeto. Na Figura 17 é possível ver o mapa de localização do terreno e o fácil acesso à rodovia GO-060 dada a proximidade com o anel viário de Goiânia. Além disso, por se encontrar às margens da cidade, permite a chegada e saída das linhas de transmissão de alta-tensão com mais facilidade. A Tabela 3 apresenta o resumo de áreas do terreno escolhido.

Tabela 3 – Resumo do terreno escolhido.

Área Total	160.000,00 m <sup>2</sup>
Área Terraplenagem	107.540,00 m <sup>2</sup>
Localização	Goiânia - GO
Bairro	Veredas dos Buritis

Fonte: Do autor.

### 3.4 ESPECIFICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS

Nessa etapa, os projetistas são responsáveis pela importante função de especificar as características essenciais dos diversos equipamentos de pátio e do Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS). “Estas definições devem estar em conformidade com os requisitos mínimos definidos em documentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e nos requisitos estabelecidos nos editais de licitação do empreendimento de transmissão elaborados pela ANEEL” (FRONTIN, 2013).

A seguir, serão apresentadas as características mais relevantes para a especificação dos principais equipamentos citados na seção anterior, para o caso da SE-Carajás.

#### **3.4.1 Transformador de Potência**

##### 3.4.1.1 Principais Características

Para se formular o pedido de um transformador, são necessários, no mínimo, os seguintes dados:

- Tipo

É importante para a especificação definir inicialmente se será usado um transformador convencional ou um autotransformador.

Como tratado anteriormente, a utilização de um autotransformador é recomendada em casos de altos valores de potência, visando à redução de custos com a compra e dimensões do equipamento.

- Uso

Especificar destino de instalação do equipamento, se para uso interno ou externo. Devido às características já definidas da subestação, sabe-se que será para uso externo.

- Número de fases

Transformadores de Potência podem ser fabricados com o número diverso de fases. Como mencionado anteriormente, por se tratar de uma

instalação de alta potência e alta tensão, a opção mais coerente é construir um banco de autotransformadores monofásicos.

- Tipo de ligação

Para transformadores trifásicos, costuma-se especificar o tipo de ligação entre seus enrolamentos. As ligações podem ser realizadas em Y ou  $\Delta$ .

- Tensão Nominal

É a tensão de operação contínua à qual os terminais do transformador podem permanecer submetidos em regime normal de operação.

- Potência nominal

É o valor de potência base ao qual o transformador foi projetado e na qual se determina a corrente nominal dos enrolamentos atuando sob tensão nominal.

Quando o transformador possui um sistema de resfriamento forçado, é comum especificar as potências referentes à cada um destes níveis de resfriamento. Usualmente, utiliza-se as seguintes denominações:

ONAN – Óleo Natural, Ar Natural;

ONAF 1 – Óleo natural, Ar forçado 1;

ONAF 2 – Óleo natural, Ar forçado 2.

- Frequência

A frequência nominal padrão no território brasileiro é de 60 Hz.

- Tensão Suportável de Impulso

Valores definidos conforme NT-36 (Transformador de Potência – Especificação), que podem ser observados na Tabela 4.

Tabela 4 – Tensões suportáveis do transformador.

Tensão nominal do enrolamento (kVef)	Tensão máxima do enrolamento (kVef)	Terminais de linha					Terminal de neutro	
		Tensão suportável nominal de			Tensão induzida (kVef)	Tensão induzida de longa duração (kVef)	Tensão suportável nominal	
		impulso atmosférico pleno (kVcr)	impulso atmosférico cortado (kVcr)	impulso de manobra (kVcr)			de impulso atmosférico pleno (kVcr)	à frequência industrial (kVef)
13,8	15	110	121	-	34	-	110	34
34,5	36,2	170	187	-	70	-		
69	72,5	350	385	-	140	140		
138	145	550	605	-	230	230	170	70
230	245	950	1045	850	395	395		

Fonte: CELG-GT - NT-36 (Adaptado).

- Impedância percentual

Representa numericamente a impedância do transformador em percentagem da tensão de ensaio de curto-circuito, em relação à tensão nominal (MAMEDE, 2005).

Valores para cada classe de tensão foram normalizados de acordo com a NT-36 (CELG-GT, 2014).

### 3.4.1.2 Especificação

Sabendo as principais características do transformador, é possível, enfim, buscar dentre os fornecedores aqueles que possuem um equipamento que atende às necessidades de projeto. A Tabela 5, Tabela 6 e a Tabela 7 apresentam as características dos equipamentos especificados para a SE-Carajás. E a Figura 18, a Figura 19 e a Figura 20 mostram os equipamentos fornecidos e instalados no pátio da SE.

Tabela 5 - Autotransformador 230/138 kV.

Tipo	Autotransformador
Instalação	Externa
Fases	Monofásico
Tipo de ligação	-
Tensão Nominal	$230/\sqrt{3}$ - $138/\sqrt{3}$ - 13,8 kV
Potência Nominal (ONAN/ONAF/ONAF2)	45/60/75 MVA
Frequência	60 Hz
NBI	950 kVcr
Impedância Percentual (Base ONAN)	4% (AT/BT), 24% (AT/T) e 20% (BT/T)
Comutação	Sob Carga (LTC)

Fonte: Do autor.

Figura 18 – Autotransformador de Potência 230/138 kV – in loco.



Fonte: Do autor.

Tabela 6 - Transformador 138/13,8 kV.

Tipo	Transformador
Instalação	Externa
Fases	Trifásico
Tipo de ligação	Y-Y
Tensão Nominal	138 kV - 13,8 kV
Potência Nominal (ONAN/ONAF/ONAF2)	20/26,6/33,3 MVA
Frequência	60 Hz
NBI	550 kVcr
Impedância Percentual (Base ONAN)	8% (AT/BT)
Comutação	Sob Carga (LTC)

Fonte: Do autor.

Figura 19 – Transformador de Potência 138/13,8 kV – in loco.



Fonte: Do autor.

Tabela 7 - Transformador de Serviços Auxiliares.

Tipo	Transformador
Instalação	Externa
Fases	Trifásico
Tipo de ligação	$\Delta - Y$
Tensão Nominal	13,8 - 0,380 - 0,220 kV
Potência Nominal (ONAN)	112,5 kVA
Frequência	60 Hz
NBI	110 kVcr
Impedância Percentual (Base ONAN)	2,5% (AT/BT)
Comutação	Sem tensão

Fonte: Do autor.

Figura 20 – Transformador de Serviços Auxiliares – in loco.



Fonte: Do autor.

### 3.4.2 Transformador de Corrente

#### 3.4.2.1 Principais Características

De uma forma geral, na especificação de um transformador de corrente deve-se explicitar os seguintes pontos:



- Tensão Nominal e Classe de Tensão

Valor definido com base no setor ao qual o equipamento deverá ser instalado. Neste caso, tensão nominal equivalente a 230 kV e classe de tensão a 245 kV.

- Uso

Especificar destino de instalação, para uso interno ou externo. Devido às características já definidas da subestação, sabe-se que será para uso externo.

- Relação de Transformação

Definida através da relação de correntes entre primário e secundário do TC, conforme demonstrado anteriormente. Utilizando (9), pode-se concluir que a corrente nominal no primário é 564,8 A.

$$I_p = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3}V_{nom}} \quad (9)$$

onde,

$I_p$ , valor da corrente nominal da linha;

$P_{nom}$ , valor de potência no *bay* dos trafos;

$V_{nom}$ , tensão de operação (linha-linha).

É comum a utilização de TCs com múltiplos enrolamentos secundários, onde esses possuem derivações a fim de aumentar a faixa de correntes com as quais o equipamento está apto a funcionar. Por padronização, os fabricantes projetam seus equipamentos com valores múltiplos de 10; 12,5; 15; 20; 25; 30; 40; 50; 60 ou 75 A.

Já a corrente no secundário do TC, por padrão, deve ser escolhida entre 1 A ou 5 A, seguindo critérios de cada projeto e a preferência do projetista. Em projetos mais recentes, existe a tendência de optar pela primeira, visto a substituição de tecnologia dos medidores analógicos para os digitais, que demandam correntes menores para o funcionamento.

- Classe de exatidão

Segundo a norma técnica da CELG-GT: NT-39, transformadores de corrente da classe 245 kV devem possuir três enrolamentos secundários, sendo dois para proteção e um para medição operativa, com as seguintes características:

- Classe de exatidão para proteção: 10B800;
- Classe de exatidão para medição operativa: 0,6C200.

