FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Dimensionamento da Rede de Terras em Subestações de Distribuição e Aplicação no Projeto de uma Subestação Real

Luís Pedro Pina Matias Baetas

MESTRADO EM ENGENHARIA ELETROTÉCNICA E DE COMPUTADORES

Orientador: Professor Doutor José Rui Ferreira

Supervisor: Eng. Miguel Braga

21 de julho de 2022

© Luís Pedro Pina Matias Baetas, 2022

Resumo

Com o presente trabalho, pretende-se desenvolver o projeto da rede de terras, projeto de execução e acompanhamento da construção de uma subestação de transformação, com razão de transformação de 60/15 kV e 20 MVA de potência inicial instalada, em Lanheses, Viana do Castelo. Esta subestação será integrada na Rede Nacional de Distribuição (RND) da E-REDES.

Desenvolvendo um projeto base existente obter-se-á o projeto de execução da instalação, sendo que também foram trabalhadas todas as fases constituintes do projeto, como: planeamento da obra, aprovisionamento de materiais e construção da subestação.

A dissertação é iniciada com uma abordagem teórica ao conceito de subestação, com o objetivo de contextualização do tema. Esta inclui a caracterização de cada tipo de subestação, abordando os seus diferentes tipos, morfologias e as suas classificações, assim como as características de cada uma. Esta abordagem teórica é reforçada com os tipos de equipamentos presentes nestas instalações e o seu objetivo de funcionamento, incluindo as proteções associadas.

Seguidamente, toda a metodologia de projeto elétrico das redes de terras deste tipo de instalações é abordada detalhadamente, sendo que todos os cálculos presentes na mesma são apresentados e justificados. Estas estruturas são determinantes em termos de segurança e fiabilidade de uma instalação elétrica. Deste modo, este tópico é abordado e desenvolvido de forma a reunir informações relevantes sobre as possíveis configurações de sistemas de ligação à terra e sua respetiva eficácia em diferentes situações. Pretendeu-se ainda adquirir os conhecimentos necessários para a realização destes projetos com segurança e com o maior rigor técnico possível.

Numa fase posterior, o projeto de construção em estudo é descrito em detalhe, aplicando os conceitos revistos e explorados anteriormente. A parte final representa o culminar de toda a informação abordada nos capítulos anteriores, aplicando a teoria e cálculo num projeto prático e real, com auxílio de *software* especializado.

Só foi possível realizar este trabalho com a colaboração e orientação da empresa Painhas S.A.

Abstract

With this work, it is intended to develop the grounding system project, the construction project and construction monitoring of a step-down substation, with a transformation ratio of 60/15 kV and 20 MVA of initial installed power, in Lanheses, Viana do Castelo. This substation will be integrated in the National Distribution Grid (RND) of E-REDES.

Already existing a base project, it was developed to obtain the construction project of the installation and all the constituent phases of the project were also developed, after the conclusion of this part. These are: the work planning, material supplies and construction of the substation.

The dissertation is initiated with a theoretical approach to the concept of substation, with the purpose of contextualizing the theme. This includes the characterization of each type of substation, approaching its different types, morphologies and classifications, as well as the features of each one. This theoretical approach is reinforced with the types of equipment present in these installations and their purpose of operation, including the protections associated.

Then, the entire electrical design methodology of the earthing system of this installations is addressed in detail, and all calculations present in it are presented and justified. These structures are crucial in terms of safety and reliability of an electrical installation. Thus, this topic is addressed and developed in order to gather relevant information about the possible configurations of earthing systems and their respective effectiveness in different situations. It was also intended to acquire the necessary knowledge to carry out these projects safely and with the greatest possible technical rigor.

At a later stage, the construction project under study is described in detail, applying the concepts reviewed and explored previously. The final part represents the culmination of all the information covered in the previous chapters, applying the theory and calculation in a practical and real project, with the help of specialized software.

It was only possible to carry out this work with the collaboration and guidance of the company Painhas S.A.

Agradecimentos

Aos meus orientadores, Professor Doutor José Rui Ferreira e ao Eng. Miguel Braga, pela oportunidade que me proporcionaram em realizar a minha dissertação de mestrado na Painhas S.A., empresa reconhecida na respetiva área, assim como pelo apoio que me deram durante a realização deste trabalho.

Ao restante departamento de subestações da Painhas S.A., Eng. Pedro Sousa, Eng. Pedro Ferraz e Encarregado de Obra Jorge Torres, por toda a ajuda e conhecimento transmitido durante o estágio e por toda a simpatia e acolhimento desde o início do mesmo, não deixando de parte todas as boleias que me foram dadas.

Ao Eng. Fernando Óscar Duarte e ao Eng. Pedro Teixeira da E-REDES pela disponibilidade e colaboração no esclarecimento de dúvidas durante a realização deste trabalho, assim como pelo apoio no fornecimento de dados.

Aos meus pais, Miguel e Maria João Baetas, por todo o apoio, por todo o esforço e principalmente por todas as ferramentas que me forneceram para eu chegar até onde estou. Ao meu irmão, que sempre torceu pelo meu sucesso, e aos meus avós, que me ajudaram a crescer e sempre me apoiaram como conseguiam.

À minha namorada, futura mestre em medicina e brevemente Dr.ª Alexandra Duarte, por toda a ajuda e apoio que me deu e dá desde o ensino secundário. Sempre me aconselhou da melhor forma e com as melhores intenções. Agradeço ainda à sua família, que sempre torceu pelo meu sucesso, nomeadamente à mãe, Prof.ª Dra. Carla Duarte, cujo apoio fornecido foi fundamental para o meu sucesso académico.

Aos meus amigos e colegas de engenharia. Convosco levo as minhas melhores memórias da experiência académica.

Obrigado a todos.

Luís Pedro Pina Matias Baetas

Conteúdo

1 Introdução **1**
- 1.1 Enquadramento . . . 1
- 1.2 Projeto em Estudo . . . 2
- 1.3 Objetivos da Dissertação . . . 3
- 1.4 Estrutura do Documento . . . 3

2 Subestações **5**
- 2.1 Introdução . . . 5
- 2.2 Classificação . . . 5
  - 2.2.1 Nível de Tensão de Serviço . . . 6
  - 2.2.2 Função no Sistema Elétrico de Energia . . . 6
    - 2.2.2.1 Subestação Transformadora . . . 6
    - 2.2.2.2 Subestação Compensadora . . . 7
    - 2.2.2.3 Subestação Conversora . . . 7
    - 2.2.2.4 Posto de Corte e Seccionamento . . . 8
  - 2.2.3 Tipo Construtivo . . . 8
    - 2.2.3.1 Exterior . . . 8
    - 2.2.3.2 Interior . . . 9
    - 2.2.3.3 Híbridas . . . 10
    - 2.2.3.4 Subterrâneas . . . 11
  - 2.2.4 Configuração . . . 12
    - 2.2.4.1 Barramento Simples . . . 12
    - 2.2.4.2 Barramento Principal e de Transferência . . . 12
    - 2.2.4.3 Barramento Duplo com *By-Pass* . . . 13
    - 2.2.4.4 Barramento Duplo com Disjuntor Duplo . . . 13
    - 2.2.4.5 Barramento Duplo com Disjuntor e Meio . . . 14
    - 2.2.4.6 Barramento em Anel . . . 14
- 2.3 Constituição e Equipamento . . . 15
  - 2.3.1 Isoladores . . . 15
    - 2.3.1.1 Isoladores de Cadeia . . . 16
    - 2.3.1.2 Isoladores de Suporte . . . 16
  - 2.3.2 Transformador de Tensão . . . 17
    - 2.3.2.1 Fenómeno de Ferrorressonância . . . 18
    - 2.3.2.2 Classe e Potência de Precisão . . . 18
  - 2.3.3 Transformador de Intensidade . . . 19
    - 2.3.3.1 Magnetização . . . 20
    - 2.3.3.2 Classe e Potência de Precisão . . . 20
  - 2.3.4 Proteção Contra Sobretensões . . . 21

2.3.4.1 Descarregadores de Sobretensões . . . 21
2.3.4.2 Disruptores . . . 23
2.3.4.3 Proteção Contra Descargas Atmosféricas . . . 24
2.3.5 Seccionador . . . 24
2.3.5.1 Abertura . . . 25
2.3.6 Disjuntores . . . 25
2.3.6.1 Ar Comprimido . . . 26
2.3.6.2 Óleo . . . 26
2.3.6.3 Vácuo . . . 27
2.3.6.4 Hexafluoreto de Enxofre (SF_6) . . . 27
2.3.7 Transformador de Potência . . . 27
2.3.7.1 Princípios de Funcionamento . . . 28
2.3.7.2 Características . . . 29
2.3.7.3 Tipos de Ligação . . . 30
2.3.8 Condensadores . . . 31
2.3.9 Regimes de Neutro . . . 31
2.3.9.1 Isolado . . . 32
2.3.9.2 Ligação Direta à Terra . . . 33
2.3.9.3 Resistência de Neutro . . . 34
2.3.9.4 Reatância de Neutro . . . 34
2.3.9.5 Impedância de Neutro . . . 35
2.4 Conclusão . . . 36

3 Rede de Terra **37**
3.1 Corrente Tolerável Pelo Corpo Humano . . . 37
3.1.1 Efeito da Frequência . . . 38
3.1.2 Efeito da Magnitude e Duração . . . 38
3.2 Circuito Acidental à Terra . . . 38
3.2.1 Tensão de Contacto . . . 39
3.2.2 Tensão de Passo . . . 41
3.3 Valores Toleráveis . . . 42
3.3.1 Corrente Máxima Admissível . . . 43
3.3.2 Tensão de Contacto . . . 43
3.3.3 Tensão de Passo . . . 44
3.3.4 Fator de Depreciação da Camada Superficial do Solo . . . 44
3.4 Modelo do Solo . . . 44
3.4.1 Modelo de Solo Uniforme . . . 44
3.4.2 Modelo de Solo de Duas Camadas . . . 45
3.4.3 Fatores Que Influenciam a Resistividade . . . 45
3.4.4 Camada Superficial de Proteção . . . 46
3.5 Resistência de Terra . . . 46
3.6 Corrente Máxima . . . 48
3.6.1 Corrente de Defeito Homopolar . . . 49
3.6.2 Divisão da Corrente de Defeito . . . 50
3.6.3 Efeito da Assimetria . . . 51
3.6.4 Determinação da Corrente Máxima . . . 52
3.7 Critérios de Dimensionamento . . . 52
3.7.1 Tensão da Malha . . . 53
3.7.2 Tensão de Passo . . . 55

3.7.3 Critérios de Validação . . . 55
3.7.4 Incumprimento dos Critérios . . . 55
3.7.4.1 Diminuição da Resistência Global da Rede de Terra . . . 56
3.7.4.2 Diminuição do Espaçamento Entre Condutores . . . 56
3.7.4.3 Aumento da Divisão da Corrente de Defeito . . . 56
3.7.4.4 Restrição de Áreas Perigosas . . . 56
3.8 Secção dos Condutores . . . 56

4 Subestação 60/15 kV - Lanheses **59**
4.1 LN 60kV PC Deocriste-Feitosa - SE Lanheses . . . 59
4.2 Caracterização do Terreno . . . 60
4.2.1 Resistividade do Solo . . . 60
4.2.2 Modelo do Solo . . . 61
4.3 Caracterização da Rede . . . 63
4.4 Rede de Terra . . . 64
4.4.1 Projeto Inicial . . . 64
4.4.1.1 Resistência de Terra . . . 65
4.4.1.2 Análise de Curto-Circuito . . . 66
4.4.1.3 Divisão da Corrente de Curto-Circuito . . . 67
4.4.1.4 Avaliação da Segurança das Pessoas . . . 68
4.4.2 Projeto Melhorado . . . 69
4.4.2.1 Resistência de Terra . . . 70
4.4.2.2 Análise de Curto-Circuito . . . 70
4.4.2.3 Divisão da Corrente de Curto-Circuito . . . 71
4.4.2.4 Avaliação da Segurança das Pessoas . . . 71
4.5 Projeto de Execução . . . 72
4.5.1 Caderno de Encargos . . . 73
4.5.1.1 Rede Geral de Terras . . . 73
4.5.1.2 Valas para Cabos de Terra . . . 74
4.5.1.3 Maciços e Canais . . . 74
4.5.1.4 Painel de Linha AT . . . 75
4.5.1.5 Painel de Transformador . . . 76
4.5.1.6 Ligação MT . . . 77
4.5.1.7 Edifício de Comando . . . 78
4.5.1.8 Planta Geral . . . 79
4.5.1.9 Esquema Unifilar . . . 80
4.6 Início de Obra . . . 81

5 Conclusões e Trabalho Futuro **91**
5.1 Satisfação dos Objetivos . . . 93
5.2 Trabalho Futuro . . . 94

A **95**
A.1 Método de *Wenner* . . . 95
A.2 Cálculo Simplificado do Fator de Divisão da Corrente . . . 97
A.3 Avaliação da Segurança das Pessoas . . . 99

B Modelos de Solo Obtidos - RESAP **101**

Referências **103**

Lista de Figuras

2.1 Relação Distância-Custo no transporte.[1] . . . 8
2.2 Transporte de energia em HVDC. [1] . . . 8
2.3 Subestação do tipo exterior (AIS). [2] . . . 9
2.4 Subestação do tipo interior (GIS). [3] . . . 10
2.5 Subestação do tipo híbrido. [4] . . . 10
2.6 Comparação de uma subestação híbrida com uma AIS. [5] . . . 11
2.7 Subestação subterrânea. [6] . . . 11
2.8 Esquema unifilar de barramento simples. [7] . . . 12
2.9 Esquema unifilar de barramento principal e de transferência. [8] . . . 13
2.10 Esquema unifilar de barramento duplo com *By-Pass*. [9] . . . 13
2.11 Esquema unifilar de barramento duplo com disjuntor duplo. [10] . . . 14
2.12 Esquema unifilar de barramento duplo com disjuntor e meio. [8] . . . 14
2.13 Esquema unifilar de barramento em anel. [8] . . . 15
2.14 Montagem de cadeia de amarração - SE Monte dos Burgos. . . . 16
2.15 Isoladores de suporte de barras - SE Soure. . . . 16
2.16 Transformador de tensão. [11] . . . 18
2.17 TT - SE Soure. . . . 18
2.18 Transformador de intensidade. [12] . . . 20
2.19 TI - SE Soure. . . . 20
2.20 Exemplo de curva de magnetização de um TI. [13] . . . 20
2.21 Descarregador de sobretensões. . . . 22
2.22 DST's em painél de linha - SE Soure. . . . 22
2.23 DST de neutro - SE Soure. . . . 22
2.24 DST de carboneto de silício (constituição e funcionamento).[14] . . . 23
2.25 Disruptor.[15] . . . 23
2.26 Seccionador. . . . 24
2.27 Seccionador de linha com facas de terra - SE Soure. . . . 24
2.28 Disjuntor SF_6 - SE Soure. . . . 26
2.29 Transformador de potência. [9] . . . 28
2.30 TP - SE Soure. . . . 28
2.31 Funcionamento de transformador de potência. [16] . . . 29
2.32 Esquema de ligação em estrela. [17] . . . 30
2.33 Esquema de ligação em triângulo. [17] . . . 30
2.34 Esquema de ligação em zigue-zague. [17] . . . 30
2.35 Banco de condensadores. [18] . . . 31
2.36 Esquema equivalente de defeito à terra. [19] . . . 32
2.37 Defeito à terra com neutro isolado. [19] . . . 32
2.38 Defeito à terra com neutro ligado diretamente à terra. [19] . . . 33

2.39 Defeito à terra com resistência de neutro. [19] . . . 34
2.40 Defeito à terra com reatância de neutro. [19] . . . 35
2.41 Defeito à terra com impedância de neutro. [19] . . . 36

3.1 Tipos de circuitos acidentais à terra. [13] . . . 39
3.2 Circuito acidental por tensão de contacto. [10] . . . 40
3.3 Circuito equivalente de tensão de contacto. [20] . . . 40
3.4 Circuito acidental por tensão de passo. [10] . . . 41
3.5 Circuito equivalente de tensão de passo. [20] . . . 42
3.6 Corrente de fibrilação em função do peso corporal. [20] . . . 43
3.7 Efeito da humidade, temperatura e salinidade na resistividade. [20] . . . 46
3.8 Defeito com subestação em regime de neutro ligado diretamente à terra. [20] . . . 48
3.9 Defeito com neutro ligado à terra fora da subestação. [20] . . . 48
3.10 Defeito com neutro ligado à terra dentro e fora da subestação. [20] . . . 49
3.11 Divisão da corrente em defeito do lado AT da subestação. [10] . . . 50
3.12 Circuito equivalente da divisão de corrente de defeito. [21] . . . 51
3.13 Evolução temporal da corrente de curto-circuito assimétrica. [22] . . . 52

4.1 LN60kV PC Deocriste - Feitosa. [23] . . . 60
4.2 Abertura em "*pi*"da linha. . . . 60
4.3 Localização dos 3 perfis realizados. . . . 60
4.4 Resultados obtidos nas medições. . . . 61
4.5 Modelo do solo considerado. . . . 62
4.6 Esquema unifilar da rede AT de alimentação da SE Lanheses. . . . 63
4.7 Modelo digital da rede AT. . . . 64
4.8 Projeto inicial da rede de terras da SE Lanheses. . . . 65
4.9 Impedância medida e impedância de defeito. . . . 65
4.10 Esquema equivalente da rede AT em defeito . . . 66
4.11 Tensão de passo (solo nativo). . . . 68
4.12 Tensão de contacto. . . . 68
4.13 Tensão de contacto (vedação exterior). . . . 69
4.14 Proposta de melhoria da malha. . . . 70
4.15 Tensão de passo (solo nativo). . . . 71
4.16 Tensão de contacto. . . . 72
4.17 Rede de terras - SE Lanheses. . . . 73
4.18 Simbologia da planta geral da Figura 4.17. . . . 73
4.19 Projeto da vala para cabo de terra - SE Lanheses. . . . 74
4.20 Planta geral dos maciços e canais da instalação - SE Lanheses. . . . 75
4.21 Corte e planta do painel de linha AT - SE Lanheses. . . . 76
4.22 Corte e planta do painel de transformador - SE Lanheses. . . . 77
4.23 Corte e planta das ligações MT - SE Lanheses. . . . 78
4.24 Planta do edifício de comando - SE Lanheses. . . . 79
4.25 Planta geral da obra - SE Lanheses. . . . 80
4.26 Esquema unifilar - SE Lanheses. . . . 81
4.27 Abertura de valas para colocação dos condutores de cobre - SE Lanheses. . . . 82
4.28 Condutor de cobre enterrado - SE Lanheses. . . . 82
4.29 Elétrodo de terra. . . . 83
4.30 Ligador em "C". . . . 83
4.31 União por ligador em "C". . . . 83

4.32 Maciços - SE Lanheses. 84
4.33 Pré-maciço de pórtico de amarração - SE Esgueira. 84
4.34 Canais para caminhos de cabos - SE Lanheses. 84
4.35 Passagem de canal para cabo enterrado para entrada no edifício - SE Lanheses. . 84
4.36 Bacia do transformador - SE Lanheses. 85
4.37 Edifício de comando e caixa de visita de cablagem - SE Lanheses. 86
4.38 Edifício de comando - SE Lanheses. 86
4.39 Caixa para elétrodo de terra de 6m - SE Lanheses. 87
4.40 Caixa para elétrodo de terra de 20m - SE Lanheses. 87
4.41 Localização do elétrodo de terra de 20m - SE Lanheses. 87
4.42 Vedação em prumos de madeira - SE Lanheses. 88
4.43 Apoio AT - SE Lanheses. 89

A.1 Método dos 4 pontos de *Wenner*. [24] 95
A.2 *Wenner Array*. [24] 96
A.3 Circuito equivalente da ligação de dois cabos de guarda à SE. [21] 98
A.4 Corrente tolerável pelo corpo humano em função do tempo de exposição. [25] . . 99

B.1 Modelo do solo para o perfil 1. 101
B.2 Modelo do solo para o perfil 2. 102
B.3 Modelo do solo para o perfil 3. 102

Lista de Tabelas

2.1 Tensões normalizadas [13]. 6

3.1 Constantes k_f dos diversos materiais. [20] 57

4.1 Divisão da corrente de defeito calculada pelo CDEGS. 67
4.2 Divisão da corrente de defeito calculada pelo CDEGS (projeto melhorado). . . . 71
4.3 Comparação de resultados dos projetos estudados. 72

A.1 Tensões Admissíveis de Contacto e de Passo Obtidas. 100

Abreviaturas e Símbolos

A	*Ampere*
AC	*Alternating Current*
AIS	*Air Insulated Substation*
ALF	*Accuracy Limit Factor*
AT	Alta Tensão
DC	*Direct Current*
DST	Descarregador de Sobretensões
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GIS	*Gas Insulated Substation*
GPR	*Ground Potential Rise*
HIS	*Hybrid Insulated Substation*
HVDC	*High Voltage Direct Current*
IEC	*International Electrotechnical Commission*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronic Engineers*
kA	*KiloAmpere*
kV	*KiloVolt*
MAT	Muito Alta Tensão
MT	Média Tensão
MVA	*Mega Volt Ampere*
PC	Posto de Corte
ROCOF	*Rate of Change of Frequency*
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SE	Subestação Elétrica
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SPDA	Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
TI	Transformador de Intensidade
TP	Transformador de Potência
TT	Transformador de Tensão
V	*Volt*

A	Área ocupada pela malha de terra (m^2)
C_s	Fator de depreciação da camada de superficial de proteção
D	Espaçamento entre condutores paralelos
D_f	Fator de decaimento
D_m	Distância máxima entre quaisquer dois pontos da malha (m)
E_m	Tensão da malha de terra
E_S	Tensão de passo simulada
h	Profundidade da malha
h_s	Espessura da camada de superficial de proteção (m)
h_0	Profundidade de referência
I_b	Corrente elétrica que atravessa o corpo humano (A)
I_B	Corrente elétrica tolerada pelo corpo humano (A)
I_{ef}	Corrente eficaz
I_f	Valor eficaz da corrente simétrica de defeito à terra (A)
I_F	Valor eficaz da corrente de defeito afetada pelo fator de decaimento (A)
I_G	Corrente máxima na malha de terra (A)
I_0	Valor eficaz simétrico da componente homopolar da corrente de defeito (A)
K	Fator de reflexão
k_f	Constante que caracteriza o material
K_m	Fator geométrico da malha
K_i	Fator de correção
K_{ii}	Fator de correção dos efeitos dos condutores interiores
K_S	Fator geométrico de ajuste na tensão de passo
l_T	Comprimento total dos condutores da malha de terra (m)
L_M	Comprimento total condutor enterrado (m)
L_P	Perímetro da malha (m)
L_r	Comprimento do elétrodo (m)
L_R	Comprimento total de todos os elétrodos (m)
L_S	Comprimento efetivo do condutor enterrado (m)
L_x	Comprimento da malha na direção do eixo dos “xx” (m)
L_y	Comprimento da malha na direção do eixo dos “yy” (m)
R_B	Resistência Elétrica do Corpo Humano (Ω)
R_f	Resistência do Pé (Ω)
R_g	Resistência de Terra (Ω)
S	Secção de condutor (kcmil)
S_B	Constante empírica de relação da energia de choque elétrico tolerada
S_f	Fator de divisão da corrente
SF_6	Hexafluoreto de Enxofre
T_a	Constante de tempo contínua de *offset* (s)
t_f	Duração do defeito (s)
t_S	Tempo de exposição do corpo à corrente Elétrica (s)
$U_{contacto}$	Tensão acidental de contacto (V)
U_{ef}	Tensão eficaz
U_{F1}	Tensão no Pé 1 (V)
U_{F2}	Tensão no Pé 2 (V)
U_{passo}	Tensão acidental de passo (V)
U_{pes}	Tensão do solo no local dos pés da pessoa (V)
U_{terra}	Tensão da malha de terra (V)
V_{th}	Tensão equivalente de *Thevenin* (V)
Z_{eq}	Impedância equivalente (Ω)
Z_{th}	Impedância equivalente de *Thevenin* (Ω)
ρ_s	Resistividade da camada de superficial de proteção (Ωm)
ρ	Resistividade do terreno abaixo da camada de superficial de proteção (Ωm)

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

Hoje em dia, a rede elétrica representa um papel fundamental na nossa sociedade e no nosso dia-a-dia, sendo aquela que nos fornece a eletricidade para as nossas tarefas diárias, domésticas, industriais e de mobilidade. Portanto, existe uma enorme dependência do setor energético por parte da sociedade.

De modo a satisfazer esses consumos, exige-se do sistema elétrico uma grande fiabilidade na produção, transporte e distribuição, bem como uma enorme complexidade de funcionamento e manutenção.

Sendo a energia elétrica um dos bens essenciais no mundo atual e uma base fundamental do funcionamento da sociedade, é imprescindível a sua distribuição com elevado nível de qualidade.

Atravessamos uma era de transição energética que permanecerá durante os próximos anos. Com o atual aumento da dependência dos dispositivos eletrónicos e informáticos, com o aumento da indústria e até com a fase de descarbonização em que nos encontramos, existe uma necessidade de acompanhamento deste crescimento por parte da produção, transporte e distribuição de energia.

Com a atual descarbonização das sociedades, existe um aumento de produção renovável e distribuída. Logicamente, com um aumento do número de centrais elétricas renováveis, existe um aumento de subestações associado, principalmente no caso de centrais de potência instalada considerável, de modo a ser possível inserir a energia renovável produzida na rede sem perdas significativas.

As perdas mais significativas no transporte da energia são as perdas por efeito *Joule*, que se traduzem nas perdas por calor nos componentes elétricos. Este efeito é matematicamente traduzido por $P_{joule} = I^2 * R$, sendo a relação da potência dissipada P_{joule} com o quadrado da corrente I e a resistência elétrica do equipamento, R. Se a potência a transferir entre dois pontos da rede for constante, a relação de potência $|S| = U_{ef} * I_{ef}$ permitirá afirmar que o aumento da tensão provocará uma diminuição da corrente, e consequentemente, uma diminuição nas perdas por efeito *Joule*.

Assim, as subestações presentes à saída das grandes centrais permitem a elevação da tensão para o respetivo transporte, diminuindo as perdas por efeito *Joule* nas linhas de transmissão.

A produção distribuída também tem um forte impacto nas redes de distribuição, pois estas terão de conseguir suportar fluxos de energia bidirecionais, provenientes dos pontos de produção distribuídos localizados junto das cargas.

As subestações elétricas estão associadas a instalações elétricas de alta potência, onde o nível de tensão é diminuído ou aumentado. Também podem ser usadas para controlar e monitorizar a rede, pois são usadas para manobrar os fluxos de energia.

Estas instalações são ativos essenciais para a rede de transmissão e distribuição e necessitam de planeamento, projeto, construção e manutenção rigorosa durante o seu ciclo de vida.

O presente trabalho tem como objetivo a resolução do problema referido anteriormente: as necessidades energéticas industriais. Pretende-se projetar e construir uma subestação no Parque Empresarial de Lanheses, Viana do Castelo, garantindo o abastecimento elétrico e a qualidade de serviço às empresas aí localizadas, bem como a consumidores domésticos.

A subestação a projetar será do tipo exterior, com uma razão de transformação de 60/15 kV e apresentará uma potência instalada inicial de 20 MVA, que permitirá alimentar 25 empresas aí localizadas, e quase 4 mil clientes residenciais. A subestação será incorporada na Rede Nacional de Distribuição (RND), propriedade da E-REDES, tendo como objetivo assegurar a chegada de energia vinda da Rede Nacional de Transporte (RNT) até ao consumidor.

Será realizado um estudo pormenorizado das redes de terra destas instalações, sendo que estas são constituídas por uma malha de cobre enterrada no solo. Estas visam maioritariamente, mas não só, a segurança das pessoas.

A rede de terra enterrada será abordada de um ponto de vista teórico e matemático, sendo que os conhecimentos adquiridos serão aplicados no respetivo projeto de execução da subestação em estudo.

1.2 Projeto em Estudo

Ao longo do semestre estive envolvido em mais que um projeto dentro da empresa, sendo que a presente dissertação se foca exclusivamente num deles. O projeto em estudo consiste no desenvolvimento do projeto elétrico e execução da subestação abaixadora de Lanheses. Trata-se de uma instalação AT/MT do tipo exterior, com razão de transformação de 60/15 kV. Esta irá ser alimentada por duas linhas de alta tensão originadas pela abertura em *"pi"* da linha LN60 PC Deocriste-Feitosa. Assim, a subestação será alimentada pelas linhas AT Feitosa-Lanheses e PC Deocriste-Lanheses.

A subestação é propriedade da E-REDES, sendo que o projeto foi contratado à Painhas S.A., empresa onde realizei a minha dissertação de mestrado em ambiente empresarial, desenvolvendo o projeto de execução e construção da instalação.

Trabalhando com os engenheiros responsáveis, equipas de trabalhos, responsáveis de fiscalização e encarregado da obra, foi possível reunir as condições necessárias para realizar esta dissertação com rigor, realizando assim a descrição detalhada da mesma.

1.3 Objetivos da Dissertação

Sendo a presente dissertação o desenvolvimento do projeto e contrução de uma subestação abaixadora, pretende-se o cumprimento dos seguintes objetivos:

- Integração na atual metodologia de elaboração de projetos de subestações e postos de corte nos diferentes níveis de tensão elétrica;
- Caracterização dos diversos tipos de subestações, assim como estrutura geral, configurações, respetivas características e funcionamentos;
- Enumeração e caracterização dos diversos componentes e equipamentos das subestações, assim como as suas funcionalidades e objetivos;
- Elaboração de orçamentos e planeamentos de empreitadas, assim como aprovisionamentos de materiais e serviços;
- Desenvolvimento da documentação técnica decorrente das empreitadas em execução;
- Aprendizagem e realização de comissionamentos de subestações, ensaios e colocações em serviço;
- Caracterização, configuração, funcionamento e dimensionamento da rede de terra de uma subestação elétrica.

1.4 Estrutura do Documento

A dissertação inicia-se com o enquadramento geral do tema de estudo, havendo uma breve descrição do projeto a realizar. Também são expostos os objetivos a cumprir durante a realização da dissertação, assim como a estrutura do próprio documento.

O segundo capítulo destina-se a uma revisão bibliográfica do tema de subestações elétricas, havendo exposição e descrição das diversas classificações, morfologias de barramento, tipos construtivos relativos ao meio ambiente e meio envolvente e equipamentos constituintes das mesmas.

No terceiro capítulo é realizada a investigação teórica e matemática da rede de terra das subestações, realizando uma descrição detalhada e rigorosa da sua constituição, assim como dimensionamentos e princípios de funcionamento. São explicados os métodos utilizados para dimensionamento das mesmas, assim como o seu comportamento quando ocorrem defeitos na rede e na instalação. Estes dimensionamentos dependem dos tipos de defeito a considerar, que são também abordados e explicados.