- Tensões Suportáveis

Valores definidos conforme NT-39 (CELG-GT, 2015) que podem ser observados na Tabela 8.

Tabela 8 – Tensões suportáveis do TC.

Item	Requisitos Elétricos	Unid	15 kV	36,2 kV	72,5 kV	145 kV	245 kV
3	Nível de isolamento nominal:						
	- tensão suportável nominal à frequência industrial	kV	34	70	140	230	395
	- tensão suportável nominal de impulso atmosférico, onda plena	kV	110	170	350	550	950
	- tensão suportável nominal de impulso atmosférico, onda cortada	kV	121	187	385	605	1045

Fonte: CELG-GT - NT-39 (Adaptado).

- Corrente Térmica de Descarga

Trata-se da máxima corrente que o TC suporta pelo período de 1 segundo, sem que atinja temperaturas capazes de danificar o isolamento de proteção.

Normalmente é um valor já especificado pelo setor de planejamento da concessionária. Quando não, pode ser calculado através de (10). Para o caso da SE-Carajás, o valor pré-determinado foi de  $I_{th} = 20$  kA.

$$I_{th} = \frac{S_k}{\sqrt{3}V_{nom}} \quad [kA] \quad (10)$$

onde,

$S_k$ , valor de potência da falta na subestação em MVA;

$V_{nom}$ , Tensão de operação (linha-linha) em kV.

- Corrente de Pico Dinâmica

Trata-se do primeiro valor de pico da corrente proveniente em meio período de onda na ocorrência de um curto-circuito. Segundo a NT-39 da CELG-GT, pode ser calculada por (11), obtendo-se assim o valor de  $I_{dp} = 50$  kA.

$$I_{dp} = 2,5 I_{th} [kA] \quad (11)$$

onde,

$I_{dp}$ , corrente dinâmica de pico;

$I_{th}$ , corrente térmica de descarga.

- Frequência

A frequência nominal padrão no território brasileiro é de 60 Hz.

- Fator Térmico Nominal

É o fator pelo qual a corrente primária do TC pode ser multiplicada de forma a obter a máxima corrente que o equipamento pode continuar em funcionamento nominal, sem exceder os limites de temperatura seguros. Quando não especificado, sugere-se que o TC seja escolhido para suportar em seu primário correntes que variem entre 10% e 40% acima do valor nominal da corrente em operação normal na linha. Já segundo consta na Tabela 9, o fator térmico nominal para TCs da classe 245 kV deve ser 1,2.

Tabela 9 – Tensões e fator térmico do TC.

Item	Requisitos Elétricos	Unid	15 kV	36,2 kV	72,5 kV	145 kV	245 kV
1	Parâmetros do sistema:						
	- tensão nominal	kV	13,8	34,5	69	138	230
	- tensão máxima de operação	kV	15	36,2	72,5	145	245
	- frequência nominal	Hz	60	60	60	60	60
2	Fator térmico nominal	-	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

Fonte: CELG-GT - NT-39 (Adaptado).

- Isolamento

Os TCs, em geral, podem ser fabricados com encapsulamento em epóxi ou imersos em líquido isolante. Contudo, para tensões acima de 34,5 kV os fabricantes costumam produzir apenas do tipo de líquido isolante.

### 3.4.2.2 Especificação

Em posse dos dados mencionados, é possível buscar dentre os fornecedores aqueles que possuem um equipamento que atende às necessidades para o caso em questão, conforme apresentado na Tabela 10. A Figura 21, mostra o equipamento em questão instalado e em funcionamento no pátio da SE-Carajás.

Tabela 10 – Transformador de Corrente 230 kV.

Classe de Tensão	242 kV
Uso	Externo
Relação de Transformação	300/400/500 x 600/800/1000 - 5-5-5 A
Classe de exatidão	Medição: 0,6C200 Proteção: 10B800
Tensões Suportáveis	Impulso Atmosférico: 950 kV Freq. Industrial: 395 kV
Corrente de Descarga (1s)	20 kA
Corrente de Dinâmica de Pico	50 kA
Frequência	60 Hz
Fator Térmico	1,2 pu
Isolamento	Óleo isolante

Fonte: Do autor.

Figura 21 – Transformador de Corrente 230 kV – in loco.



Fonte: Do autor.

### 3.4.3 Transformador de Potencial

#### 3.4.3.1 Principais Características

De modo geral, na especificação de um transformador de potencial deve-se explicitar:

- Tipo

Como citado anteriormente, para valores acima de 145 kV devem ser especificados aqueles denominados capacitivos.

- Tensão nominal e Classe de Tensão

Valor definido com base no setor ao qual o equipamento deverá ser instalado. Neste caso, tensão nominal equivalente a 230 kV e classe de tensão a 245 kV.

- Uso

Especificar destino de instalação, para uso interno ou externo. Devido às características já definidas da subestação, sabe-se que será para uso externo.

- Relação de transformação

É definida através da relação de tensões entre primário e secundário do TP. Sabendo que o primário do equipamento está conectado no setor de  $230/\sqrt{3}$  kV e, por padrão, as tensões no secundário foram definidas como  $115/\sqrt{3}$  V, a relação de transformação pode ser definida como sendo 2000:1.

- Classe de Exatidão

Segundo norma técnica da CELG-GT: NT-38, transformadores de potencial capacitivos da classe 245 kV devem possuir três enrolamentos secundários, sendo dois para medição operativa e um para medição de faturamento, com as seguintes características:

- Classe de exatidão medição operativa: 0,6P200;
- Classe de exatidão medição faturamento: 0,3P75.

- Tensões suportáveis

Valores definidos conforme NT-38 (Transformador de Potencial – Especificação), que podem ser observados na Tabela 11.

Tabela 11 – Tensões suportáveis do TP.

ITEM	REQUISITOS ELÉTRICOS	Unid.	72,5 kV	145 kV	242 kV
5	Nível de isolamento nominal:				
	- tensão suportável à frequência industrial;	kV	140	230	395
	- tensão suportável de impulso atmosférico, onda plena;	kV	350	550	950
	- tensão suportável de impulso atmosférico, onda cortada;	kV	385	605	1045
	- tensão suportável à frequência industrial, no enrolamento secundário.	kV	3,0	3,0	3,0

Fonte: CELG-GT - NT-38 (Adaptado).

- Fator de sobretensão

É o fator pelo qual a tensão primária do TP pode ser multiplicada de forma a obter a máxima tensão que o equipamento pode continuar em funcionamento nominal. Segundo consta na Tabela 12, o fator térmico nominal para TPC em regime contínuo é igual a 1,2.

Tabela 12 – Fator de sobretensão do TP.

8	Fator de sobretensão nominal: - em regime contínuo - 30 s		1,2 1,5
---	---	--	------------

Fonte: CELG-GT - NT-38 (Adaptado).

- Frequência

A frequência nominal padrão no território brasileiro é de 60 Hz.

- Isolamento

Os TPs, no geral, podem ser fabricados com encapsulamento em epóxi ou imersos em óleo isolante. Contudo, para tensões acima de 72,5 kV, os fabricantes costumam produzir apenas o de líquido isolante.

### 3.4.3.2 Especificação

Em posse dos dados anteriores, foi possível finalmente buscar dentre os fornecedores aqueles que possuem um equipamento que atende às necessidades de projeto, conforme apresentado na Tabela 13. A Figura 22 mostra o equipamento em questão, instalado e em funcionamento, no pátio da SE-Carajás.

Tabela 13 – Transformador de Potencial 230 kV.

Tipo	Capacitivo (TPC)
Classe de Tensão	245 kV
Uso	Externo
Relação de Transformação	(2000:1) $230/\sqrt{3}:0,115/\sqrt{3} - 0,115/\sqrt{3} - 0,115/\sqrt{3}$
Classe de exatidão	Faturamento: 0,3P75 Medição: 0,6P200
Tensões Suportáveis	Impulso Atmosférico: 950 kV Freq. Industrial: 395 kV
Fator Térmico	1,2
Frequência	60 Hz
Isolamento	Óleo Isolante

Fonte: Do autor.

Figura 22 – Transformador de Potencial Capacitivo 230 kV – in loco.



Fonte: Do autor.