O quarto capítulo tem como objetivo a descrição do projeto realizado durante o semestre. Este cobrirá o projeto realizado da malha de terra, os equipamentos utilizados, assim como as fases constituintes de projeto. Este apresenta-se como um culminar de toda a informação recolhida e exposta nos capítulos anteriores, existindo uma aplicação prática num projeto real.

No quinto e último capítulo da dissertação, são apresentadas as principais conclusões do trabalho realizado, assim como os trabalhos futuros a realizar.

Capítulo 2

Subestações

2.1 Introdução

As Subestações Elétricas (SE) são definidas como instalações de alta potência, que têm como objetivo a transformação da tensão elétrica através de transformadores de potência estáticos, quando o secundário destes se encontra a alimentar redes que por sua vez alimentam outras SE's ou postos de transformação.

Estas instalações são constituídas por um conjunto de equipamentos elétricos de manobra e de transformação. Podem ainda conter elementos compensadores de energia reativa, utilizados para manobrar os fluxos desta energia no sistema em que estão inseridas, desde os pontos de produção da rede até aos pontos de consumo. Também têm como objetivo a proteção e garantia da fiabilidade do sistema elétrico de energia, assim como a interligação das redes de transporte e distribuição, assegurando níveis de tensão e de corrente adequados. Quando apenas existem equipamentos de manobra, não existindo unidades de transformação, denomina-se posto de seccionamento ou posto de corte (PC).

Durante o percurso da energia desde as centrais elétricas até aos consumidores, existem diversas subestações, sendo destinadas a elevar a tensão para o nível de transporte, ou reduzir para a distribuição e entrega.

Na rede de transporte existem subestações MAT/MAT e MAT/AT, e na rede de distribuição existem as subestações AT/AT e AT/MT, sendo que as primeiras são propriedade da REN (Redes Energéticas Nacionais) e as segundas são propriedade da E-REDES.

Poderão surgir casos em que numa SE MAT/AT, existem painéis de alta tensão pertencentes à E-REDES. Isto acontece quando certos clientes são alimentados em AT, como é o caso do consumo energético industrial dependente de elevados valores de potência de alimentação. [13]

2.2 Classificação

Hoje em dia, existe uma vasta gama de subestações diferentes, sendo que necessitam de classificações próprias. Deste modo, estas podem ser classificadas por:

2.2.1 Nível de Tensão de Serviço

As classificações das tensões das subestações não são iguais em todos os países, sendo que terão de existir regras que normalizem as tensões para cada um.

A *Norma IEC 60038* define os níveis de tensão dos equipamentos, que irá fazer corresponder as tensões normalizadas aos valores de tensões máximos suportados pelos equipamentos das instalações. Esta norma também define os valores de ensaio dos equipamentos (tensões máximas suportáveis), sendo que alguns destes valores podem ser consultados na tabela 2.1:

Tabela 2.1: Tensões normalizadas [13].

Tensão Nominal (kV)	**Tensão Mais Elevada (kV ef)**	**Tensão Mínima Suportável**	
		50 Hz (1 minuto) (kV ef)	**Choque Atmosférico (kVp)**
3	**3.6**	**10**	**40**
6	**7.2**	**20**	**60**
10	**12**	**28**	**75**
15	**17.5**	**38**	**95**
20	**24**	**50**	**125**
30	**36**	**70**	**170**
45	**52**	**95**	**250**
60	**72.5**	**140**	**325**
100	**123**	**230**	**550**
150	**170**	**325**	**750**
220	**245**	**460**	**1050**
380	**420**	**630**	**1425**

Os valores indicados na Tabela 2.1, que expressam as tensões mínimas suportáveis, referem-se aos valores das tensões de ensaio dos equipamentos.

2.2.2 Função no Sistema Elétrico de Energia

As subestações apresentam várias funções no Sistema Elétrico de Energia (SEE), sendo que cada uma pode apresentar tipos de construção próprios de acordo com o seu objetivo. Assim, estas podem ser:

2.2.2.1 Subestação Transformadora

As subestações transformadoras podem ser divididas em dois grupos: elevadoras e abaixadoras.

- **Elevadoras**: este tipo de subestações normalmente estabelece a ligação entre as centrais produtoras de energia elétrica com linhas de transporte AT e MAT. Têm a função de elevar

o nível da tensão para o posterior transporte da energia, minimizando assim as perdas nas linhas, como já referido anteriormente.

- **Abaixadoras**: estabelecem a ligação entre a rede AT ou MAT e as linhas de distribuição que se ligam aos PT's e a outras subestações. Estas subestações pretendem diminuir o nível da tensão para a posterior distribuição em Média Tensão (MT). Podem ainda ser denominadas por subestações de distribuição.

2.2.2.2 Subestação Compensadora

Este tipo de subestação tem como objetivo a compensação do fator de potência recorrendo a bancos de condensadores ou compensadores síncronos. Estes últimos dispositivos foram especificamente desenvolvidos para estabilização das tensões e as respetivas correções dos fatores de potência.

Quando as variações de energia reativa num SEE não são equilibradas, poderá ocorrer instabilidades de tensão e até mesmo colapsos de tensão. Assim, este tipo de SE pretende evitar estas situações, realizando compensações de energia reativa na rede. [26]

Os compensadores síncronos instalados nestas subestações realizam suporte dinâmico de tensão, e ainda fornecem inércia ao sistema onde se ligam, diminuindo os efeitos de perda de produção repentina na rede, contribuindo para uma melhor estabilização da frequência do sistema quando este tipo de perturbações ocorre. Assim, diminuem o ROCOF (*Rate of Change of Frequency*) da perturbação, ou seja, diminuem a taxa de variação da frequência no tempo quando ocorre a perda de geração. Este papel é fundamental para os requisitos impostos aos controlos primários de frequência-potência dos grupos geradores do SEE.

Estas subestações ainda realizam um papel fundamental nos sistemas elétricos de energia, contribuindo para as potências de curto-circuito do sistema. Estas são fundamentais para a segurança de um SEE, sendo vitais no bom funcionamento dos sistemas de proteção das redes de transporte e distribuição.

A crescente produção de energia não síncrona – solar, eólica ou até mesmo sistemas de corrente contínua de alta tensão (HVDC), por exemplo – não contribuem significativamente para as potências de curto-circuito. Assim, estes compensadores incorporados nestas subestações irão contribuir para esta grandeza elétrica, visando a correta exploração do sistema numa perspetiva de proteção do mesmo. [26] Em Portugal, não é habitual a utilização deste tipo de subestações.

2.2.2.3 Subestação Conversora

Estas subestações têm como objetivo a transformação da corrente, podendo a conversão ser AC/DC, DC/AC ou até mesmo DC/DC, recorrendo a retificadores ou inversores.

O caso mais comum, hoje em dia, na utilização deste tipo de subestações, é a produção eólica *offshore*. Este tipo de produção tem vindo a ter cada vez mais impacto no processo de descarbonização, sendo uma alternativa robusta de produção renovável.

Sendo esta produção localizada no mar, é necessário o transporte de energia até à terra por cabo, sendo utilizadas subestações nas extremidades. Havendo uma relação Distância-Preço apresentada na Figura 2.1, esta energia é frequentemente transportada em corrente contínua, sendo a opção mais viável numa perspetiva económica, havendo necessidade de uma subestação DC elevadora marítima e uma subestação inversora DC/AC em terra, de acordo com a Figura 2.2.

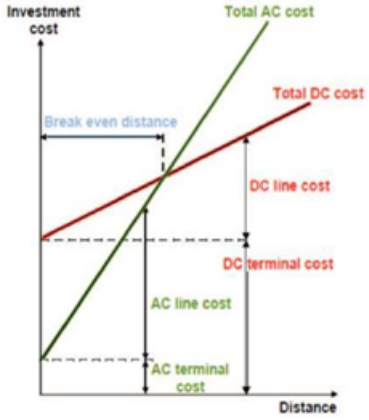

Figura 2.1: Relação Distância-Custo no transporte.[1]

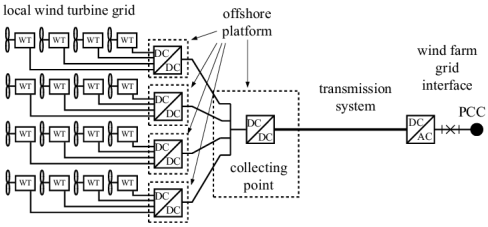

Figura 2.2: Transporte de energia em HVDC. [1]

2.2.2.4 Posto de Corte e Seccionamento

O posto de corte e seccionamento caracteriza-se por ser uma instalação elétrica de ligação de linhas do mesmo nível de tensão, constituída por equipamentos de proteção, de corte e de seccionamento, que permita a interrupção ou restabelecimento das linhas elétricas. [27]

Estas instalações devem ser telecomandadas, de modo a que as ações desempenhadas pela mesma sejam executadas à distância, pela respetiva entidade exploradora da rede.

Salienta-se que os postos de corte e seccionamento não entram na definição geral de subestação, visto não apresentarem unidades de transformação de potência. Embora as subestações apresentem capacidades de manobra, como o seccionamento e corte, existe esta distinção entre as duas instalações.

2.2.3 Tipo Construtivo

As subestações elétricas não apresentam apenas um tipo construtivo, pois dependem de requisitos de segurança, ambientais, económicos e de limitações do local de construção. Assim, estas podem ser classificadas de acordo com o isolamento que utilizam e a relação com o meio envolvente, sendo estes tipos os seguintes:

2.2.3.1 Exterior

Este tipo construtivo é o mais comum nos dias de hoje, em SE's MAT e AT. Estas são instaladas num parque exterior, sendo todo o equipamento montado em estruturas metálicas, à exceção

do transformador de potência. As linhas são aéreas ou subterrâneas, terminando nos pórticos de amarração de linha [13]. Estas subestações são normalmente designadas por *Air Insulated Substations* (AIS), visto que o meio isolante é simplesmente o ar atmosférico. Este tipo construtivo poderá ser observável na Figura 2.3.

Figura 2.3: Subestação do tipo exterior (AIS). [2]

2.2.3.2 Interior

Quando o local de construção da SE apresenta limitações em termos de espaço ou em ambientes pouco favoráveis à correta manutenção e funcionamento dos componentes constituintes da mesma, estes podem ser instalados dentro de invólucros metálicos.

Estes invólucros apresentam como meio isolante, no interior dos mesmos, o gás SF_6 (hexafluoreto de enxofre), obedecendo assim à norma em vigor *Norma IEC 62271-203*, que especifica os requisitos para aparelhagens com invólucro de metal isolado a gás, em que o isolamento é obtido por um gás diferente do ar à pressão atmosférica.

Este tipo de subestação é designado por *Gas Insulated Substations* (GIS), presente na Figura 2.4. Este tipo construtivo apresenta diversas vantagens em relação ao exterior, das quais se destaca [13]:

- Não são explosivas nem inflamáveis;
- São mais ecológicas, não utilizando óleo;
- Utilizam cerca de 10% a 25% do espaço de uma AIS.

Figura 2.4: Subestação do tipo interior (GIS). [3]

2.2.3.3 Híbridas

As SE's híbridas (HIS) são também frequentemente utilizadas quando o espaço de construção é limitado. Estas caracterizam-se por apresentarem os equipamentos de alta e muito alta tensão instalados num invólucro pré-montado em fábrica, isolado a gás. Estes equipamentos são os seccionadores, seccionadores de terra, disjuntores e transformadores de medida. [13]

Estes equipamentos ligam-se aos restantes por barramentos isolados a ar, como acontece nas AIS. Sendo estes pré-montados de fábrica, o tempo de construção é significativamente reduzido, assim como a mão de obra necessária (Figura 2.5).

Figura 2.5: Subestação do tipo híbrido. [4]

Como é possível observar na Figura 2.6, o espaço ocupado por uma subestação híbrida é bastante mais reduzido comparado com uma subestação exterior regular (AIS), ocupando apenas metade do espaço, aproximadamente.

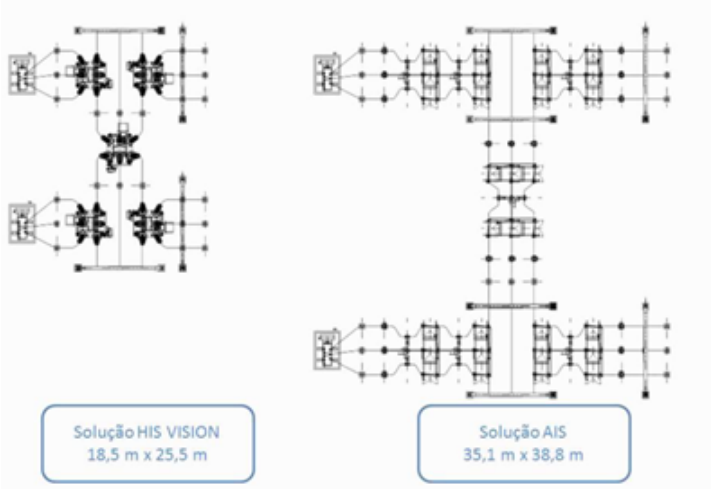

Figura 2.6: Comparação de uma subestação híbrida com uma AIS. [5]

2.2.3.4 Subterrâneas

Quando as SE's têm de ser instaladas em ambiente urbano, não existindo espaço disponível para instalar os equipamentos, em qualquer um dos tipos construtivos atrás referidos é necessário construir uma subestação totalmente enterrada.

Todos os equipamentos normalmente isolados a óleo terão de ser substituídos por equipamentos isolados a gás, diminuindo os riscos adicionais caso este isolante fosse utilizado.

"Neste tipo de instalações, o equipamento deve ser resistente ao fogo e não poluente, pelo que devem ser instalados, designadamente, GIS, transformadores isolados a gás e barramentos isolados a SF_6." [13]

Este tipo construtivo de subestação, ilustrado na Figura 2.7, deverá ser dotado de sistemas automáticos de deteção e extinção de incêndios, assim como AVAC's (Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado).

Figura 2.7: Subestação subterrânea. [6]

2.2.4 Configuração

Estas instalações elétricas de alta complexidade podem apresentar diversos tipos de configuração, sendo que a sua escolha é normalmente feita pela entidade exploradora da instalação, tendo sempre em atenção o modo de exploração da rede onde esta irá ser instalada e também de forma a reunir todos os critérios adotados para a qualidade e continuidade de serviço. [13]

Destas diversas configurações, destacam-se as seguintes:

2.2.4.1 Barramento Simples

Este tipo de configuração caracteriza-se por apresentar um único barramento, sendo a configuração mais simples existente. Esta configuração muitas das vezes é adotada numa fase inicial do projeto da subestação, sendo que posteriormente serão acrescentados equipamentos e funcionalidades à mesma.

Trata-se de uma configuração extremamente simples, mas com baixa fiabilidade, sendo utilizada em subestações de pequena dimensão. Mesmo apresentando um relé de proteção, esta apresenta baixa fiabilidade, pois a necessidade de manutenção ou a ocorrência de um defeito retira de serviço todo o sistema.

Apenas nos casos em que existe barramento seccionável é que poderá haver manutenção sem a interrupção de serviço para todos os consumidores.

É usualmente aplicada para minimização de custos, fácil montagem e operação. São extremamente simples as ligações de aparelhos, assim como os esquemas de proteção. Como já referido e ilustrado na Figura 2.8, não necessita de grande espaço disponível.

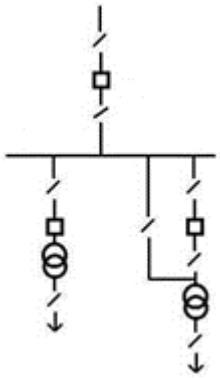

Figura 2.8: Esquema unifilar de barramento simples. [7]

2.2.4.2 Barramento Principal e de Transferência

Esta configuração oferece um bom plano de manutenção, existindo a possibilidade de manutenção de um barramento mantendo a carga no outro, através da energização do barramento de transferência por um disjuntor de interligação. [8] Caracteriza-se pela adição de um barramento

de transferência e um disjuntor à configuração de barramento simples, como ilustrado na Figura 2.9.

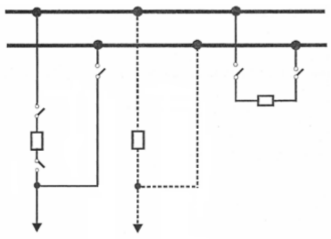

Figura 2.9: Esquema unifilar de barramento principal e de transferência. [8]

Assim, quando ocorre a saída de serviço de um disjuntor, a ligação existente entre os dois barramentos permite a continuidade de serviço. Embora apresente baixos custos, esta tipologia de barramento não apresenta muita fiabilidade nem flexibilidade, embora apresente mais que a tipologia de barramento simples.

2.2.4.3 Barramento Duplo com *By-Pass*

Com este tipo de configuração de barramento, é possível realizar a manutenção do disjuntor de linha ou de transformador sem interrupções de serviço. Contudo, a linha desse disjuntor ficará protegida pelo disjuntor paralelo de barras, sendo que nesta configuração, esse disjuntor paralelo atua como unidade de reserva da aparelhagem de corte de qualquer linha.[9]

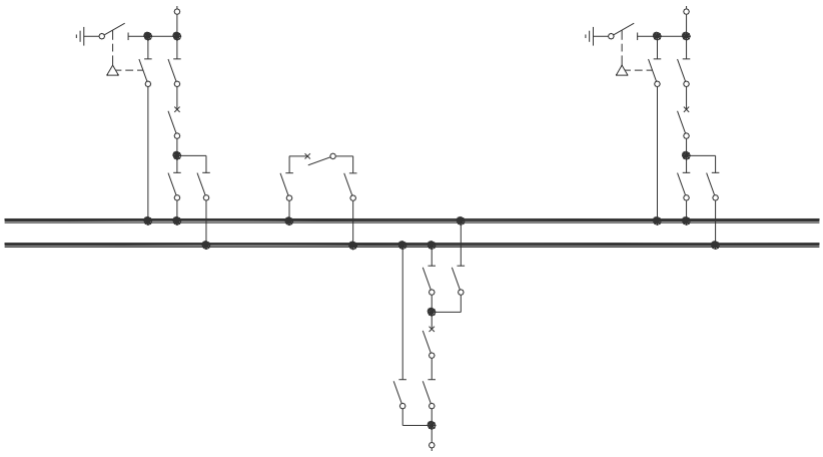

Figura 2.10: Esquema unifilar de barramento duplo com *By-Pass*. [9]

2.2.4.4 Barramento Duplo com Disjuntor Duplo

A configuração de barramento duplo com disjuntor duplo caracteriza-se pela presença de dois disjuntores e dois barramentos por cada circuito, como ilustrado na Figura 2.11.

Com dois disjuntores e dois barramentos por circuito, a avaria de um barramento consegue ser isolada e assegurar continuidade de serviço. De forma equivalente, a avaria de um circuito não interrompe outros, sendo também isolado e evitando a saída de serviço, sendo que este tipo de configuração apresenta elevada fiabilidade.

Em termos de manutenção de disjuntores, neste tipo de arranjo de barramento é bastante fácil, visto que estes conseguem ser retirados de serviço continuando os circuitos alimentados, não com o mesmo nível de proteção, mas sempre melhor que a indisponibilidade de abastecimento elétrico.

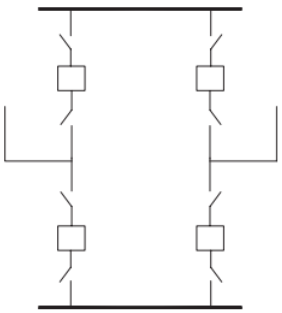

Figura 2.11: Esquema unifilar de barramento duplo com disjuntor duplo. [10]

2.2.4.5 Barramento Duplo com Disjuntor e Meio

Esta configuração, Figura 2.12, caracteriza-se por não necessitar de caminho de interligação entre os barramentos, providenciando continuidade de serviço aquando da manutenção de qualquer disjuntor.

Mais uma vez, este tipo de configuração necessita de maior espaço disponível. Também existe a necessidade de saída de serviço de um circuito quando o seccionador do mesmo estiver em manutenção.

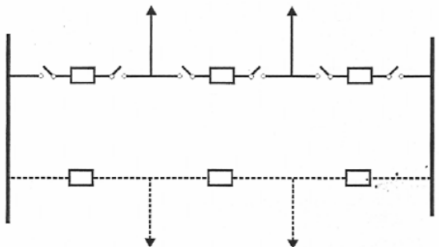

Figura 2.12: Esquema unifilar de barramento duplo com disjuntor e meio. [8]

2.2.4.6 Barramento em Anel

Este tipo de configuração, como o nome indica, é caracterizado por apresentar uma estrutura em anel, sendo que cada circuito é alimentado não por um, mas por dois disjuntores, não havendo um barramento principal. Tal é observável na Figura 2.13.

Sendo todas as manobras realizadas por esses disjuntores, a exploração de uma instalação com esta configuração torna-se flexível no que toca à manutenção dos mesmos. Esta configuração acarreta mais custos e também mais algumas desvantagens.

Estando o barramento ligado em anel, a avaria de um dado disjuntor por um defeito num circuito provocará a perda de alimentação de um circuito adjacente. Esta configuração de barramento também necessita de dispositivos de tensão, visto que não existe um ponto claro de referência para a mesma.

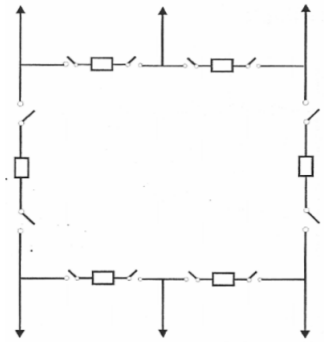

Figura 2.13: Esquema unifilar de barramento em anel. [8]

2.3 Constituição e Equipamento

As subestações elétricas são constituídas por diversos equipamentos, podendo estes ser de manobra, compensação, proteção e de transformação e caracterizam-se por:

2.3.1 Isoladores

Nas SE's, são utilizados isoladores como elementos de isolamento e suporte, sendo que estes podem assumir diversas formas, em concordância com os objetivos que lhes são impostos.

Em ambientes interiores, são normalmente utilizados isoladores de porcelana ou até mesmo isoladores de materiais epóxidos.[1] Já em ambiente exterior (ar livre), são utilizados isoladores de porcelana ou vidro. [9]

Os isoladores exteriores possuem saias, com o objetivo de aumentar o comprimento das linhas de fuga, visando um melhor comportamento por parte do isolador em ambientes húmidos. [9]

Nestas instalações elétricas (interiores e exteriores), são utilizados dois tipos de isoladores: isoladores de cadeia (de amarração) e isoladores de suporte.

[1] Epóxidos são compostos orgânicos, mais precisamente polímeros, que se formam a partir da reação do éter cíclico com o bis-fenol. Os epóxidos são mais conhecidos pela sua aplicação em colas. A estrutura molecular deste polímero é extremamente rígida. [28]

2.3.1.1 Isoladores de Cadeia

As cadeias de amarração são constituídas por elementos isoladores do tipo campânula e espigão de passo curto, com ligação de bola e alvéolo. [9]

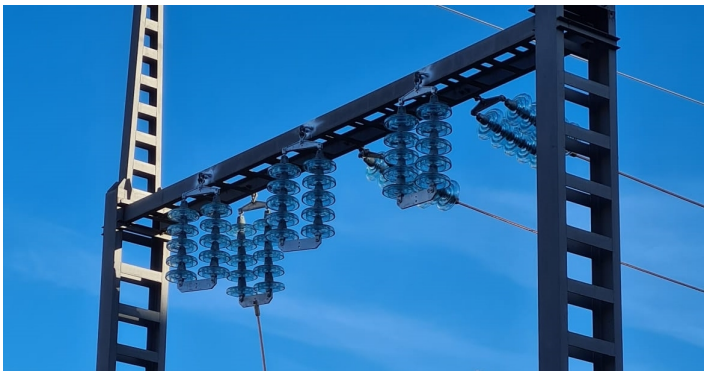

Figura 2.14: Montagem de cadeia de amarração - SE Monte dos Burgos.

Este tipo de isoladores, como permite a montagem de mais unidades, umas a seguir às outras, oferece a possibilidade de obter qualquer distância de contornamento, sendo uma opção robusta no ponto de vista do isolamento elétrico.

Estes isoladores são classificados como isoladores à prova de perfuração, pois se ocorrer uma descarga entre a haste e a campânula, apenas ocorre a quebra da asa do isolador. [9] Mas esta particularidade não elimina a necessidade de substituição do mesmo, caso isto aconteça, pois se houver uma descarga subsequente, a parte danificada do isolador pode fundir e provocar defeitos graves de isolamento.

2.3.1.2 Isoladores de Suporte

Os isoladores de suporte caracterizam-se pelo tipo mais simples de isolador, tendo como objetivo o suporte dos barramentos (Figura 2.15), ou dos cabos AT (ligações flexíveis).

Figura 2.15: Isoladores de suporte de barras - SE Soure.

Estes isoladores podem apresentar diversas formas, de acordo com as suas aplicações e tensões de serviço. Nestes são aplicadas peças metálicas denominadas flanges, que se destinam à fixação dos isoladores às respetivas estruturas metálicas de suporte, bem como à fixação dos condutores a suportar ou ainda ao acoplamento de elementos isoladores entre si.

2.3.2 Transformador de Tensão

O transformador de tensão (TT) é um equipamento de auxílio na medida da tensão, como o nome indica. Este caracteriza-se por apresentar uma tensão secundária proporcional à tensão primária e sem apresentar praticamente nenhum desfasamento angular, isto em condições normais de funcionamento e exploração. [29]

Estes conseguem fornecer uma imagem do valor da tensão da SE à respetiva aparelhagem de medida e contagem da instalação, assim como às unidades de proteção, comando e controlo da mesma. [13]

Estes equipamentos de transformação, como apresentam alguma variedade de funções, apresentam os seguintes enrolamentos, de acordo com as respetivas potências e classes de isolamento:

- Enrolamento 1: Este enrolamento tem como funções a sincronização e regulação da tensão, assim como a respetiva medida, contagem e registo da tensão;
- Enrolamento 2: Tem como função a proteção;
- Enrolamento 3: Enrolamento de prevenção e redução de possíveis inconvenientes associados a harmónicos e desequilíbrios de tensão. [13]

Os TT's são montados verticalmente e ligados entre a fase e o neutro, apoiados em estruturas metálicas com ligação à terra, como demonstrado nas Figuras 2.16 e 2.17. Estes dispositivos localizam-se nos painéis de linha e nos painéis de transformador, sendo que no painel de linha apenas se utiliza um TT ligado na fase central, e no painel de transformador existe um por cada fase.

A tensão primária do TT deve apresentar um valor normalizado e de acordo com a tensão simples do sistema onde se insere. Os valores mais utilizados são: $60/\sqrt{3}$, $30/\sqrt{3}$ e $15/\sqrt{3}$ kV.

Relativamente às tensões secundárias destes dispositivos, as tensões mais frequentemente utilizadas são: $100/\sqrt{3}$, $110/\sqrt{3}$ e 100 V. [9]

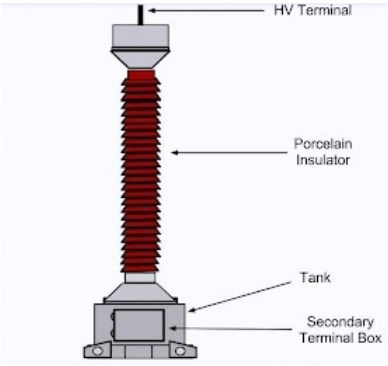

Figura 2.16: Transformador de tensão. [11]

Figura 2.17: TT - SE Soure.

2.3.2.1 Fenómeno de Ferrorressonância

O termo ferrorressonância refere-se a todos os fenómenos oscilatórios elétricos que contenham no mínimo uma indutância não-linear (material ferromagnético saturável), uma capacidade, uma fonte de tensão sinusoidal e poucas perdas. [30]

Um dos problemas dos transformadores de tensão em regimes de neutro isolado é este preciso fenómeno. Este caracteriza-se pela existência de oscilações de baixa frequência entre a indutância não-linear do transformador e a capacidade à terra da rede de transmissão, quando ocorrem variações bruscas nas tensões da rede. [9] Sobretensões originadas em descargas atmosféricas, manobra ou até ligação de linhas podem desencadear este fenómeno.

Esses harmónicos introduzidos podem saturar o material ferromagnético do TT, provocando aumentos de tensão e destruição do isolamento, avariando assim o dispositivo.

É necessária a presença de um dispositivo de amortecimento de oscilações de baixa frequência, de modo a eliminá-las rapidamente. Assim, é introduzida uma resistência no enrolamento secundário do TT.

Numa fase posterior, de modo a prevenir a saturação do transformador quando ocorre a ferrorressonância, pode-se optar por TT's que, no seu regime estipulado de funcionamento, operem no início da zona linear da curva de magnetização ou TT´s cuja curva de magnetização apresente um declive baixo.

2.3.2.2 Classe e Potência de Precisão

Como qualquer instrumento de medição, estes equipamentos necessitam de uma escala de precisão de modo a poderem ser corretamente escolhidos num projeto elétrico de uma subestação. Assim, nos enrolamentos do TT responsáveis pela contagem de energia (grande precisão de medição requerida), é normalmente utilizada a classe 0,2. Nos enrolamentos de medida, registo, sincronização e regulação da tensão, é normalmente utilizada a classe 0,5. [13]

Estas classes são definidas pelos erros máximos do módulo e fase da tensão permitidos aos transformadores, ou seja, se a classe for 0,5, significa que o erro máximo de tensão será $\pm$0,5%. Estes erros estão sempre dependentes dos equipamentos que o secundário do TT alimenta. [9]

Relativamente à potência do transformador de tensão, esta especifica a soma das potências dos equipamentos alimentados pelo secundário deste. Respeitando a norma em vigor, o fator de potência a considerar neste caso será de 0,8 para a potência total a alimentar, sendo os valores mais utilizados: 50, 60, 100, 120 e 150 VA. [9]

2.3.3 Transformador de Intensidade

À semelhança do TT, o transformador de intensidade (TI) consegue fornecer uma imagem dos valores de corrente elétrica da subestação onde se encontra, com o objetivo de medição, contagem, proteção, comando e controlo da instalação. [13]

Este transforma a corrente primária numa corrente secundária proporcional, de modo a reduzir esses valores para valores mais fáceis de operar para os próprios equipamentos de medida e para os relés de proteção.

As correntes secundárias habituais destes equipamentos são de 1A e 5A, sendo que o próprio secundário do TI deverá ser sempre ligado à terra apenas num ponto e o equipamento não deverá funcionar em vazio, havendo risco de explosão do mesmo. [13]

Os TI's não funcionam por enrolamentos como os TT's, mas sim por núcleos. Estes apresentam normalmente 3 núcleos com as seguintes funções:

- Núcleo 1: Tem como função a medição, contagem e registo dos valores de corrente;
- Núcleo 2 e 3: Têm como função a proteção.

Os TI's são também dispostos verticalmente, como ilustrado nas Figuras 2.18 e 2.19, e ligados em série com o circuito elétrico onde se deseja a medição ou proteção das correntes, sendo necessário que consigam suportar os curto-circuitos e sobretensões do sistema. [9] Se o TI não for capaz de suportar estes fenómenos, poderá sofrer danos, ou até mesmo avariar, e toda a aparelhagem a ele associada irá ficar sem protecção, pois não irá chegar informação aos relés de proteção.