### 3.4.4 Disjuntor

#### 3.4.4.1 Principais Características

Para aquisição de um disjuntor, é necessário que se especifiquem, no mínimo, os seguintes dados:

- Tensão nominal e classe de tensão

Valor definido com base no setor ao qual o equipamento deverá ser instalado. Neste caso, tensão nominal equivalente a 230 kV e classe de tensão a 245 kV.

- Corrente nominal

Valor de corrente para a qual o equipamento foi projetado para trabalhar em regime contínuo. Pode ser calculado conforme (12). Conclui-se que é necessário um equipamento que suporte, ao menos, a corrente nominal de 564,8 A.

$$I_p = \frac{P_{nom}}{\sqrt{3}V_{nom}} \quad (12)$$

onde,

$I_p$ , valor da corrente nominal da linha;

$P_{nom}$ , valor de potência no *bay* dos trafos;

$V_{nom}$ , tensão de operação (linha-linha).

- Uso

Especifica-se o destino de instalação, para uso interno ou externo. Devido às características já definidas da subestação, sabe-se que será para uso externo.

- Corrente de interrupção

Trata-se da máxima corrente para a qual o disjuntor está apto a interromper no evento de uma falha, sem sofrer danos em seus componentes.



Conforme a NT-45 (CELG-GT, 2015), para a classe 242 kV é estabelecida a corrente de 50 kA.

- Tensões suportáveis

São os valores de tensão que o equipamento deve suportar sem sofrer danos, em condições de ensaio específicas. Esses valores podem ser definidos conforme Tabela 14.

Tabela 14 – Tensões suportáveis do disjuntor.

Item	Requisitos Elétricos	Unid.	Classe de Tensão (kV)				
			15	36,2	72,5	145	242
2	Nível de isolamento nominal: - tensão suportável nominal de impulso atmosférico	kV	110	170	350	550	950
	- tensão suportável nominal à frequência industrial	kV	34	70	140	230	395

Fonte: CELG-GT - NT-45 (Adaptado).

- Frequência nominal

A frequência nominal padrão no território brasileiro é de 60 Hz.

- Tempo de interrupção

É o tempo necessário para o disjuntor realizar a extinção por completo da corrente no evento de uma falha. Definido conforme Tabela 15, para a classe 242 kV, como 50 ms.

Tabela 15 – Tempo de interrupção do disjuntor.

Item	Requisitos Elétricos	Unid.	Classe de Tensão (kV)				
			15	36,2	72,5	145	242
11	Tempo de interrupção nominal	ms	60			50	

Fonte: CELG-GT - NT-45 (Adaptado).

### 3.4.4.2 Especificação

Obtidos os principais dados, é possível buscar dentre os fornecedores aqueles que possuem um equipamento que atende às necessidades de projeto, conforme resumidos na Tabela 16. A Figura 23, mostra o equipamento em questão instalado e em funcionamento no pátio da SE-Carajás.

Tabela 16 – Disjuntor 230 kV.

Tensão Nominal	230 kV
Classe de Tensão	242 kV
Corrente Nominal	1250 A
Uso	Externo
Corrente de Interrupção Simétrica	20 kA
Tensões Suportáveis	Impulso Atmosférico: 550 kV Freq. Industrial: 230 kV
Frequência	60 Hz
Tempo de Interrupção	50 ms
Isolamento	Vácuo ou SF6

Fonte: Do autor.

Figura 23 – Disjuntor 230 kV – in loco.



Fonte: Do autor.

### 3.4.5 Chave seccionadora

#### 3.4.5.1 Principais Características

No pedido de compra de um seccionador devem constar, pelo menos, as seguintes informações que caracterizam o equipamento apropriado para as necessidades da instalação em que irá operar:

- Tensão nominal e Classe de Tensão

Valor definido com base no setor ao qual o equipamento deverá ser instalado, neste caso tensão nominal equivalente a 230 kV e classe de tensão a 245 kV.

- Corrente nominal

É o valor de corrente para a qual o equipamento em questão é capaz de operar continuamente, sem que elevações de temperatura suficientes para danificar o equipamento ocorram.

- Tensões Suportáveis

Caracteriza as máximas tensões suportáveis pelo equipamento em circunstâncias pré-estabelecidas. A Tabela 17 apresenta os valores definidos.

Tabela 17 – Tensões suportáveis Chave Seccionadora.

ITEM	REQUISITOS ELÉTRICOS	UNID.	CLASSE DE TENSÃO (kV)				
			15	36,2	72,5	145	245
2	Níveis de isolamento: a) Tensão suportável nominal à frequência industrial, a seco e sob chuva: - para a terra e entre polos - entre contatos abertos	kVef	38	70	140	230	395
			45	80	160	265	460
	c) Tensão suportável nominal de impulso atmosférico, onda 1,2 x 50 µs: - para a terra e entre polos - entre contatos abertos	kVer	110	170	325	550	950
			125	195	375	630	1050

Fonte: CELG-GT - NT-41 (Adaptado).

- Corrente nominal suportável de curta duração

É o valor de corrente que o equipamento deve suportar durante o período de um segundo sem sofrer danos, definido conforme Tabela 18.

Tabela 18 – Corrente nominal suportáveis Chave Seccionadora.

ITEM	REQUISITOS ELÉTRICOS	UNID.	CLASSE DE TENSÃO (kV)				
			15	36,2	72,5	145	245
4	Corrente suportável nominal de curta duração, valor eficaz, 1 segundo. (ver nota 2)	kA	8	8	12,5	20	31,5
			12,5	12,5	-	-	-
			25	-	-	-	-

Fonte: CELG-GT - NT-41 (Adaptado).

- Valor de crista nominal da corrente suportável

Conforme NT-41 (CELG-GT, 2015), o valor de crista deve corresponder a 2,6 vezes o da corrente suportável nominal de curta duração.

- Frequência nominal

A frequência nominal padrão no território brasileiro é de 60 Hz.

#### 3.4.5.2 Especificação

Em posse dos principais dados do equipamento, é possível buscar dentre os fornecedores aqueles que possuem um equipamento que atende às necessidades de projeto, mostrados na Tabela 19. A Figura 24 mostra o equipamento em questão, instalado e em funcionamento, no pátio da SE-Carajás.

Tabela 19 – Seccionadora 230 kV.

Classe de Tensão	245 kV
Tensão Nominal	230 kV
Corrente Nominal	1250 A
Tensões Suportáveis	Impulso Atmosférico: 950 kV Freq. Industrial: 395 kV
Correntes Suportáveis	Curta Duração (1s): 31,5 kA Valor de Crista: 81,9 kA
Frequência	60 Hz

Fonte: Do autor.

Figura 24 – Chave Seccionadora 230 kV – in loco.



Fonte: Do autor.

### 3.4.6 Para-Raios

#### 3.4.6.1 Principais Características

No pedido de compra de um para-raios é necessário que constem, no mínimo, os seguintes dados:

- Tensão nominal

As tensões nominais dos para-raios são normalizadas nos seguintes valores: 12; 30; 60; 120 e 198 kV. Para o caso de um para-raios instalado no setor de 230 kV, utiliza-se um equipamento com tensão nominal igual a 198 kV, considerando que a tensão da rede nominal é de  $230/\sqrt{3}$  kV.

- Corrente de Descarga Nominal

Os valores típicos de corrente de descarga dos para-raios são normalizados pela NT-13 (CELG-GT, 2015) nos seguintes valores:

- Para-raios de distribuição: 10 kA;
- Para-raios tipo estação: 10 kA e 20 kA.

- Capacidade de Absorção de Energia

Refere-se à maior quantidade de energia que o equipamento pode ser submetido, sem que danos em seus componentes ou falhas no funcionamento sejam acarretadas após a normalização das condições de operação.

- Máxima tensão de operação contínua (MCOV)

Trata-se da tensão máxima de operação que o para-raios pode estar submetido continuamente, sem que traga consequências ao seu funcionamento ou seus componentes.

- Uso

Especifica-se destino de instalação, para uso interno ou externo. Devido às características já definidas da subestação, sabe-se que será para uso externo.

- Tipo

Para-raios são encontrados em duas formas: tipo estação ou para-raios de distribuição. Normalmente, para-raios de distribuição são usados em tensões de 13,8 e 34,5 kV. Para setores de mais alta-tensão, como é o caso para 230 kV, faz-se o uso do tipo estação.

- Frequência nominal

A frequência nominal padrão no território brasileiro é de 60 Hz.