Os TI's, ao contrário dos TT's, não podem ser ligados com o secundário em circuito aberto. Os enrolamentos secundários que não estejam ligados a nenhuma carga devem ser curto-circuitados antes do primário ser ligado à rede. [9]

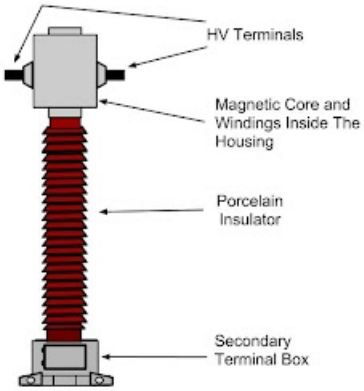

Figura 2.18: Transformador de intensidade. [12]

Figura 2.19: TI - SE Soure.

2.3.3.1 Magnetização

A curva de magnetização de um TI é uma característica fundamental nestes equipamentos, estando presente uma curva exemplo na Figura 2.20. A corrente de magnetização destes dispositivos apresenta-se como a maior fonte de erros, estando associada ao seu núcleo de ferro.

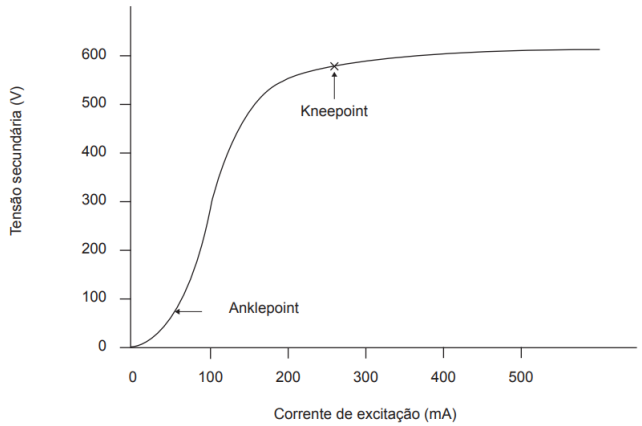

Figura 2.20: Exemplo de curva de magnetização de um TI. [13]

O TI, em regime de operação estipulado, deverá situar-se na zona linear da curva de magnetização, situado antes do ponto de saturação do TI, denominado *"Kneepoint"*. Este ponto caracteriza-se por começar a existir um aumento de 50% da corrente de magnetização a cada aumento de 10% da tensão. [13]

2.3.3.2 Classe e Potência de Precisão

Nos TI's, como nos TT's, a potência especificada do dispositivo tem em conta a potência absorvida pelos aparelhos de medida e de protecção por ele alimentados, tendo de se escolher a

potência normalizada que melhor satisfaça as alimentações desses aparelhos. [9] Estas potências tomam normalmente os seguintes valores: 15, 30 e 60 VA.

Nestes transformadores, os núcleos que são destinados à contagem de energia normalmente possuem uma potência de precisão de 2,5 VA, sendo que os que são destinados à medida e registo possuem 10 VA.

Relativamente às classes de precisão dos TI's, nos núcleos de proteção, as classes normalizadas que se utilizam são as seguintes: PX, 5P10, 10P10, 5P20 e 10P20. Já nos restantes núcleos, destinados à contagem de energia e medida/registo, as classes a utilizar são 0,2 ou 0,5. A classe PX é a classe mais exata, sendo normalmente utilizada para proteções principais dos equipamentos. [13]

Os primeiros valores da cada classe estão associados ao erro máximo admissível e os segundos valores ao fator limite de precisão ALF (*Accuracy Limit Factor*). [13] Este fator representa a razão entre a corrente limite de precisão e a corrente nominal primária, sendo que é o múltiplo da corrente nominal a partir do qual o ferro começa a saturar. [9]

2.3.4 Proteção Contra Sobretensões

Numa subestação elétrica, existem três tipos fundamentais de solicitações dielétricas dos equipamentos, sendo estas:

- Sobretensões temporárias/dinâmicas;
- Sobretensões de manobra;
- Sobretensões de origem atmosférica.

Estas sobretensões necessitam de ser limitadas e eliminadas de uma forma rápida e eficaz, utilizando-se assim o seguinte equipamento de proteção:

2.3.4.1 Descarregadores de Sobretensões

Os descarregadores de sobretensões, ou DST's (Figura 2.21), têm como objetivo a proteção dos equipamentos e da instalação de sobretensões de manobra e de eventuais descargas atmosféricas. Estes são normalmente caracterizados pela sua capacidade de escoamento de corrente.

Estes dispositivos de proteção escoam para a terra uma onda de choque quando uma sobretensão atinge os seus terminais, mantendo esta dentro de valores limite.[14] Estes limitam a amplitude e a duração desta onda de corrente após a passagem da sobretensão, o que é essencial para a proteção dos diversos equipamentos que deles estão dependentes. Por exemplo, nos transformadores de potência, são instalados 3 DST's de fase e um DST de neutro (Figura 2.23), de modo a proteger este dispendioso equipamento contra estas eventuais tensões temporárias elevadas. São normalmente instalados junto dos transformadores de potência e nos painéis de linha. [13]

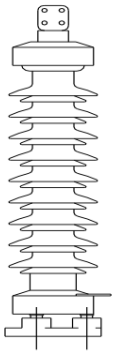

Figura 2.21: Descarregador de sobretensões.

Figura 2.22: DST's em painél de linha - SE Soure.

Figura 2.23: DST de neutro - SE Soure.

Estes dispositivos são constituídos por vários explosores em série e por uma ou várias resistências não lineares, que se caracterizam por cilindros de óxido de zinco ou carboneto de silício. [14]

Os DST's, em tensão nominal de funcionamento, comportam-se como isoladores, sendo que quando atingidos por uma sobretensão passam a elementos francamente condutores, escoando para a terra a onda de corrente. Isto acontece devido à presença dos explosores e das resistências não lineares, que estabelecem um circuito à terra de impedância bastante baixa para a sobretensão e limitam a corrente de seguimento produzida pela tensão. Assim, o arco elétrico que se estabelece entre os explosores extingue-se na primeira passagem por zero da tensão, como demonstrado na Figura 2.24. [14]

Estes equipamentos readquirem o funcionamento de isoladores, assim que a onda de corrente é escoada e a sobretensão eliminada.

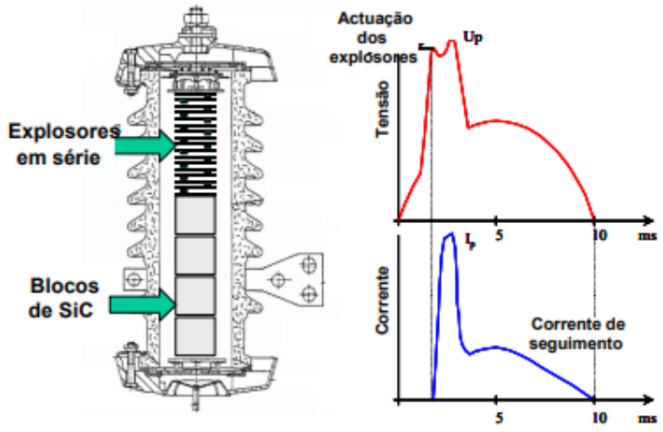

Figura 2.24: DST de carboneto de silício (constituição e funcionamento).[14]

2.3.4.2 Disruptores

Os disruptores são constituídos por dois elétrodos separados pelo ar atmosférico, como ilustrado na Figura 2.25, sendo que um deles se encontra ligado ao elemento condutor e o outro ligado ao sistema de terra da subestação.

Figura 2.25: Disruptor.[15]

Quando ocorre o aparecimento de uma sobretensão de valor superior ao nível de proteção previamente estabelecido, cria-se um arco elétrico entre os elétrodos do disruptor (hastes de descarga), originando um caminho condutor para a rede de terra da subestação. Assim, limitam-se os efeitos da sobretensão pelo escoamento da onda de corrente para a terra, preservando a integridade do isolador.

A distância entre os dois elétrodos é regulada de forma a verificar-se o escoamento da onda de corrente para a terra se as sobretensões ultrapassarem o nível de proteção pretendido. [15]

Estes dispositivos de proteção são instalados em locais onde se pretende enfraquecer o nível de isolamento, dando lugar a pelo menos um defeito fugitivo monofásico que deve ser eliminado pelo disjuntor. Estas hastes não limitam nem interrompem a corrente de descarga, apenas a encaminham para o circuito de terra da instalação.

Os disruptores são regulados para que apenas as sobretensões de manobra não provoquem disrupção, ficando assim limitadas contra sobretensões de origem atmosférica.

2.3.4.3 Proteção Contra Descargas Atmosféricas

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) de uma subestação, ou também designado por rede de terra aérea, é constituído por hastes de *Franklin* ou descarga, e cabos de guarda. Estes cabos encontram-se apoiados nas cabeças dos pórticos de amarração de linha e complementados pelas próprias hastes de descarga. [13]

Estas hastes são caracterizadas por captarem as descargas atmosféricas, sendo metálicas e sempre ligadas à terra.

2.3.5 Seccionador

Os seccionadores das subestações são aparelhos de manobra de importância acrescida. A função destes é isolar parte da instalação ou equipamentos para manutenção, não tendo qualquer poder de corte. [13] Uma das suas principais características é o facto de não atuarem em carga, pois não possuem nenhum mecanismo para contrariar o arco elétrico, tratando-se de equipamento de baixa rapidez de atuação. Atuam apenas na existência de tensões insignificantes entre os seus terminais ou em casos de restabelecimento ou interrupções de correntes desprezáveis. Assim, os seccionadores só atuam depois da atuação dos respetivos disjuntores no corte total da carga. [10]

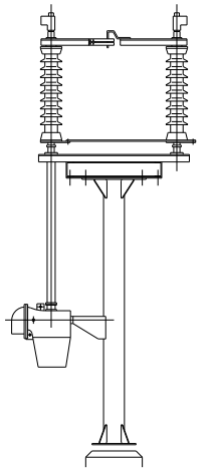

Figura 2.26: Seccionador.

Figura 2.27: Seccionador de linha com facas de terra - SE Soure.

As principais funções dos seccionadores devem ser a abertura e fecho de forma fiável, visível e segura, transporte contínuo de correntes sem sobreaquecimentos e permanência em modo fechado aquando de correntes de defeito. [10]

Componentes como barramentos, linhas e baterias de condensadores não são aterrados, logo estes podem ser ligados ao seccionador com facas de terra de modo a realizar a manutenção do equipamento em segurança, conferindo que a respetiva manutenção está a ser protegida pelo sistema de terras da instalação. Como é possível verificar na Figura 2.27, o seccionador encontra-se aberto devido a trabalhos no painel de linha da subestação.

Estes equipamentos também são usados em manobras da subestação, quando há transferência de carga entre barramentos, em que um deles necessita de manutenção. [10]

2.3.5.1 Abertura

A operação de um seccionador pode ser realizada tanto de forma automática como manual, através de uma manivela.

Estes aparelhos de corte necessitam que a sua ação, abertura ou fecho, seja temporizada e planeada, de forma a não provocar danos nos equipamentos nem colocar pessoas em risco. Assim, são dotados de um encravamento (que pode ser elétrico, mecânico ou ambos), que os impede de acionar, de modo a não ocorrerem erros na sequência de operação, isto de modo a assegurar que os disjuntores foram acionados para o corte da carga antes da abertura dos seccionadores, quando é necessário retirar um certo ramo de serviço. No caso do fecho do seccionador, para recolocar o ramo em serviço, os seccionadores já se têm de encontrar fechados para os disjuntores voltarem a restabelecer a carga no mesmo.

Já quanto ao tipo de abertura que as lâminas destes apresentam, pode ser lateral, central, vertical ou um combinação das referidas. O tipo de abertura apresenta-se como uma característica importante e a sua escolha depende dos níveis de tensão, a manobra da subestação, limitações de espaço disponível para distância de isolamento elétrico, assim como a função que este irá desempenhar.

2.3.6 Disjuntores

Os disjuntores são equipamentos fundamentais numa subestação elétrica, pois são aparelhos de corte que suportam esforços provocados pela ligação ou corte de equipamentos ou até mesmo partes da instalação sujeitas às condições provocadas por avarias (normalmente curto-circuitos), ou quando é necessária a realização de manobras ou manutenção.[9] Assim, destinam-se a interromper tanto correntes de curto-circuito como de serviço.

Este equipamento encontra-se montado verticalmente, apoiado em estrutura metálica de suporte, nos painéis de linha e nos painéis de transformador, como a Figura 2.28 demonstra.

Segundo a *Norma IEC 60056*, os disjuntores classificam-se pelo nível de tensão onde serão instalados, pelo tipo de instalação comparativamente ao meio ambiente (interior ou exterior), e pelo tipo construtivo que apresentarem, podendo estes ser a vácuo, a gás SF_6, ar comprimido ou óleo.

Figura 2.28: Disjuntor SF_6 - SE Soure.

2.3.6.1 Ar Comprimido

Os disjuntores de ar comprimido apresentam elevado poder de corte em tempos de atuação muito reduzidos, sendo que eram os disjuntores utilizados em MAT. Atualmente, já não são fabricados para estes níveis de tensão, estando a ser substituídos pela tecnologia SF_6.

Esta substituição de tecnologias deve-se a diversos fatores:

- Necessidade de elevadas pressões no ar comprimido que contêm no seu interior, aumentando o risco de fugas, resultando em manutenção dispendiosa;
- São bastante ruidosos, necessitando de instalação de silenciadores em zonas urbanas, aumentando assim as necessidades de espaço disponível e custos;
- Cada unidade de corte apresenta baixo poder de corte, sendo necessária a instalação de várias unidades em série. Desta forma, também se tornou habitual a ligação de capacidades em paralelo com as unidades de corte, de forma a assegurar divisões de tensão convenientes. [31]

2.3.6.2 Óleo

Os disjuntores a óleo caracterizam-se por possuírem dois contactos móveis dentro de uma tina de óleo. Estes contactos, quando o disjuntor é chamado a atuar, separam-se. Ao separarem-se, interrompem a circulação da corrente.

Este tipo de disjuntores, devido à presença de óleo, apresentam elevado risco de incêndio e explosão, sendo que entraram em desuso. [31]

2.3.6.3 Vácuo

Os disjuntores de vácuo são bastante utilizados nas redes de distribuição MT. Esta tecnologia de vácuo tem vindo a crescer, de modo a substituir a tecnologia SF_6, visando a diminuição dos impactos ambientais da utilização deste gás.

Este tipo de disjuntor apresenta baixos custos de manutenção, não tendo impacto ambiental, o que revela ser uma melhor opção em relação aos de SF_6 e de óleo.

Os disjuntores de vácuo são caracterizados por conseguirem suportar elevados gradientes de tensão[2] de restabelecimento, apresentando vantagem sobre os disjuntores a gás neste aspeto. [31]

Ao contrário dos disjuntores em que o arco elétrico tem lugar no dielétrico existente entre os contactos, neste tipo de disjuntor o arco tem origem nas partículas metálicas libertadas pelos próprios contactos elétricos. Normalmente, estes contactos possuem uma liga de cobre e crómio, sendo que é possível alterar as características do disjuntor alterando os materiais de fabrico dos contactos. [31]

As características dielétricas do vácuo dependem bastante da pressão do mesmo, sendo que qualquer aumento da mesma acima de certos valores poderá provocar uma diminuição da resistividade do meio, comprometendo a eficácia deste aparelho de proteção.

2.3.6.4 Hexafluoreto de Enxofre (SF_6)

Os disjuntores a gás, ou disjuntores SF_6, são bons aparelhos de corte. Estes apresentam um funcionamento por ação de uma mola mantida em tensão por um servomotor[3], sendo possível realizar milhares de manobras sem haver necessidade de manutenção. [31]

Estes disjuntores apresentam reduzido impacto visual e reduzidas dimensões, podendo ser utilizados em instalações subterrâneas e em localizações com condições climatéricas adversas. [31]

Como já referido, não necessitam de manutenção frequente, apresentando uma baixa taxa de avarias. Contudo, como observado anteriormente, a sua utilização apresenta impactos ambientais, aspeto bastante relevante nos dias de hoje.

2.3.7 Transformador de Potência

Como referido no primeiro capítulo, as subestações permitem a alteração dos níveis de tensão para o respetivo transporte da energia, assim como para a entrega da mesma às redes de distribuição. Deste modo, o transformador de potência (TP) caracteriza-se como o elemento base de uma subestação de transformação.

Os TP's trifásicos apresentam, tanto do lado primário (lado da fonte), como do secundário (lado da carga), três enrolamentos (um por cada fase). Estes podem apresentar diversas formas de ligação entre eles, sendo que cada uma proporciona diferentes comportamentos por parte da unidade transformadora. [13]

[2] Taxa de crescimento do valor da tensão num intervalo de tempo.

[3] Atuador eletromecânico que apresenta movimento proporcional a um comando. [32]

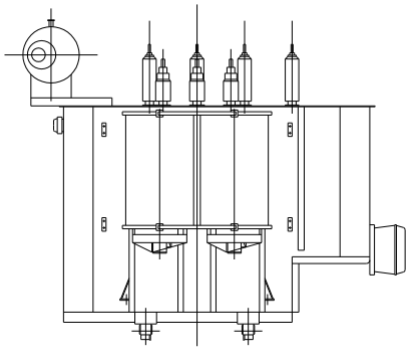

Figura 2.29: Transformador de potência. [9]

Figura 2.30: TP - SE Soure.

2.3.7.1 Princípios de Funcionamento

O transformador de potência baseia-se principalmente em dois princípios físicos, denominados por Lei de *Biot-Savart* e Lei da Indução de *Faraday*.

A Lei de *Biot-Savart* afirma que uma corrente elétrica produz um campo magnético, sendo uma base fundamental para a magnetostática. [33] Já a Lei da Indução de *Faraday* ou, simplesmente, Lei da Indução Eletromagnética, defende que um campo magnético variável no interior de um enrolamento de fio induz uma tensão elétrica nas extremidades desse enrolamento, através da criação de uma força eletromotriz.[4].[35]

Desta forma, uma corrente elétrica alternada atravessando um enrolamento primário induz um campo magnético variável no tempo. Estando ambos os enrolamentos, primário e secundário, enrolados sobre o mesmo núcleo magnético, como ilustrado na Figura 2.31, a maior parte do fluxo magnético criado pelo enrolamento primário fluirá pelo ferro, havendo poucas perdas. O mesmo fluxo, ao atravessar o enrolamento secundário, criará uma força eletromotriz que induzirá uma tensão secundária nesse enrolamento. Tensão que será proporcional ao número de espiras do enrolamento.

A razão de transformação de um TP é a relação entre o número de espiras dos enrolamentos primários (N_1) e secundários (N_2), designando-se por "**a**". Sendo U_1 e I_1 a tensão e corrente do lado primário, respetivamente, e U_2 e I_2 a tensão e corrente do lado secundário, então:

$$\mathbf{a} = U_1/U_2 = I_2/I_1 = N_1/N_2 \tag{2.1}$$

[4] Ação elétrica produzida por uma fonte não elétrica. [34]

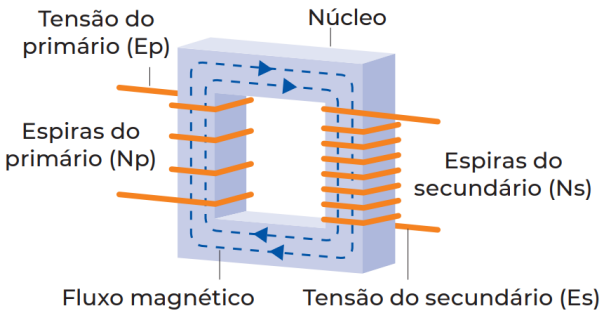

Figura 2.31: Funcionamento de transformador de potência. [16]

2.3.7.2 Características

O transformador de potência de uma subestação é um equipamento de elevada potência e projetado de modo a ter eficiências muito altas. Deste modo, o núcleo destas unidades são laminados e constituídos por chapas ferromagnéticas, visando a minimização de perdas por correntes de *Foucault*[5], algo que um núcleo maciço não conseguiria fazer, sendo este tipo de núcleo usado maioritariamente em transformadores para aplicações de sinal. [17]

Os transformadores de potência podem ser classificados pelo seu isolamento, pelo número de fases e pelo tipo de enrolamentos:

- Isolamento: Pode ser a óleo ou a seco;
- Nº de Fases: Monofásico ou trifásico;
- Tipo de enrolamentos: Podem apresentar dois ou mais enrolamentos isolados, ou apenas um (autotransformador[6]).

Os TP's apresentam também um comutador de tomadas, que tem como objetivo a modificação da relação de transformação do transformador, adaptando-o a eventuais regimes de carga que se venham a verificar. Este dispositivo deve atuar no enrolamento primário, sendo que todas as tomadas deverão ser sempre de plena carga, não podendo o TP provocar aquecimentos superiores aos estipulados em qualquer posição do comutador. Por exemplo, havendo um aumento de carga, o comutador passa a tomada para +1, automaticamente, provocando um aumento de tensão secundária de $1.5\% * U_n$. Esta percentagem de aumento é variável entre os diferentes tipos de comutadores, sendo este apenas um exemplo. [9]

Relativamente aos enrolamentos, estes caracterizam-se por serem de cobre e isolados, apresentando normalmente uma secção retangular, sendo que o tipo de enrolamento depende da potência, tensão e objetivo do transformador. A resistência destes condutores é crucial na minimização de perdas com o transformador em carga.

[5] Corrente elétrica induzida dentro de um material condutor, quando sujeito a um campo magnético variável no tempo, devido à Lei da Indução de *Faraday*. [36]

[6] Transformador com apenas um enrolamento com ramificações, de modo a obter diferentes níveis de tensão.

2.3.7.3 Tipos de Ligação

Os enrolamentos dos transformadores podem apresentar diversas ligações, dependendo das necessidades e fins do transformador. O tipo de ligação destes enrolamentos também é fundamental para o regime de neutro a adotar na instalação, como será visto mais à frente. Desta forma, estas ligações caracterizam-se por:

- Estrela (Y): Preferidas para tensão nominal acima de 20 kV, por implicar uma menor tensão por enrolamento (tensão simples);

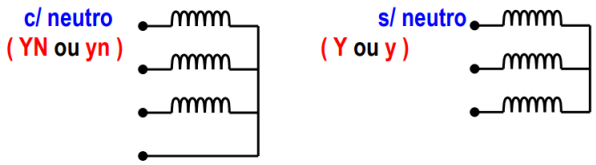

Figura 2.32: Esquema de ligação em estrela. [17]

- Triângulo (D ou Δ): São preferidas para enrolamentos de elevada potência e tensão moderada (correntes elevadas). Com esta ligação, diminui-se a corrente por enrolamento ($\sqrt{3}$ vezes menor que a corrente de linha), permitindo uma menor secção e menos custos de cobre por enrolamento.

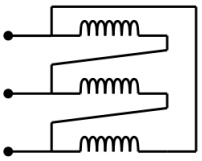

Figura 2.33: Esquema de ligação em triângulo. [17]

- Zigue-zague (Z): Ligação preferida para tensão abaixo dos 500 V, normalmente em enrolamentos BT de transformadores de distribuição e bobinas de reatância.

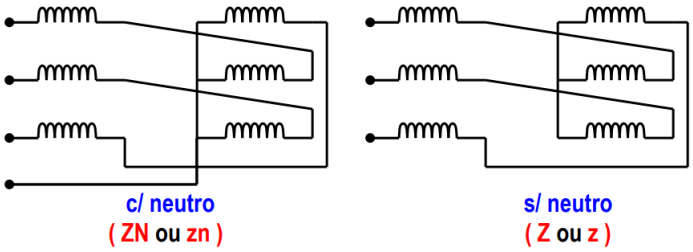

Figura 2.34: Esquema de ligação em zigue-zague. [17]

2.3.8 Condensadores

A potência ativa é a única capaz de produzir trabalho útil, mas não quer dizer que seja a única a fluir pelos sistemas de energia. A energia reativa, que é necessária à formação de campos magnéticos nos motores e transformadores, tem um efeito desfavorável sobre as instalações elétricas, pois representa uma carga adicional nos diversos equipamentos das mesmas. Esta carga adicional traduz-se em quedas de tensão e aquecimentos desfavoráveis, levando a uma subutilização da capacidade instalada. Estes efeitos podem ser compensados de maneira económica utilizando bancos de condensadores, quando colocados nas proximidades dos maiores consumidores de energia reativa. [9]

Na área de subestações de distribuição, é responsabilidade da E-REDES o pagamento da energia reativa consumida da rede de transporte, que funciona como fornecedora dessa mesma energia (REN). Assim, torna-se imperativa a instalação de bancos de condensadores, de forma a minimizar os consumos desta energia fornecida pela REN, diminuindo os custos a pagar. [9]

Este equipamento caracteriza-se por conjuntos de baterias de condensadores em série ou paralelo, que têm como objetivo a compensação da energia reativa, de forma a minimizar as perdas nas linhas e otimizar o desempenho do sistema através da compensação do fator de potência das cargas. Isto vai permitir um aumento da capacidade de transporte da linha e um aumento da estabilidade do sistema.

Figura 2.35: Banco de condensadores. [18]

2.3.9 Regimes de Neutro

A ligação do ponto de neutro à terra pode ser realizada de cinco formas distintas, de acordo com o tipo da impedância Z_N, que pode ser capacitiva, resisitiva ou indutiva, e com o valor que esta pode apresentar na ligação. Este modelo apresenta-se ilustrado na Figura 2.36.

Estas diferentes configurações podem ser:

- $Z_N \rightarrow \infty$: Neutro isolado da terra;

- $Z_N = 0$: Neutro ligado diretamente à terra;
- $Z_N = X_N$: Neutro ligado à terra através de uma reatância;
- $Z_N = R_N$: Neutro ligado à terra através de uma resistência;
- Neutro ligado à terra através de uma impedância (bobine de *Petersen*). [19]

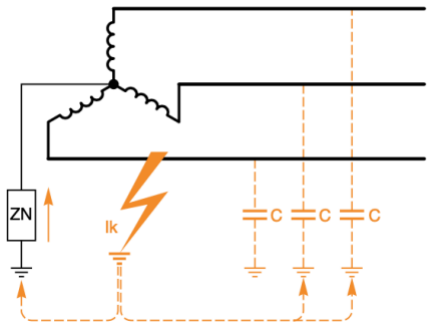

Figura 2.36: Esquema equivalente de defeito à terra. [19]

2.3.9.1 Isolado

Este tipo de configuração caracteriza-se por não existir nenhuma ligação entre o ponto de neutro do transformador e a terra, exceto os dispositivos de medição ou proteção que possam vir a ser utilizados. Assim, a tensão média da rede em relação à terra é fixada por uma impedância entre os condutores de fase e a terra. [19]

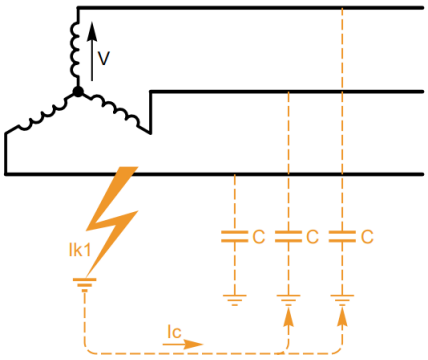

Figura 2.37: Defeito à terra com neutro isolado. [19]

A principal vantagem deste regime de neutro é a continuidade de serviço do alimentador sob defeito, pois a corrente de defeito, sendo baixa, não provoca o disparo das proteções automáticas. A interrupção de serviço será somente necessária num segundo defeito. [19]

O isolamento físico do neutro com a terra apresenta alguns inconvenientes também, podendo estes ser:

- Incapacidade de eliminar sobretensões transitórias através da terra, se estas forem elevadas;
- A colocação de proteções seletivas, em operação, no primeiro defeito é um processo delicado;
- É necessária uma equipa de manutenção com equipamento adequado para deteção rápida e eficaz do primeiro defeito de isolamento. [19]

2.3.9.2 Ligação Direta à Terra

A ligação direta do neutro à terra, como o nome indica, é a ligação intencional do ponto de neutro e a terra através de uma ligação elétrica de impedância nula.

Se o regime de neutro não tiver nenhuma impedância limitadora, a corrente de defeito fase-terra será praticamente um curto-circuito fase-neutro de valor relativamente elevado, sendo o disparo das proteções realizado ao primeiro defeito de isolamento. [19]

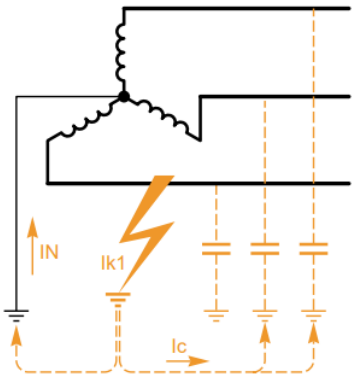

Figura 2.38: Defeito à terra com neutro ligado diretamente à terra. [19]

Desta forma, as principais vantagens desta configuração são:

- Apresenta-se como a configuração ideal para eliminação de sobretensões, através da terra;
- Não existe necessidade de utilização de proteções específicas: as proteções comuns de sobreintensidades podem ser solicitadas para eliminar os defeitos fase-terra espontâneos. [19]

As principais desvantagens são:

- Não é assegurada continuidade de serviço em caso de defeito;
- Esta configuração apresenta todos os inconvenientes e riscos associados a elevadas correntes de fuga à terra. [19]

2.3.9.3 Resistência de Neutro

A ligação de uma resistência entre o ponto de neutro e a terra (Figura 2.39), permite a limitação da corrente de defeito à terra (I_k), apresentando um comportamento satisfatório na eliminação de sobretensões. [19]

Esta configuração apresenta as seguintes vantagens:

- Apresenta uma boa relação entre corrente de defeito baixa e eliminação de sobretensões;
- Os sistemas de proteção são simples, seletivos e a corrente é limitada;
- Não exige equipamento com isolamento fase-terra dimensionado para tensões compostas. [19]

A utilização da resistência também acarreta algumas desvantagens, podendo estas ser:

- A continuidade de serviço é afetada e os defeitos à terra necessitam de rápida eliminação, ou seja, o disparo da proteção tem de ser realizado ao primeiro defeito;
- O custo da resistência aumenta com a tensão e a corrente a limitar. [19]

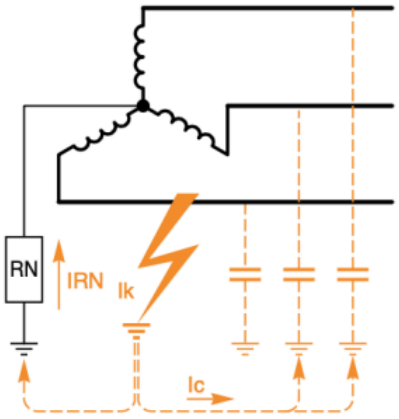

Figura 2.39: Defeito à terra com resistência de neutro. [19]

2.3.9.4 Reatância de Neutro

Para sistemas de tensão superiores a 40 kV, é preferível a utilização de uma reatância de ligação entre o ponto de neutro e a terra, em vez de uma resistência, devido às grandes quantidades de calor libertadas quando ocorrem defeitos à terra. Este defeito encontra-se representado na Figura 2.40.

Com este tipo de configuração, uma impedância puramente indutiva é responsável pela limitação das correntes de fuga à terra (I_k), contribuindo para a limitação e eliminação das sobretensões provocadas por estes defeitos. [19]

Esta configuração apresenta diversas vantagens, podendo estas ser:

- Limitação da amplitude das correntes de defeito à terra;
- A bobine apresenta baixa resistência elétrica, não dissipando muita energia térmica, o que reduz significativamente o seu dimensionamento;
- Em sistemas AT, o custo desta configuração é mais benéfico do que a utilização da resistência ligada à terra. [19]

Também apresenta algumas desvantagens:

- A continuidade de serviço é afetada assim que ocorre a falha na fase defeituosa, sendo que o defeito deve ser eliminado rapidamente;
- Quando o defeito é eliminado, poderão verificar-se sobretensões elevadas devido a fenómenos ressonantes presentes entre a reatância e as capacidades da rede de distribuição. [19]

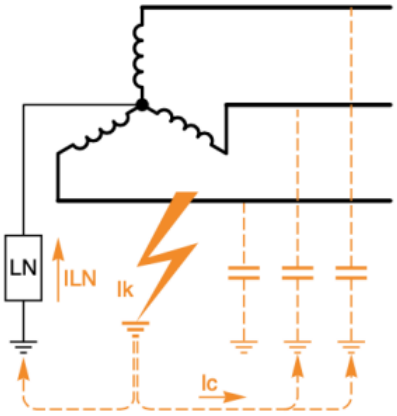

Figura 2.40: Defeito à terra com reatância de neutro. [19]

2.3.9.5 Impedância de Neutro

A ligação do neutro à terra através de uma impedância, também denominada por bobine de *Petersen* ou neutro ressonante, caracteriza-se pela realização da respetiva ligação através de uma reatância ajustada na capacitância Fase-Terra total da rede. Quando ocorre um defeito de fuga à terra, a corrente é praticamente nula. [19]

As principais vantagens desta configuração são:

- As tensões de contacto são limitadas no local do defeito;
- Continuidade de serviço durante um defeito permanente;
- O primeiro defeito é detetado pela corrente que atravessa a bobine. [19]

Por outro lado, os principais inconvenientes deste regime de neutro são:

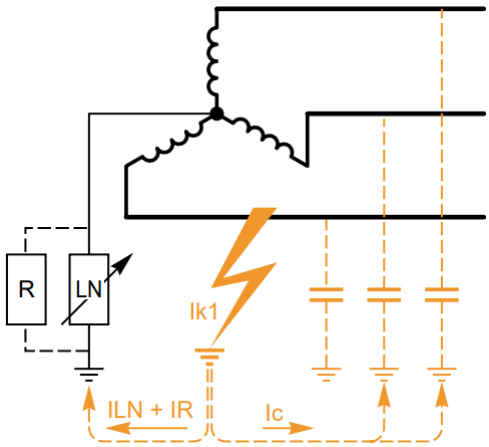

Figura 2.41: Defeito à terra com impedância de neutro. [19]

- Os riscos de sobretensões transitórias na rede são elevados;
- O custo da reatância de terra pode ser elevado, pois necessita de modificação para ser adaptada à compensação.

2.4 Conclusão

Após a revisão bibliográfica do conceito de subestação elétrica e de todos os seus componentes e configurações, será então prudente o início do caso de estudo a dissertar. Adquiridos os conhecimentos e conceitos do funcionamento destas instalações, poderá agora proceder-se ao estudo do funcionamento e respetivo dimensionamento das suas redes de terra. Este será o tema a abordar no próximo capítulo, iniciado com uma breve revisão bibliográfica do tema, seguida dos procedimentos matemáticos a adotar no projeto deste tipo de estruturas, essenciais para a correta e segura exploração das subestações elétricas.

Capítulo 3

Rede de Terra

As redes de terra das subestações são cruciais para a segurança das pessoas e dos equipamentos, sendo que a qualidade dos seus circuitos e as suas diversas ligações representam um fator primordial na correta exploração destas instalações de elevadas tensões.

Os circuitos de terra subterrâneos têm como objetivo a equipotencialidade das massas metálicas com a terra, limitando assim as tensões de passo e de contacto para valores não perigosos para o ser humano. Permitem o escoamento para a terra de correntes de defeito, podendo estas ser de qualquer origem. Podem ser provocadas por descargas atmosféricas diretas ou indiretas, sobretensões de manobra ou correntes de defeito. [37]

Estes circuitos de terra fundamentais das subestações prevenirão também que o neutro da rede possa estar sob potenciais elevados em relação à massa, nomeadamente quando ocorrem defeitos na rede ou até mesmo na instalação.

As redes de terra aéreas são constituídas pela proteção aérea das subestações, protegendo as mesmas de descargas atmosféricas diretas, assim como por todas as ligações à terra realizadas acima do nível do solo.

Este capítulo aborda a constituição das redes de terra, assim como o seu funcionamento e dimensionamento. Estes dependem de diversas grandezas e parâmetros elétricos, sendo que o cálculo de cada um é abordado e descrito com detalhe.

O primeiro aspeto a abordar é o comportamento do corpo humano à passagem de corrente, pois o projeto destas estruturas depende fundamentalmente dos limites toleráveis do corpo quando exposto a tensões elétricas acidentais.

3.1 Corrente Tolerável Pelo Corpo Humano

A passagem de uma corrente elétrica por uma pessoa pode condicionar o bom funcionamento dos órgãos vitais, sendo que a severidade do acontecimento depende da magnitude da corrente, da sua duração e da frequência. Uma das piores consequências da exposição de um ser humano a este tipo de acidente elétrico é um tipo de arritmia cardíaca denominada fibrilação ventricular. Esta provoca paragem cardiorrespiratória.

3.1.1 Efeito da Frequência

Para frequências de 50 Hz ou 60 Hz, o corpo humano é bastante vulnerável à corrente elétrica, sendo que uma corrente de apenas 100 mA pode ser fatal.

Já foram realizados estudos que indicam que em frequências entre 3000 e 10000 Hz, o corpo humano consegue tolerar correntes elevadas. Tal pode ser comprovado com descargas atmosféricas (correntes bastante elevadas) que atingem pessoas e estas sobrevivem. A IEC (*International Electrotechnical Commission*) fornece gráficos de curvas de correntes toleráveis pelo corpo humano em função da frequência. [20]

3.1.2 Efeito da Magnitude e Duração

Os efeitos da corrente elétrica no corpo humano tornam-se mais prejudiciais com o aumento da intensidade e da duração da passagem da corrente. Os efeitos mais comuns da corrente elétrica no corpo humano, ordenados de forma crescente da intensidade de corrente, são: limiar de perceção, contração muscular, inconsciência, fibrilação ventricular, bloqueio das vias respiratórias e queimaduras. [20]

Os sistemas de terra são dimensionados visando a limitação das correntes que possam circular pelo corpo humano a valores inferiores aos limite de fibrilação ventricular, de modo a evitar consequências severas ou mesmo a morte.

Dalziel estabeleceu uma relação (3.1) entre a duração do contacto da pessoa com o defeito entre 0.03s e 3.0s que permite relacionar a corrente conduzida pelo corpo humano com a sua duração, obtendo assim a energia do choque elétrico tolerada por uma determinada percentagem de uma população de indivíduos. [20]

$$S_B = I_B^2 \times t_S \tag{3.1}$$

Com:

- S_B: Constante empírica que relaciona a energia tolerada pelo corpo quando sujeito a um choque elétrico;
- I_B: Intensidade da corrente suportada pelo corpo humano (A);
- t_S: Tempo de exposição do corpo à corrente elétrica (s).

3.2 Circuito Acidental à Terra

Nas subestações do tipo exterior, o campo eletromagnético provocado pelas cargas estáticas nos condutores nus e pelas condições atmosféricas originam tensões induzidas nas estruturas metálicas da instalação que normalmente não têm tensão. Estas tensões criam diferenças de potencial entre as estruturas e a terra, assim como entre pontos diferentes do solo. [13]

Um circuito acidental à terra caracteriza-se pela criação de um circuito à terra através de uma pessoa, quando o sistema de terra se encontra a escoar correntes de defeito. Deste modo, o estabelecimento de potenciais diferentes em duas zonas do corpo provoca a circulação de uma corrente pela pessoa, expondo a mesma às consequências de um choque elétrico.

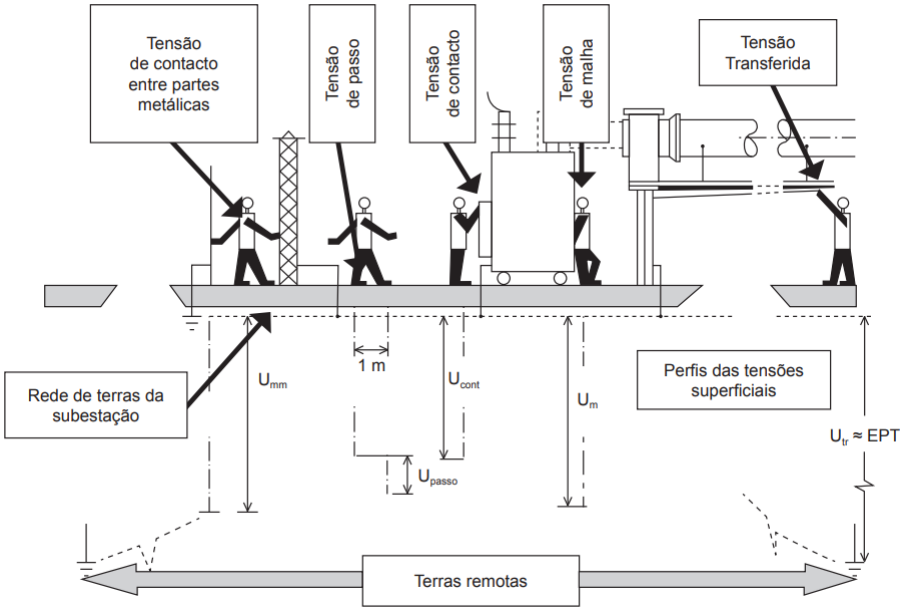

Figura 3.1: Tipos de circuitos acidentais à terra. [13]

3.2.1 Tensão de Contacto

A tensão de contacto pode ser definida como a diferença de potencial entre qualquer ponto do solo e uma estrutura metálica ligada à terra capaz de ser tocada por uma pessoa, quando a rede de terra se encontra a escoar uma corrente de defeito pela respetiva estrutura. [13] Deste modo, ocorre o estabelecimento de um circuito acidental quando existe o contacto físico entre uma estrutura metálica sob tensão e uma pessoa, criando uma diferença de potencial entre a estrutura e o solo, sendo o braço, tronco e pernas o circuito de passagem de corrente até à terra, como ilustrado na Figura 3.2.

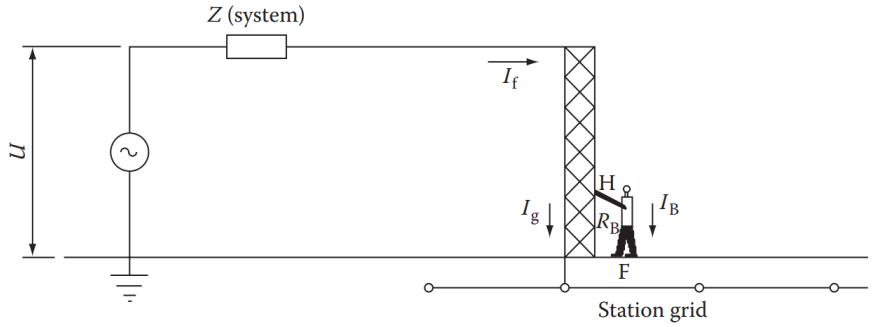

Figura 3.2: Circuito acidental por tensão de contacto. [10]

O cálculo da corrente a que uma pessoa é exposta nestas situações é determinada com recurso ao circuito equivalente do sistema de defeito, representado na Figura 3.3.

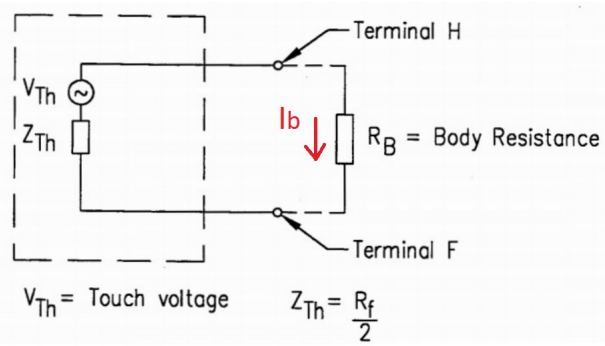

Figura 3.3: Circuito equivalente de tensão de contacto. [20]

Assim, a corrente I_b que atravessa o corpo humano, de resistência R_B, é dada por (3.2):

$$I_b = \frac{V_{Th}}{Z_{Th} + R_B} \tag{3.2}$$

Onde V_{Th} representa a tensão equivalente de *Thevenin* aos terminais H e F, quando a pessoa não está presente. Z_{Th} representa a impedância equivalente do sistema vista dos mesmos terminais para tensões de sistema curto-circuitado. [20]

Por outro lado, analisando por tensões, a tensão a que uma pessoa fica exposta quando contacta com uma estrutura metálica sob tensão pode ser determinada por (3.3):

$$U_{contacto} = E_m - U_{pes} \tag{3.3}$$

Onde:

- E_m: Tensão da malha de terra;
- U_{pes}: Tensão do solo onde a pessoa tem os pés.

De modo a ser possível determinar esta tensão, é necessário conhecer a tensão da malha de terra, que pode ser determinada pela expressão (3.4):

$$E_m = R_g \times I_G \tag{3.4}$$

Em que:

- R_g: Resistência da malha de terra;
- I_G: Corrente máxima que flui pela malha de terra.

Um caso particular da tensão de contacto é a tensão transferida, que se caracteriza por uma tensão transferida para a subestação a partir de um ponto remoto exterior à instalação, ou transferida para o exterior da mesma, para um ponto remoto exterior. [13]

Outro caso particular da tensão de contacto é a tensão de contacto entre parte metálicas, caracterizando-se pela diferença de potencial entre partes metálicas não ativas, suscetíveis de serem tocadas simultaneamente por "mão-pé"ou "mão-mão". [13]

3.2.2 Tensão de Passo

Relativamente à tensão de passo, esta caracteriza-se pela diferença de potencial entre os dois pés de uma pessoa, dentro da área de influência da malha de terra quando esta se encontra a escoar uma corrente de defeito, como ilustra a Figura 3.4.

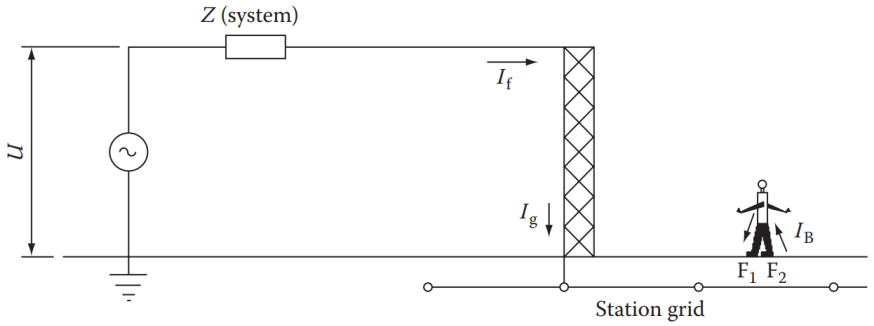

Figura 3.4: Circuito acidental por tensão de passo. [10]

A tensão de passo consegue ser determinada recorrendo ao circuito equivalente, ilustrado na Figura 3.5.

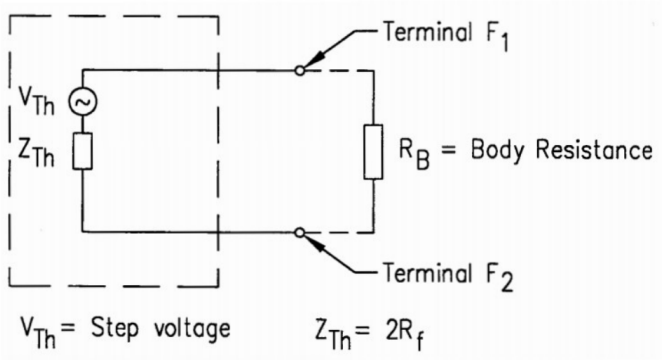

Figura 3.5: Circuito equivalente de tensão de passo. [20]

Deste modo, a tensão de passo pode ser determinada por (3.5):

$$U_{passo} = U_{F1} - U_{F2} = I_b \times (R_B + Z_{Th}) \tag{3.5}$$

Em que U_{F1} e U_{F2} representam as tensões no primeiro e segundo pés, respetivamente.

Este tipo de circuito é o menos perigoso, pois não existe passagem de corrente pelos orgãos vitais. Embora, caso aconteça o choque elétrico, pode provocar a queda da pessoa e aí será igualmente prejudicial à saúde.

3.3 Valores Toleráveis

A segurança das pessoas depende da prevenção da absorção da quantidade crítica de energia de choque elétrico antes da eliminação do defeito.

Segundo os resultados dos estudos de *Dalziel*, estima-se que cerca de 99,5% das pessoas conseguem suportar com segurança, sem ocorrer fibrilação ventricular, a passagem de uma corrente com a intensidade e duração determinadas pela equação (3.6) [20]:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_S}} \tag{3.6}$$

De acordo com a equação 3.1, S_B é uma constante empírica relacionada com a energia tolerada pelo corpo ao choque elétrico, para 99,5% de uma determinada população. Assim:

$$k = \sqrt{S_B} \tag{3.7}$$

O peso corporal influencia a corrente de fibrilação a que um determinado corpo pode estar sujeito, como é mostrado na Figura 3.6. Os estudos realizados concluem que para 50 kg, o valor de S_B = 0.0135 e para 70 kg, S_B=0.0246.

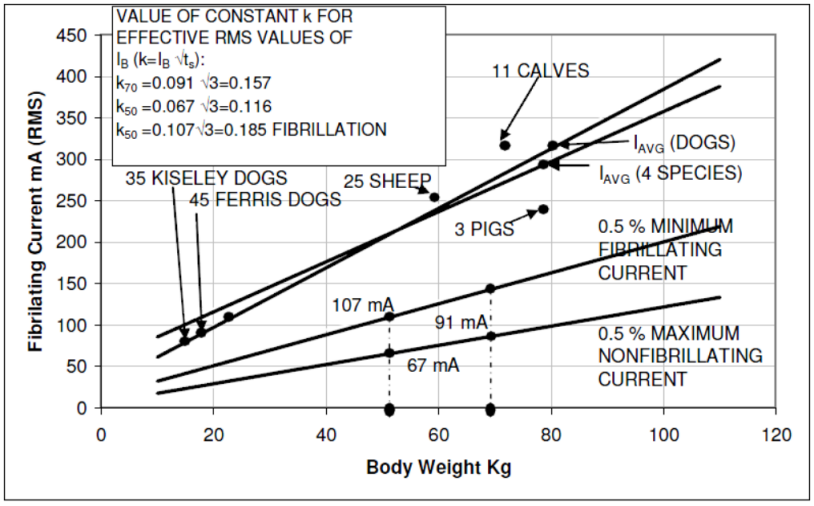

Figura 3.6: Corrente de fibrilação em função do peso corporal. [20]

Então, segundo a *Norma IEEE Std. 80-2000*, os valores máximos de qualquer circuito acidental não devem exceder os referidos abaixo ((3.8) a (3.16)), limitados a tempos de defeito de 0.03s a 3.0s. [20]

Para:

- t_s: Tempo de duração do defeito (s);
- ρ_s: Resistividade superficial do terreno (normalmente brita) (Ωm);
- C_s: Fator de depreciação da camada superficial do solo;
- R_f: Resistência do pé de uma pessoa (Ω).

3.3.1 Corrente Máxima Admissível

Para peso corporal de 50 kg:

$$I_{B50} = 0.116/\sqrt{t_s} \tag{3.8}$$

Para peso corporal de 70 kg:

$$I_{B70} = 0.157/\sqrt{t_s} \tag{3.9}$$

3.3.2 Tensão de Contacto

$$U_{contacto} = (R_B + \frac{R_f}{2}) \times I_B \tag{3.10}$$

Para peso corporal de 50 kg:

$$U_{contacto50} = (1000 + 1.5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \tag{3.11}$$

Para peso corporal de 70 kg:

$$U_{contacto70} = (1000 + 1.5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \tag{3.12}$$

3.3.3 Tensão de Passo

$$U_{passo} = (R_B + 2R_f) \times I_B \tag{3.13}$$

Para peso corporal de 50 kg:

$$U_{passo50} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \tag{3.14}$$

Para peso corporal de 70 kg:

$$U_{passo70} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \tag{3.15}$$

3.3.4 Fator de Depreciação da Camada Superficial do Solo

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \times (1 - (\rho/\rho_s))}{2 \times h_s + 0.09} \tag{3.16}$$

Com:

- ρ: Resistividade do terreno abaixo da brita (Ωm);
- h_s: Espessura da camada superficial (m).

Se não existir camada superficial de proteção (brita), então C_s=1 e ρ_s=ρ.

3.4 Modelo do Solo

3.4.1 Modelo de Solo Uniforme

Pode ser utilizado um modelo de solo uniforme em vez de um modelo multicamada. Quando as resistividades de cada camada de solo não variam muito, a utilização de uma média das mesmas é utilizada como aproximação. Esta é determinada por uma simples média aritmética (3.17) [20]:

$$\rho_a = \frac{\rho_1 + \rho_2 + \rho_3 + \rho_a + ... + \rho_n}{n} \tag{3.17}$$

Onde n é o número de camadas do solo medidas.

Na prática, é muito difícil aplicar este método simplificado, visto que normalmente as resistividades de cada camada variam bastante.

3.4.2 Modelo de Solo de Duas Camadas

Perante um solo com duas camadas de resistividades distintas, é necessária a obtenção de resultados mais precisos. Assim, o solo é modelizado em duas camadas, sendo uma superior de profundidade finita e outra inferior de profundidade infinita. Assim, a mudança abrupta de resistividade nos limites de cada camada pode ser aproximada por um fator de reflexão, K, (3.18) [20]:

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2} \tag{3.18}$$

Onde:

- ρ_1: Resisitividade da camada superior (Ωm);
- ρ_2: Resisitividade da camada inferior (Ωm);

A modelização mais exata de um sistema de terra deve basear-se na variação real da resistividade do solo, sendo que normalmente se torna economicamente injustificável a modelização de todas as camadas. Na maior parte dos casos, a modelização com base num modelo de duas camadas é suficiente para um dimensionamento seguro. [20]

3.4.3 Fatores Que Influenciam a Resistividade

A condução elétrica no solo é essencialmente eletrolítica. Assim, a resistividade da maioria dos solos aumenta significativamente com a diminuição da humidade. A quantidade de humidade depende ainda do tamanho do grão do solo, do grau de compressão do solo e a diversidade dos tamanhos dos grãos. [20]

O efeito da temperatura sobre a resistividade é quase nulo para temperaturas acima do ponto de solidificação. A 0 ºC, a água no solo começa a congelar e a resistividade aumenta repentinamente. [20]

A composição e a quantidade de sais solúveis, ácidos ou alcalinos, presentes no solo pode afetar consideravelmente a resistividade do mesmo. A curva 1 da Figura 3.7 representa um efeito do sal (cloreto de sódio) na resistividade de um solo contendo 30% de humidade em peso. [20]

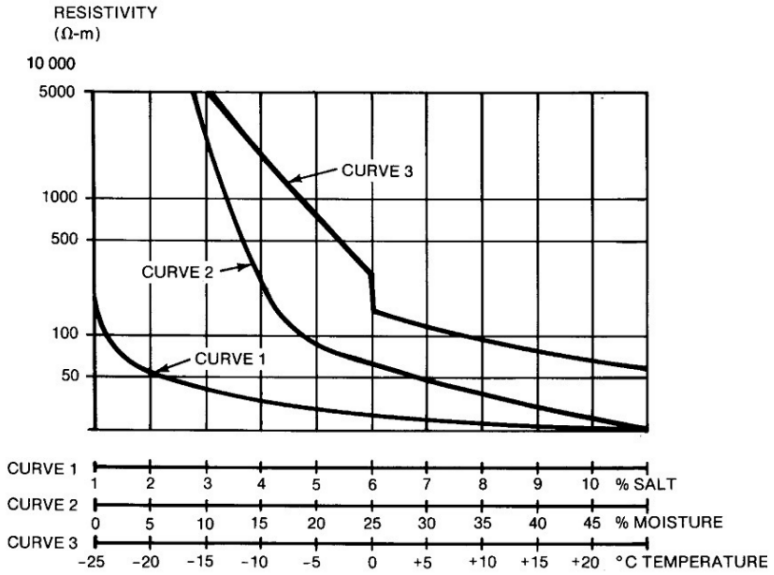

Figura 3.7: Efeito da humidade, temperatura e salinidade na resistividade. [20]

3.4.4 Camada Superficial de Proteção

É usual a adição de uma camada superficial de material com elevada resistividade à superfície do solo, normalmente brita, gravilha ou asfalto, devido às vantagens que apresenta no atraso da evaporação da humidade e na limitação da secagem das camadas superficiais do solo durante períodos prolongados de tempo seco. Outra vantagem, é a segurança das pessoas, devido ao aumento da tensão tolerável pelo corpo humano com o aumento do isolamento da pessoa com a terra. [20]

A brita ou gravilha são os materiais mais comuns no interior das subestações, sendo que o alcatrão pode ser necessário instalar no perímetro da instalação, mais propriamente na zona adjacente à vedação. Esta zona é uma zona de grande perigo, visto que alguma pessoa que se encontre fora da instalação não se encontra sobre a rede de terra da mesma, havendo possibilidade de exposição a tensão de passo ou até mesmo tensão de contacto caso toque na vedação. É imperativo o aumento da resistividade do solo na periferia da subestação.

3.5 Resistência de Terra

A resistência de terra é diretamente proporcional à resistividade média do solo, tornando-se por vezes uma tarefa complicada a obtenção de valores aceitáveis para a mesma em certos locais. Segundo o RSSPTS (Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento), não deve exceder 1Ω. Esta norma é aplicável somente para subestações do tipo exterior, sendo que é habitual também utilizá-la para o cálculo de redes de terra de subestações interiores. [13]

A obtenção de uma boa resistência da malha de terra é um passo fundamental para a determinação do tamanho e *layout* da estrutura de terra. A resistência é essencialmente determinada pela resistividade da área ocupada do solo por parte da subestação. Como primeira aproximação, o limite inferior a considerar para a resistência da rede de terra é dado por (3.19):

$$R_g = \frac{\rho}{4} \times \sqrt{\frac{\pi}{A}} \tag{3.19}$$

O limite superior pode ser determinado adicionando um segundo termo à expressão anterior, obtendo-se (3.20):

$$R_g = \frac{\rho}{4} \times \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{l_T} \tag{3.20}$$

Com:

- A: Área ocupada pela malha de terra (m^2)
- l_T: Comprimento total dos condutores da malha de terra (m).

A inclusão de elétrodos de terra permite a melhoria da resistência de terra da subestação. O efeito destes depende da sua localização e da sua profundidade de montagem. Estes dispositivos permitem, na maioria dos casos, um melhor escoamento de correntes para a terra, pois os solos apresentam resistividades diferentes com a profundidade, logo o aumento de elétrodos ligados à camada de solo com menos resistividade permite uma redução da resistência de terra da instalação.

De modo a ser possível incluir a profundidade da rede de terra nos cálculos matemáticos da resistência, *Sverak* expandiu a equação 3.20, tendo em conta o efeito da profundidade da estrutura, h, em metros, obtendo-se a expressão (3.21). [20]

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{l_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right] \tag{3.21}$$

3.6 Corrente Máxima

É necessário determinar a corrente máxima que irá circular pela rede de terra, visto que será esta que irá provocar o maior GPR[1] (*Ground Potential Rise*) e o maior gradiente de tensão na superfície local e arredores da subestação. [10]

Existem diversos tipos de defeitos que podem ocorrer nos sistemas elétricos, tornando-se difícil determinar que condição irá provocar a máxima corrente de defeito. Na prática, admite-se que os regimes de defeito que produzem as correntes mais elevadas são os curto-circuitos Fase-Fase-Terra e Fase-Terra. [20]

Os circuitos de defeito criados na ocorrência deste tipo de curto-circuitos, envolvendo a terra, dependem fortemente dos regimes de neutro adotados na instalação. Deste modo, encontram-se nas figuras 3.8 a 3.10 representados os circuitos criados na ocorrência destes defeitos para regimes de neutro diferentes:

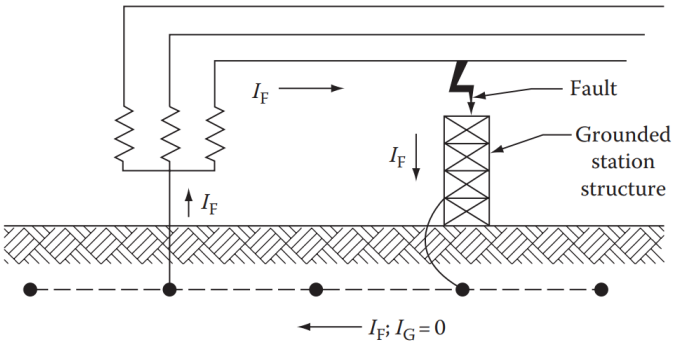

Figura 3.8: Defeito com subestação em regime de neutro ligado diretamente à terra. [20]

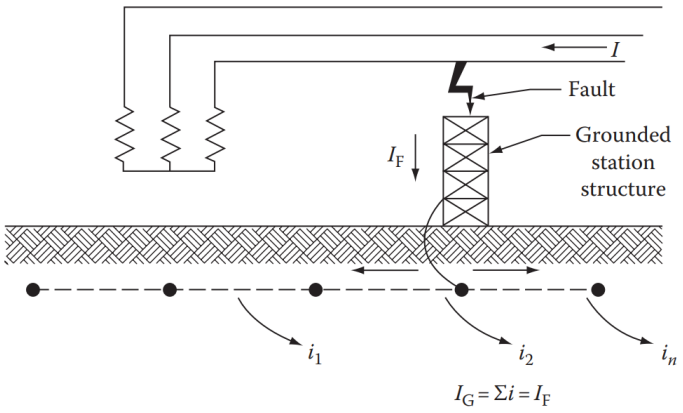

Figura 3.9: Defeito com neutro ligado à terra fora da subestação. [20]

[1] Potencial elétrico máximo que possa existir entre a rede de terras da subestação e uma ligação remota à terra. [13]

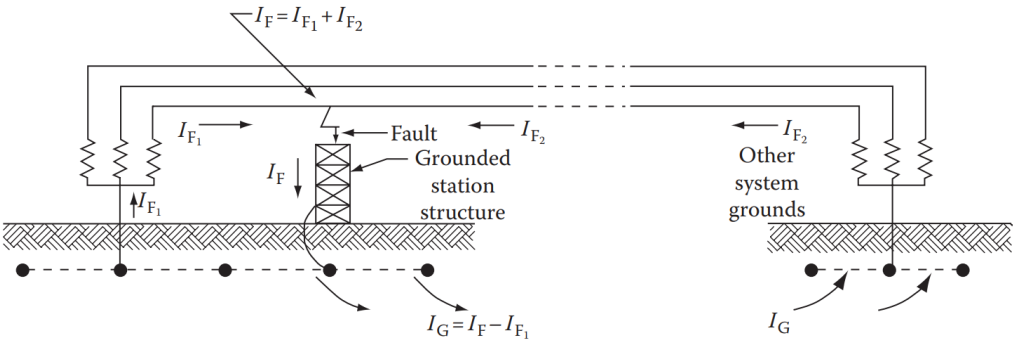

Figura 3.10: Defeito com neutro ligado à terra dentro e fora da subestação. [20]

3.6.1 Corrente de Defeito Homopolar

Como referido anteriormente, para dimensionamento de malhas de terra apenas são considerados os defeitos Fase-Fase-Terra e Fase-Terra. Este dimensionamento apoia-se no pior defeito que pode ocorrer, que se caracteriza pela corrente máxima que possa fluir pela malha enterrada, conduzindo aos mais altos potenciais na superfície.