### 3.4.6.2 Especificação

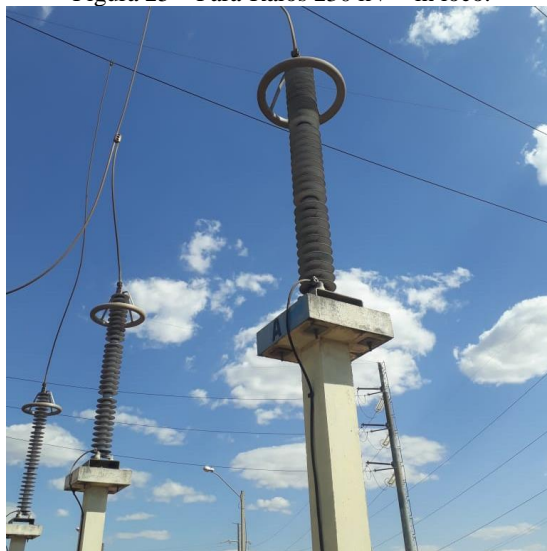
Em posse dos dados acima, é possível buscar dentre os fornecedores aqueles que possuem um equipamento que atende as especificações conforme apresentado na Tabela 20. A Figura 25, mostra o equipamento em questão instalado e em funcionamento no pátio da SE-Carajás.

Tabela 20 – Para-Raios 230 kV.

Material	Polimérico
Tensão Nominal	198 kV
Corrente Descarga Nominal	10 kA
Capacidade de Absorção de Energia	7,2 kJ/kV
Máxima Tensão de Operação Contínua (MCOV)	152 kV
Uso	Externo
Tipo	Estação
Frequência	60 Hz

Fonte: Do autor.

Figura 25 – Para-Raios 230 kV – in loco.



Fonte: Do autor.

### 3.4.7 Banco de Capacitores

Cabe ressaltar que, apesar da grande importância desses equipamentos na qualidade de fornecimento de energia, nem sempre eles se fazem necessários na prática, como exemplo o ocorrido na implantação da SE-Carajás.

Em sua implantação inicial, não havia a necessidade desse tipo de equipamento na subestação. Todavia, com o passar dos anos, com o aumento da demanda por energia elétrica da região metropolitana de Goiânia, o ONS recomendou a instalação de bancos de capacitores em derivação na barra de 138 kV, visando atender dois critérios: a compensação do fator de potência da carga e a redução do intercâmbio de reativos da rede básica. Foi então que em 2017, a CELG G&T realizou a implantação do banco, que pode ser visualizado na Figura 26.

#### 3.4.7.1 Principais Características

Para realizar a compra de uma unidade capacitiva, é necessário indicar ao menos os seguintes dados:

- Potência nominal

É o valor da potência de operação contínua do equipamento, sem que o mesmo sofra danos com isso. É padronizado conforme valores apresentados na Tabela 21.

- Tensão nominal

É o valor de tensão para operação contínua do equipamento, sem que o mesmo sofra qualquer tipo de dano com isso. É padronizado nos valores apresentados na Tabela 21.

- Frequência nominal

Como todos os demais equipamentos, a frequência nominal deve ser a padrão no Brasil, no caso, 60 Hz.



Tabela 21 – Características de Banco de Capacitores de AT.

CARACTERÍSTICA	CLASSE DE TENSÃO (kV)	
	145	242
Potência Nominal (MVA <sub>r</sub> )	81,0	50,0
Número de fases	3	
Frequência Nominal (Hz)	60	
Tensão nominal (kV)	138	230
Tensão Máxima de Operação Contínua a Freq. Fundamental (kV)	145	242
Tensão Impulso Atmosférico (kV)	550	950
Tensão a Frequência Industrial (kV)	230	395
Aplicação	Derivação (“shunt”)	
Uso	Externo	
Esquema de Ligação	Estrela Aterrada em Ponte H	
Aterramento do neutro	SIM	
Categoria de Temperatura (°C)	- 5 + 50	
Tolerância de Capacitância (%)	- 5 + 10	
Perdas dielétricas médias máximas (W/ kVA <sub>r</sub> )	0,16	
Proteção Individual da Unidade Capacitiva	Fusível interno	
Proteção por desequilíbrio do banco	Através de TC de Desequilíbrio	
Proteção de Transitório de Manobra	Através de Reator	
Tensão Residual / Tempo de descarga (V / min)	50 / 5 min	

Fonte: CELG-GT - NT-01 (2014).

### 3.4.7.2 Especificação

Em análise dos comportamentos da rede na região, o setor de planejamento notou a necessidade de implementar a correção no barramento de 138 kV. Com isso, foi possível buscar dentre os fornecedores aqueles que possuíssem um equipamento que atendessem às especificações, conforme apresentado em resumo na Tabela 22.

Tabela 22 – Banco de Capacitores 138 kV.

Classe de Tensão	145 kV
Tensão Nominal	138 kV
Potência do Banco	3x 30.000 kVA <sub>r</sub>
Potência Unitária	750 kVA <sub>r</sub>
Nº de Unidades Capacitivas	3x 40 un.
Frequência	60 Hz

Fonte: Do autor.

A Figura 26 mostra o banco em questão, instalado e em funcionamento no pátio da SE-Carajás.

Figura 26 – Banco de Capacitores – in loco.



Fonte: Do autor.

### 3.5 CONSTRUÇÃO

Com o projeto em mãos, liberações e permissões devidamente assinadas, a etapa de construção se inicia. A logística aplicada durante essa etapa tem um impacto significativo no tempo de obra e na aceitação pela comunidade, o controle de tráfego no entorno, a poluição sonora e visual, bem como o controle de resíduos da obra são fatores que demandam atenção especial.

Essa etapa inicia-se com a preparação do terreno, que pode incluir serviços como terraplenagem, drenagem e a dinamitação de eventuais rochas. Com o terreno pronto, é instalada a malha de aterramento da subestação (mais detalhes serão apresentados no Item 3.6). Toda a construção civil é realizada, incluindo a montagem de estruturas de base e suporte para a instalação dos equipamentos e as estruturas metálicas.

Também aqui é alocada a camada de brita, de acordo com o especificado no projeto de aterramento e conforme ilustra a Figura 27.

Após finalizar as obras estruturais, inicia-se a etapa de instalação elétrica, onde é realizada, em primeira instância, a montagem dos barramentos condutores e conexões de cabos do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA). Em seguida, é realizada a montagem eletromecânica dos diversos equipamentos de pátio, realiza-se as interconexões deles com os barramentos e, em seguida, faz-se o lançamento dos cabos do SPCS (Sistema de proteção, controle e supervisão) entre os equipamentos de campo e os painéis da casa de comando.

Figura 27 – Distribuição de brita no pátio da SE-Carajás.



Fonte: Do autor.

### 3.6 SISTEMA DE ATERRAMENTO

Toda instalação elétrica de alta e baixa tensão, para funcionar com desempenho satisfatório e ser suficientemente segura contra risco de acidentes fatais, deve possuir um sistema de aterramento dimensionado adequadamente para as condições de cada projeto (MAMEDE FILHO, 2017).

Segundo Leite e Pereira Filho (2001), aterramento é, basicamente, uma conexão elétrica à terra. O valor medido da resistência de aterramento final serve de indício da eficácia do sistema, ou seja, quanto menor a resistência, melhor o aterramento realizado.

Um sistema de aterramento deve ser projetado para proteger a subestação nos casos de surtos nas linhas de transmissão, descargas atmosféricas e em casos de curto-circuito. Além disso, a função principal desse tipo de sistema é a proteção, seja de equipamentos seja das vidas envolvidas.

A implantação do aterramento pode ser dividida em três etapas majoritárias: (i) medição de resistividade inicial do solo, (ii) dimensionamento e simulação da malha e, por fim, (iii) implantação da malha e aferição final de suas características elétricas.

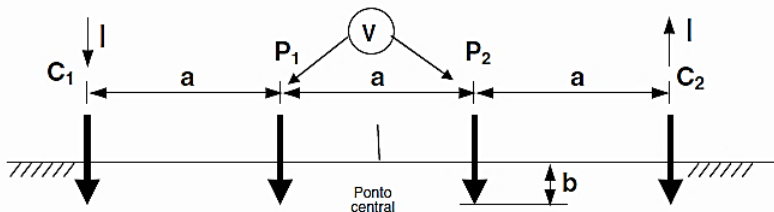
### 3.6.1 Medição de resistividade do solo

O processo para a implantação de uma malha de aterramento inicia-se com a medição *in loco* da resistividade do solo. Muitas vezes, recomenda-se que essa medição seja feita antes mesmo de se adquirir o terreno do empreendimento, auxiliando na escolha do local e evitando problemas futuros com a instalação da malha.