A corrente de defeito a considerar é proporcional à sua componente homopolar e ao seu fator de divisão. Esta divisão de corrente é independente do tipo de defeito que ocorre, sendo que a componente homopolar está diretamente ligada ao tipo de defeito, sendo tanto maior quanto maior a severidade do mesmo. Assim, o pior defeito pode ser definido como aquele que apresenta a maior componente homopolar de corrente ou fluxo de corrente de defeito à terra, sendo caracterizado por $3 \times I_0$. [20]

A determinação desta componente homopolar da corrente de defeito à terra, I_0, é possível através das expressões (3.22) e (3.23) [20]:

Curto-circuito Fase-Fase-Terra:

$$I_0 = \frac{E \times X_2}{X_1 \times (X_0 + X_2) + (X_2 \times X_0)} \tag{3.22}$$

Curto-circuito Fase-Terra:

$$I_0 = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0} \tag{3.23}$$

Com:

- I_0: Valor eficaz simétrico da componente homopolar da corrente de defeito (A);
- E: Tensão simples (Fase-Neutro) (V);
- X_1: Reactância da componente direta (Ω/fase);
- X_2: Reactância da componente inversa (Ω/fase);
- X_0: Reactância da componente homopolar (Ω/fase).

3.6.2 Divisão da Corrente de Defeito

Na ocorrência de um defeito, é errado supor que toda a corrente de curto-circuito flui pela rede de terra. Caso se fizesse esta suposição, a respetiva malha de terra estaria sobredimensionada.

Como é possível verificar na Figura 3.11, a corrente de defeito divide-se em intensidades diferentes pelo sistema elétrico quando ocorre um curto-circuito. Assim, nas subestações, a presença de outras ligações à malha de terra leva a que a corrente de defeito, I_f, não seja exatamente a corrente que flui pela malha de terra.

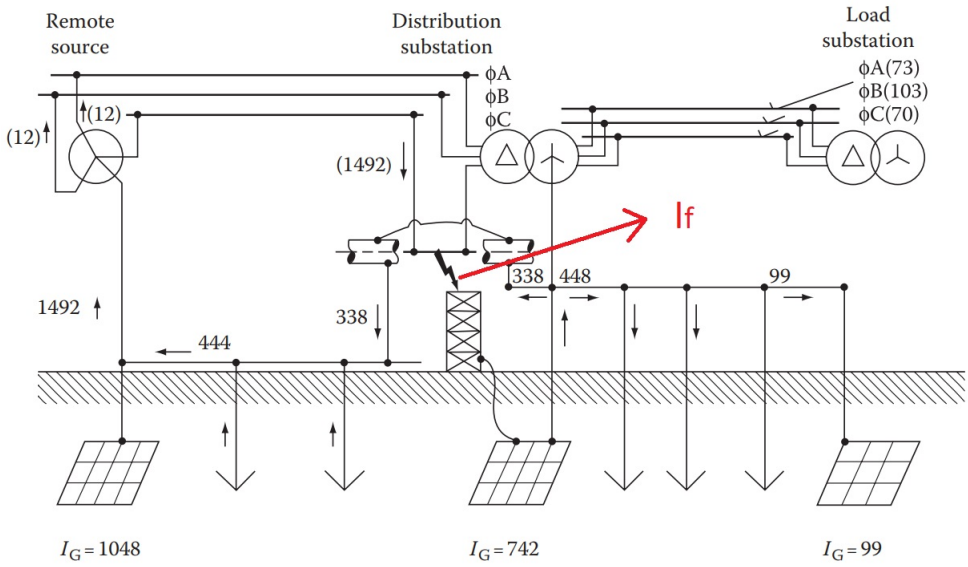

Figura 3.11: Divisão da corrente em defeito do lado AT da subestação. [10]

No dimensionamento desta malha, é fundamental determinar o fator de divisão da corrente, S_f, que se caracteriza pela verdadeira corrente que flui pela rede de terra em caso de defeito. Este valor depende dos seguintes fatores [20]:

- Localização do defeito;
- Magnitude da resistência da rede de terra;
- Tubos e cabos enterrados na vizinhança ou diretamente ligados ao sistema de terra da instalação;
- Cabos de guarda, neutros, ou circuitos de retorno para outras terras.

O fator de divisão pode ser determinado por uma simples divisão de corrente, através do circuito equivalente da Figura 3.12.

Desta forma, o fator pode ser obtido pela expressão (3.24):

$$S_f = \frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g} \tag{3.24}$$

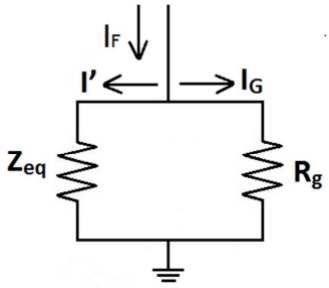

Figura 3.12: Circuito equivalente da divisão de corrente de defeito. [21]

Com:

- S_f: Fator de divisão da corrente de defeito;
- Z_{eq}: Impedância equivalente dos diversos caminhos alternativos da corrente (Figura 3.11);
- R_g: Resistência da rede de terra.

Considerando que o fluxo da corrente de defeito à terra é constante, a corrente simétrica que flui para rede de terra enterrada pode ser expressa através da equação (3.25):

$$I_g = S_f \times I_f \tag{3.25}$$

Onde:

- I_g: Valor eficaz da corrente simétrica na malha de terra;
- I_f: Valor eficaz da corrente simétrica de defeito à terra, $3 \times I_0$.

3.6.3 Efeito da Assimetria

O dimensionamento de uma malha de terra deve ter em consideração as correntes assimétricas. Neste processo matemático, é incluído um fator de depreciação, D_f, que se caracteriza por introduzir o valor eficaz de uma corrente assimétrica ao longo da duração de defeito, t_f. [20] Este fator determina-se através das expressões (3.26) a (3.28):

$$I_F = I_f \times D_f \tag{3.26}$$

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f}(1 - e^{-2t_f/T_a})} \tag{3.27}$$

$$T_a = \frac{X}{\omega R} \tag{3.28}$$

Em que I_F é a corrente eficaz de defeito do sistema de terra, já tendo em conta o efeito da assimetria. Este cálculo é necessário para contabilizar possíveis componentes contínuas de *offset* na corrente de defeito, sendo que T_a representa a constante de tempo de *offset* DC, em segundos. [10] X/R representa a razão entre a reatância e a resistência da rede a montante, sendo que quanto maior for este valor e quanto mais curto for o tempo de defeito, o fator de depreciação será maior.

Recorrendo à evolução temporal da corrente de curto-circuito assimétrica (Figura 3.13), é possível verificar os três períodos distintos da onda: fase sub-transitória, transitória e permanente. O valor de I_F é sempre maior que I_f, pois o fator de depreciação é baseado numa suposição conservadora, em que a componente alternada não decai com o tempo, mas permanece no seu valor inicial em regime sub-transitório. [10]

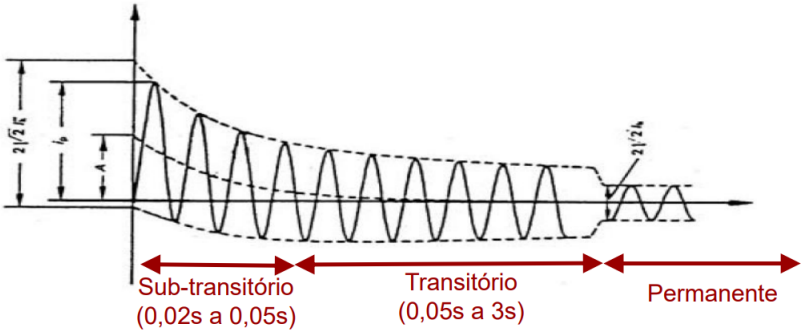

Figura 3.13: Evolução temporal da corrente de curto-circuito assimétrica. [22]

Analisando a Figura 3.13, é possível verificar o decaimento exponencial durante os vários períodos do defeito e a componente contínua de *offset*.

3.6.4 Determinação da Corrente Máxima

Assim, determinando o fator de divisão da corrente de curto-circuito e o fator de depreciação, a corrente máxima que atravessa a malha de terra será dada por (3.29):

$$I_G = S_f \times D_f \times I_f \tag{3.29}$$

3.7 Critérios de Dimensionamento

Para redes em que os condutores estão igualmente distanciados (quadrículas iguais), a tensão de malha aumentará ao longo das quadrículas, desde o centro até aos cantos. A taxa de crescimento da tensão irá depender do tamanho da malha, número e disposição dos elétrodos de terra, assim como do espaçamento entre condutores, do seu diâmetro e da profundidade a que estão enterrados, como também do perfil da resistividade do terreno da subestação. Deste modo, a verificação da tensão de malha (E_m) corresponde à máxima tensão de contacto na quadrícula mais afastada do centro da rede de terra (quadrícula do canto). [38]

3.7.1 Tensão da Malha

A determinação da tensão de malha é fundamental para o projeto de uma rede de terra, visto que todas as estruturas metálicas se encontram ligadas a esta, atingindo os mesmos potenciais elétricos que a própria rede de terra, caso esta se encontre a escoar correntes de defeito.

A tensão de malha poderá obter-se como produto do fator geométrico K_m pelo factor de correcção K_i (que corrigirá algum do erro introduzido pelas estimativas feitas na dedução de K_m), pela resistividade do solo (ρ), e pela corrente por unidade de comprimento de condutor enterrado da rede de terra (I_G / L_M), de acordo com a equação (3.30): [38]

$$E_m = \frac{\rho \times K_m \times K_i \times I_G}{L_M} \tag{3.30}$$

Em que L_M representa o comprimento total de condutores enterrados, com as ligações entre condutores e os elétrodos de terra.

A relação entre K_m e E_m depende muito da relação entre a densidade de corrente na periferia dos condutores e da densidade de corrente nos condutores interiores. De modo a refletir este efeito da densidade de corrente e corrigir alguns erros na equação que traduz K_m, *Sverak* juntou os termos K_{ii} e K_h, resultando na expressão (3.31). [38]

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \times \left[ln\left(\frac{D^2}{16 \times h \times d} + \frac{(D+2h)^2}{8 \times D \times d} - \frac{h}{4 \times d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \times ln\left(\frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \tag{3.31}$$

Onde:

- D: Espaçamento entre condutores paralelos (m);
- K_{ii}: Fator de correção de ajuste dos efeitos dos condutores interiores no canto da malha;
- n: Número de condutores em paralelo.

Para redes com elétrodos de terra ao longo do seu perímetro K_{ii} = 1, enquanto que para redes sem elétrodos de terra ou redes com apenas alguns, em que nenhum deles se encontra colocado nos cantos ou ao longo do seu perímetro, K_{ii} será igual a (3.32): [38]

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \tag{3.32}$$

Com K_h igual a:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \tag{3.33}$$

Em que h_0 = 1 metro (profundidade de referência).

Devido às estimativas feitas na dedução de K_m, é necessário introduzir uma compensação pelo facto de o modelo matemático para n condutores em paralelo não representar, no geral, os efeitos geométricos da rede. Assim:

$$K_i = 0.644 + 0.148 \times n \tag{3.34}$$

A equação simplificada da equação de malha, E_m, era inicialmente limitada a redes quadradas ou retangulares com quadrículas quadradas. Na prática, um grande número de redes de terra tem outros formatos para além do quadrado ou do retangular. [38]

Desta forma, n pode ser determinado por (3.35):

$$n = n_a \times n_b \times n_c \times n_d \tag{3.35}$$

Com:

$$n_a = \frac{2 \times l_T}{L_P} \tag{3.36}$$

- n_b = 1, para redes quadradas;
- n_c = 1, para redes quadradas e retangulares;
- n_d = 1, para redes quadradas, retangulares e em forma de "L";

Caso contrário:

$$n_b = \sqrt{\frac{L_P}{4 \times \sqrt{A}}} \tag{3.37}$$

$$n_c = \left[\frac{L_x \times L_y}{A}\right]^{\frac{0.7 \times A}{L_x \times L_y}} \tag{3.38}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \tag{3.39}$$

Para:

- l_T: Comprimento total de condutores da malha (m);
- L_P: Perímetro da rede (m);
- L_x: Comprimento da malha na direção do eixo dos “xx” (m);
- L_y: Comprimento da malha na direção do eixo dos “yy” (m);
- D_m: Distância máxima entre quaisquer dois pontos da malha (m).

Relativamente a L_M, para malhas de terra sem elétrodos de terra ou com apenas alguns espalhados pela estrutura, sem ser nos cantos ou ao longo do perímetro, então:

$$L_M = l_T + L_R \tag{3.40}$$

Com L_R como o comprimento total de todos os elétrodos de terra (m);

Se a rede de terra apresentar elétrodos nos cantos e/ou ao longo do seu perímetro, então L_M será determinado por (3.41):

$$L_M = l_T + \left[1.55 + 1.22 \times \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}\right)\right] \times L_R \tag{3.41}$$

Sendo L_r o comprimento individual do elétrodo de terra, em metros.

3.7.2 Tensão de Passo

O valor da tensão de passo (E_S) é obtido pelo produto do fator geométrico K_S, pelo fator de correção K_i, pela resistividade do solo (ρ), e pela corrente por unidade de comprimento do condutor enterrado na malha (I_G / L_S), originando a expressão (3.42): [20]

$$E_S = \frac{\rho \times K_S \times K_i \times I_G}{L_S} \tag{3.42}$$

Em que para redes de terra com ou sem elétrodos de terra, o comprimento efetivo de condutor enterrado (L_S) é (3.43):

$$L_S = 0.75 \times l_T + 0.85 \times L_R \tag{3.43}$$

Assume-se que a tensão de passo máxima ocorre para uma distância entre os dois pés de 1 metro, começando no perímetro da malha e estendendo-se para lá deste, no canto mais extremo da mesma. Desta forma, o fator geométrico K_S é determinado por (3.44): [20]

$$K_S = \frac{1}{\pi}\left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \times (1 - 0.5^{n-2})\right] \tag{3.44}$$

3.7.3 Critérios de Validação

Determinados os valores E_m e E_S, é necessário verificar se estes não ultrapassam os valores toleráveis pelo corpo humano, já determinados na secção **3.3**.

As condições que terão de se verificar são as seguintes:

$$E_m < U_{contacto70} \tag{3.45}$$

$$E_S < U_{passo70} \tag{3.46}$$

3.7.4 Incumprimento dos Critérios

Após o cumprimento dos passos anteriores e a reprovação da rede de terra nos critérios de dimensionamento, é necessário reformular o problema alterando alguns parâmetros considerados inicialmente, refazendo de seguida os cálculos todos. [38]

Na reformulação do problema inicial, poderão realizar-se as seguintes alterações:

3.7.4.1 Diminuição da Resistência Global da Rede de Terra

Diminuir a resistência de terra irá baixar o valor máximo da elevação do potencial da terra. A melhor forma de o conseguir é aumentando a área da malha. Caso não seja possível, pode-se acrescentar elétrodos de terra nos cantos e/ou no perímetro da mesma. Também se consegue melhorar o valor da resistência aumentando o comprimento dos elétrodos através da execução de furos artesianos, chegando a camadas de solo com menor resistividade. [38]

3.7.4.2 Diminuição do Espaçamento Entre Condutores

Diminuindo o espaçamento entre os condutores em paralelo (D), formam-se quadrículas menores, provocando tensões de malha inferiores às anteriores. Por vezes, poderá não ser possível devido ao facto da instalação da malha de terra necessitar de um espaçamento mínimo de 2 metros entre os condutores, de modo a que seja possível a abertura de valas de instalação dos mesmos.

3.7.4.3 Aumento da Divisão da Corrente de Defeito

O aumento da divisão da corrente de defeito consegue ser obtido pelo reforço do contributo dos cabos de guarda das linhas ou diminuindo o valor da resistência de terra dos apoios dessas mesmas linhas. [38]

3.7.4.4 Restrição de Áreas Perigosas

Esta medida caracteriza-se pelo bloqueio do acesso das pessoas a certos locais da instalação onde os riscos são elevados, de maneira a reduzir a probabilidade de ocorrência de acidentes de origem elétrica. [38]

3.8 Secção dos Condutores

No dimensionamento de uma rede de terra, é importante ter atenção ao material que se irá utilizar, devido ao facto das suas características poderem ser ótimas para uma determinada localização ou não serem eficazes nem eficientes noutras. É sempre importante avaliar de uma forma técnica e económica a utilização dos diversos materiais condutores.

A secção destes depende da duração da corrente que a malha escoa para a terra, da intensidade da mesma e de uma constante característica do material a utilizar, de acordo com a expressão (3.47): [20]

$$S = I \times k_f \times \sqrt{t_f} \tag{3.47}$$

Com:

- S: Secção do condutor $(kcmil)$[2];
- I: Valor eficaz da corrente (kA);
- k_f: Constante que caracteriza o material (Tabela 3.1) dependente da condutividade, da temperatura de fusão, da capacidade térmica e da temperatura ambiente (40ºC);
- t_f: Duração da corrente (s).

Na prática, são utilizadas secções mínimas de condutor da rede de terra, sendo que a E-REDES apresenta uma secção mínima de 95 mm^2 e a REN 120 mm^2. A diferença de secções deve-se principalmente à diferença de intensidades de correntes de defeito a que as subestações de ambas as empresas estão sujeitas (correntes de defeito superiores nas subestações da REN).

Tabela 3.1: Constantes k_f dos diversos materiais. [20]

Material	**Condutividade (%)**	T_m **(ºC)**	k_f
Cobre, recozido e flexível	100.0	1083	7.00
Cobre, comercial rígido em várias formas	97.0	1084	7.06
Fio de aço revestido de cobre	40.0	1084	10.45
Fio de aço revestido de cobre	30.0	1084	12.06
Elétrodo de aço revestido de cobre	20.0	1084	14.64
Alumínio de grau EC	61.0	657	12.12
Liga de alumínio 5005	53.5	652	12.41
Liga de alumínio 6201	52.5	654	12.47
Fio de aço revestido de alumínio	20.3	657	17.20
Aço 1020	10.8	1510	15.95
Elétrodo de aço inoxidável	9.8	1400	14.72
Elétrodo de aço revestido de Zinco	8.6	419	28.96
Aço inoxidável 304	2.4	1400	30.05

O diâmetro do condutor pode ser determinado pela seguinte equação:

$$d = \sqrt{\frac{4 \times S}{\pi}} \tag{3.48}$$

Nos projetos de redes de terra em geral, o cobre é o elemento condutor mais utilizado. Estes, para além da elevada condutividade, apresentam a vantagem de elevada resistência à corrosão a que estão sujeitos quando enterrados.

[2] 1 $kcmil$ = 0.5067 mm^2

Capítulo 4

Subestação 60/15 kV - Lanheses

A subestação abaixadora de Lanheses pretende criar um ponto injetor em MT junto do grande centro de cargas que é o Parque Empresarial de Lanheses, o qual está em grande expansão. Esta subestação será alimentada por duas linhas AT, que resultarão da abertura em "*pi*" da Linha AT PC Deocriste-SE Feitosa. O PC Deocriste por sua vez está ligado por duas linhas AT à subestação da RNT designada por SE Vila Fria (REN), sendo esta, em exploração normal, o ponto injetor em AT para toda esta esta rede.

Esta subestação, do tipo exterior, transforma os níveis de tensão de 60 para 15 kV, apresentando uma configuração de barramento simples, com dois painéis de linha e um painel de transformador. A instalação está preparada para receber mais quatro painéis de linha e mais um painel de transformador, caso se pretenda aumentar a potência instalada, que neste caso inicial será de 20 MVA.

Trata-se de um investimento de aproximadamente 2,4 milhões de euros por parte da E-REDES, que para além da subestação, inclui a rede AT de alimentação e as saídas MT da mesma. O projeto de execução e a construção desta instalação foram contratados à empresa Painhas S.A.

4.1 LN 60kV PC Deocriste-Feitosa - SE Lanheses

Como já referido no Capítulo 1, a subestação será alimentada por duas linhas AT resultantes da abertura em "*pi*"da linha de ligação do PC Deocriste à SE Feitosa, como representado nas figuras 4.1 e 4.2.

A alimentação será feita por uma linha dupla, ou seja, os apoios de ambas as linhas serão comuns no troço da abertura em "*pi*".

A linha terá cerca de 3,24 km de comprimento, sendo dotada de condutores de fase alumínio-aço ALACO 325 e um cabo de guarda OPGW do tipo AA/ACS/ST 105/31. Esta apresenta um traçado interessante, atravessando o Rio Lima com recurso a dois postes F165CD com amarração reforçada, um de cada lado do rio, com um vão de 332 metros.

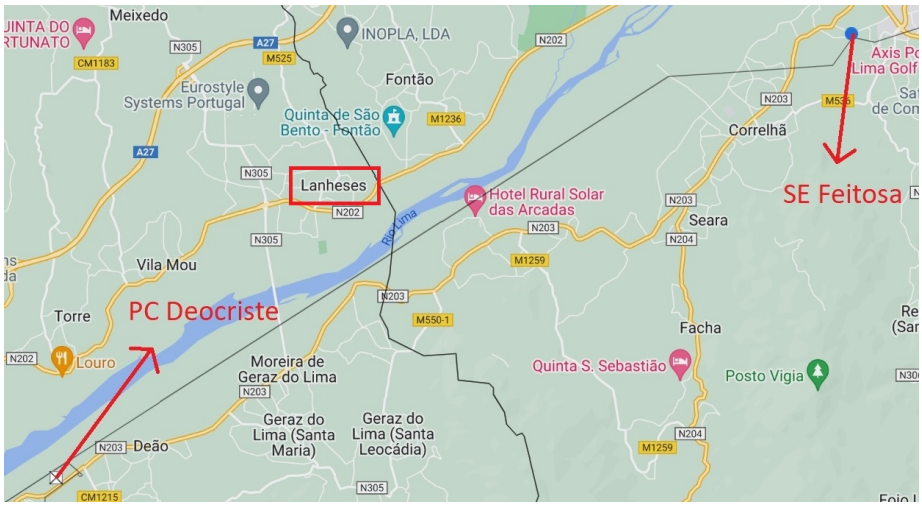

Figura 4.1: LN60kV PC Deocriste - Feitosa. [23]

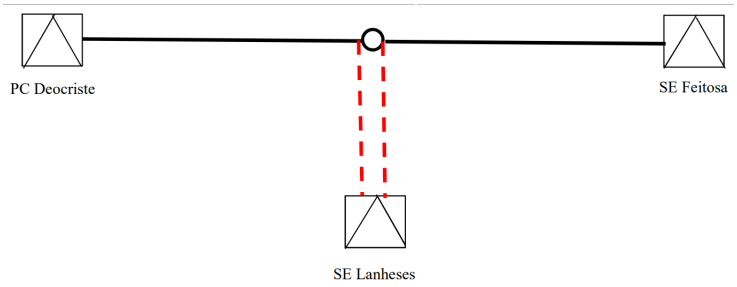

Figura 4.2: Abertura em "*pi*"da linha.

4.2 Caracterização do Terreno

4.2.1 Resistividade do Solo

Uma equipa da EDP Labelec realizou 3 perfis de medição pelo método de *Wenner* (Anexo A.1), representados na Figura 4.3, que se consideram representativos do terreno em análise.

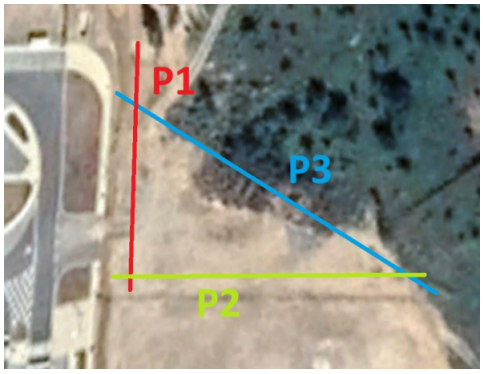

Figura 4.3: Localização dos 3 perfis realizados.

Realizadas as medições, verifica-se que os perfis 1 e 3 apresentam uma tendência mais ou menos semelhante, sendo que o perfil 2 não varia com a profundidade, mantendo-se constante. Estes resultados podem ser analisados graficamente na Figura 4.4.

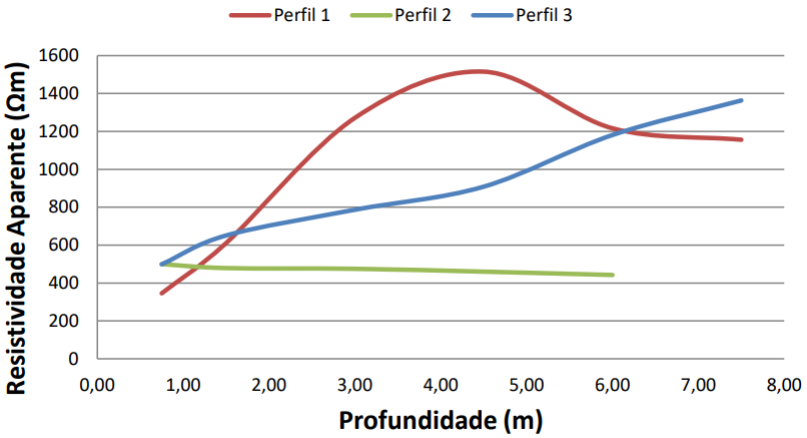

Figura 4.4: Resultados obtidos nas medições.

Em todas as medições, o solo apresenta características de baixa resistividade à superfície, havendo alguma homogeneidade nos valores da mesma. Com o aumento da profundidade, estes valores tornam-se um pouco diferentes.

4.2.2 Modelo do Solo

Sendo encontrados solos altamente não uniformes, são necessárias técnicas de modelização multicamada caso a modelização de duas camadas não seja adequada. Uma modelização multicamada pode incluir várias camadas de solo horizontais ou verticais, sendo que técnicas para tal modelização requerem ferramentas informáticas ou métodos gráficos.

As equações base do funcionamento de uma malha de terra enterrada num solo multicamada conseguem ser obtidas pela resolução de equações de *Laplace* para uma fonte de corrente pontual, ou pelo método das imagens, originando soluções idênticas. A utilização de qualquer um destes métodos para determinação do potencial da terra provocado por uma fonte de corrente pontual resulta numa série infinita de termos que representam as contribuições de cada imagem da respetiva fonte de corrente pontual. [20]

Desta forma, recorre-se a ferramentas informáticas que modelizam este tipo de solos, apresentando soluções rápidas e precisas. Neste caso, foi utilizado o pacote computacional RESAP (*Soil Resistivity Analysis*) do *software* CDEGS (*Current Distribution, Electromagnetic Fields, Grounding and Soil Structure Analysis*).

Esta ferramenta computacional exporta os modelos do solo gerados para cada perfil, representados no Anexo B.

Analisando os resultados obtidos pela simulação computacional, é possível considerar um modelo representativo de solo de 3 camadas. A primeira camada apresenta-se como pouco resistiva, havendo um aumento abrupto de resistividade para a segunda camada, diminuindo um pouco para a terceira.

Assim, o modelo a considerar será o seguinte:

- Camada 1: Camada superficial de 2,1 metros de espessura, com resistividade de 415 Ωm;
- Camada 2: Camada intermédia com espessura de 3,6 metros e com resistividade de 2320 Ωm;
- Camada 3: Camada inferior de espessura infinita, com resistividade de 1420 Ωm.

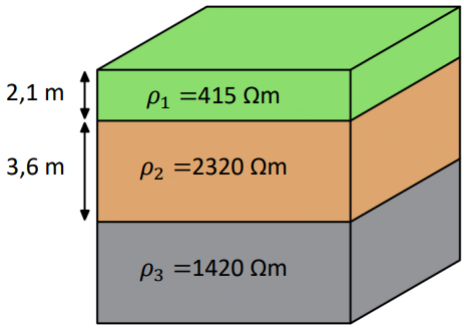

Figura 4.5: Modelo do solo considerado.

4.3 Caracterização da Rede

A Figura 4.6 representa o esquema unifilar de rede elétrica onde a SE Lanheses se encontra inserida, estando a linha referida ilustrada no mesmo.

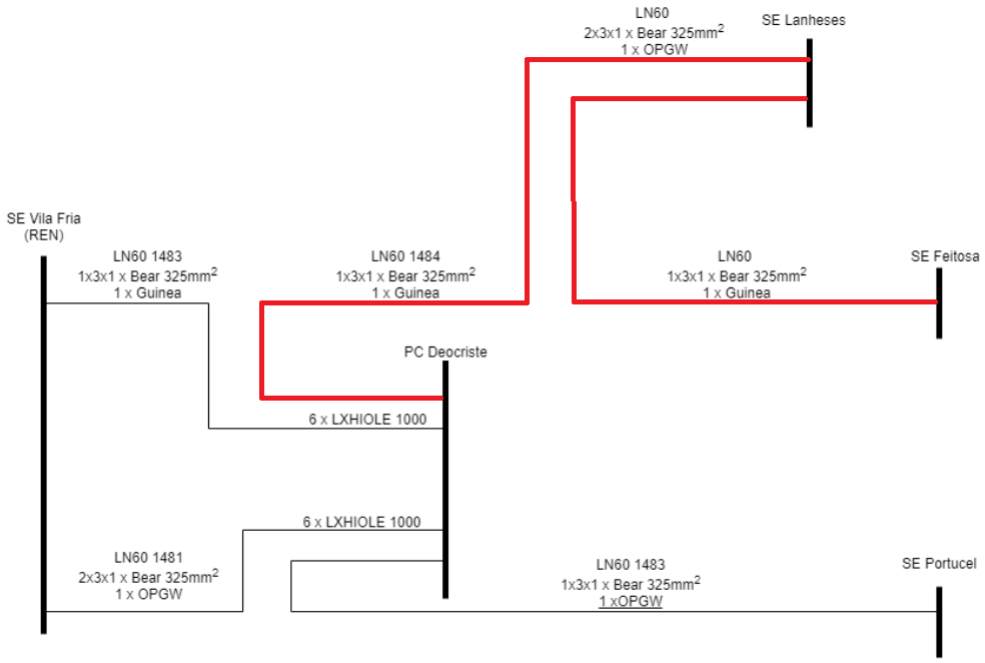

Figura 4.6: Esquema unifilar da rede AT de alimentação da SE Lanheses.

As características e a topologia da rede AT que alimenta a SE Lanheses são cruciais para o estudo da malha de terra, não sendo a rede AT apenas a fonte de potência de curto-circuito como também um meio para a corrente de defeito se escoar para a terra, quando na presença de cabos de guarda de linhas aéreas ou na presença da blindagem de cabos subterrâneos.

Desta forma, os possíveis caminhos de retorno pelos atrás referidos irão contribuir para o fator de divisão da corrente de defeito, abordado no Capítulo 3.

Mais uma vez, os cálculos para determinar o fator de divisão da corrente de defeito são bastante complexos e demorados, dependendo de vários aspetos já mencionados no terceiro capítulo desta dissertação. Assim, a determinação deste fator é automatizada computacionalmente através do modelo digital da rede AT, modelizado pelo *software* EMTP (*Electromagnetic Transients Program*) e calculado pelo CDEGS, tendo sido disponibilizado pela EDP Labelec.

O modelo digital da rede AT desenvolvido para este estudo encontra-se representado na Figura 4.7.

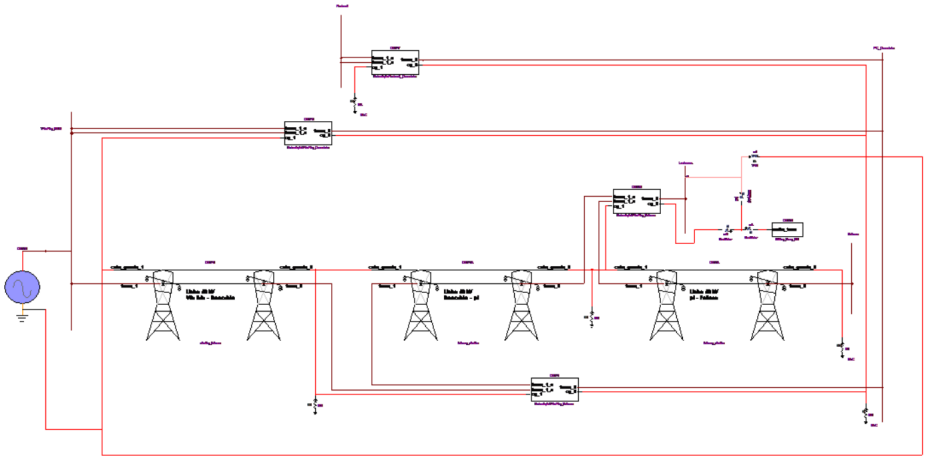

Figura 4.7: Modelo digital da rede AT.

No modelo computacional utilizado, analisou-se o sistema para uma corrente de curto-circuito de 25 kA, com um tempo de eliminação de defeito de 1,5 s.

Foram ainda utilizados os valores normalizados de resistência de terra para subestações, definidos pela E-REDES e pela REN, assim como os respetivos valores medidos pela EDP Labelec para a SE Lanheses. Relativamente aos apoios das linhas AT, a resistência de terra dos mesmos será igual a 20Ω.

O respetivo cálculo do fator de divisão será realizado para o valor de resistência de terra conseguido no projeto da malha de terra utilizado.

4.4 Rede de Terra

Em geral, as limitações dos parâmetros físicos da rede de terra são baseados em aspetos económicos e limitações físicas do local de instalação. O circuito de terra é enterrado no solo, normalmente em forma de malha retangular, cobrindo toda a superfície da subestação.

Hoje em dia, as subestações apresentam um projeto tipo fornecido pela E-REDES, no caso das subestações de distribuição. Este inclui o projeto da malha de terra, apenas necessitando de cumprir os critérios de dimensionamento já abordados. Se não cumprir, é necessário reformular o projeto, alterando os aspetos também enumerados no terceiro capítulo.

Desta forma, foi avaliado o projeto inicial proposto da malha para verificação dos critérios.

4.4.1 Projeto Inicial

A Figura 4.8 representa a configuração da malha de terra da SE Lanheses de acordo com o projeto inicial. Este apresenta uma rede primária constituída por condutores horizontais de cobre com secção de 95 mm^2, apresentando um anel junto à vedação, expandindo-se numa malha quadriculada de 3,5×3,5 m, a partir da qual são realizadas as várias baixadas para equipotencialização

dos diversos equipamentos. A malha é equipada com 13 elétrodos de terra verticais de 6 metros cada (assinalados a vermelho na Figura 4.8).

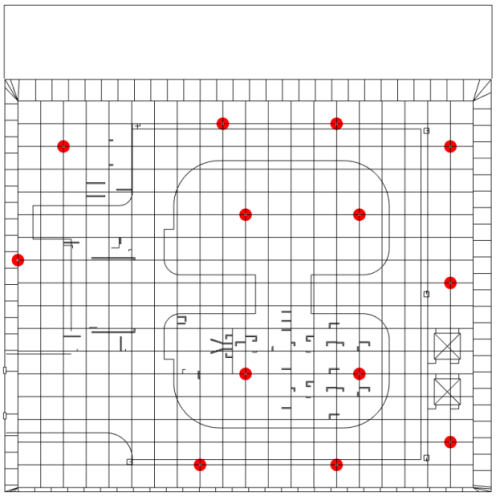

Figura 4.8: Projeto inicial da rede de terras da SE Lanheses.

O interior da subestação apresenta uma camada superficial de brita no parque AT, com caminhos de circulação em blocos de granito e solo nativo junto da vedação.

A respetiva vedação é do tipo *Nylofor 2D*, sendo ainda identificada uma vedação metálica adjacente, do tipo "Ursus Forte", não estando esta equipotencialmente ligada à malha de terra da SE.

4.4.1.1 Resistência de Terra

Na ocorrência de um defeito na rede AT da subestação, o valor da impedância de terra poderá ser diferente do valor da impedância de defeito, devido à forma diferente como estas duas são definidas (Figura 4.9).

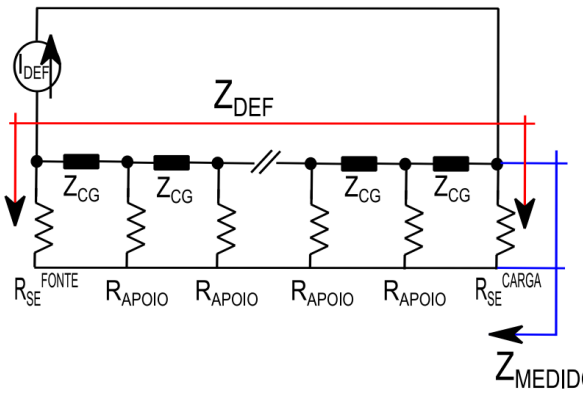

Figura 4.9: Impedância medida e impedância de defeito.

A impedância de terra medida, (Z_{MEDIDO}), caracteriza-se pela malha de terra da subestação, pelo cabo de guarda da linha AT de alimentação e pelos elétrodos de terra dos apoios da linha (ligações à terra dos postes).

A partir do modelo de solo obtido em **4.3.2**, o valor da resistência de terra obtido computacionalmente foi de 7,97 Ω. Já o valor da impedância de terra medida da SE, para o *layout*, secção de cabo e dimensão das quadrículas já referidos, incluindo os circuitos mencionados no parágrafo anterior, é de 1,66 Ω.

O valor da impedância de defeito consegue ser determinado através da análise do curto-circuito do lado AT, que será explicado a seguir, em **4.4.1.2**.

4.4.1.2 Análise de Curto-Circuito

O curto-circuito a considerar trata-se de um curto-circuito fase-terra franco de 25 kA. Tratando-se de um curto-circuito fase-terra franco, a existência de uma resistência de terra com valor nulo é implícita. No entanto, o curto-circuito fase-terra na instalação possuirá, no limite, uma impedância de defeito, Z_{DEF}, correspondente à impedância formada pelos circuitos dos cabos de guarda e malha de terra da SE.

Recorrendo ao circuito elétrico equivalente do sistema da Figura 4.9, a impedância do sistema é vista pelo defeito de acordo com a Figura 4.10.

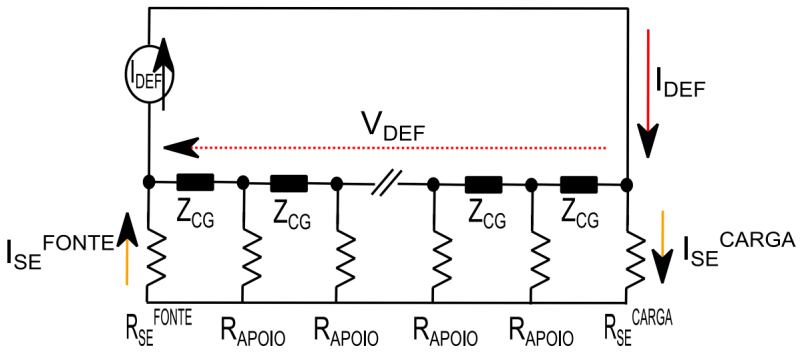

Figura 4.10: Esquema equivalente da rede AT em defeito

De acordo com o circuito equivalente, facilmente se determina a impedância de defeito através da equação (4.1):

$$|\overline{Z_{DEF}}| = \frac{\overline{V_{DEF}}}{\overline{I_{DEF}}} = \left| \frac{{R_{SE}}^{CARGA} \times \overline{{I_{SE}}^{CARGA}} + {R_{SE}}^{FONTE} \times \overline{{I_{SE}}^{FONTE}}}{\overline{I_{DEF}}} \right| \tag{4.1}$$

O valor exportado pelo *software* para a malha de terra em questão foi $|\overline{Z_{DEF}}|$ = 1,24 Ω. Assim, refuta-se a hipótese de existir uma resistência de terra com valor nulo.

Existindo uma impedância de defeito, existe uma atenuação da corrente de defeito, determinada recorrendo à equação (3.23), adicionando a impedância obtida:

$$I_{CC}{}^{1\phi} = \frac{\sqrt{3} \times U_{rede}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3 \times Z_{DEF}} \tag{4.2}$$

Assumindo que a soma das componentes simétricas da impedância da rede tem um ângulo de 90º, ou seja, impedância puramente indutiva, e um módulo cuja corrente de defeito seja 25 kA, então a corrente de defeito com uma impedância de defeito de $|\overline{Z_{DEF}}|$ é $|\overline{I_{CC}{}^{1\phi}}|$ = 19,4 kA.

4.4.1.3 Divisão da Corrente de Curto-Circuito

Como já referido em **3.6.2**, nem toda a corrente de defeito percorre a malha de terra, quando na presença de outros potenciais caminhos de retorno.

Deste modo, a malha de terra é dimensionada para correntes inferiores a 25 kA, pois quando ocorre o curto-circuito fase-terra, a corrente é dividida entre a rede de terras da subestação e os diversos caminhos de retorno existentes.

Recorrendo ao Anexo A.2, o fator de divisão da corrente pode ser determinado de uma forma aproximada. Será realizada essa simplificação e comparada com o valor devolvido pelo *software* de simulação utilizado.

Como já explicado anteriormente, a alimentação da SE é realizada em linha dupla. Isto irá implicar algumas alterações ao método simplificado, visto que são duas linhas AT de 60 kV na mesma, mas com os apoios comuns, assim como as ligações à terra, sendo o cabo de guarda único. Desta forma, a equação (A.7) torna-se irrelevante, não existindo o paralelo de dois cabos de guarda.

Na linha em questão, verifica-se que existem 9 apoios nos primeiros 1,525 km, a partir da SE Lanheses. Assim, obtém-se um valor de Z_1 = 0,4514 Ω, para um cabo de guarda com resistência elétrica de 0,296 Ω/km.

Existindo então 9 apoios nesse comprimento de linha, cada um aterrado com uma resistência de terra de 20 Ω, R_2 toma o valor de aproximadamente 2,22 Ω.

Assim, a impedância equivalente do cabo de guarda, Z_{CG}, será 1,0016 Ω. Determinada esta impedância, o fator de divisão obtido, para uma resistência de terra de 7,97 Ω, é $S_f = 11{,}16\%$, impondo uma corrente que atravessa a malha da terra, aquando de um defeito fase-terra de 19,4 kA, de 2,166 kA, sendo os restantes 17,234 kA encaminhados pelos cabos de guarda.

Por outro lado, o CDEGS exportou os seguintes resultados:

Tabela 4.1: Divisão da corrente de defeito calculada pelo CDEGS.

Fator de Divisão (%)	12,52
Corrente de CC (kA)	19,4
Corrente na Malha (kA)	2,43

Deste modo, o método simplificado não seria um bom método de cálculo, com um erro superior a 1%, visto que implicaria um dimensionamento para uma corrente inferior à que realmente atravessará a malha. O *software* devolve um valor bastante mais preciso devido ao modelo digital da rede e não limitando a divisão da corrente de defeito pelos cabos de guarda, simulando ainda

a distância de propagação da corrente transitória, não limitando também a 1,5 km de distância. De realçar que este erro embora não pareça significativo, caracteriza uma diferença de 264 A nos dimensionamentos elétricos.

4.4.1.4 Avaliação da Segurança das Pessoas

Tendo como base o modelo computacional da rede de terras existente, foi realizada a avaliação da segurança das pessoas através da análise das tensões de passo e de contacto.

É possível verificar os resultados obtidos nas figuras 4.11 até 4.13, onde se encontram ilustradas as tensões numa escala de cores, possibilitando assim uma análise mais visual da distribuição dos valores das tensões de passo e contacto pela subestação.

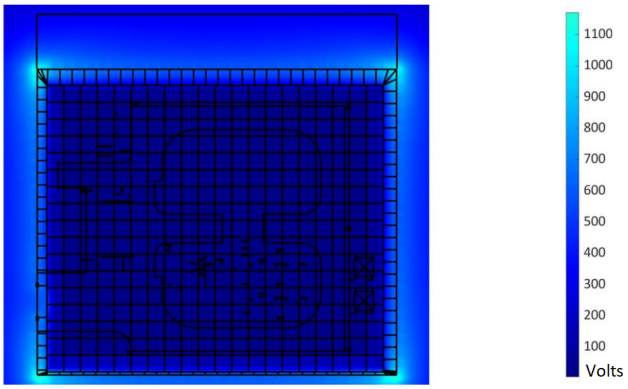

Figura 4.11: Tensão de passo (solo nativo).

As tensões de passo dentro da instalação apresentam valores máximos de aproximadamente 1171 V (nos cantos da malha), sendo que se encontram dentro da gama de valores admissíveis obtidos para pessoas calçadas e descalças, dentro e fora da vedação.

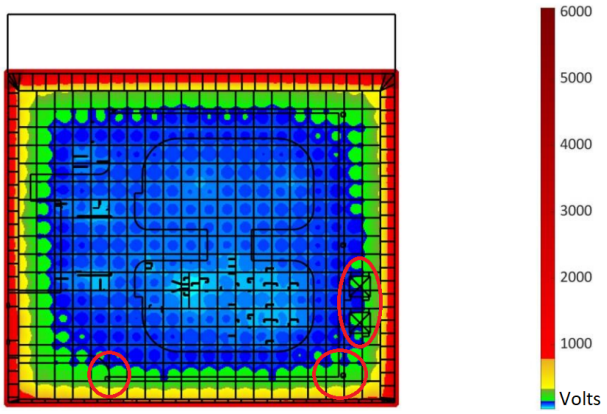

Figura 4.12: Tensão de contacto.

Azul	Zonas Seguras (Considerando Solo Nativo)
Verde	Zonas Seguras (Considerando Brita)
Amarelo	Zonas Seguras (Considerando Granito)
Vermelho	Zonas Não Seguras

Relativamente às tensões de contacto dentro da instalação, foram obtidos valores da ordem dos 120 V, sendo que junto dos apoios AT foram obtidas tensões de 290 V e junto dos apoios de iluminação tensões de 250 V. Estas zonas encontram-se identificadas na Figura 4.12.

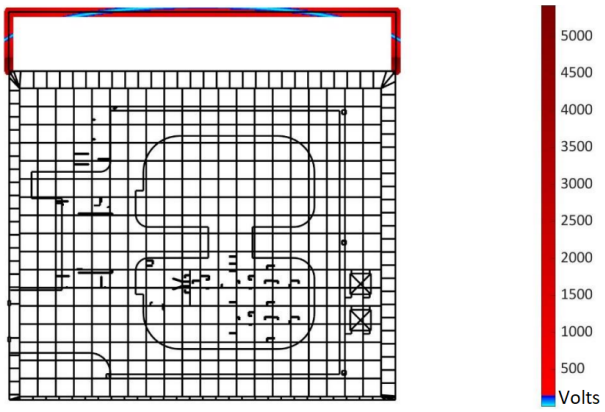

Figura 4.13: Tensão de contacto (vedação exterior).

Como referido anteriormente, existem dois tipos de vedações: a vedação da subestação (em *Nylofor 2D*) e uma vedação metálica adjacente ("Ursus Forte"). Junto da primeira vedação, as tensões de contacto são da ordem dos 3500 V, e na segunda são de 5422 V.

Desta forma, não é garantida a segurança das pessoas face a tensões acidentais de contacto junto dos apoios AT, dos apoios de iluminação e da vedação adjacente (metálica). A vedação da subestação (*Nylofor 2D*) não apresenta perigo (embora apareça ilustrada a vermelho na Figura 4.12), pois é constituída por painéis e postes eletricamente isolados até tensões da ordem dos 4200 V. Como os valores se encontram abaixo deste limite, é considerada como segura.

4.4.2 Projeto Melhorado

Após a avaliação de segurança das pessoas do projeto inicial proposto para a malha de terra da SE Lanheses, foi possível concluir-se que este não cumpre os requisitos impostos, excedendo os limites das tensões de contacto admissíveis em certos locais.

Assim, foi proposto e igualmente estudado um novo projeto, sendo proposta uma melhoria do projeto anterior, considerando algumas alterações:

- Substituição da vedação metálica da zona exterior da subestação por prumos de madeira, mitigando os perigos associados à mesma em caso de tensões acidentais de contacto;

- Adição de 4 elétrodos verticais de terra, com 20 metros de comprimento cada, visando a redução das tensões de contacto dentro da instalação, com diminuição do GPR no interior e exterior da malha. Esta alteração melhora também a resistência da rede de terra, diminuindo as tensões de malha em caso de defeito. Esta adição deve ser realizada o mais próximo possível da vedação (perímetro da subestação), sendo que foi considerado 1 elétrodo em cada canto;
- Adição de uma camada de brita (mínimo de 12 cm de espessura), num raio de pelo menos 1 m em torno dos apoios AT e de iluminação. Esta visa o aumento dos valores máximos admissíveis das tensões de contacto e de passo.

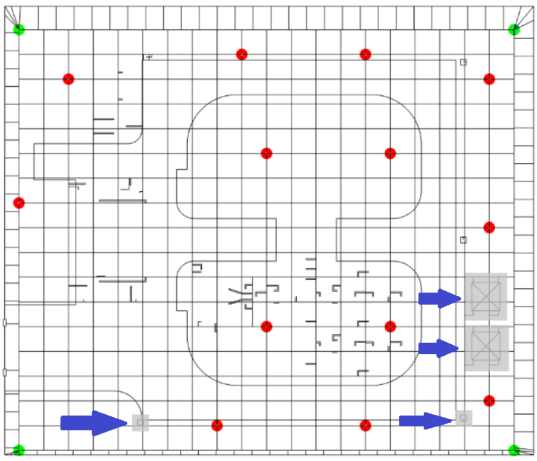

Figura 4.14: Proposta de melhoria da malha.

É possível observar na Figura 4.14 os 4 elétrodos verticais de 20 metros adicionados (verde), a camada de brita extra adicionada à volta dos apoios AT e de iluminação (zonas indicadas a azul) e a remoção da vedação metálica exterior.

4.4.2.1 Resistência de Terra

Simulando novamente o valor da resistência de terra no *software* especializado, a partir do modelo de solo já caracterizado, foi obtido um valor de 7,67 Ω. Relativamente à resistência global de terra medida (impedância de terra), que inclui a malha de terra, cabos de guarda e elétrodos de terra dos apoios AT, estimou-se que o valor seria 1,69 Ω.

4.4.2.2 Análise de Curto-Circuito

Seguindo o mesmo raciocínio de **4.6.1.2**, foi determinada a impedância vista pela corrente de defeito, de forma a calcular o valor real da corrente de curto-circuito, tendo em conta a resistência de terra.

Assim, pelo mesmo método, aplicando a equação (4.1) para uma corrente de defeito de 25 kA, foi obtido $|\overline{Z_{DEF}}| = 1{,}23\ \Omega$. Consequentemente, $|\overline{I_{CC}{}^{1\phi}}| = 19{,}44$ kA.

4.4.2.3 Divisão da Corrente de Curto-Circuito

Conforme **4.6.1.3**, o fator de divisão poderá ser determinado com recurso a um método simplificado. Neste novo cálculo, Z_1, R_2 e Z_{CG} permanecem constantes (0,4514, 2,22 e 1,0016 Ω, respetivamente), pois apenas dependem da linha AT.

Para um valor de resistência de terra de 7,67 Ω, S_f tomará o valor de 11,55%, com uma corrente na malha de 2,245 kA para uma corrente de defeito de 19,44 kA.

Já o *software* CDEGS devolveu os seguintes valores:

Tabela 4.2: Divisão da corrente de defeito calculada pelo CDEGS (projeto melhorado).

Fator de Divisão (%)	12,91
Corrente de CC (kA)	19,44
Corrente na Malha (kA)	2,51

4.4.2.4 Avaliação da Segurança das Pessoas

Realizando novamente a avaliação de segurança, com base no modelo computacional da nova malha de terra, os resultados obtidos apresentam-se nas figuras 4.15 e 4.16.

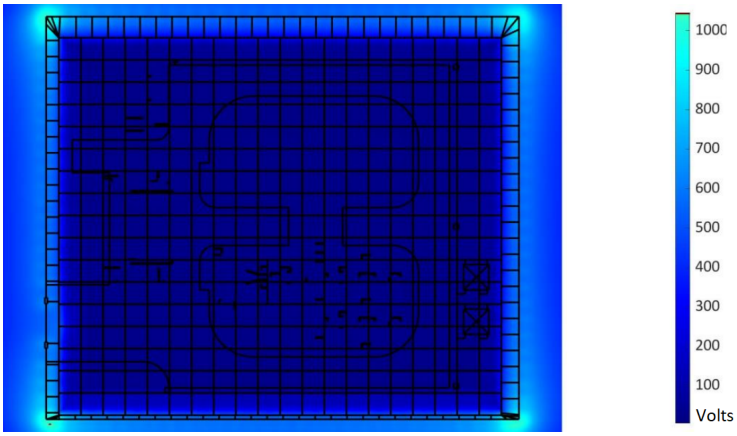

Figura 4.15: Tensão de passo (solo nativo).

Analisando os resultados obtidos, as tensões de passo dentro da subestação continuam a não ser uma preocupação, pois estas continuam dentro dos limites aceitáveis, com valores máximos da ordem dos 1046 V.

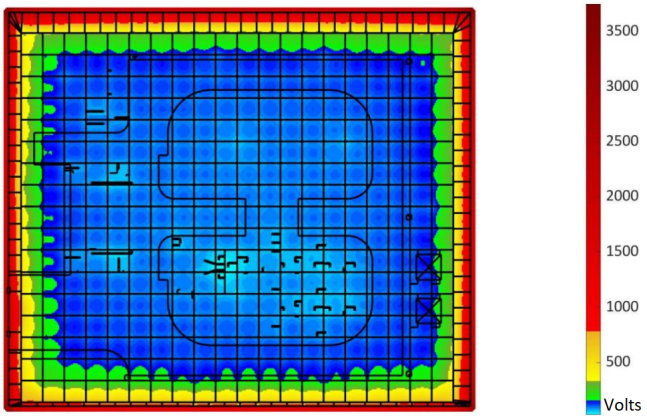

Figura 4.16: Tensão de contacto.

As tensões de contacto podem atingir os 104 V na zona de equipamentos, 180 V junto dos postes de iluminação e 250 V juntos dos apoios AT, garantindo-se a segurança das pessoas na zona de brita.

Tabela 4.3: Comparação de resultados dos projetos estudados.

Projeto	**Inicial**	**Melhorado**
R_{Terra} (Ω)	7,97	7,67
R_g (Ω)	1,66	1,69
$Z_{Defeito}$ (Ω)	1,24	1,23
S_f (%)	12,52	12,91
$I_{cc-total}$ (kA)	19,4	19,44
$I_{cc-malha}$ (kA)	2,43	2,51
GPR (kV)	19,35	19,24

Assim, obtém-se uma melhoria do projeto inicial da rede de terras da SE Lanheses, com menos elevação do potencial da terra em caso de um defeito fase-terra severo.

4.5 Projeto de Execução

O cliente, neste caso a E-REDES, fornece o caderno de encargos[1] à Painhas S.A. para respetiva orçamentação[2] pelo departamento responsável. Após validação do mesmo, inicia-se o desenvolvimento do projeto de execução, que será o documento responsável pela realização da construção da subestação.

[1]Descrição detalhada de todos os procedimentos a adotar durante a construção, com auxilío de plantas gerais e desenhos.

[2]Contém as previsões de preço das quantidades e qualidades dos trabalhos a realizar, assim como equipamento necessário.

4.5.1 Caderno de Encargos

4.5.1.1 Rede Geral de Terras

Na Figura 4.17 já é possível verificar a planta da malha de terra em quadrícula 3,5×3,5 metros, com a presença dos quatro elétrodos de terra de 20 metros adicionais, a camada de brita adicional em torno dos apoios AT e de iluminação e a remoção da vedação metálica exterior, que foi substituída por uma vedação em prumos de madeira.

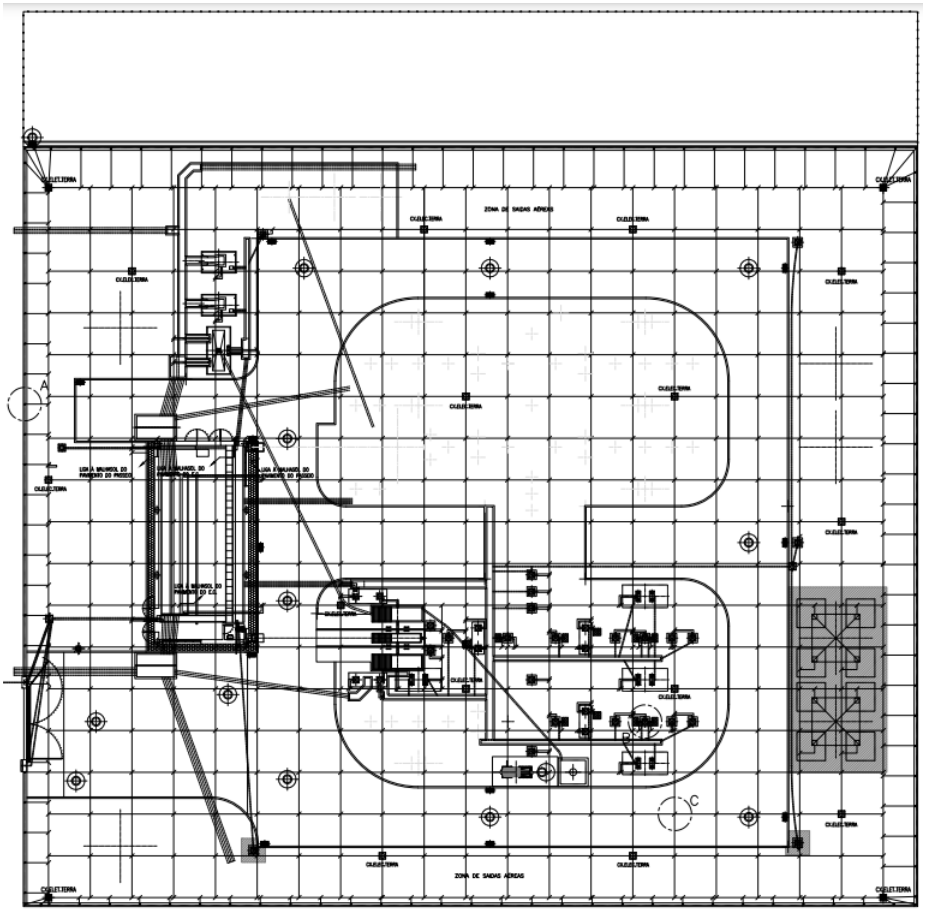

Figura 4.17: Rede de terras - SE Lanheses.

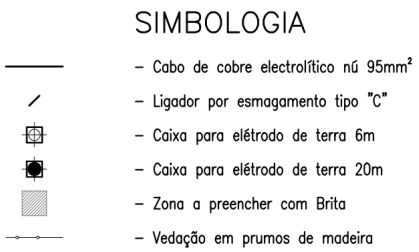

Figura 4.18: Simbologia da planta geral da Figura 4.17.

4.5.1.2 Valas para Cabos de Terra

A abertura das valas para enterrar os condutores da malha é um dos primeiros passos a realizar na construção de uma subestação. As valas apresentam um projeto que dependerá do tipo de subestação, que terá de ser seguido ao milímetro, como todas as etapas constituintes de uma obra destas. O projeto de vala implementado em Lanheses encontra-se na Figura 4.19.

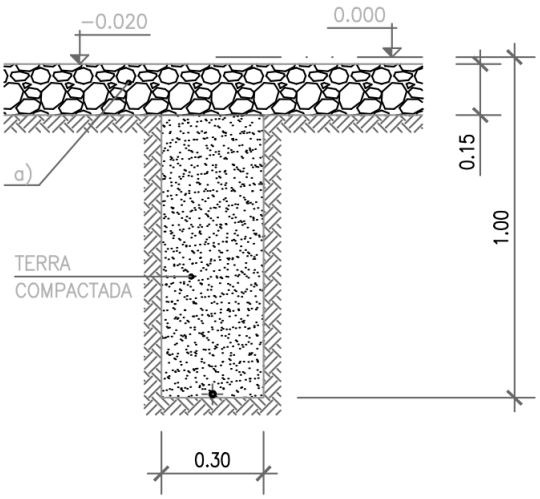

Figura 4.19: Projeto da vala para cabo de terra - SE Lanheses.

4.5.1.3 Maciços e Canais

O projeto dos pré-maciços[3], maciços e canais para caminhos de cabos encontra-se ilustrado no Figura 4.20. Estas estruturas (maciços) serão responsáveis pela fixação das estruturas metálicas e os canais responsáveis pela passagem dos cabos isolados (AT, MT e BT).

De notar que na Figura 4.20 não se encontram identificadas todas as estruturas, apenas para reforçar a localização das mesmas e das futuras estruturas metálicas, assim como a localização dos canais para caminhos de cabos.