O valor da resistividade é de extrema importância para que se possa, posteriormente, definir os valores máximos para a resistência da malha, a tensão de passo e de toque, como poderá ser visto adiante.

A NBR 7117 (2012) apresenta diversos métodos para a medição da resistividade do solo. Entretanto, no Brasil, o método mais utilizado pelas concessionárias é denominado Método do Arranjo de Werner, o qual utiliza quatro eletrodos igualmente espaçados, sendo dois deles para inserção da corrente (C1 e C2) e dois para a medição da tensão (P1 e P2). Os termos “a” referem-se à distância entre dois eletrodos adjacentes e “b”, à profundidade de cravação dos mesmos, conforme mostra a Figura 28.

Figura 28 – Método do Arranjo de Werner.



Fonte: NBR 7117-2012

A resistência de cada ponto de medição segue a relação da Lei de Ohm, entre a tensão medida e a corrente injetada:

$$R = \left( \frac{\Delta V}{I} \right) \quad (13)$$

Portanto, seguindo o método de Werner e aumentando-se a distância entre as hastes, na Tabela 23, encontra-se o resultado das medições realizadas no solo da SE-Carajás, com as hastes fixadas em média com 40 centímetros de profundidade.

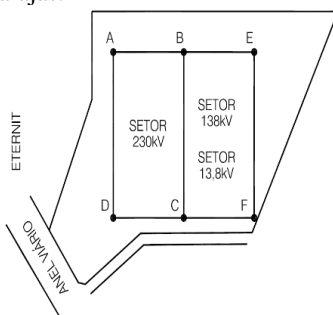
Tabela 23 – Medição Resistência do Solo – SE-Carajás-230 kV.

Distância "a" (m)	Medição de resistência por eixo [ $\Omega$ ]						
	A-B	A-D	B-C	C-D	A-C	B-D	Média
1	57	112	50	92	49	49	68,17
2	22	65	24	52	25	22	35,00
4	9,5	38	14	21	12	14	18,08
8	6,8	11,9	9,5	11	7,9	7,5	9,10
16	5,8	4,4	9,4	4,3	4,8	3,5	5,37
32	3,5	3	9,3	2,5	2,4	5	4,28
64		1,3	1,4		1,9	1,6	1,55

Fonte: Do autor

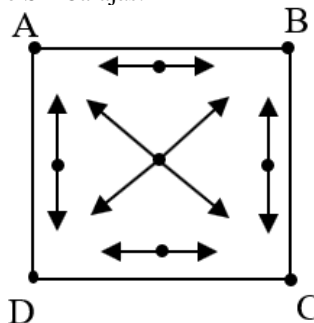
A Figura 29 mostra o formato do croqui de instalação da subestação e a Figura 30 ilustra os sentidos adotados para as medições. É importante notar que pelo formato do terreno, os eixos A-B e C-D são menores em dimensão e, por isso, as medições com grandes distâncias entre as hastes não foram possíveis de serem realizadas e encontram-se em branco na Figura 20.

Figura 29 – Croqui de instalação SE-Carajás.



Fonte: Do autor.

Figura 30 – Sentidos de medição do solo SE-Carajás.



Fonte: Do autor.

Desta forma, a resistividade para cada ponto de medida pode ser calculada por (14).

$$\rho = \frac{4\pi aR}{1 + \left(\frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}}\right) - \left(\frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)} \quad (14)$$

Para valores na ordem de  $b \leq a/10$ , a equação pode ser simplificada, chegando-se a (15). Essa aproximação é frequentemente utilizada em campo devido a sua simplicidade, e tendo em vista que medidores de resistência comerciais costumam ser calibrados com esta fórmula.

$$\rho = 2\pi aR \quad (15)$$

### 3.6.2 Dimensionamento e Simulação

Com os resultados das medições em mãos, inicia-se a etapa de dimensionamento da malha. Nesta etapa estão incluídos cálculos complexos e extensos, os quais não serão incluídos aqui, tendo em vista que não é o objetivo deste trabalho e visto que, nos dias atuais, essa etapa é realizada por *softwares* que possuem ótima confiabilidade, como é caso do *TecAt Plus*, amplamente utilizado pelas concessionárias de energia do Brasil.

Cabe ressaltar, contudo, que mesmo com a utilização de programas computacionais avançados, o projetista não se abstém da interpretação e da análise dos resultados obtidos.

Na Tabela 24 se apresenta os resultados de resistividade obtidos computacionalmente para a malha de aterramento do setor de 230 kV da SE-Carajás, utilizando para isso os dados presentes na Tabela 23.

Tabela 24 – Comparação entre valores medidos e calculados.

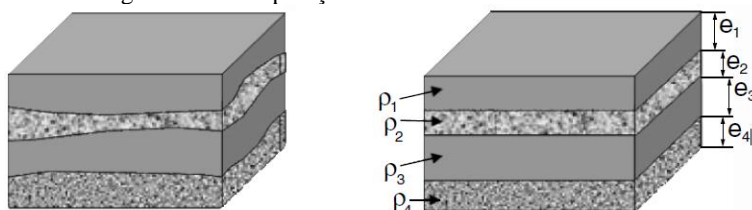
“a” (m)	$\rho_{\text{medido}} [\Omega.m]$	$\rho_{\text{calculado}} [\Omega.m]$	Diferença (%)
1	524,50	521,38	0,59
2	468,80	472,67	-0,82
4	462,23	454,62	1,65
8	459,41	458,49	0,20
16	540,44	507,54	6,09
32	860,78	654,79	23,93
64	623,33	738,89	-18,54

Fonte: Do autor.

Como é de se esperar, raramente um solo pode ser considerado uniforme, ou seja, que possua o valor da resistividade invariante com a profundidade e com a distância horizontal entre os pontos de medição.

É então que surge a necessidade de introduzir o modelo de estratificação do solo, que o representa em subcamadas paralelas com resistividade ( $\rho$ ) e espessura ( $e$ ) constantes em cada uma delas como mostra Figura 31. O número de camadas de estratificação é definido de acordo com a precisão desejada pelo projetista para os cálculos e, apesar deste modelo não ser uma representação perfeita do solo, consegue ser suficientemente real para os cálculos desejados.

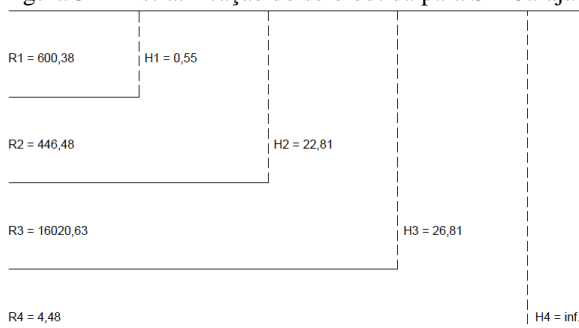
Figura 31 – Comparação Solo Real e Solo Estratificado.



Fonte: NBR 7117-2012.

O procedimento de estratificação do solo também envolve cálculos estatísticos complexos e extensos. Logo, utiliza-se como facilitador *softwares* desenvolvidos para isso. O *software TecAt Plus* também é utilizado nessa etapa e, a partir dos dados de entrada, retorna o solo estratificado em até quatro camadas, de acordo com o desejo dos projetistas. A Figura 32 ilustra o resultado do solo da SE-Carajás estratificado.

Figura 32 – Estratificação do solo obtida para SE-Carajás.