As estruturas metálicas dos equipamentos irão ser fixadas nos maciços referidos e ligadas à terra através de uma ligação à malha de terra presente dentro do próprio maciço (cabo de cobre entubado dentro do betão e acessível à superfície).

[3]Negativo de um maciço, para inserção de estrutura metálica no seu interior e, posteriormente, betonar, tornando-se assim um maciço.

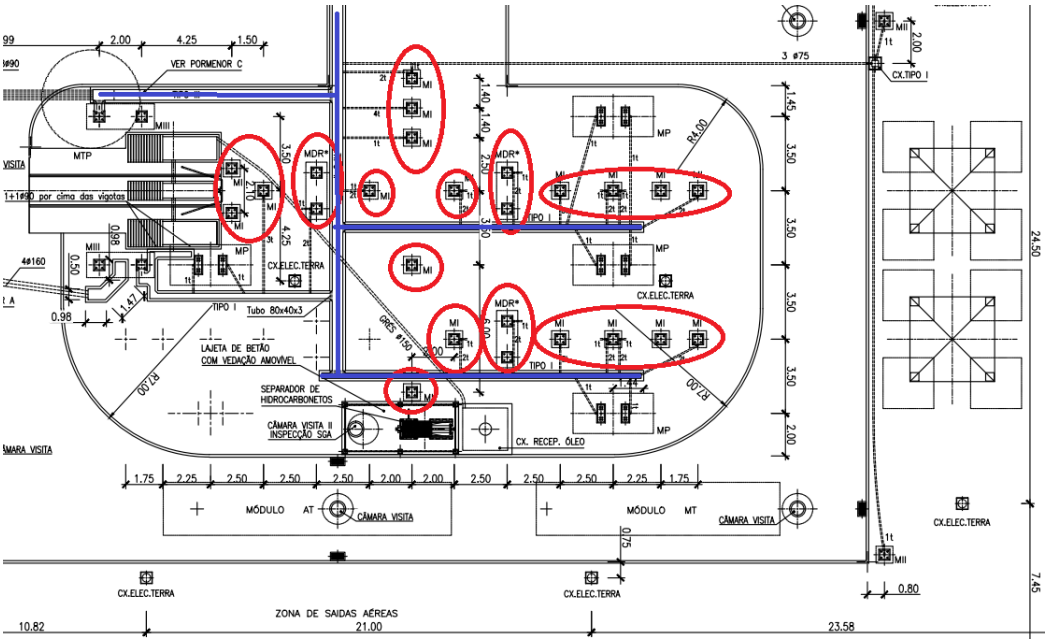

Figura 4.20: Planta geral dos maciços e canais da instalação - SE Lanheses.

4.5.1.4 Painel de Linha AT

Relativamente ao painel de linha AT, o projeto a executar será o presente na Figura 4.21, onde é possível verificar o seguinte (da esquerda para a direita):

- Linha AT 60 kV de ataque ao pórtico de amarração de linha;
- Transformador de tensão (TT) na fase central, (Primário: $60/\sqrt{3}$ kV ; Secundário: $100/\sqrt{3}$ V);
- Um DST por cada fase;
- Seccionador de linha com facas de terra, por baixo do pórtico de amarração;
- Transformadores de intensidade (TI), com corrente secundária estipulada de 1A;
- Disjuntor SF_6 (Valores estipulados: Tensão (72,5 kV); Corrente (2000 A); Poder de corte (31,5 kA);
- Seccionador de barras;
- Barramento AT (3 tubos de alumínio de diâmetro exterior 80 mm e diâmetro interior 70 mm, Al 80/70 mm, com 6 metros de comprimento e afastados de 1,5 metros entre fases, apoiados em isoladores de suporte);
- Em cima de todo o equipamento, encontra-se o cabo de guarda da subestação.

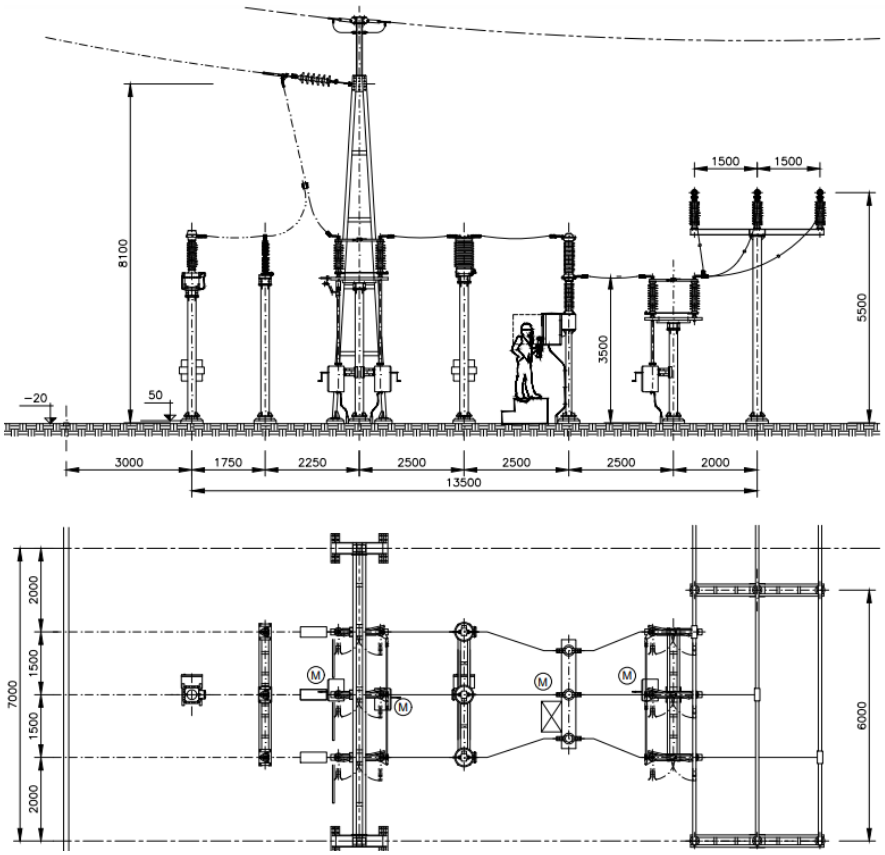

Figura 4.21: Corte e planta do painel de linha AT - SE Lanheses.

4.5.1.5 Painel de Transformador

O painel de transformador inicia-se depois do barramento AT, como é possível verificar na Figura 4.22. Este é composto pelo seguinte (da esquerda para a direita, a partir do barramento):

- Seccionador de barras;
- Disjuntor SF_6;
- Transformadores de intensidade;
- 3 DST´s de fase e um de neutro;
- Transformador de potência 60/15 kV (20 MVA, YNd[4]);
- Ligações MT em tubo Al 80/70 mm;
- Cabo de guarda por cima dos equipamentos.

[4]Ligação dos enrolamentos em estrela-triângulo, com neutro acessível no enrolamento primário.

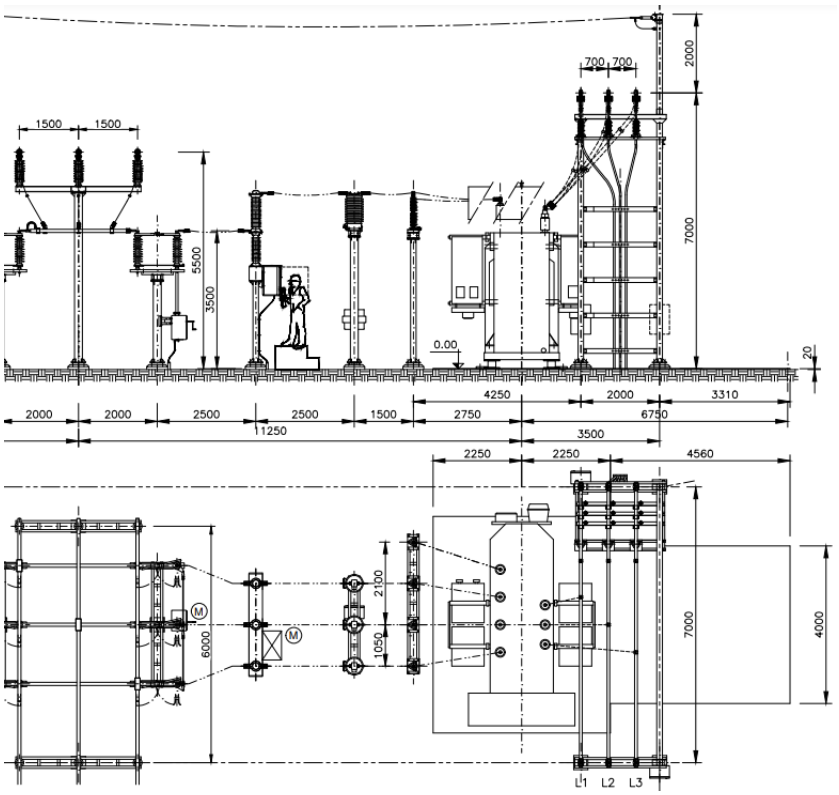

Figura 4.22: Corte e planta do painel de transformador - SE Lanheses.

4.5.1.6 Ligação MT

À saída do transformador de potência irão existir três ligações de 15 kV a um barramento MT[5]. Este barramento será constituído por 3 tubos Al 80/70 mm, afastados de 0,7 metros entre fases. A partir deste serão realizadas as respetivas baixadas em cabo isolado para entrada no edifício por via subterrânea e ligação ao Quadro Metálico de Média Tensão na cela designada por "Cela de Chegada do Transformador de Potência".

[5]Nota: Não é o barramento MT principal. Este encontra-se dentro do edifício de comando.

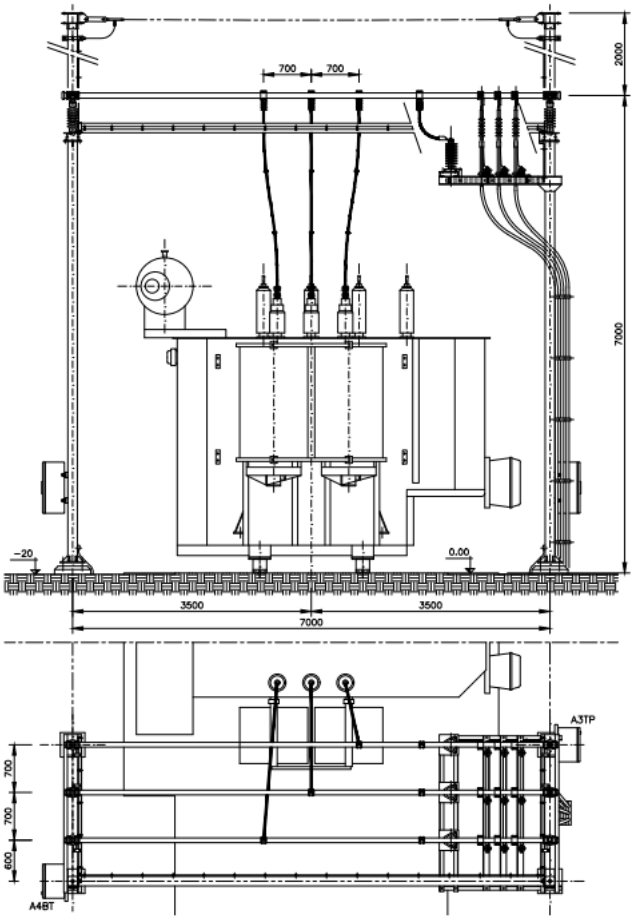

Figura 4.23: Corte e planta das ligações MT - SE Lanheses.

4.5.1.7 Edifício de Comando

O edifício de comando da subestação é o "cérebro"da instalação. Neste encontram-se todas as proteções, monitorizações e controlo dos equipamentos elétricos. Existem ainda as denominadas celas de média tensão, dispostas em linha, apresentando o barramento MT comum nelas todas, como ilustrado a vermelho na Figura 4.24. Deste saem os respetivos circuitos elétricos de média tensão independentes, como se irá verificar no esquema unifilar.

O edifício irá cumprir as características do projeto tipo da E-REDES, presentes no documento DIT-C13-500/N (Memória Descritiva do Projeto Tipo).

O barramento termina antes das celas de reserva, que em caso de aumento do número de circuitos MT, terá de se aumentar o comprimento para cobrir as restantes celas.

Os armários de comando (AC) são responsáveis pelo controlo dos painéis de alta tensão (ligação dos TT's, TI's, disjuntores, seccionadores, etc).

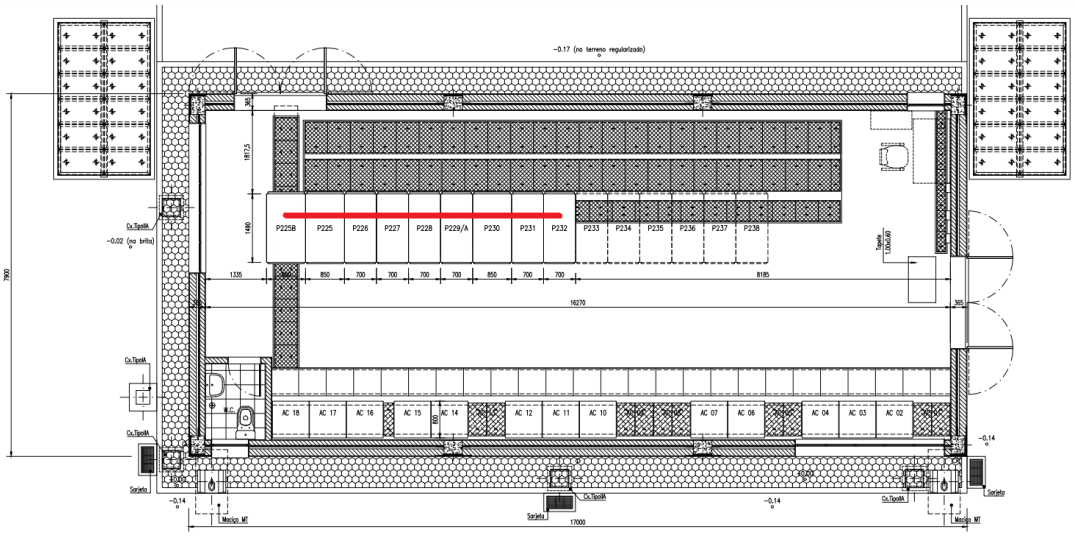

Figura 4.24: Planta do edifício de comando - SE Lanheses.

4.5.1.8 Planta Geral

Apresenta-se na Figura 4.25 a planta geral da subestação de Lanheses, ilustrando os dois painéis de linha a construir, o painel de transformador e o respetivo edifício de comando.

A subestação apresenta a possibilidade de espelhar a configuração para aumento de linhas AT de entrada (ou de saída, caso a rede esteja configurada para tal).

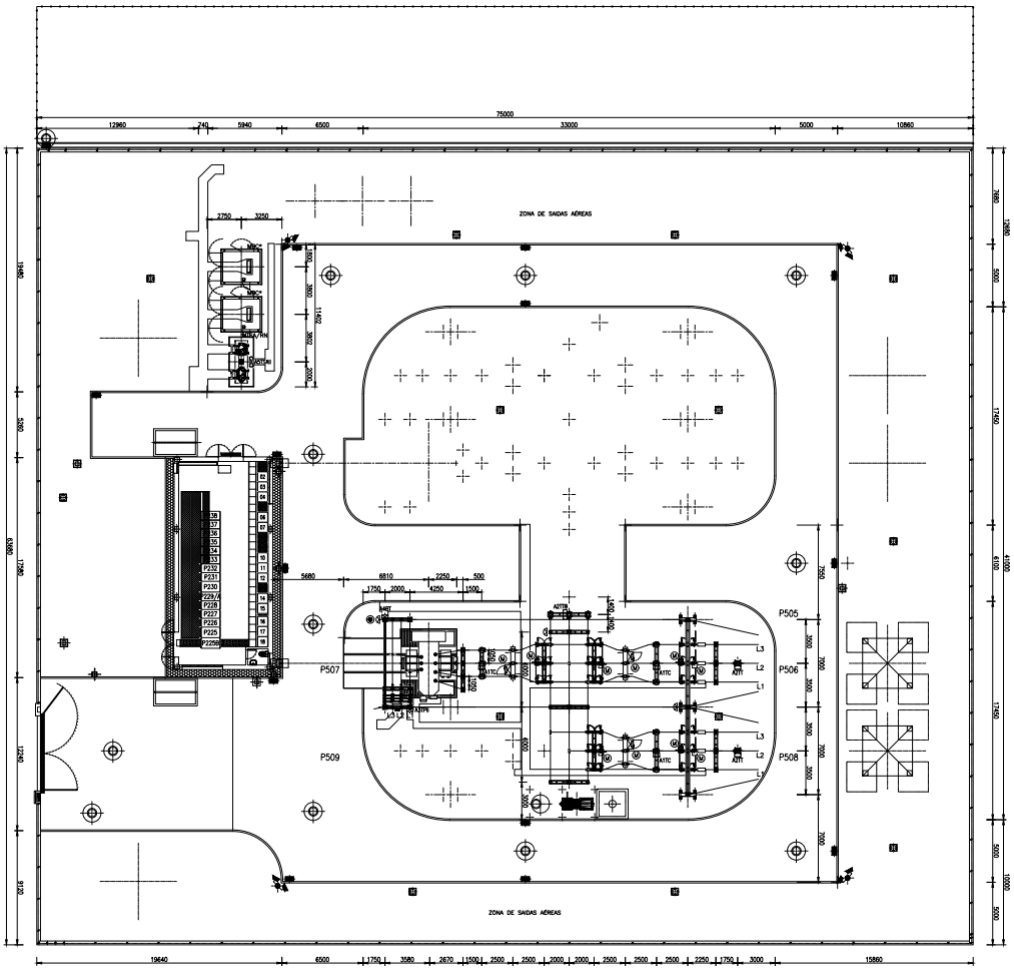

Figura 4.25: Planta geral da obra - SE Lanheses.

4.5.1.9 Esquema Unifilar

No esquema unifilar é possível verificar a ligação das linhas AT ao barramento de 60 kV, recorrendo a DST's, TT's, seccionadores de linha com facas de terra, TI's, disjuntores e seccionadores de barras.

Depois do barramento AT, realiza-se a ligação do seccionador de barras, disjuntor, TI's, DST´s de fase e de neutro e TP.

A partir do barramento MT, saem os respetivos circuitos MT de alimentação, neste caso, da Zona Industrial I, Outeiro, Zona Industrial II, Feitosa, Banco de Condensadores e Transformador de Serviços Auxiliares + Reatância de Neutro.

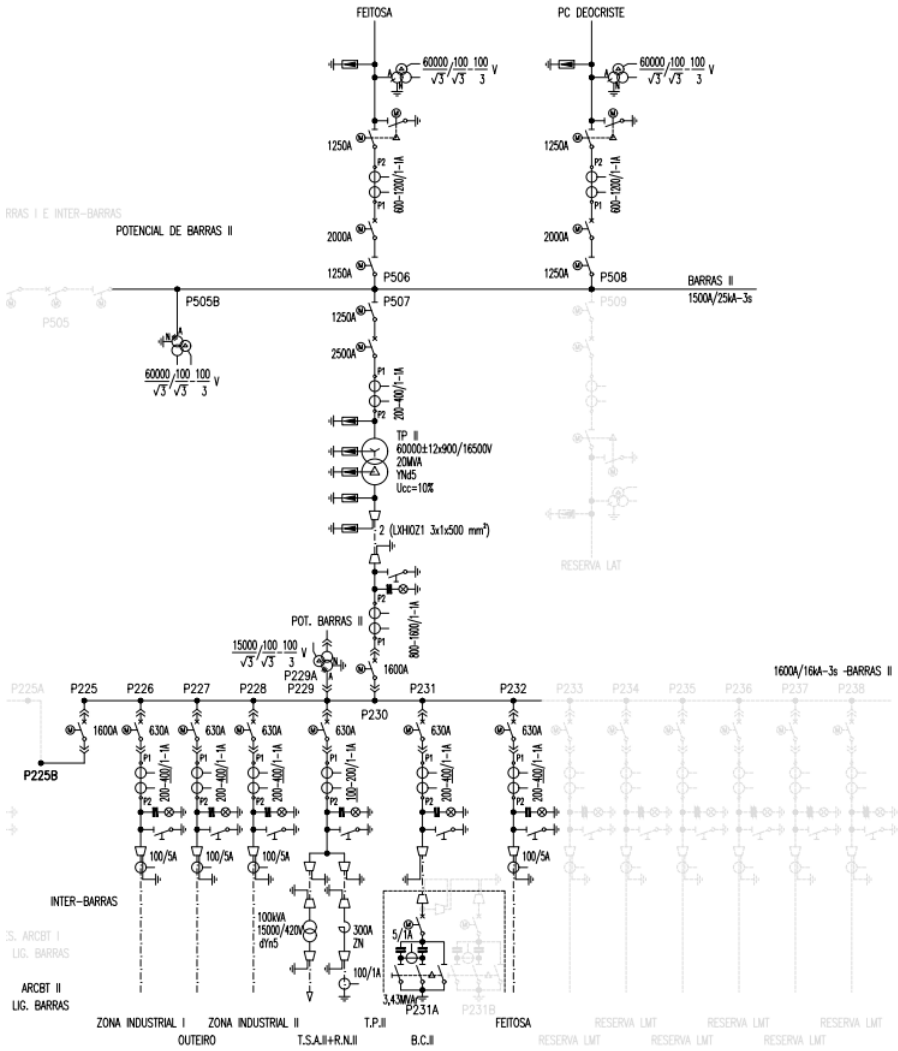

Figura 4.26: Esquema unifilar - SE Lanheses.

4.6 Início de Obra

O início da obra de uma subestação caracteriza-se sempre pela preparação do terreno, implementação da rede de terras e construção de maciços e fundações. Esta etapa é da responsabilidade da engenharia civil.

A abertura das valas e disposição dos condutores de cobre é realizada unidirecionalmente, ou seja, são abertas as valas numa direção (Figura 4.27) e disposto o cabo dentro delas (Figura 4.28), de seguida são tapadas e procede-se à abertura das restantes valas perpendiculares às anteriores. À medida que são encontrados os condutores anteriormente enterrados, são unidos os cabos com recurso a ligadores.

Figura 4.27: Abertura de valas para colocação dos condutores de cobre - SE Lanheses.

Figura 4.28: Condutor de cobre enterrado - SE Lanheses.

Esta rede é constituída por condutores de cobre nu e por elétrodos de terra enterrados verticalmente no solo, de 6 e 20 m de comprimento. Estes são caracterizados por varetas de aço revestidas de cobre. O projeto implementado para estes encontra-se ilustrado na Figura 4.29.

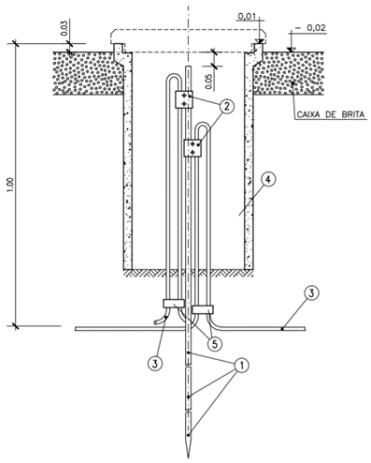

Figura 4.29: Elétrodo de terra.

Os condutores enterrados em quadrícula são ligados e derivados através de ligadores de aperto do tipo "C", caracterizados por peças metálicas em forma da letra "C"(Figura 4.30), que unem os cabos através do esmagamento mecânico dos condutores dentro da peça, utilizando um alicate hidráulico, como é possível observar na Figura 4.31.

Figura 4.30: Ligador em "C".

Figura 4.31: União por ligador em "C".

Terminada a implementação da rede de terras, procede-se à construção dos pré-maciços, maciços e canais para caminhos de cabos. Os maciços irão apresentar uma derivação da malha de terra com recurso a um condutor de cobre protegido por um tubo no seu interior (centro), para acesso à malha à superfície, de modo a equipotencializar as estruturas metálicas com a terra, como ilustrado na Figura 4.32.

Figura 4.32: Maciços - SE Lanheses.

Figura 4.33: Pré-maciço de pórtico de amarração - SE Esgueira.

A estrutura para canais de caminhos de cabos encontra-se nas figuras 4.34 e 4.35.

Figura 4.34: Canais para caminhos de cabos - SE Lanheses.

Figura 4.35: Passagem de canal para cabo enterrado para entrada no edifício - SE Lanheses.

No painel de transformador encontra-se um pormenor interessante. Por baixo da bacia do transformador (Figura 4.36), encontra-se um depósito com várias cisternas[6], para eventuais fugas de óleo por parte do transformador de potência. Se o TP tiver alguma fuga, o óleo irá escorrer para dentro da bacia, passar por vários filtros que o separam da água que eventualmente entra, sendo armazenado e posteriormente recolhido por responsáveis de tratamentos de resíduos. Deste modo, evita-se a contaminação dos solos em caso de defeito do material, tratando-se de muitos litros de óleo.

Figura 4.36: Bacia do transformador - SE Lanheses.

Seguidamente, inicia-se a construção do edifício de comando. Este, como já referido, irá cumprir as diretrizes do projeto tipo da E-REDES para subestações AT/MT.

Na Figura 4.37 é possível observar a lateral do edifício e a caixa de visita da cablagem. Da direita para a esquerda da imagem, entram os cabos na caixa, entram no edifício e saem do mesmo para a caixa de visita para ligação à rede MT. Esta caixa permite um acesso facilitado à entrada e saída dos cabos no edifício para, quando houver novas linhas, ser mais fácil passar os novos cabos. Abre-se a caixa e manuseia-se a cablagem.

[6]Reservatório de líquido.

Figura 4.37: Edifício de comando e caixa de visita de cablagem - SE Lanheses.

Após algum tempo de trabalho, consegue-se observar os avanços na obra. Na Figura 4.38 é possível verificar a conclusão da fachada do edifício de comando.

Figura 4.38: Edifício de comando - SE Lanheses.

Na Figura 4.39 é possível observar a caixa para elétrodo de terra de 6 metros de profundidade (elétrodos originais do projeto tipo), sendo que nas figuras 4.40 e 4.41 observa-se a caixa para elétrodo de terra de 20 metros e a sua localização (apenas de um) no canto da subestação.

Figura 4.39: Caixa para elétrodo de terra de 6m - SE Lanheses.

Figura 4.40: Caixa para elétrodo de terra de 20m - SE Lanheses.

Figura 4.41: Localização do elétrodo de terra de 20m - SE Lanheses.

Na Figura 4.42 verifica-se a vedação construída em prumos de madeira, que tem como objetivo delimitar a reserva de terreno da subestação. Como foi explicado anteriormente, esta foi realizada em madeira para cumprir as tensões de contacto sem aumentar os custos em cobre adicional, para ligação da mesma à malha de terra.

Figura 4.42: Vedação em prumos de madeira - SE Lanheses.

Relativamente aos apoios AT do projeto a executar, já durante a realização da construção da subestação realizou-se uma alteração ao mesmo. Como a alimentação da subestação é realizada em linha dupla, não fazia sentido existirem 2 apoios metálicos de entrada na instalação. Desta forma, foi construído apenas um apoio AT, com uma orientação diferente para suportar os esforços mecânicos dos 6 condutores. Embora apenas exista um apoio, este será na mesma reforçado na base com a camada adicional de brita para cumprir as tensões de contacto da estrutura.

Como é possível verificar na Figura 4.43, apenas é construído um apoio e encontra-se orientado de uma forma não paralela à vedação, como o projeto a executar indicava.

Figura 4.43: Apoio AT - SE Lanheses.

Concluída esta fase, inicia-se a montagem das estruturas metálicas para posterior montagem da aparelhagem AT.

Devido à falta de matéria prima e atrasos de fornecimento devido ao conflito militar que se instalou na Europa, a obra sofreu outro atraso, que impossibilitou a entrega e montagem das estruturas metálicas na data prevista.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalho Futuro

Com o trabalho que conduziu esta dissertação, pretendeu-se estudar e consolidar o tema de subestações elétricas, com ênfase nas suas redes de terra, e aplicação prática na nova subestação abaixadora do caso de estudo apresentado. Tratam-se de instalações elétricas de alta complexidade, tanto elétrica como mecânica, abrangendo múltiplas áreas da engenharia no seu projeto e construção.

O caso de estudo neste trabalho foi a subestação abaixadora de Lanheses, em Viana do Castelo. Esta irá apresentar uma razão de transformação de 60/15 kV, estando alimentada, do lado AT, pela linha de 60 kV proveniente do PC Deocriste e pela linha proveniente da subestação de Feitosa, alimentando em MT a rede subterrânea do Parque Empresarial de Lanheses. Com este projeto pretendia-se, à medida que era realizado o presente trabalho, começar a desenvolver aptidões e conhecimentos relativos à gestão e acompanhamento deste tipo de obras, desde o desenvolvimento do projeto de execução, aprovisionamento de materiais, planeamento de obra e gestão da mesma. Não foram adquiridos apenas conhecimentos teóricos e matemáticos do tema, mas também experiência e conhecimentos práticos, como também familiarização com a documentação técnica decorrente das empreitadas em execução.

A consolidação da importância das subestações na rede elétrica foi uma mais valia para o bom funcionamento e realização deste trabalho. A revisão bibliográfica realizada permitiu uma melhor familiarização com o objetivo das subestações, as suas diferentes morfologias e configurações, assim como o equipamento de que são dotadas. Todas as escolhas efetuadas relativas a estes aspetos na fase de projeto são cruciais para o bom funcionamento da mesma e para o cumprimento dos objetivos da sua construção com uma qualidade de serviço aceitável. De notar que, tratando-se de uma subestação de distribuição da E-REDES, não necessita de tanta qualidade e continuidade de serviço como uma subestação de transporte da REN, pois sem estas últimas, as subestações de distribuição em questão não obtêm alimentação. Quanto mais a montante da rede se encontra uma subestação, mais imperativa será a sua continuidade de serviço sem interrupções.

Relativamente ao estudo aprofundado do dimensionamento das redes de terras destas instalações, este permitiu uma melhor compreensão do comportamento elétrico do sistema em caso de defeitos à terra nas subestações, assim como em casos de descargas atmosféricas diretas nas

superfícies metálicas. Este também permitiu a consolidação dos conhecimentos relativos ao funcionamento das subestações, pois tratando-se de uma tema complexo, é necessário ter boas bases sobre subestações para o sustentar.

No projeto da rede de terras da subestação de Lanheses, várias normas foram seguidas para assegurar a segurança das pessoas. A prioridade é sempre cumprir os critérios de segurança para evitar acidentes que coloquem em perigo a vida humana. Este tipo de projetos é sempre iniciado com o estudo do terreno de instalação da malha de terra, pois sem este estudo, não é possível efetuar os dimensionamentos da mesma, não existindo valores de resistência de terra. A partir deste estudo, faz-se a modelização do solo para diferentes profundidades para, caso seja necessário, aceder a locais mais profundos para se obter melhores valores de resistência de terra.