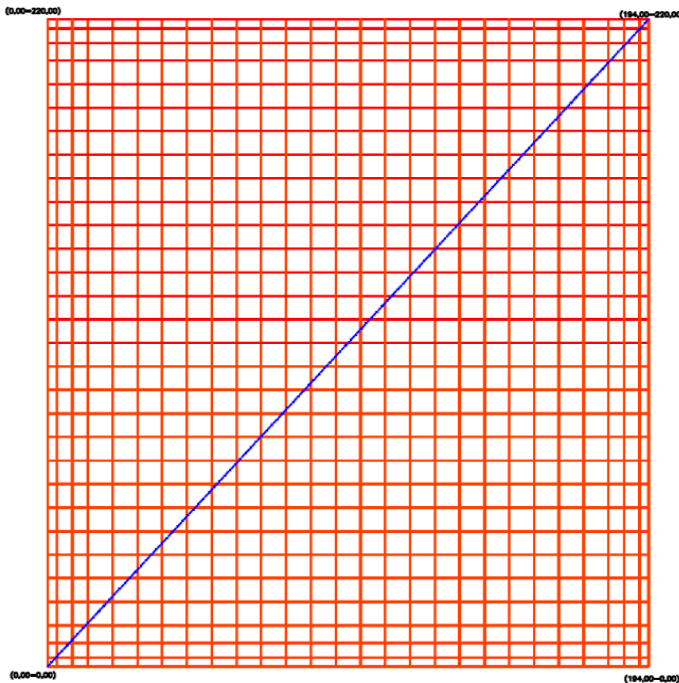


Fonte: Elaborada pelo autor.

Com as resistividades e o solo estratificado, ainda fazendo o uso do *software*, o projetista é incumbido de realizar o desenho de malha coerente com a necessidade, inserindo, também, hastes de aterramento de acordo com a necessidade. Usualmente, utiliza-se estas hastes nos pontos de descida dos para-raios, na região abaixo dos equipamentos do pátio, principalmente do transformador de potência, e dos dispositivos de manobra. A Figura 33 exemplifica a malha da SE-Carajás aplicada no *software*, mostrando, também, a linha traçada para posterior análise dos perfis de potencial do sistema de aterramento.

Tendo realizado a simulação da malha, o programa retorna, em seu memorial, os perfis de tensão para eixos definidos pelo projetista, além de uma aproximação dos valores de resistência da malha, tensão de passo e tensão de toque máximos admissíveis obtidos através dos critérios presentes na IEEE-Standard-80 (2013) e com resultados que estão apresentados na Tabela 25.

Figura 33 – Malha simulada no *software TecAt Plus*.



Fonte: Do autor.



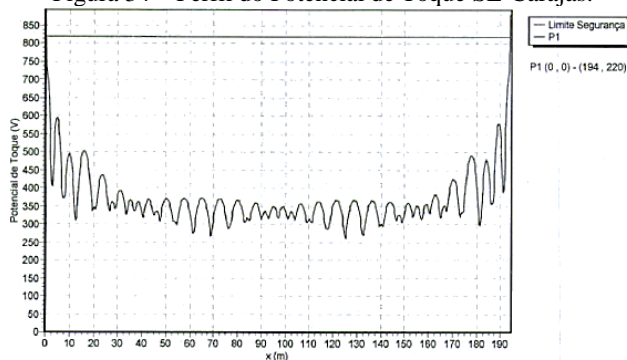
Tabela 25 – Valores para malha obtidos em simulação.

Corrente de Malha ( $I_{cc}$ )	5080 A
Resistência da Malha	0,896 $\Omega$
Tensão máxima de toque	819,7 V
Tensão máxima de passo	2612,5 V

Fonte: Do autor.

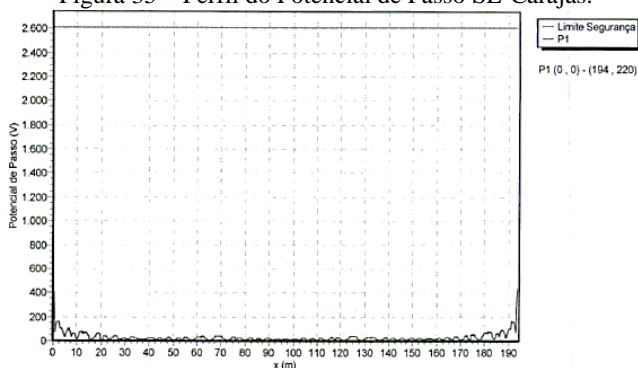
Em uma breve análise dos perfis de tensão simulados e que estão apresentados na Figura 34 e na Figura 35, pode-se concluir que a malha cumpre seu papel, visto que os valores permanecem inferiores aos limites de segurança máximos. Assim, pode-se prosseguir com a instalação da mesma.

Figura 34 – Perfil do Potencial de Toque SE-Carajás.



Fonte: Do autor.

Figura 35 – Perfil do Potencial de Passo SE-Carajás.



Fonte: Do autor.

### 3.6.3 Instalação da Malha e Aferição

Com as simulações e com os resultados analisados e aprovados, é iniciada a instalação da malha de aterramento no terreno da SE, seguindo o *layout* pré-definido. Cronologicamente, esta etapa deve ser realizada após a finalização das obras de terraplenagem e drenagem do terreno.

Realiza-se a escavação das valetas que receberão o cabeamento de cobre e se recomenda verificar se a profundidade está coerente com o planejado, neste caso, 60 centímetros. As interconexões entre a malha-malha ou malha-hastes são feitas preferencialmente através da solda denominada exotérmica, que garante melhor conexão e durabilidade. A Tabela 26 apresenta de forma resumida as principais características construtivas e de material da malha. Para melhor visualização, no APÊNDICE A – Malha de Aterramento SE-Carajás, está representada a planta de instalação da mesma.

Tabela 26 – Resumo da Malha de Aterramento Instalada.

Dimensões Externas	194x220 (m)
Distâncias Internas	8, 6, 5, 3 (m)
Cabo de Cobre Nú #120mm <sup>2</sup>	12174 (m)
Nº de Hastes de Aço Cobreado 3/4" x 3000 mm (Copperweld)	173 un.
Poço de Eletrodo Profundo (10 m)	12 un.
Altura da Brita	0,1 (m)

Fonte: Do autor.

Por fim, com a malha devidamente instalada, realiza-se três tipos de medição para comprovar a eficiência do sistema: medição da resistência final de terra, medição da tensão de passo e medição da tensão de toque. É verificado se os valores estão dentro dos limites máximos permitidos para cada caso e se estão coerentes com as simulações anteriormente realizadas. A metodologia dessas medições está brevemente apresentada no ANEXO A – Ensaio de Medição de Resistência e Potenciais da Malha.

Cabe ressaltar que, idealmente, as medições de resistividade do solo devem ser realizadas em período seco, pois evita que a umidade proveniente da água das chuvas interfira nos resultados obtidos. Contudo, na prática, devido às exigências de fluidez da obra e liberação da lista de materiais para compra, as medições em SE-Carajás foram feitas inicialmente em período chuvoso. Assim, no decorrer da implantação, é

indicado que as medições sejam refeitas, em período seco, para garantir que a malha implementada será eficaz independente disso.

### 3.7 COMISSIONAMENTO E INSPEÇÃO FINAL

Com o término das obras de construção, inicia-se a etapa final chamada comissionamento, aonde é determinada se a funcionalidade dos sistemas está de acordo com o planejado e atende às especificações da rede elétrica à qual será conectada, bem como às determinações do contratante do empreendimento. Para isso, são realizados testes gerais com a subestação sendo parcialmente energizada, que visam determinar problemas de operação, acionamentos, continuidade dos sistemas, dentre outros.

Apesar de muitos testes já serem realizados individualmente durante cada uma das etapas anteriores, testes finais de funcionalidade com o sistema totalmente implementado e conectado são essenciais para assegurar a adequação às condições técnicas, econômicas e de segurança necessárias ao fornecimento de energia elétrica do empreendimento. São normalmente analisados os seguintes pontos:

- Fornecimento de energia;
- Sistemas de proteção e comunicação da SE;
- Sistema de aterramento, SPDA e SPCI;
- Testes de equipamentos;
- Sistemas de segurança e vigilância.

Sempre que possível, é importante incluir, para o acompanhamento desses testes, fornecedores dos equipamentos e outros materiais, bem como representantes de todas as empresas contratadas para prestar algum serviço relevante, em ordem de assegurar que as garantias e as especificações de funcionamento sejam atendidas.

Também, nessa etapa final de comissionamento, deve-se revisar toda a documentação da nova subestação, esquemáticos, desenhos dos equipamentos, manuais de operação, manutenção e segurança. Deve-se realizar, também, a entrega das pranchas de projeto *As-Built*, que são as pranchas conforme a implantação final da obra, incluindo eventuais alterações realizadas durante o processo de construção. É importante revisar todas as liberações ambientais, governamentais e demais aprovações necessárias.

Apenas após finalizar toda essa série de conferências e as correções nas situações em que forem constatadas irregularidades, é que a subestação poderá ser liberada para iniciar a sua operação comercial.

### 3.8 INÍCIO DE OPERAÇÃO

Passando por todos os testes realizados na etapa de comissionamento, sendo estes realizados com a subestação parcialmente energizada, finalmente é chegado o momento de energizá-la completamente e iniciar sua operação comercial.

Uma vez iniciada, espera-se que uma subestação de grande porte tenha uma vida útil de, no mínimo, 35 anos. Ao longo destes anos é comum que a subestação sofra ampliações, acoplamento de novas linhas de transmissão, transformadores e diversos outros equipamentos.

No caso de grandes subestações como a SE-Carajás, é comum realizar a entrega em diversas etapas, como forma de desafogar o sistema elétrico de forma mais ágil e otimizar a utilização de recursos e liberação de verbas. Assim, imediatamente após finalizar a implantação e liberação de sua primeira etapa, em 2009, que condizia a 225 MVA instalados, conforme apresentado na Figura 36, iniciou-se o primeiro processo de expansão, visando entregar mais 225 MVA de capacidade de transformação e concluído no ano de 2014. O processo de expansão é menos burocrático que a implantação inicial de uma subestação, principalmente quanto às liberações ambientais e governamentais.

Durante todo este período a subestação estará sujeita e deverá suportar desligamentos, programados ou não, além de milhares de procedimentos de manobra, descargas atmosféricas e adversidades nas linhas de transmissão. É esperado, idealmente, que, apesar de tudo isso, uma subestação proporcione:

- (i) Confiabilidade adequada para o sistema elétrico, requisito este garantido principalmente por uma escolha bem avaliada de sua configuração de barra;
- (ii) Facilidades e segurança para a sua manutenção, facilidades para ampliações, boa visibilidade de seus componentes dentre outros. Requisitos garantidos principalmente por um projeto de arranjo físico bem elaborado;
- (iii) Equipamentos do pátio de manobras com suportabilidade suficiente para atender às solicitações do sistema;
- (iv) Sistema de comando e proteção atuando corretamente, de forma segura e eficaz (FRONTIN, 2013).

Figura 36 – Vista aérea da SE-Carajás concluída.



Fonte: Do autor.



## 4 CONCLUSÃO

Ao final desse trabalho, foi possível concluir que o processo de implantação de uma nova subestação é um projeto muito mais extenso do que o imaginado inicialmente e que dificilmente poderia ser incluído no escopo de um único trabalho como este. Ao longo das seções, foram vistos inúmeros aspectos e tópicos que, se fossem abordados a fundo, individualmente, já seriam suficientes para preencher muito mais do que o espaço aqui designado para este trabalho. Por este motivo, algumas etapas desse processo acabaram por ser omitidas.

De forma mais específica, através desse trabalho foi possível conhecer a designação de arranjos de barra, bem como aqueles modelos mais utilizados em subestações brasileiras. Foi demonstrado como a escolha correta de um arranjo pode influenciar em diversos aspectos ao longo da vida útil do empreendimento, evitando que investimentos sejam feitos desnecessariamente, melhorando o funcionamento da SE, auxiliando em procedimentos de manutenção e nos processos de expansão da rede.

Ainda, foi possível tomar conhecimento sobre os principais equipamentos presentes em uma subestação, tanto em relação aos seus aspectos construtivos, quanto em relação às suas funções em uma SE.

Na seção específica sobre a SE-Carajás, foi possível revisar alguns conhecimentos adquiridos ao longo do trabalho, além de entender alguns fatores primordiais sobre o projeto em questão. Dentre eles, os motivos que levaram ao início de um novo empreendimento no estado, a justificativa para a escolha de um arranjo diferente do especificado pela ANEEL e as características essenciais para a escolha de um bom terreno para a construção. Além de repassar aspectos a serem observados nas etapas de construção, comissionamento e início da operação, foram apresentados os principais pontos necessários durante a especificação dos equipamentos, auxiliando a escolha da melhor opção para cada caso de utilização.

Por fim, entende-se que os objetivos do trabalho foram atingidos, uma vez que, primordialmente, o proposto era servir de ponto de estudo inicial e servir como auxílio àqueles que buscam uma introdução na área de subestações e sistemas elétricos de potência.

Como sugestão de trabalhos futuros, recomenda-se os estudos sobre sistemas de aterramento para sistemas de alta tensão, por ser uma área promissora e com alta demanda de profissionais qualificados. E como segundo ponto, sugere-se maior aprofundamento na implantação de subestações isoladas em SF<sub>6</sub>, tecnologia já difundida nos grandes centros

urbanos do exterior e que ainda terá muito o que se explorar nos próximos anos aqui no Brasil à medida que as grandes áreas para a construção de subestações convencionais se tornarem mais caras e escassas.



## REFERÊNCIAS

ABB. **Technical Application Papers No. 26 - Medium voltage switching devices: technologies and applications.** Zurique: [s.n.], 2018.

ABB AB. **High Voltage Surge Arresters - Buyer's Guide.** LUDVIKA, Sweden. 2008.

ABNT. **NBR 15749 - Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento.** Rio de Janeiro: [s.n.], 2009.

ABNT. **NBR 7117 - Medição da resistividade e estratificação do solo.** Rio de Janeiro: [s.n.], 2012.

ABNT. **NBR 6856 - Transformador de Corrente: Especificação e Ensaio.** Rio de Janeiro: ABNT. 2015.

ABNT IEC 62271-102. **Seccionadores e Chaves de Aterramento.** Rio de Janeiro: [s.n.], 2006.

ANEEL. **Nota Técnica nº 0075/2011-SRD/ANEEL.** Brasília, p. 14. 2011.

CELG GT. **NT-01: Capacitores de Potência para Subestações - Classes de Tensão 145 e 242 kV.** Goiânia. 2014.

CELG-GT. **NT-36: Transformador de Potência Especificação.** Goiânia. 2014.

CELG-GT. **NT-13: Para-Raios a Óxido Metálico sem Centelhadores - Especificação.** Goiânia. 2015.

CELG-GT. **NT-37: Transformador de Potencial Indutivo Especificação.** Goiânia. 2015.

CELG-GT. **NT-38: Transformador de Potencial Capacitivo Especificação.** Goiânia. 2015.

CELG-GT. **NT-39: Transformador de Corrente Especificação.** Goiânia. 2015.

CELG-GT. **NT-41: Chave Seccionadora Especificação**. Goiânia. 2015.

CELG-GT. **NT-45: Disjuntor de Alta Tensão Especificação**. Goiânia. 2015.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética: MME/EPE, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>>. Acesso em: 02 jul. 2020.

FRONTIN, S. D. O. (Ed.). **Equipamentos de Alta Tensão: Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas**. 1ª. ed. Brasília: Goya Editora LTDA., 2013.

GOOGLE. Google Maps. **Subestação Carajás**, 2020. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/place/Subesta%C3%A7%C3%A3o+Caraj%C3%A1s++CELG+GT/@-16.7194815,-49.3551945,1201m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x935ef63c61022a47:0xeec1b4a165f87a2!8m2!3d-16.7197685!4d-49.3524454>>. Acesso em: 20 jul. 2020.

HORIZON POWER. **Switching Operator's Manual**. Karratha: [s.n.], 2017.

IEC. **IEV 441-14-20: Circuit-Breaker**. Genebra. 1984.

IEC. **IEV 436-01-03: Capacitor (element)**. Genebra: [s.n.]. 1990.

IEEE. **Standard-80 Guide for Safety in AC Substation Grounding**. Nova Iorque: [s.n.]. 2013.

LEITE, C. M.; PEREIRA FILHO, M. L. **Técnicas de Aterramentos Elétricos**. 4ª. ed. São Paulo: Oficina de Mydia LTDA, 2001.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos**. 4ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2005.

MAMEDE FILHO, J. **Instalações Elétricas Industriais**. 9ª. ed. [S.l.]: LTC, 2017.

MCDONALD, J. D. (Ed.). **Electric Power Substation Engineering**. 3<sup>a</sup>. ed. Boca Raton: CRC Press, 2012.

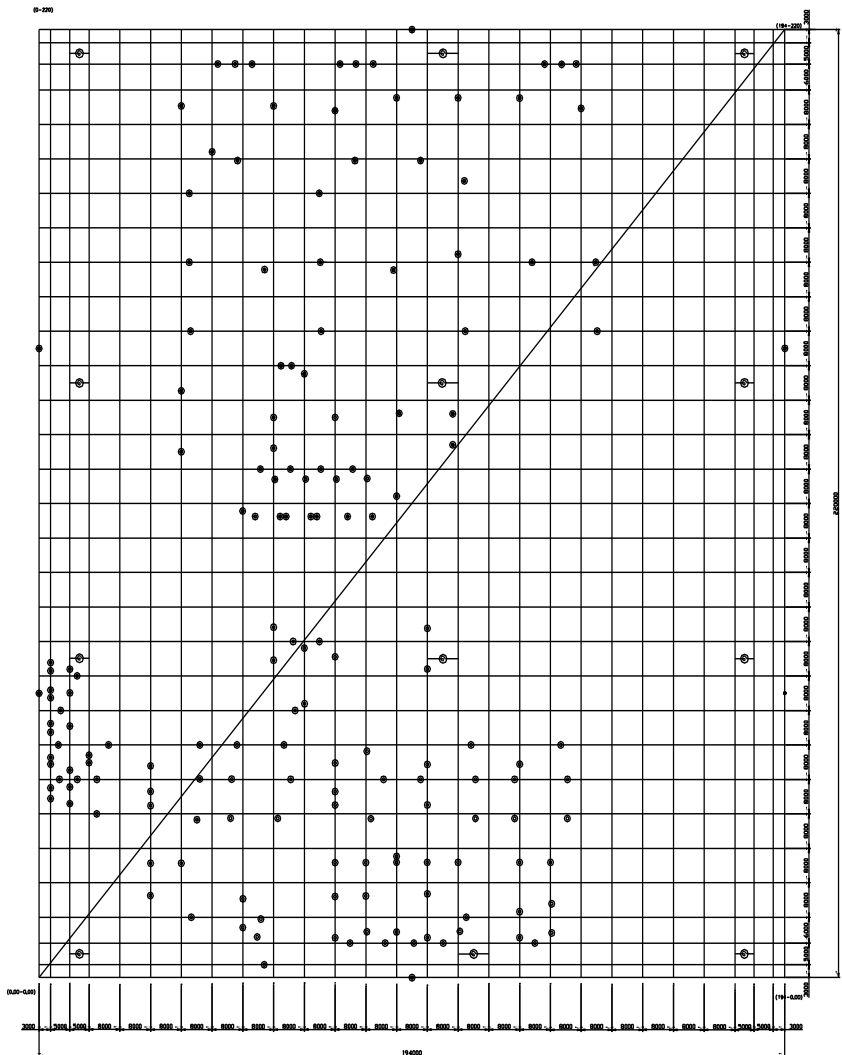
PACHECO, R. L. **Apostila de Conversão Eletromecânica de Energia A**. Florianópolis: [s.n.], 2017.

RUHRTAL. **Catalog of Disconnectors and Earthing Switches**. Essen. 2001.

SCHNEIDER ELECTRIC. **Cahier Technique Merlin Gerin n° 164**. Grenoble. 1995.



## APÊNDICE A – Malha de Aterramento SE-Carajás



Fonte: Do autor.



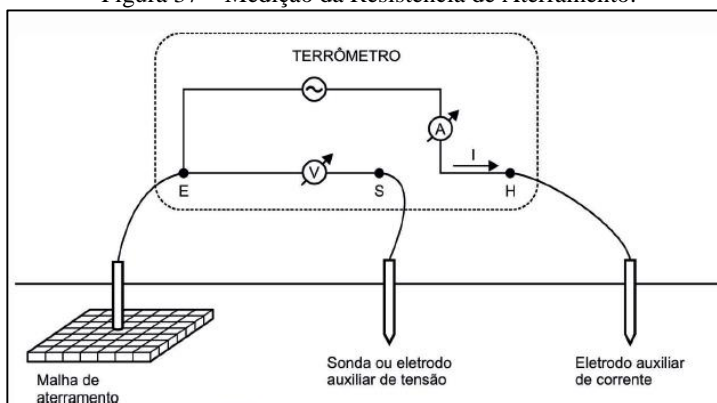
## ANEXO A – Ensaios de Medição de Resistência e Potenciais da Malha

A metodologia desses ensaios pode ser encontrada na íntegra na NBR 15749 (ABNT, 2009).

### Medição da Resistência de Aterramento

Para essa medição, utiliza-se o método da queda de potencial, que consiste, basicamente, em fazer circular uma corrente através da malha de aterramento sob ensaio, por intermédio de um eletrodo auxiliar de corrente, e medir a tensão entre a malha de aterramento e o terra de referência (terra remoto) por meio de uma sonda ou eletrodo auxiliar de tensão, conforme indicado na Figura 37.

Figura 37 – Medição da Resistência de Aterramento.

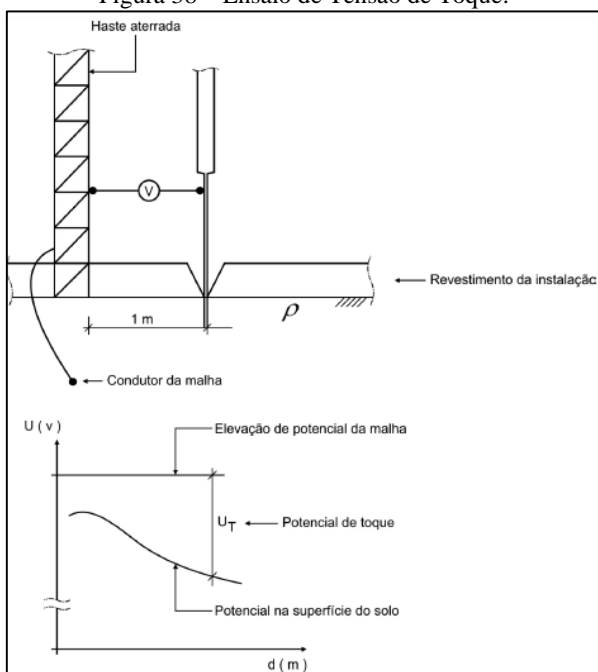


Fonte: NBR-15749 (2009).

## Medição da Tensão de Toque

Esta medição deve ser feita entre as partes metálicas, estruturas metálicas, carcaças de equipamentos ligadas ao sistema de aterramento sob ensaio e o eletrodo de potencial cravado no solo ou utilizando-se o método indicado na Figura 38, com o eletrodo colocado a 1 m de distância da parte metálica envolvida.

Figura 38 – Ensaio de Tensão de Toque.



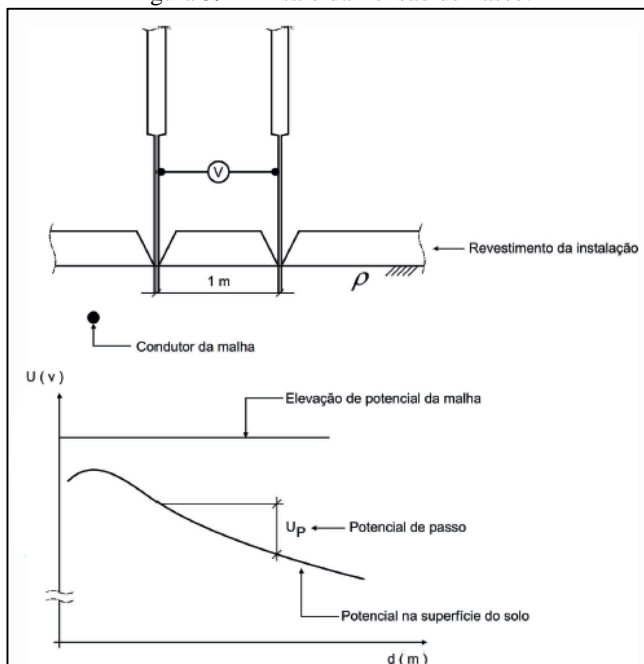
Fonte: NBR-15749 (2009).



## Medição da Tensão de Passo

No caso das tensões de passo, a tensão deve ser medida entre dois eletrodos de potencial cravados no solo e afastados em 1 m, conforme indicado na Figura 39.

Figura 39 – Ensaio da Tensão de Passo.



Fonte: NBR-15749 (2009).