Para dimensionar a malha nestas subestações 60/15 kV que integram a rede de distribuição da E-REDES, esta impõe que a mesma seja dimensionada para um curto-circuito fase-terra, do lado AT, de 25 kA, com um tempo de eliminação de 1,5 s. Já existindo um projeto tipo, este necessita sempre de verificação dos critérios de segurança, pois nem sempre os cumpre, dependendo das características dos solos. Deste modo, este é simulado com o modelo de solo obtido dos estudos prévios, com a simulação do defeito na subestação, e analisadas as tensões de passo e contacto na instalação.

Após a simulação, são avaliados os valores das tensões dentro da subestação e, neste caso de estudo, estes encontravam-se fora dos limites de segurança. Deste modo, foi necessário recorrer a alterações do projeto tipo fornecido pela E-REDES, realizando as respetivas simulações novamente. Neste caso, foram acrescentados quatro elétrodos de terra de 20 metros, para alcançar camadas menos resistivas do solo, nos cantos da malha. Foi removida a vedação metálica exterior da subestação e substituída por uma vedação em prumos de madeira, como também foi adicionada uma camada adicional de brita em torno dos apoios AT e de iluminação. Desta forma, conseguiu-se mitigar o incumprimento dos critérios sem custos adicionais acrescidos, pois não foi necessário acrescentar mais cobre à malha (aumentar a rede de terra), como por vezes é optado.

Terminada a fase de projeto da malha de terra, inicia-se a preparação do terreno e a implementação da mesma, simultaneamente ao desenvolvimento do restante projeto de execução da subestação, pois a preparação do terreno, implementação dos cabos de terra, construção dos maciços e canais, disposição das camadas de brita, etc, é da responsabilidade da engenharia civil, enquanto que a montagem das estruturas metálicas, passagem e ligação de cabos, ensaios, comissionamentos e colocações em serviço, são da responsabilidade da engenharia eletrotécnica, mais concretamente, do departamento de subestações. Neste caso de estudo, os trabalhos de engenharia civil foram realizados também pela Painhas S.A., o que por vezes é contratado a outras empresas.

No caderno de encargos, é apresentado o *layout* dos equipamentos elétricos, o esquema unifilar da subestação, as plantas das estruturas de suporte, canais de caminhos de cabos e edifício de comando, assim como o projeto da rede de terras implementado.

Terminada a dissertação e analisando o trabalho desenvolvido, saliento que o tema de subestações é bastante vasto e abrangente, sendo que foi necessário um esforço acrescido numa fase inicial para me introduzir no mesmo, tentando intercalar os conhecimentos teóricos adquiridos ao

longo da revisão bibliográfica do tema com os conhecimentos práticos aplicados pelas empresas nas obras reais.

Reconheço que o tema das redes de terra em questão é um tema excelente para a introdução de um finalista em engenharia eletrotécnica na área de subestações, tratando-se de um tema base, não sendo possível aprofundá-lo sem dominar primeiro o funcionamento destas instalações elétricas. Desde o início deste trabalho que pretendo realizar uma abordagem ao tema com os conceitos teóricos fundamentais, mas como também conseguir intercalar esses conceitos com o desenvolvimento e construção de uma subestação em ambiente real, sendo necessária uma visão mais ampla e menos restritiva do que é realmente necessário para realizar uma obra destas. Refiro-me a todas as empresas e departamentos envolvidos, estudos realizados, gestão de obra e cumprimento de prazos, assim como o bom relacionamento com todos os participantes, de modo a ultrapassar os inconvenientes que sempre existem nestes projetos.

5.1 Satisfação dos Objetivos

No final deste trabalho, posso concluir que os principais objetivos da dissertação foram cumpridos, exceto um. Devido aos atrasos existentes na obra da subestação de Lanheses (maior parte provenientes do atraso da parte da engenharia civil), não foi possível assistir à sua finalização, nem aos ensaios e colocação em serviço. No planeamento inicial da obra, previa-se o fim da mesma no final de Junho. Com estes atrasos, na altura em que se previa o fim da obra, foi quando se iniciou a montagem das estruturas metálicas. Desta forma, o Capítulo 4 deste documento termina com a obra na fase em que se encontrava na última visita realizada, ainda incompleta.

Embora tenha ocorrido este pequeno inconveniente, penso que os conhecimentos adquiridos e experiência obtida foram mais do que planeava, devido ao acompanhamento e participação noutros projetos e obras. Participei com bom aproveitamento no projeto e construção de novos painéis de linha nas subestações de Soure e de Esgueira. Nestas, consegui recolher informação pertinente e conhecimento mais aprofundado para desenvolver a revisão bibliográfica do tema, com pesquisa teórica e reconhecimento das aprendizagens num contexto real.

Na subestação 60/30 kV de Soure, Coimbra, participei pela primeira vez num projeto de uma SE com um painel linha-transformador, ou seja, como apenas ligava uma linha, não existia barramento AT, ligando esta diretamente no TP. Com o aparecimento de dois novos parques fotovoltaicos, e consequentemente duas novas linhas AT, com necessidade de ligação na SE, houve necessidade de projetar e construir dois novos painéis de linha, com inclusão do barramento AT.

Na subestação 60/15 kV de Esgueira, Aveiro, participei num projeto de uma SE com configuração de barramento duplo com *bypass*. Foi notável a grande diferença desta para a subestação de Soure relativamente ao tamanho e à complexidade, como revisto teoricamente no Capítulo 2. Tratava-se do aumento da subestação com expansão da malha de terra e adição de um painel de linha não previsto na altura, ou seja, havendo limites de espaço, foi necessário expandir o terreno, juntamente com a rede de terras, para implementação do projeto. Para tal, houve abertura de valas

e derivações da malha de terra existente para debaixo da nova parcela de terreno da subestação, assegurando que a área total da subestação era coberta pela mesma.

5.2 Trabalho Futuro

Sendo o tema de subestações elétricas muito abrangente e complexo, admito que ainda há bastante por aprender, nomeadamente a componente de baixa tensão das subestações, como por exemplo o comando, proteções, serviços auxiliares, etc, assim como a componente geral da configuração e ligações elétricas AT, MT e BT do edifício de comando. Por impossibilidade de tempo, tal não foi abordado, mas que será aprofundado e detalhado em trabalhos futuros.

Relativamente ao tema das redes de terra, neste caso de estudo foi necessário realizar alterações ao projeto tipo, o que foi bastante oportuno para desenvolver aptidões nessa área. Anseio por novos desafios nesta componente fundamental das subestações, admitindo que gostaria de realizar um projeto destes de base, sem as diretrizes do projeto tipo. Tal poderá acontecer em novas subestações que não sigam o projeto tipo da E-REDES ou da REN, com características específicas e peculiares, no estrangeiro ou até mesmo em Portugal, caso seja necessário um novo projeto de uma nova subestação elétrica, com todos os dimensionamentos associados realizados de raiz.

A área das subestações, em geral, cativou-me bastante neste término do ramo de Energias do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, sendo que espero poder vir a ganhar mais experiência numa profissão relacionada com a mesma.

Anexo A

A.1 Método de *Wenner*

O método de *Wenner* consiste num método de medição da resistividade do solo pela colocação de 4 elétrodos numa linha que atravessa parte do terreno a estudar. Este método é também conhecido como *Wenner Array*, caracterizando o vetor de 4 pontos de medição.

Como já referido, os elétrodos terão de ser colocados em linha, respeitando minunciosamente a distância "**e**"entre eles, que deverá ser constante. [24] A disposição dos elétrodos encontra-se ilustrada na Figura A.1.

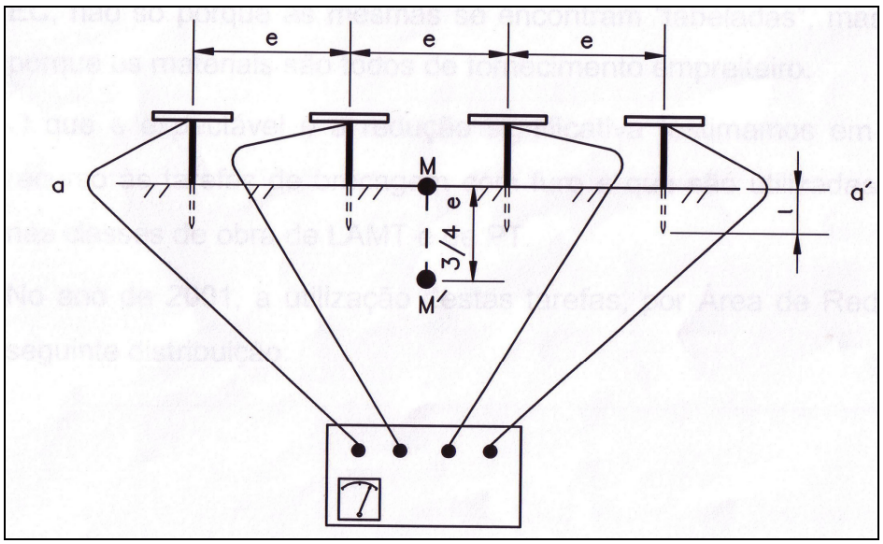

Figura A.1: Método dos 4 pontos de *Wenner*. [24]

Os elétrodos não são todos iguais, exigindo uma certa ordem de disposição entre eles (variando com o fabricante), estando a correta medição da resistividade dependente da ordem.

Tendo em consideração a Figura A.2, o método consiste na injeção de uma corrente de teste, I_X, entre os elétrodos **c1** e **c2**, sendo o retorno da mesma efetuado pelo solo. Essa mesma injeção irá provocar uma diferença de potencial entre os elétrodos **P1** e **P2**, interpretada pelo instrumento de medição como uma tensão U_X. Dividindo essa tensão pela corrente I_X injetada, é obtido um valor de resistência elétrica, R_t. [24]

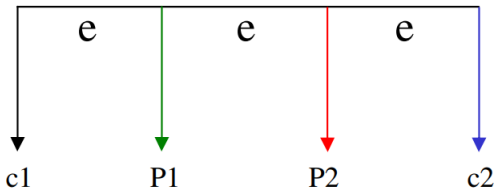

Figura A.2: *Wenner Array*. [24]

De forma a determinar a resistividade do solo, é necessário transformar a resistência elétrica medida para um valor válido no espaço. Assim, é necessário ter em conta a distância entre os elétrodos ("**e**"), que é proporcional à profundidade da medição. Muita literatura refere a relação Profundidade-Espaçamento como sendo $e \approx 1.33P$. [24]

Sendo "**b**"o comprimento da parte enterrada dos elétrodos, a resistividade é dada por:

$$\rho = \frac{4\pi e R_t}{1 + \frac{2e}{\sqrt{e^2+4b^2}} - \frac{2e}{\sqrt{2e^2+4b^2}}} \tag{A.1}$$

Se a profundidade dos elétrodos for relativamente pequena em comparação com a distância entre elétrodos adjacentes, a equação A.1 pode ser reduzida para:

$$\rho = 2 \times \pi \times e \times R_t \tag{A.2}$$

A.2 Cálculo Simplificado do Fator de Divisão da Corrente

O método ideal para determinação do fator de divisão da corrente de defeito, S_f num projeto de uma malha de terra de uma subestação seria recorrer a um programa computacional capaz de efetuar o cálculo da divisão da corrente. No entanto, em situações mais simples, é possível adotar uma forma simplificada para realizar o cálculo, recorrendo ao método proposto em **3.6.2**.

De acordo com [21], o método simplificado assume que o cabo de guarda é ligado à terra em múltiplos pontos, apresentando uma determinada impedância longitudinal Z_1 e uma condutância transversal de $1/R_2$ (sendo R_2 a resistência transversal). Caso este cabo apresente grande comprimento, o método simplificado demonstra que a impedância equivalente do mesmo, Z, é dada por:

$$Z = \sqrt{Z_1 \times R_2} \tag{A.3}$$

Se existirem várias linhas ligadas à subestação e estas apresentarem cabos de guarda ligados à terra, a condutância resultante será aproximadamente igual à soma das indutâncias das mesmas.

A impedância equivalente do cabo de guarda será da ordem da impedância longitudinal para comprimentos de cabo na ordem dos 1500 metros, pois estas correntes não se propagam a grandes distâncias nestes cabos, escoando-se mais rapidamente para a terra.

Este cálculo é exemplificado para uma subestação alimentada por duas linhas AT de 60 kV, com cerca de 1,5 km cada. Condutores de fase do tipo ALACO 325 e cabo de guarda OPGW de 145 mm^2.

Apresentando o cabo de guarda um resistência elétrica de 0,292 Ω/km e um comprimento de 1500 metros, então a sua impedância longitudinal é dada por:

$$Z_1 = 0,292(\Omega/km) \times 1,5(km) = 0,438\Omega \tag{A.4}$$

Na distância de 1,5 km, o cabo de guarda encontra-se ligado à terra 11 vezes através de 11 apoios, sendo a resistência de terra de cada um de 50 Ω. Assim:

$$R_2 = \frac{R_{apoio}}{N} = \frac{50}{11} \approx 4,55\Omega \tag{A.5}$$

Desta forma, a impedância do cabo de guarda é:

$$Z_{CG} = \sqrt{Z_1 \times R_2} = \sqrt{0,438 \times 4,55} \approx 1,412\Omega \tag{A.6}$$

Analisando a Figura A.3, pode-se determinar a impedância equivalente da ligação dos dois cabos de guarda à rede de terra da subestação. Esta é dada por:

$$Z_{eq} = \frac{Z_{CG}}{2} = \frac{1,412}{2} = 0,706\Omega \tag{A.7}$$

Em suma, o fator de divisão da corrente de defeito é determinado pela expressão seguinte:

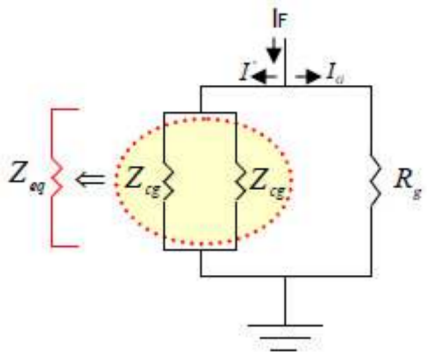

Figura A.3: Circuito equivalente da ligação de dois cabos de guarda à SE. [21]

$$S_f = \frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g} = \frac{0,706}{0,706 + R_g} \tag{A.8}$$

Sendo R_g a resistência da malha de terra da subestação.

A.3 Avaliação da Segurança das Pessoas

De modo a avaliar a segurança destas instalações elétricas da alta tensão, face a defeitos fase-terra do lado AT, é necessário analisar as tensões de passo e de contacto suportáveis pelo corpo humano. Estes valores dependem de diversos fatores, como o tipo de solo, existência ou não da camada superficial de proteção e o tempo de eliminação do defeito.

As curvas Corrente-Tempo consideradas para determinação dos efeitos da passagem da corrente elétrica pelo corpo humano apresentam-se ilustradas na Figura A.4. Estas são determinadas recorrendo à *Norma IEC 60479-1*.

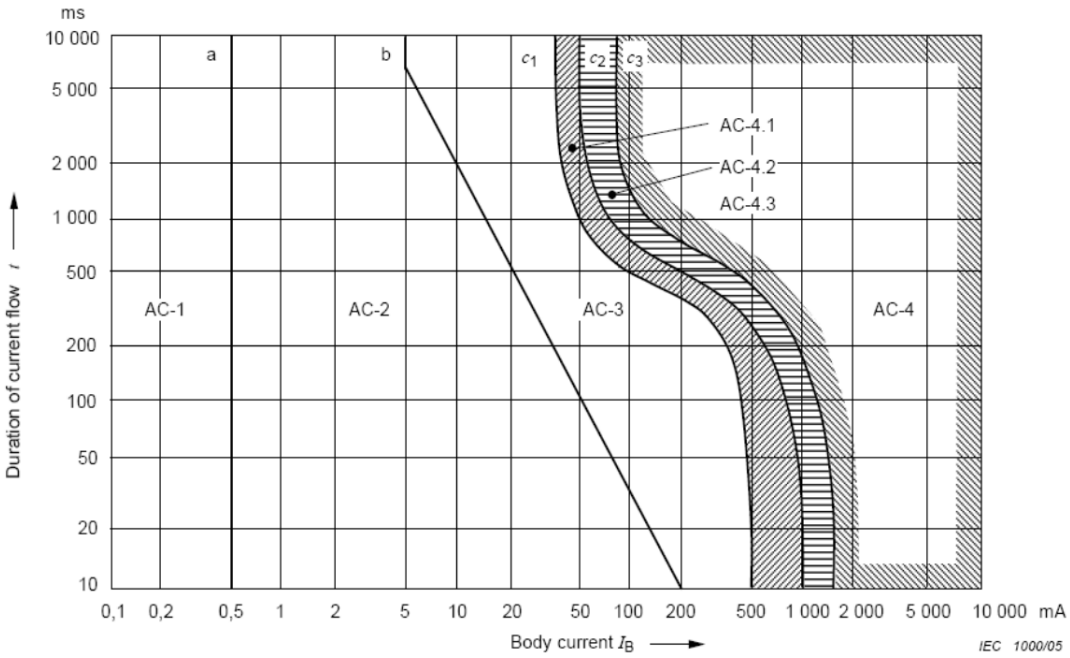

Figura A.4: Corrente tolerável pelo corpo humano em função do tempo de exposição. [25]

As recomendações da Norma Europeia CENELEC EN 50522 ditam que nos cálculos dos limites das tensões toleráveis pelo corpo humano, deverá ser utilizada a curva C_2 do gráfico da Figura A.4. Esta caracteriza-se por apresentar uma probabilidade de ocorrência de fibrilação ventricular inferior a 5%.

Para determinar os valores máximos é necessário representar o corpo humano por uma impedância, que pela aplicação da lei de *Ohm*, conhecendo as correntes máximas admissíveis, determina-se a tensões máximas admissíveis. Tratando-se de frequências relativamente baixas, esta impedância é representada como puramente resistiva.

Para além da resistência do corpo humano, também são consideradas as resistências correspondentes ao calçado da pessoa e à resistência de contacto pé-solo. Assim, é necessário modelizar a resistência do calçado, que segundo a norma EN 50522, considera que se trata de calçado velho e molhado, com resistência elétrica de 2000 Ω. Já a resistência de contacto pé-solo depende essencialmente da resistividade do solo em contacto.

O processo de cálculo dos limites toleráveis pelo corpo humano é realizado de forma automática pelo *software* CDEGS. Este cálculo teve em consideração um tempo de eliminação de defeito de 1,5 s, para um defeito fase-terra de 25 kA.

A simulação determinou as tensões expressas na Tabela A.1, estando estas dependentes da cobertura do solo.

Tabela A.1: Tensões Admissíveis de Contacto e de Passo Obtidas.

Tipo de Solo	**Tensão de Contacto (V)**	**Tensão de Passo (V)**
Solo Nativo	165	7740/1256
Solo c/ Camada de 12 cm de Brita	340	27664
Solo c/ Camada de 10 cm de Cubos de Granito	788	78655

Os valor obtido para a tensão de passo em solo nativo corresponde a tensões com calçado (2000 Ω) e descalço, respetivamente.

Anexo B

Modelos de Solo Obtidos - RESAP

Neste anexo podem ser encontrados os modelos de solo exportados pelo pacote computacional RESAP do CDEGS, para cada perfil de *Wenner* medido no local.

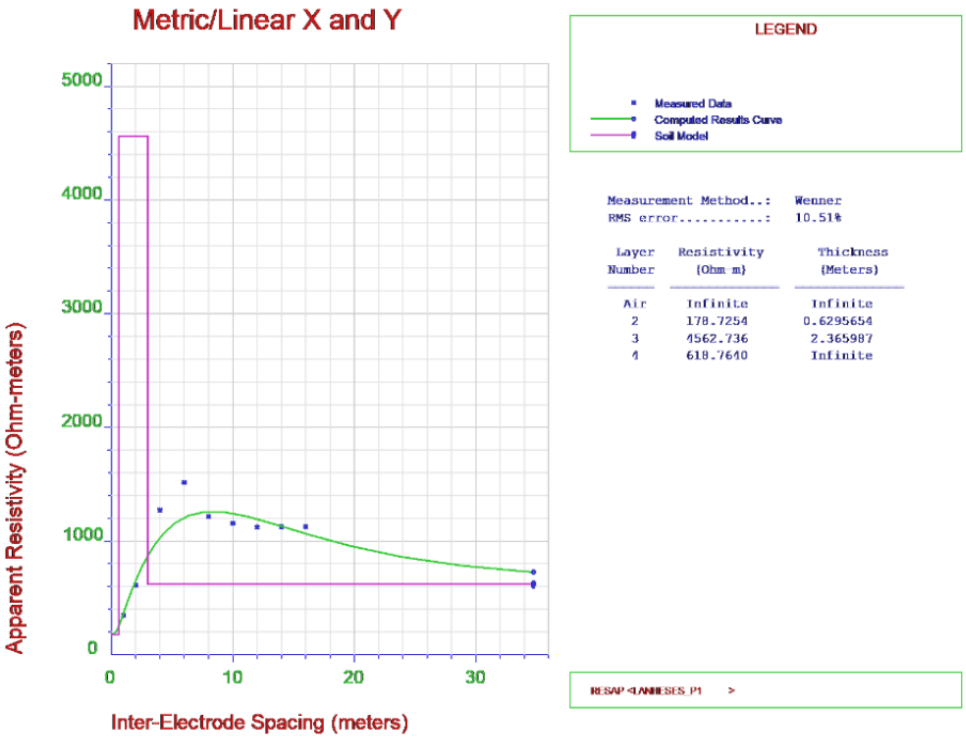

Figura B.1: Modelo do solo para o perfil 1.

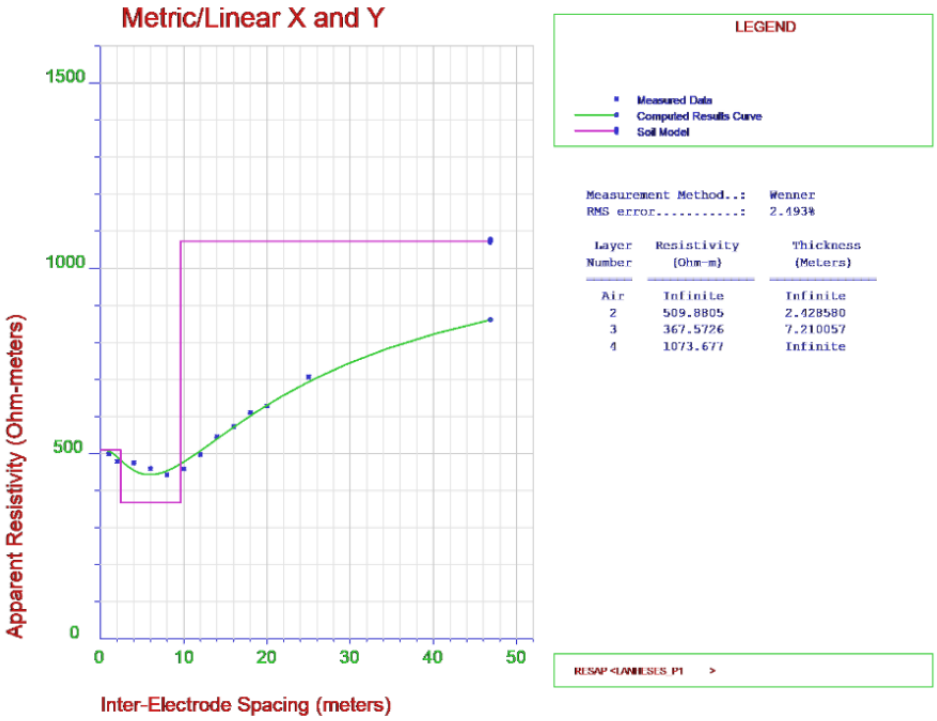

Figura B.2: Modelo do solo para o perfil 2.

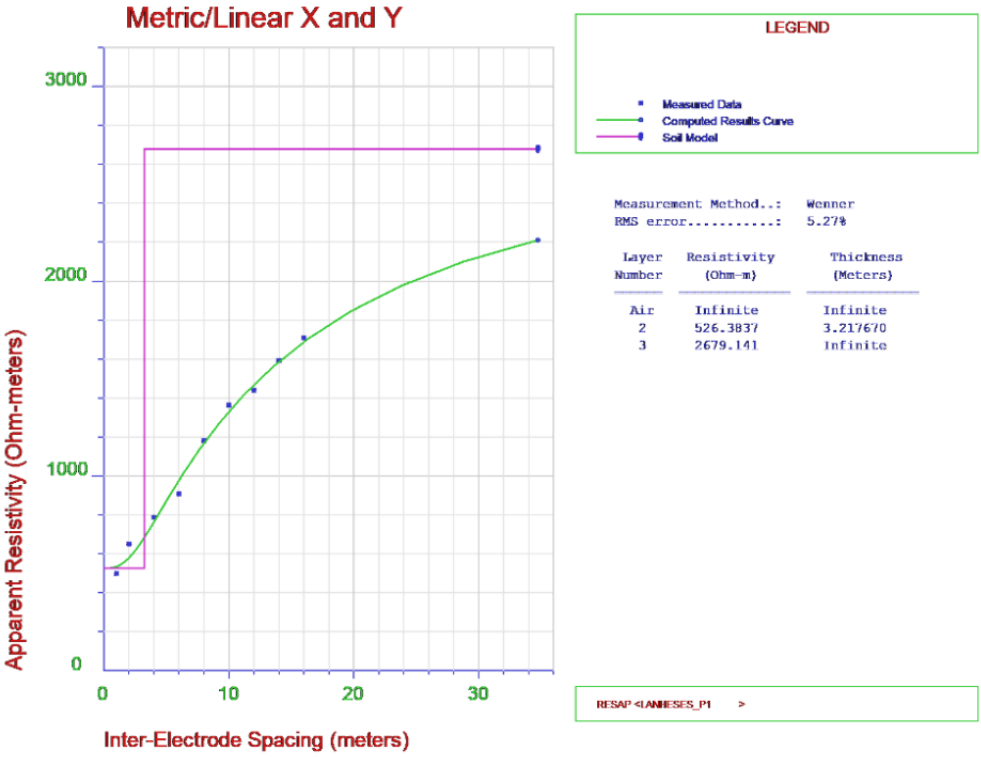

Figura B.3: Modelo do solo para o perfil 3.

Referências

[1] J. A. Peças Lopes C. Monteiro. Produção eólica offshore, 2022.

[2] Electro Force SA. Subestação eléctrica de tavira 400/150/60kv – ren. URL: http://www.electroforce.co.ao/Projectos/Informa%C3%A7%C3%A3o/7.

[3] Siemens. Siemens' largest substations in germany, 2019. URL: https://press.siemens.com/global/en/pressrelease/siemens-retrofit-one-largest-substations-germany.

[4] GEN Exatas. Subestações de potência. URL: https://genexatas.com.br/subestacoes-de-potencia-tudo-o-que-voce-precisa-saber/.

[5] VISION. Subestação híbrida - grupo vision. URL: http://www.grupovision.com.br/solucoes/subestacao-hibrida/.

[6] POWERGRID International. A new approach for reliable energy: Underground substations, 2015. URL: https://www.power-grid.com/td/a-new-approach-for-reliable-energy-underground-substations/#gref.

[7] H. Leite. Subestações: Arquitetura, tecnologia e equipamentos, 2020.

[8] Universidade de São Paulo. Subestações elétricas. URL: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130058/mod_resource/content/1/Subestacoes-eletricas-1.pdf.

[9] EDP Distribuição e P. Correia. *Projecto e Construção de Subestações AT/MT de Distribuição de Energia Eléctrica-Guia Técnico*. 2002.

[10] J. D. McDonald. *Electric Power Substations Engineering*. CRC Press, taylor francis group, 3ª edição, 2021.

[11] Electrical systems: Voltage transformer. URL: https://skm-eleksys.com/2012/05/voltage-transformer.html.

[12] Electrical systems: Current transformer. URL: http://www.skmeleksys.com/2012/06/current-transformer.html.

[13] M. Bolotinha. *Subestações Projecto, Construção, Fiscalização*. Porto: Quântica Editora, 2ª edição, 2019.

[14] H. Leite. Sobretensões atmosféricas e de origem interna: Descarregadores de sobretensão, 2021.

[15] H. Leite. Coordenação de isolamentos, 2021.

[16] M. Bolotinha. *Transformadores de Potência*. Porto: Quântica Editora, 2ª edição, 2018.

[17] A. Costa. Máquinas elétricas - capítulo 2: Transformadores elétricos, 2019.

[18] Shunt capacitor bank applications and protection fundamentals | eep. URL: https://electrical-engineering-portal.com/download-center/books-and-guides/power-substations/shunt-capacitor-bank.

[19] Schneider Electric. Proteção de redes elétricas, guia de proteção. URL: https://www.se.com/br/pt/download/document/Guia+de+Proteç~ao+de+redes+elétricas/.

[20] IEEE. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*. Ieee std. 80-2000 edição, 2000.

[21] Francisco Samuel Bessa da Silva e Doutor António Carlos Sepúlveda Machado Moura. Faculdade de engenharia da universidade do porto: Projeto otimizado de redes de terra em subestações, 2012. URL: https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/68394/1/000154618.pdf.

[22] C. Moreira. Análise de curto-circuitos simétricos, 2009. URL: https://paginas.fe.up.pt/~ee06226/images/bibliografia/17.pdf.

[23] E-redes - rede. URL: https://e-redes-rede.wntech.com/.

[24] Ernesto Pinto. Medição da resistividade do solo: Método de *Wenner*. URL: https://paginas.fe.up.pt/~ee94056/RelatorioFinalcap4_5_6.pdf.

[25] IEC 60479-1. *Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General Aspects*. 2005.

[26] Andritz Hydro. Compensadores sÍncronos: A soluÇÃo inteligente para redes modernas.

[27] Manual de ligações à rede elétrica de serviço público. URL: www.edpdistribuicao.pt.

[28] Epóxidos - brasil escola. URL: https://brasilescola.uol.com.br/quimica/epoxidos.htm.

[29] M. Delgado. *Sistema Elétricos Trifásicos: A Média, Alta e Muito Alta Tensão*. Porto, 2010.

[30] P. FERRACCI. *Ferroresonance*. Groupe Schneider, cahier technique n° 190 edição, 1998.

[31] F. Maciel Barbosa. *Sobretensões de Manobra*. 2015.

[32] Servomotor – wikipédia, a enciclopédia livre. URL: https://pt.wikipedia.org/wiki/Servomotor.

[33] Lei de biot-savart – wikipédia, a enciclopédia livre. URL: https://pt.wikipedia.org/wiki/Lei_de_Biot-Savart.

[34] Força eletromotriz – wikipédia, a enciclopédia livre. URL: https://pt.wikipedia.org/wiki/For%C3%A7a_eletromotriz.

[35] Lei de faraday-neumann-lenz – wikipédia, a enciclopédia livre. URL: https://pt.wikipedia.org/wiki/Lei_de_Faraday-Neumann-Lenz.

[36] Corrente de foucault – wikipédia, a enciclopédia livre. URL: https://pt.wikipedia.org/wiki/Corrente_de_Foucault.

[37] H.Leite. Redes de terras, 2020.

[38] EDP Distribuição DRP-C13-530/N INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO.