



ESTUDO PRÉVIO E MODELAÇÃO 3D DO PROJETO ELÉTRICO DE UMA SUBESTAÇÃO

TIAGO MANUEL SILVA RIBEIRO

Outubro de 2021

ESTUDO PRÉVIO E MODELAÇÃO 3D DO PROJETO ELÉTRICO DE UMA SUBESTAÇÃO

Tiago Manuel Silva Ribeiro



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: Tiago Manuel Silva Ribeiro, Nº 1151338, 1151338@isep.ipp.pt

Orientação científica: José António Beleza Carvalho, jbc@isep.ipp.pt

Empresa: QUADRANTE Engenharia e Consultoria S.A.

Supervisão: Armando Emanuel Lobo Santos, aesantos@qd-eng.com



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2021

À minha família

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto

Agradecimentos

Na realização desta dissertação, foram várias as pessoas que me ajudaram e que agradeço com o meu total apreço e gratidão, em particular:

À minha família e amigos, por me terem apoiado sempre, e por acreditarem na minha formação.

Ao Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP), e a todos os seus docentes, pelo conhecimento que me facultaram e pelas oportunidades e condições que me concederam durante a minha formação académica.

Aos meus orientadores, Professor Doutor José António Beleza Carvalho (ISEP) e Engenheiro Armando Emanuel Lobo Santos (QUADRANTE), por, em todos os momentos, terem demonstrado toda a sua disponibilidade, no acompanhamento e ajuda na elaboração desta dissertação.

À QUADRANTE Engenharia e Consultoria S.A., pela oportunidade concedida e a todos os associados pela prestabilidade que sempre demonstraram.

A todos estes à priori referidos, o meu obrigado.

Resumo

A produção, o transporte e a distribuição de energia elétrica têm um papel preponderante no bem-estar e funcionamento da sociedade atual, tendo como pontos fulcrais a qualidade, a continuidade e a fiabilidade até aos pontos de entrega.

A rede de energia elétrica é uma infraestrutura de enorme complexidade, com manutenção, supervisão e funcionamento muito exigentes. Neste contexto, as subestações elétricas (SEs) são essenciais para monitorizar os parâmetros da rede, permitindo gerir falhas de energia e possibilitando a gestão do fluxo energético, e para alterar os níveis de tensão de forma a diminuir as perdas no transporte de energia e os custos de investimento. Deste modo, a solução mais economicamente rentável de realizar o transporte de energia, será elevando a tensão produzida nas centrais de geração para ser transportada por linhas de Muito Alta Tensão (MAT) ou Alta Tensão (AT), até locais perto das zonas de consumo, ou quando perto das zonas de consumo, baixar o nível de tensão, por exemplo para AT ou Média Tensão (MT), para mais tarde integrar a rede de distribuição. [1]

O presente trabalho disserta sobre um estudo prévio do projeto elétrico de uma SE modelada em 3D, num *software* de engenharia para projeto de SEs. Este estudo incide sobre uma SE elevadora de uma Central Solar Fotovoltaica (CSF), situada em Portugal, com uma razão de transformação de 60/30kV, que interligará a CSF de 49MW à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP). Na dissertação serão apresentados alguns conceitos e métodos de dimensionamento importantes para a realização de um projeto elétrico de uma SE, tendo por base um conjunto de normas referenciadas. Serão caracterizados os tipos de SEs existentes e suas particularidades, o equipamento constituinte da instalação, a topologia de barramentos, o sistema de proteção (rede de terras aérea e subterrânea), entre outros.

Palavras-Chave

Subestação, Projeto Elétrico, Modelação 3D, Métodos de Dimensionamento, Rede de Terras Aérea e Subterrânea, Barramentos, Seleção de Equipamentos, Materiais.

Abstract

The production, transport and distribution of electric energy have a leading role in the well-being and functioning of today's society, having as focal points quality, continuity and reliability to the delivery points.

The electric power network is an infrastructure of enormous complexity, with very demanding maintenance, supervision and operation. In this context, electrical substations are essential to monitor the network parameters, allowing to manage energy failures and enabling the management of energy flow, and to change voltage levels in order to reduce losses in energy transport and investment costs. In this way, the most economically profitable solution to carry out the energy transport, will be to increase the voltage produced in the generation plants to be transported by extra high voltage or high voltage lines, to places close to the consumption zones, or when close to the consumption zones, lower the voltage level, for example for high voltage or medium voltage, to later integrate the distribution network.

The present work talks about a previous study of an electrical project of a substation modeled in 3D, in an engineering software for substation design. This study focuses on a step-up transmission substation of a solar photovoltaic plant, located in Portugal, with a transformation ratio of $60/30kV$, that will interconnect the $49MW$ solar photovoltaic plant to the electric power network. In the dissertation will be presented some concepts and important sizing methods, for carrying out an electrical project for a substation, based on a set of referenced standards. The types of existing substations and their particularities will be characterized, as well as the equipment that constitutes the installation, the topology of busbars, the protection system (aerial and underground land network), among others.

Keywords

Substation, Electrical Project, 3D Modeling, Dimensioning Methods, Aerial and Underground Earth Grid, Busbars, Equipment Selection, Materials.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
SIGLAS E ACRÓNIMOS	XXIII
1. INTRODUÇÃO	1
1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2. OBJETIVOS	3
1.3. CASO DE ESTUDO.....	4
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO.....	4
2. CARATERIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES E DOS EQUIPAMENTOS	7
2.1. SUBESTAÇÕES	7
2.2. CONCEITOS GERAIS DE SUBESTAÇÕES.....	8
2.2.1. <i>Tensões de serviço</i>	8
2.2.2. <i>Função</i>	9
2.2.2.1. Subestações elevadoras.....	9
2.2.2.2. Subestações abaixadoras.....	10
2.2.2.3. Subestações de manobra	10
2.2.2.4. Subestações conversoras.....	10
2.2.2.5. Subestações compensadoras.....	10
2.2.3. <i>Aplicação na rede de energia elétrica</i>	10
2.2.4. <i>Tipos de instalação</i>	10
2.2.4.1. Subestações AIS	11
2.2.4.2. Subestações GIS.....	13
2.2.4.3. Subestações híbridas.....	15
2.3. CONFIGURAÇÃO DE BARRAMENTOS	16
2.3.1. <i>Barramento simples</i>	17
2.3.2. <i>Barramento duplo com disjuntor simples</i>	18
2.3.3. <i>Barramento duplo com disjuntor duplo</i>	18
2.3.4. <i>Barramento duplo com disjuntor e meio</i>	19
2.3.5. <i>Barramento duplo com conjugação de barras (bypass)</i>	19

2.3.6.	<i>Barramento principal e de transferência</i>	20
2.3.7.	<i>Barramento em anel</i>	21
2.3.8.	<i>Barramento triplo</i>	21
2.4.	EQUIPAMENTOS CONSTITUINTES DE UMA SUBESTAÇÃO	22
2.4.1.	<i>Transformador de potência</i>	22
2.4.1.1.	Aspetos gerais	22
2.4.1.2.	Classificação quanto ao tipo de isolamento.....	23
2.4.1.3.	Classificação quanto à montagem	25
2.4.1.4.	Caraterísticas elétricas	25
2.4.1.6.	Refrigeração.....	27
2.4.1.7.	Grupo de ligação	28
2.4.1.8.	Proteção.....	29
2.4.2.	<i>Equipamentos de medida</i>	30
2.4.2.1.	Transformador de corrente.....	30
2.4.2.2.	Transformador de tensão	31
2.4.2.3.	Transformadores de medida combinados.....	31
2.4.3.	<i>Disjuntor</i>	32
2.4.3.1.	Disjuntor de SF6	32
2.4.3.2.	Disjuntor de ar comprimido	33
2.4.3.3.	Disjuntor de óleo.....	33
2.4.3.4.	Disjuntor a vácuo	34
2.4.4.	<i>Seccionador</i>	34
2.4.4.1.	Seccionador de facas	35
2.4.4.2.	Seccionador horizontal de colunas giratórias (rotativo)	36
2.4.4.3.	Seccionador de abertura vertical.....	36
2.4.4.4.	Seccionador pantógrafo	36
2.4.4.5.	Seccionador semi-pantógrafo.....	37
2.4.5.	<i>Aparelho extraível</i>	37
2.4.6.	<i>Descarregador de sobretensões</i>	38
2.4.7.	<i>Condensadores de acoplamento e bobinas tampão</i>	39
2.4.8.	<i>Reatâncias de neutro</i>	39
2.4.9.	<i>Impedância limitadora de curto-circuito</i>	40
2.4.10.	<i>Baterias de condensadores</i>	40
2.4.11.	<i>Quadros de média tensão</i>	41
2.4.11.1.	Caraterísticas gerais.....	41
2.4.11.2.	Tipo de quadros.....	42
2.4.11.2.1.	<i>Metal-Enclosed</i>	42
2.4.11.2.2.	<i>Metal Clad</i>	42
2.4.11.2.3.	<i>Ring Main Unit (RMU)</i>	43
2.5.	MATERIAIS	44
2.5.1.	<i>Condutores</i>	44
2.5.1.1.	Condutores flexíveis.....	45

2.5.1.2.	Condutores rígidos	45
2.5.2.	<i>Isoladores</i>	46
2.6.	REDE DE TERRAS	48
2.6.1.	<i>Rede de terra aérea</i>	49
2.6.1.1.	Sistema de proteção contra descargas atmosféricas	49
2.6.1.1.1.	Ponta de Franklin	50
2.6.1.1.2.	Captor ionizante de avanço à ignição.....	50
2.6.1.1.3.	Gaiola de Faraday.....	51
2.6.2.	<i>Rede de terra subterrânea</i>	52
2.7.	SERVIÇOS AUXILIARES.....	54
2.7.1.	<i>Serviços auxiliares de corrente alternada</i>	54
2.7.2.	<i>Serviços auxiliares de corrente contínua</i>	55
2.8.	SISTEMA DE PROTEÇÃO DE EQUIPAMENTOS.....	55
2.8.1.	<i>Caraterísticas funcionais</i>	56
2.8.1.1.	Seletividade.....	56
2.8.1.2.	Tempo	56
2.8.1.3.	Corrente.....	57
2.8.1.4.	Rapidez de operação.....	57
2.8.1.5.	Fiabilidade e segurança.....	57
2.8.1.6.	Sensibilidade.....	57
2.8.1.7.	Reengate	58
2.8.1.8.	Zonas de proteção.....	58
3.	MÉTODOS DE DIMENSIONAMENTO	59
3.1.	DETERMINAÇÃO DAS DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA	60
3.2.	DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES FLEXÍVEIS E RÍGIDOS.....	68
3.2.1.	<i>Condutores flexíveis nus</i>	68
3.2.1.1.	Capacidade de transporte em regime permanente.....	68
3.2.1.2.	Esforços térmicos	73
3.2.1.3.	Efeito de coroa	78
3.2.2.	<i>Condutores rígidos</i>	81
3.2.2.1.	Capacidade de transporte em regime permanente.....	81
3.2.2.2.	Esforços térmicos	88
3.2.2.3.	Efeito de coroa	88
3.2.3.	<i>Condutores isolados de média tensão</i>	89
3.2.3.1.	Corrente admissível em regime permanente.....	89
3.2.3.2.	Queda de tensão	91
3.2.3.3.	Corrente admissível em regime de curto-circuito	93
3.2.3.4.	Perdas	95
3.3.	ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS NAS LIGAÇÕES ENTRE EQUIPAMENTOS	96
3.3.1.	<i>Ligações flexíveis</i>	96
3.3.1.1.	Ligações em montagem tendida vertical (baixada).....	97

3.3.1.2.	Ligações em montagem tendida horizontal	108
3.3.2.	<i>Ligações rígidas</i>	121
3.4.	REDE DE TERRA AÉREA	134
3.4.1.	<i>Método eletrogeométrico (método da esfera rolante)</i>	134
3.4.1.1.	Hastes de Franklin.....	134
3.4.1.2.	Para-raios com avanço à ignição	135
3.5.	REDE DE TERRA SUBTERRÂNEA	138
3.5.1.	<i>Medição da resistividade aparente do solo</i>	138
3.5.1.1.	Método de Wenner	138
3.5.2.	<i>Modelo equivalente do solo</i>	139
3.5.2.1.	Modelo de solo uniforme.....	140
3.5.2.2.	Modelo de solo de duas camadas	140
3.5.3.	<i>Secção e diâmetro dos condutores da rede de terra</i>	143
3.5.4.	<i>Crítérios a estabelecer para as tensões de passo e contato toleráveis</i>	144
3.5.5.	<i>Configuração da rede de terra</i>	146
3.5.6.	<i>Corrente máxima da rede de terra</i>	148
3.5.7.	<i>Elevação do potencial de terra</i>	150
3.5.8.	<i>Tensão de malha</i>	150
3.5.9.	<i>Tensão de passo</i>	153
3.5.10.	<i>Verificação das tensões de contato e de passo</i>	154
4.	MODELAÇÃO 3D DE SUBESTAÇÕES	155
4.1.	<i>SOFTWARE PRIMTECH</i>	155
5.	CASO DE ESTUDO	161
5.1.	INTRODUÇÃO	161
5.2.	CONCEÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO	161
5.2.1.	<i>Princípios básicos</i>	161
5.2.2.	<i>Normativa aplicável</i>	162
5.3.	CARATERIZAÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO	162
5.3.1.	<i>Descrição Geral</i>	162
5.3.2.	<i>Descrição dos painéis</i>	164
5.3.2.1.	Painéis AT	164
5.3.2.2.	Painéis MT.....	164
5.3.3.	<i>Planta geral da subestação</i>	165
5.4.	CRITÉRIOS DE PROJETO	165
5.4.1.	<i>Condições ambientais</i>	165
5.4.2.	<i>Caraterísticas elétricas da subestação</i>	166
5.4.2.1.	Caraterísticas gerais.....	166
5.4.2.2.	Dados de correntes nominais.....	166
5.4.2.3.	Dados de correntes de curto-circuito	167

5.4.2.4.	Níveis de isolamento estipulados.....	167
5.4.2.5.	Distâncias mínimas de isolamento e segurança	168
5.4.3.	<i>Proteção contra incêndio do Transformador de Potência AT/MT</i>	169
5.4.4.	<i>Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas</i>	170
5.4.5.	<i>Iluminação exterior do PEA</i>	170
5.5.	CARATERIZAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS	172
5.5.1.	<i>Generalidades</i>	172
5.5.2.	<i>Caraterização dos painéis</i>	172
5.5.2.1.	Constituição do painéis do escalão AT	172
5.5.2.2.	Constituição do painéis do escalão MT.....	173
5.5.3.	<i>Caraterísticas gerais da aparelhagem AT</i>	173
5.5.3.1.	Descarregador de sobretensões (Fase-Terra) AT	174
5.5.3.2.	Transformador de tensão AT.....	175
5.5.3.3.	Seccionador tripolar + seccionador de terra AT	175
5.5.3.4.	Transformador de corrente AT	176
5.5.3.5.	Disjuntor tripolar AT	177
5.5.3.6.	Transformador de potência AT/MT.....	177
5.5.3.7.	Esforços mecânicos aos terminais da aparelhagem.....	178
5.5.4.	<i>Caraterísticas gerais da aparelhagem MT</i>	178
5.5.4.1.	Descarregador de sobretensões (Fase-Terra) MT	178
5.5.4.2.	Isolador de suporte MT.....	179
5.5.4.3.	Quadro metálico blindado de MT (QMMT).....	180
5.5.4.3.1.	Correntes nominais.....	181
5.5.4.3.2.	Transformadores de corrente.....	181
5.5.4.3.3.	Transformadores de tensão.....	182
5.5.4.4.	Transformador de serviços auxiliares (TSA).....	183
5.5.4.5.	Reactância de neutro (RN).....	183
5.5.5.	<i>Ligações entre aparelhagem e seus acessórios</i>	184
5.5.5.1.	Ligações flexíveis (cabo nu)	185
5.5.5.2.	Ligações rígidas (barramentos)	185
5.5.5.3.	Ligadores AT e MT	186
5.5.5.3.1.	Caraterísticas elétricas	186
5.5.5.3.2.	Caraterísticas mecânicas	187
5.5.6.	<i>Cabos isolados de média tensão</i>	187
5.5.6.1.	Caraterísticas gerais.....	187
5.5.6.2.	Caraterização das ligações	188
5.5.6.3.	Condições de instalação.....	188
5.5.6.4.	Caixas terminais de média tensão.....	189
5.5.6.4.1.	Caixas terminais interiores.....	189
5.5.6.4.2.	Caixas terminais exteriores	189
5.5.7.	<i>Cabos isolados de baixa tensão</i>	190
5.5.7.1.	Caraterização das ligações	190

5.5.7.2.	Condições de instalação.....	191
5.5.8.	<i>Armários de reagrupamentos de cabos</i>	192
5.5.9.	<i>Serviços auxiliares de corrente auxiliares</i>	192
5.5.10.	<i>Serviços auxiliares de corrente contínua</i>	193
5.5.11.	<i>Iluminação exterior</i>	193
5.5.11.1.	Caraterização dos equipamentos para a iluminação exterior	193
5.5.11.2.	Controlo da iluminação exterior	194
5.5.11.3.	Proteção.....	194
5.5.11.4.	Colunas de iluminação.....	195
5.5.12.	<i>Rede geral de terra</i>	195
5.5.12.1.	Rede de terra subterrânea.....	195
5.5.12.2.	Equipotencialização.....	196
5.5.13.	<i>Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas Diretas</i>	197
5.5.13.1.	Captor.....	197
5.5.13.2.	Baixada e ligação à rede geral de terras	198
5.5.14.	<i>Instalações de segurança</i>	198
5.5.14.1.	Rede de extintores portáteis	198
5.5.14.2.	Sinalização de segurança fotoluminescente.....	200
5.6.	CONFORMIDADE DOS MATERIAIS	201
6.	ANÁLISE DE RESULTADOS.....	203
6.1.	DISTÂNCIAS DE ISOLAMENTO E SEGURANÇA	203
6.2.	ESFORÇOS ELETROMECAÑICOS NAS LIGAÇÕES ENTRE EQUIPAMENTOS	206
6.2.1.	<i>Considerações e parâmetros de dimensionamento</i>	206
6.2.1.1.	Transformador de Tensão (TT1)	207
6.2.1.2.	Seccionador de Linha (Q2/Q3).....	208
6.2.1.3.	Transformador de Corrente (TC1).....	209
6.2.1.4.	Disjuntor (DJ)	210
6.2.1.5.	Descarregador de Sobretensões (Fx)	211
6.2.1.6.	Isolador de suporte MT (Barramento 30kV)	212
6.2.1.7.	Pórtico de chegada de linha (PL).....	213
6.2.2.	<i>Análise crítico-comparativa</i>	213
6.3.	DEFINIÇÃO DOS CONDUTORES	215
6.3.1.	<i>Condutores flexíveis (cabo nu)</i>	215
6.3.1.1.	Efeito de coroa	216
6.3.2.	<i>Condutores rígidos (barramentos)</i>	217
6.3.2.1.	Efeito de coroa	218
6.3.3.	<i>Cabos isolados de média tensão</i>	218
6.4.	SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	221
6.4.1.	<i>Metodologia de estudo</i>	221
6.4.1.1.	Proteção assegurada pelo para-raios com avanço à ignição.....	221
6.4.2.	<i>Conclusões</i>	222

6.5.	REDE DE TERRA SUBTERRÂNEA	224
6.5.1.	<i>Metodologia de cálculo</i>	224
6.5.2.	<i>Passo 1 – Dados iniciais da instalação</i>	225
6.5.2.1.	Dimensões da instalação	225
6.5.2.2.	Resistividade do solo	226
6.5.2.3.	Considerações e parâmetros de dimensionamento	227
6.5.3.	<i>Passo 2 – Dimensionamento do condutor da malha de terra</i>	228
6.5.4.	<i>Passo 3 – Cálculo das tensões de passo e contacto admissíveis</i>	228
6.5.5.	<i>Passo 4 e Passo 11 – Desenho da rede de terra</i>	228
6.5.6.	<i>Passo 5 – Cálculo da resistência de terra</i>	229
6.5.7.	<i>Passo 6 – Cálculo da corrente máxima da rede de terra</i>	229
6.5.8.	<i>Passo 7 – Verificação da elevação do potencial de terra (GPR) < tensão de contato admissível</i>	231
6.5.8.1.	Definições.....	231
6.5.8.2.	Cálculo	231
6.5.9.	<i>Passo 9 – Verificação das tensões de contato</i>	232
6.5.10.	<i>Passo 10 – Verificação das tensões de passo</i>	233
6.5.11.	<i>Conclusões</i>	234
6.6.	ESTUDO LUMINOTÉCNICO - ILUMINAÇÃO EXTERIOR	235
7.	CONCLUSÕES	237
7.1.	CONCLUSÕES GERAIS	237
7.2.	PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO	239
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	241
	ANEXO A – CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	
	ANEXO B – PEÇAS DESENHADAS	

Índice de Figuras

Figura 1 - Modelo 3D da Subestação em estudo extraída do software Primtech.....	3
Figura 2 - Planta e Corte da Subestação 60/30kV da Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro	12
Figura 3 - Disposição de equipamento numa Subestação do tipo AIS (Subestação de Serzedo 60/15kV)	12
Figura 4 - Esquema de uma GIS [3].....	14
Figura 5 - GIS para montagem interior [7].....	14
Figura 6 - GIS para montagem exterior [3]	14
Figura 7 - Subestação enterrada	15
Figura 8 - Subestação Híbrida (Subestação da Caniçada 60/15kV).....	16
Figura 9 - Comparação de espaço entre uma subestação AIS e uma subestação híbrida [8]	16
Figura 10 - Configuração de Barramento Simples [10].....	18
Figura 11 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Simples [10].....	18
Figura 12 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Duplo [10].....	19
Figura 13 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor e Meio [10].....	19
Figura 14 - Configuração de Barramento Duplo com Conjugação de Barras (bypass) [11]	20
Figura 15 - Configuração de Barramento Principal e de Transferência [10]	20
Figura 16 - Configuração de Barramento em Anel (4 circuitos) [10]	21
Figura 17 - Configuração de Barramento Triplo [10].....	21
Figura 18 - Esquema de ligação à terra de um transformador com ligação em zig-zag [13].....	23
Figura 19 - Transformador a óleo com conservador [14].....	23
Figura 20 - Transformador hermético [15].....	24
Figura 21 - Transformador isolado a gás [16]	24
Figura 22 - Transformador de tipo seco [17].....	24
Figura 23 - Muro corta-fogo e sistema de extinção de incêndios	25
Figura 24 - Regulador de tensão em carga [18]	26
Figura 25 - Unidade de proteção DGPT2 [19].....	29
Figura 26 - Transformador a óleo equipado com Relé Buchholz	30
Figura 27 - Transformadores de Corrente (Subestação de Lijó 60/15kV).....	31
Figura 28 - Transformadores de Tensão (Subestação da Caniçada 60/15kV).....	31
Figura 29 - Transformador de medida combinado (Subestação de Portimão 150/60kV).....	32
Figura 30 - Disjuntor de SF6 [23]	33
Figura 31 - Disjuntor de ar comprimido [23]	33
Figura 32 - Disjuntor de pequeno volume de óleo [23]	34

Figura 33 - Seccionador de facas [21]	35
Figura 34 - Seccionador horizontal de duas e três colunas rotativas [21]	36
Figura 35 - Seccionador de abertura vertical [21].....	36
Figura 36 - Seccionadores Pantógrafos (Subestação de Portimão 150/60kV).....	37
Figura 37 - Seccionador semi-pantógrafo [21]	37
Figura 38 - Aparelho extraível (Subestação de Portimão 150/60kV)	38
Figura 39 - Descarregador de sobretensões (Subestação de Lijó 60/15kV).....	38
Figura 40 - Condensador de acoplamento e bobina tampão (Subestação de Panquehue 110/13,8kV)	39
Figura 41 - Reatância de neutro (Subestação da Caniçada 60/15kV)	40
Figura 42 - Impedância limitadora de curto-circuito (Subestação de Portimão 150/60kV)	40
Figura 43 - Bateria de Condensadores (Subestação de Portimão 150/60kV)	41
Figura 44 - Celas modulares de um Quadro de Média Tensão do tipo "Metal-Enclosed" [21].....	42
Figura 45 - Quadro de Média Tensão do tipo "Metal Clad" [26]	43
Figura 46 - Constituição e função de um quadro do tipo Ring Main Unit (RMU) [21].....	43
Figura 47 - Condutores flexíveis e condutores rígidos (Subestação de Serzedo 60/15kV).....	44
Figura 48 - Tipos de isoladores (Subestação de Serzedo 60/15kV)	46
Figura 49 - Cabo de guarda apoiado no pórtico de apoio dos barramentos tendidos [30]	49
Figura 50 - Pontas de Franklin	50
Figura 51 - Princípio de funcionamento de um PDI.....	50
Figura 52 - Fases de execução de uma soldadura aluminotérmica [34].....	52
Figura 53 - Ligador do tipo "C" e respetiva cravação.....	53
Figura 54 - Ligador de aterramento [35].....	53
Figura 55 - Constituição de um grupo gerador de emergência [36]	55
Figura 56 - Parede exterior com janelas sem grades [37]	61
Figura 57 - Parede exterior com janelas com grades [37]	62
Figura 58 - Parede exterior sem janelas [37].....	62
Figura 59 - Alturas mínimas e distâncias de segurança para trabalhos sobre equipamentos [37].....	63
Figura 60 - Proteção contra contatos diretos por barreiras/obstáculos [37]	64
Figura 61 - Distâncias e alturas mínimas às vedações/muros exteriores [37].....	66
Figura 62 - Distâncias mínimas para veículos [37].....	67
Figura 63 - Gráfico do valor de m [42]	75
Figura 64 - Gráfico do valor de n [42]	75
Figura 65 - Fator κ em função da razão R/X ou X/R [42].....	75
Figura 66 - Determinação da densidade de corrente estipulada admissível [44]	77
Figura 67 - Diagrama vetorial de tensões [48]	92
Figura 68 - Geometria de uma ligação em montagem tendida [44].....	97
Figura 69 - Determinação gráfica do fator v_2 como função do fator v_1 [44]	103

Figura 70 - Determinação gráfica do fator v_3 como função de a_s/d [44].....	104
Figura 71 - Determinação gráfica do fator ξ como função de j e ϵ_{st} [44].....	105
Figura 72 - Determinação gráfica do fator η [44].....	106
Figura 73 - Fluxograma de determinação do estado atmosférico mais desfavorável	111
Figura 74 - Ângulo máximo de oscilação δ_{max} para um determinado tempo de duração de curto-circuito T_{k1} [44].....	116
Figura 75 - Fator Ψ relativo à força de tração em condutores flexíveis [44].....	117
Figura 76 - Exemplo de um condutor tubular em anel.....	121
Figura 77 - Gráfico de V_{om} [44].....	125
Figura 78 - Gráfico de V_{rm} [44]	125
Figura 79 - Gráfico de V_F [44].....	128
Figura 80 - Princípio da aplicação do método eletrogeométrico (método da esfera rodante) [51].....	134
Figura 81 - Método eletrogeométrico aplicado a um para-raios com avanço à ignição [31]	136
Figura 82 - Cálculo do raio de proteção de um para-raios com avanço à ignição [53].....	137
Figura 83 - Método de Wenner [54]	139
Figura 84 - Esquema de um solo com duas camadas [56]	141
Figura 85 - Método gráfico de Sunde [54]	142
Figura 86 - Modelo do esquema equivalente da rede de terra	150
Figura 87 - Modelo 3D de uma subestação 400/60kV.....	156
Figura 88 - Exemplo de objetos 3D da biblioteca do Primtech [59]	157
Figura 89 - Sistema de proteção contra descargas atmosféricas em 3D de uma subestação 60/30kV.....	157
Figura 90 - Ferramenta de verificação de fases e de distâncias de segurança do Primtech	158
Figura 91 - Planta geral da subestação 60/30kV da Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro.....	165
Figura 92 - Imagem de referência das portinhas a instalar nas colunas de iluminação exterior	194
Figura 93 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Tensão	207
Figura 94 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Seccionador de Linha.....	208
Figura 95 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Corrente.....	209
Figura 96 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Disjuntor.....	211
Figura 97 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Descarregador de Sobretensões.....	212
Figura 98 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Pórtico de Linha	213
Figura 99 - Diagrama da metodologia para dimensionamento da rede de terra.....	225
Figura 100 - Resultados da modelização do solo obtidos através do SafeGrid	227

<i>Figura 101 - Tensões de contato perigosas na instalação.....</i>	<i>232</i>
<i>Figura 102 - Tensões de passo na instalação.....</i>	<i>233</i>

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Tensões normalizadas [3]	9
Tabela 2 - Codificação da refrigeração dos transformadores [12]	27
Tabela 3 - Grupos de ligação dos enrolamentos dos transformadores [12].....	28
Tabela 4 - Valores de salinidade e linhas de fuga específicas [27]	47
Tabela 5 - Linhas de poluição e comprimento das linhas de fuga [27]	47
Tabela 6 - Níveis de tensão e respetivos tempos típicos de eliminação de defeitos [1]	57
Tabela 7 - Correlação entre as tensões suportáveis e as distâncias mínimas de isolamento [24] [37] [38]....	60
Tabela 8 - Valores comuns de emissividade e absorção solar consoante o tipo de revestimento da superfície do material [9].....	70
Tabela 9 - Coeficientes para os diferentes tipos de atmosfera [40].....	71
Tabela 10 - Constante de azimute solar, C , como uma função do "ângulo horário", ω , e da variável de azimute solar, χ [40]	72
Tabela 11 - Relação X/R para transformadores [43]	76
Tabela 12 - Temperaturas máximas recomendadas durante o curto-circuito em função do material dos condutores [44]	78
Tabela 13 - Constantes físicas dos materiais constituintes dos condutores [44].....	78
Tabela 14 - Temperaturas máximas do condutor para os diferentes tipos de materiais isolantes [46]	94
Tabela 15 - Características específicas dos condutores [47].....	94
Tabela 16 - Determinação do coeficiente de forma [49].....	108
Tabela 17 - Determinação da pressão dinâmica do vento [49]	108
Tabela 18 – Coeficiente c_{th} [9].....	118
Tabela 19 – Fator γ [44].....	123
Tabela 20 - Valores tabelados de V_{om} e V_{rm} [44].....	124
Tabela 21 - Cálculo detalhado de V_{om} [44].....	124
Tabela 22 - Cálculo detalhado de V_{rm} [44]	125
Tabela 23 - Fator β [44]	126
Tabela 24 - Valores tabelados de V_{rm} e V_F [44].....	127
Tabela 25 - Cálculo detalhado de V_F [44]	128
Tabela 26 - Fator α [44]	129
Tabela 27 - Fator de altura e exposição K_z [9].....	132
Tabela 28 - Altura do gradiente z_g e coeficiente da lei de potência α_z [9].....	133
Tabela 29 - Valores dos parâmetros de descarga e da esfera fictícia para aplicação do método da esfera rodante [52] [53].....	135
Tabela 30 - Constantes do condutor de cobre eletrolítico duro.....	144
Tabela 31 - Resistividade do material da camada superficial de proteção [54]	146

<i>Tabela 32 - Número de condutores em função do tipo de malha de terra [54]</i>	153
<i>Tabela 33 - Descrição dos painéis do escalão AT</i>	164
<i>Tabela 34 - Descrição dos painéis do escalão MT</i>	164
<i>Tabela 35 - Condições ambientais</i>	165
<i>Tabela 36 - Características elétricas gerais da subestação</i>	166
<i>Tabela 37 - Correntes para os painéis do escalão AT</i>	166
<i>Tabela 38 - Correntes para os painéis do escalão MT</i>	167
<i>Tabela 39 - Correntes de curto-circuito</i>	167
<i>Tabela 40 - Níveis de isolamento estipulados para a aparelhagem AT e MT</i>	168
<i>Tabela 41 - Distâncias de isolamento e segurança no ar</i>	169
<i>Tabela 42 - Critérios utilizados para o projeto da iluminação exterior</i>	171
<i>Tabela 43 - Constituição dos painéis AT</i>	172
<i>Tabela 44 - Constituição dos painéis MT</i>	173
<i>Tabela 45 - Características principais dos descarregadores de sobretensões (fase-terra) AT</i>	174
<i>Tabela 46 - Características principais dos transformadores de tensão AT</i>	175
<i>Tabela 47 - Características principais dos seccionadores tripolares com facas de terra AT</i>	176
<i>Tabela 48 - Características principais dos transformadores de corrente AT</i>	176
<i>Tabela 49 - Características principais do disjuntor tripolar AT</i>	177
<i>Tabela 50 - Características principais transformador de potência AT/MT</i>	177
<i>Tabela 51 - Características principais do transformador de corrente toroidal para neutro do TP</i>	178
<i>Tabela 52 - Características principais dos descarregadores de sobretensões (fase-terra) MT</i>	179
<i>Tabela 53 - Características principais dos isoladores de suporte MT</i>	180
<i>Tabela 54 - Características principais do QMMT</i>	180
<i>Tabela 55 - Características principais dos transformadores de corrente do QMMT</i>	181
<i>Tabela 56 - Características principais dos transformadores de corrente toroidais do QMMT</i>	182
<i>Tabela 57 - Características principais dos transformadores de tensão do QMMT</i>	182
<i>Tabela 58 - Características principais do TSA</i>	183
<i>Tabela 59 - Características principais da RN</i>	184
<i>Tabela 60 - Características principais do transformador de corrente toroidal para neutro da RN</i>	184
<i>Tabela 61 - Conductor a utilizar nas ligações flexíveis do PEA</i>	185
<i>Tabela 62 - Condutores a utilizar nas ligações rígidas do PEA</i>	185
<i>Tabela 63 - Caracterização das ligações de MT na subestação</i>	188
<i>Tabela 64 - Equipamentos de referência para iluminação exterior no PEA</i>	193
<i>Tabela 65 - Tipo de extintores a instalar na subestação</i>	199
<i>Tabela 66 - Tipo de dísticos do tipo fotoluminescente</i>	200
<i>Tabela 67 - Dados iniciais de parametrização das distâncias de segurança para 30kV</i>	204
<i>Tabela 68 - Dados iniciais de parametrização das distâncias de segurança para 60kV</i>	204

<i>Tabela 69 - Parâmetros de dimensionamento dos esforços eletromecânicos.....</i>	<i>206</i>
<i>Tabela 70 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Tensão.....</i>	<i>207</i>
<i>Tabela 71 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento.....</i>	<i>207</i>
<i>Tabela 72 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Seccionador de Linha.....</i>	<i>208</i>
<i>Tabela 73 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento.....</i>	<i>208</i>
<i>Tabela 74 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Corrente.....</i>	<i>209</i>
<i>Tabela 75 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento.....</i>	<i>209</i>
<i>Tabela 76 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Disjuntor.....</i>	<i>210</i>
<i>Tabela 77 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento.....</i>	<i>210</i>
<i>Tabela 78 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Descarregador de Sobretensões.....</i>	<i>211</i>
<i>Tabela 79 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento.....</i>	<i>212</i>
<i>Tabela 80 - Tabela com carga de rotura mínima por equipamento.....</i>	<i>212</i>
<i>Tabela 81 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos nas ligações do Pórtico de Linha.....</i>	<i>213</i>
<i>Tabela 82 - Características do cabo nú Aster 851.....</i>	<i>215</i>
<i>Tabela 83 - Capacidade de transporte em regime permanente.....</i>	<i>215</i>
<i>Tabela 84 - Capacidade de transporte em regime curto-circuito.....</i>	<i>216</i>
<i>Tabela 85 - Verificação do gradiente de tensão.....</i>	<i>216</i>
<i>Tabela 86 - Características do tubo Al Mg Si 0,5 60/50mm.....</i>	<i>217</i>
<i>Tabela 87 - Capacidade de transporte em regime permanente.....</i>	<i>217</i>
<i>Tabela 88 - Capacidade de transporte em regime curto-circuito.....</i>	<i>218</i>
<i>Tabela 89 - Verificação do gradiente de tensão.....</i>	<i>218</i>
<i>Tabela 90 - Caracterização das ligações isoladas de MT.....</i>	<i>219</i>
<i>Tabela 91 - Verificação da condição de aquecimento.....</i>	<i>219</i>
<i>Tabela 92 - Verificação da condição de queda de tensão.....</i>	<i>219</i>
<i>Tabela 93 - Verificação da condição de curto-circuito.....</i>	<i>220</i>
<i>Tabela 94 - Verificação da condição de perdas no circuito.....</i>	<i>220</i>
<i>Tabela 95 - Raios de proteção do para-raios com avanço à ignição.....</i>	<i>222</i>
<i>Tabela 96 - Medições da resistividade aparente do solo.....</i>	<i>226</i>
<i>Tabela 97 - Parâmetros de dimensionamento da rede de terra.....</i>	<i>227</i>
<i>Tabela 98 - Verificação dos valores requeridos no projeto de iluminação exterior.....</i>	<i>235</i>

Siglas e Acrónimos

AC	–	<i>Alternating Current</i> (Corrente Alternada)
AIS	–	<i>Air-Insulated Substations</i> (Subestações Isoladas a Ar)
AT	–	Alta Tensão
AVAC	–	Ar condicionado, Ventilação, Aquecimento e Climatização
CC	–	Curto-Circuito
CSF	–	Central Solar Fotovoltaica
DC	–	<i>Direct Current</i> (Corrente Contínua)
DST	–	Descarregador de Sobretensões
EC	–	Edifício de Comando
GIS	–	<i>Gas-Insolated Substations</i> (Subestações Isoladas a Gás)
GIT	–	<i>Gas Insulated Transformer</i> (Transformador Isolado a Gás)
IEC	–	<i>Internacional Electrical Commission</i> (Comissão Eletrotécnica Internacional)
IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineer</i> (Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos)
MAT	–	Muito Alta Tensão
MT	–	Média Tensão
NP	–	Norma Portuguesa

PDI	– Para-raios com Dispositivo de Ionização
PEA	– Parque Exterior de Aparelhagem
PT	– Posto de Transformação
QSACA	– Quadros dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada
QSACC	– Quadros dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada
REN	– Redes Energéticas Nacionais
RN	– Reatância de Neutro
RSLEAT	– Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
RSSPTS	– Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento
SACA	– Serviços Auxiliares de Corrente Alternada
SACC	– Serviços Auxiliares de Corrente Contínua
SCADA	– <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> (Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados)
SE	– Subestação Elétrica
SEE	– Sistema de Energia Elétrica
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
TI	– Transformador de Intensidade/Corrente
TP	– Transformador de Potência
TSA	– Transformador dos Serviços Auxiliares
TT	– Transformador de Tensão

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTUALIZAÇÃO

O Sistema de Energia Elétrica (SEE), compreende a produção, o transporte, a distribuição e o consumo. Este sistema é bastante complexo, exigindo um elevado investimento e uma engenharia sofisticada na sua construção e operação.

Nos dias de hoje, a produção de energia elétrica e as redes que a transportam, entre produtores e consumidores, tornam-se cada vez mais infraestruturas autónomas, auferindo sofisticação e qualidade. [2]

Analisando à escala global, o aumento do consumo, derivado do crescente populacional, resulta de uma maior exigência sob a produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Também, decorrente do aumento exponencial da produção de energia através de fontes renováveis, verificam-se alterações nas características da rede e suas instalações.

O aumento de parques eólicos e fotovoltaicos ligados às redes elétricas já existentes, resulta num aumento de potência produzida. Estes sistemas requerem instalações de supervisão, controlo e comando, como é o caso das subestações elétricas (SEs).

A rede, sendo uma infraestrutura muito ramificada e extensa, normalmente possui as cargas distantes da produção. De modo a garantir um aproveitamento energético elevado, no transporte e distribuição de energia elétrica, dever-se-á ter em conta o nível de tensão em cada ponto da rede.

Tal facto ocorre, pois, grande parte das perdas de transporte e distribuição na rede ocorrer por efeito Joule ($P = R \cdot I^2$). Assim, quanto maiores forem os valores da corrente, maiores serão as perdas. Logo, quanto mais elevados forem os valores da tensão, menor será a intensidade de corrente na linha e, conseqüentemente, menores serão as perdas por efeito Joule (perdas de energia sob a forma de calor, provocadas pela passagem de corrente eléctrica num condutor).

A energia produzida nas grandes centrais geradoras é passada à rede de transporte, que é constituída por linhas aéreas de MAT. Esta ligação pode ser intermediada por uma SE elevadora, que aumenta os níveis de tensão da energia produzida.

Uma tensão extremamente elevada é adequada para transportar a energia eléctrica a grandes distâncias, pela redução de perdas que traduz.

Em locais com distâncias reduzidas, não é economicamente vantajoso, nem seguro para as populações usar níveis elevados de tensão, uma vez que a diminuição das perdas não compensa o grande investimento a este nível. Desta forma, quando nos aproximamos dos centros de consumo, é colocada uma SE abaixadora, a qual reduz os níveis de tensão de MAT para AT. Passando para a rede de distribuição, que para além de AT, também funciona nos níveis de MT e BT. Exemplificativamente, os parques eólicos de menor potência, considerados unidades de produção descentralizada, estão normalmente ligados à rede de distribuição em AT e MT. [1]

As SEs eléctricas, são responsáveis pelas transformações de tensão anteriormente referidas, essenciais para o bom desempenho da rede.

Como equipamento principal de uma SE, surgem os Transformadores de Potência (TPs), que permitem a mudança do nível de tensão a que se efetua o transporte e distribuição de energia, de modo a obter o nível ótimo de perdas. A SE conta ainda com equipamentos de seccionamento, medição, proteção e controlo do sistema.

No decorrer da elaboração da dissertação, será apresentado um caso de estudo com incidência no projeto eléctrico de uma SE. De salientar, que os cálculos e os dados apresentados serão simplificados. Não passará por dimensionar todos os equipamentos da SE, mas sim elaborar uma análise e confirmar a sua adequação ao projeto.

Devido à existência de muitas especificações técnicas, presentes neste projeto tornar-se-á impossível a descrição detalhada em determinados aspetos.

No que concerne à modelação 3D, utilizar-se-á um *software* de engenharia para projeto de SEs, denominado por *Primtech*. Este possui ferramentas de cálculo integradas para dimensionamentos como: cálculo de proteção contra descargas atmosféricas (método da esfera rolante), verificador de sequência de fases, verificador de distâncias de segurança, cálculo de flechas e cálculo do efeito das correntes de curto-circuito (cc) nos condutores.

Neste âmbito, a aplicação do *software* auxiliará a verificação de alguns dos cálculos efetuados manualmente através de uma análise comparativa. Numa primeira fase, aquando a utilização do *software*, passará pela construção do modelo 3D da SE em estudo, que permitirá uma visão realista da sua implantação, tornando-se uma mais valia na apresentação do projeto ao cliente.

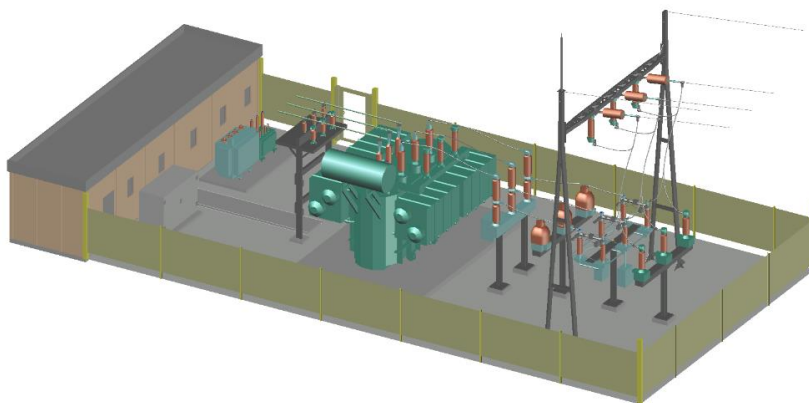


Figura 1 - Modelo 3D da Subestação em estudo extraída do software Primtech

1.2. OBJETIVOS

No que concerne à realização de um estudo prévio do projeto elétrico de uma SE, é necessário ter presente alguns conceitos e métodos de dimensionamento importantes. Desta forma, os objetivos essenciais para efetuar este estudo são:

- Compreender a necessidade e importância de uma SE no sistema elétrico de energia;
- Conhecer os diversos tipos de SEs, e respetivas características;
- Dimensionamento dos barramentos rígidos e flexíveis dos ramos envolventes à SE;
- Dimensionamento do sistema de proteção (rede de terras aérea e subterrânea);
- Conhecer as várias etapas no desenvolvimento do projeto elétrico de uma SE;
- Conhecer os diversos tipos de equipamentos existentes numa SE e as suas funções.

1.3. CASO DE ESTUDO

O caso de estudo que engloba a presente dissertação, consiste num estudo prévio do projeto elétrico da SE 60/30kV, da Central Solar Fotovoltaica (CSF) de Mogadouro, localizada na freguesia de Tó, concelho de Mogadouro, distrito de Bragança, Portugal. Este estudo descreve as características técnicas que a SE deverá respeitar, assim como os seus diversos equipamentos e materiais constituintes e as regras que deverão ser cumpridas na construção das instalações elétricas e eletromecânicas.

A SE a ser construída destina-se a escoar, para a rede de 60kV, a energia produzida pela CSF de Mogadouro. Esta SE será interligada, através de uma linha aérea de 60kV com uma extensão aproximada de 116m, à SE de Mogadouro – da responsabilidade da empresa E-REDES, entidade responsável pela exploração da rede de distribuição.

A CJR Renewables foi a empresa que adjudicou o projeto em estudo à QUADRANTE Engenharia e Consultoria S.A., empresa onde se está a desenvolver a dissertação. Para um estudo prévio mais completo, serão acrescentados aos objetivos definidos para o presente trabalho outros temas relevantes, adjudicados pela CJR Renewables, e que são essenciais para um correto dimensionamento de uma SE, como: o cálculo relativo às distâncias de segurança para SEs exteriores e o cálculo dos esforços eletromecânicos para condutores rígidos e flexíveis. Por fim, também será elaborado um estudo luminotécnico para o parque exterior de aparelhagem (PEA). A CJR Renewables, forneceu todos os dados necessários sobre o projeto, mais concretamente: os diagramas unifilares, o layout elétrico, as características elétricas gerais e as condições ambientais da SE.

Deste modo, reuniram-se as condições para fazer o estudo, a descrição e análise deste projeto de elevada dimensão e complexidade.

1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A presente dissertação encontra-se dividida por 5 capítulos.

O capítulo 1 – Introdução, incide sobre um enquadramento geral do tema a dissertar e os objetivos que se pretendem atingir. Neste capítulo também é feita uma breve exposição do caso de estudo, assim como, a forma e estrutura de apresentação da dissertação.

No capítulo 2 – Caracterização das Instalações e dos Equipamentos, aborda-se a matéria relacionada com a área temática proposta para a realização do trabalho em questão, mais concretamente apresenta-se uma introdução ao SEE, seguindo-se de alguns conceitos gerais de SEs, configurações de barramentos, equipamentos de MT, AT e MAT, materiais, rede de terras aérea e subterrânea, e uma breve introdução sobre os Serviços Auxiliares de Corrente Alternada (SACA), Serviços Auxiliares de Corrente Contínua (SACC), e características funcionais dos sistemas de proteção de equipamentos constituintes da instalação.

O capítulo 3 – Métodos de Dimensionamento, concerne na explanação da metodologia utilizada no desenvolvimento do projeto elétrico de uma SE, com a apresentação de normas utilizadas. De um modo geral, neste capítulo, clarifica-se o método de cálculo relativo às distâncias de segurança para SEs exteriores, o cálculo dos esforços eletromecânicos e dimensionamento de condutores rígidos e flexíveis, assim como o dimensionamento da rede de terra aérea e subterrânea.

No capítulo 4 – Modelação 3D de Subestações, efetua-se uma breve introdução sobre as funcionalidades e vantagens do *software* de modelação 3D – *Primtech*.

No capítulo 5 – Caso de Estudo, apresenta-se o trabalho desenvolvido referente ao estudo do projeto elétrico da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro. Neste capítulo, também são caracterizados com mais detalhe os equipamentos que vão ser utilizados e apresentam-se razões para a sua adequação, de acordo com as especificações do cliente. Através dos princípios e métodos mencionados no capítulo 3, obtêm-se os resultados específicos evidenciados na memória descritiva do projeto e demonstrados no capítulo 6 – Análise de Resultados, onde também se efetua uma discussão sobre os mesmos, e em casos específicos efetua-se uma análise crítico-comparativa entre os valores obtidos pelas folhas de cálculo manual desenvolvidas em *Excel* e os obtidos pelo *software* de modelação 3D – *Primtech*.

O capítulo 7 contém as conclusões, assim como, um comentário geral acerca do trabalho realizado, realçando os aspetos mais relevantes da aprendizagem adquirida e perspectivas de trabalho futuro. A dissertação inclui ainda as referências bibliográficas utilizadas, bem como anexos, onde estão reunidos elementos relevantes para a compreensão de alguns tópicos abordados, como folhas de cálculo do projeto e a representação dos respetivos planos gerais e de montagem.

2. CARACTERIZAÇÃO DAS INSTALAÇÕES E DOS EQUIPAMENTOS

2.1. SUBESTAÇÕES

As SEs são instalações elétricas que se inserem nas redes de transporte e distribuição, como pontos de interligação, destinadas à transformação das características elétricas através de transformadores estáticos. Esta transformação consiste na adequação dos níveis de tensão e correntes nas linhas, podendo o secundário alimentar outras SEs ou Postos de Transformação (PTs).

Desde as centrais de produção e os consumidores finais, a energia elétrica passa por várias SEs, que também têm como função a proteção do sistema elétrico, o controlo do fluxo de potência e a diminuição de perdas no transporte.

Neste contexto, as SEs desempenham um papel fundamental para assegurar a rentabilidade económica e viabilidade técnica do sistema elétrico de energia.

2.2. CONCEITOS GERAIS DE SUBESTAÇÕES

As SEs destinam-se a elevar os valores da tensão nas centrais de produção e redes de transporte de energia (redes primárias) – designadas de “SEs elevadoras” – e a baixar os valores da tensão, quer na rede primária, quer na rede de distribuição – chamadas de “SEs abaixadoras”.

Os níveis de tensão podem ser designados por MAT, AT e MT, em ter-se-á nas:

- SEs elevadoras: MT/AT; AT/MAT; MAT/MAT.
- SEs abaixadoras: MAT/MAT; MAT/AT; AT/MT.

Em Portugal as SEs MAT/MAT e MAT/AT são propriedade da Redes Energéticas Nacionais (REN), enquanto as SEs AT/MT são propriedade da E-REDES.

Existem situações em que, no mesmo local das SEs MAT/AT, existem painéis AT pertencentes à E-REDES, quando este concessionário alimenta diretamente em AT clientes industriais que necessitam de um valor elevado de potência.

Nas SEs MAT/MAT e MAT/AT existem igualmente instalações MT, destinadas à alimentação do(s) Transformador(es) dos SACA.

O projeto e construção de SEs em Portugal, respeitam as diretrizes descritas no Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento (RSSPTS) e as Normas Portuguesas e Internacionais (NP e NP EN), designadamente às IEC (*Internacional Electrical Commission*).

Os parâmetros de classificação de uma SE são: tensão de serviço, função, aplicação na rede de energia elétrica e tipo de instalação – descritos seguidamente. [3]

2.2.1. TENSÕES DE SERVIÇO

A classificação dos níveis de tensão é distinta de país para país, motivo pelo qual devem ser referidos os valores das tensões normalizadas, de acordo com a Norma IEC 60038, que representam os valores máximos de tensão suportados pelos equipamentos, descritos na Tabela 1. [3]

Tabela 1 - Tensões normalizadas [3]

Nível de Tensão	Tensão mais elevada (kV ef)	Tensões suportáveis mínimas	
		50Hz, 1min (kV ef)	Ao choque atmosférico (kV pico)
Baixa Tensão (BT)	≤ 1 (CA)	≤ 2	≤ 12
	$\leq 1,5$ (CC)		
Média Tensão (MT)	3,6	10	40
	7,2	20	60
	12	28	75
	17,5	38	95
	24	50	125
	36	70	170
	52	95	250
Alta Tensão (AT)	72,5	140	325
	123	230	550
Muito Alta Tensão (MAT)	170	325	750
	245	395	950
	300	460	1050
	420	630	1425
	550	740	1675
	800	830	2100

Em Portugal, os valores aplicados são os seguintes, sendo U_S a tensão de serviço:

- MAT: $U_S \geq 110kV$ (150kV; 220kV; 400kV);
- AT: $45kV \leq U_S < 110kV$ (60kV);
- MT: $1kV < U_S < 45kV$ (6kV; 10kV; 15kV; 30kV);
- BT: $U_S \leq 1kV$ (0,4/0,23kV).

2.2.2. FUNÇÃO

Quanto à função, as SEs podem classificar-se como elevadoras, abaixadoras, de manobra, conversoras e compensadoras. [4]

2.2.2.1. SUBESTAÇÕES ELEVADORAS

Construídas à saída da geração de energia, têm como objetivo elevar a tensão a que a energia é produzida, de modo a que esta seja transportada com o menor custo possível (devido à redução das perdas por efeito Joule nas linhas).

Este será o tipo de SE abordado no caso de estudo, pelo que assume especial relevância.

2.2.2.2. SUBESTAÇÕES ABAIXADORAS

Servem essencialmente para baixar os níveis de tensão da energia que provém do transporte, para que esta chegue em condições ótimas de consumo aos centros urbanos.

2.2.2.3. SUBESTAÇÕES DE MANOBRA

Exercem a função de ponto de interligação entre linhas e seccionador de circuitos, mantendo o nível de tensão. À exceção do TP, tem os mesmos equipamentos que uma SE comum.

2.2.2.4. SUBESTAÇÕES CONVERSoras

Realizam a transformação de corrente através de retificadores, onduladores, conversores ou máquinas conjugadas.

2.2.2.5. SUBESTAÇÕES COMPENSADORAS

Realizam a compensação do fator de potência, por compensadores síncronos ou condensadores.

2.2.3. APLICAÇÃO NA REDE DE ENERGIA ELÉTRICA

As SEs inserem-se na rede de energia elétrica, com diferentes aplicações. Na fase da produção, aplicam-se SEs elevadoras que estabelecem a ligação entre as máquinas geradoras e as linhas AT. Na fase do transporte, são instaladas SEs abaixadoras de interligação ou de manobra (repartição), que interligam as linhas de AT/MAT de uma rede de transporte de energia, diretamente (se as linhas forem da mesma tensão) ou através de TPs (se forem de tensões diferentes). Na fase da distribuição, aplicam-se SEs abaixadoras de distribuição, que estabelecem a ligação entre a rede de AT e as linhas de distribuição em MT, que alimentam PTs. [4]

2.2.4. TIPOS DE INSTALAÇÃO

No que concerne ao tipo de instalação, as SEs classificam-se como exteriores (sob céu aberto) ou interiores (dentro de um edifício, podendo este ser ou não subterrâneo).

Quanto às SEs exteriores, verifica-se que este tipo exige uma manutenção frequente, pelo facto de os aparelhos estarem sujeitos às condições atmosféricas. Já as SEs internas, encontram-se protegidas das variações climáticas.

Em relação ao isolamento dos seus painéis, as SEs dividem-se em: isoladas a ar (AIS – *Air-Insulated Substations*) e isoladas a gás (GIS – *Gas-Insolated Substations*). [5]

2.2.4.1. SUBESTAÇÕES AIS

Instaladas no exterior, as SEs MAT e AT suportam os equipamentos sobre estruturas metálicas, à exceção dos TPs. A ligação das linhas é aérea, terminando no pórtico de amarração de linha.

Podendo ser compostas por vários tipos de painéis, as SEs agregam equipamentos de proteção (disjuntores), isolamento (seccionadores), medida (transformadores de tensão e de corrente) e descarregadores de sobretensões, sendo eles: [4]

- Painel de Linha/Transformador – Assegura a ligação direta entre a linha e o primário do TP;
- Painel de Linha – Assegura a ligação entre o barramento MT, AT ou MAT e a respetiva linha;
- Painel de Transformador – Assegura a ligação entre o barramento AT ou MAT e a respetiva linha;
- Painel de Chegada do TP – Assegura a ligação entre o secundário do TP e o barramento MT;
- Painel de Potencial de Barras– Assegura a ligação entre o barramento MT, AT ou MAT e os Transformadores de Tensão (TTs) do barramento;
- Painel de Interbarras – Assegura a ligação de dois barramentos entre si;
- Painel de Bateria de Condensadores – Assegura a ligação entre o barramento MT e a bateria de condensadores;
- Painel de Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) e Reactância de Neutro (RN) – Assegura a ligação entre o barramento MT e o TSA e a reactância de neutro.

A disposição do equipamento e dos painéis depende da configuração da SE e do tipo de barramento utilizado (capítulo 2.3).

Na Figura 2 representa-se a planta e o corte do painel da SE em estudo, e na Figura 3 a disposição do equipamento AT numa outra SE do tipo AIS. Quanto aos equipamentos MT, normalmente são instalados no interior.

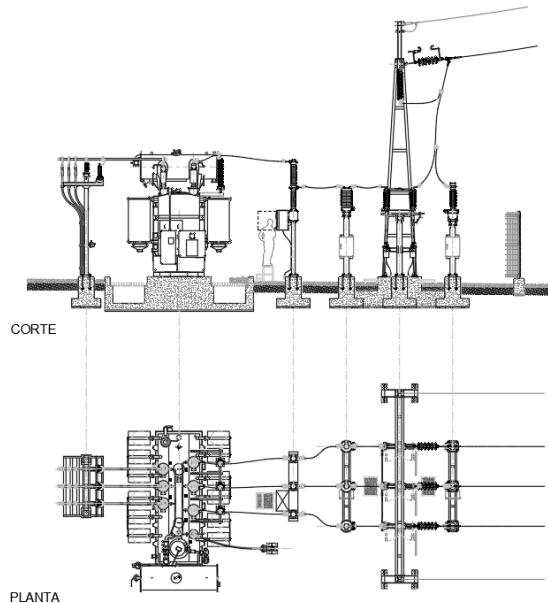


Figura 2 - Planta e Corte da Subestação 60/30kV da Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro



Figura 3 - Disposição de equipamento numa Subestação do tipo AIS (Subestação de Serzedo 60/15kV)

As SEs do tipo AIS são mais económicas na sua construção que as GIS, e mais adequadas quando não existem restrições espaciais nem ambientais. A rigidez dielétrica é o valor do campo elétrico aplicado sobre a espessura do material isolante, medida em kV/mm . Quanto mais elevada for a altitude, menor vai ser a densidade do ar e, conseqüentemente, menor será a rigidez dielétrica do ar. Tal situação implica que, as folgas operacionais dos equipamentos sejam aumentadas, para que estes sejam capazes de lidar com as respetivas tensões e correntes.

2.2.4.2. SUBESTAÇÕES GIS

O crescente aumento do consumo de energia elétrica, especialmente nos grandes centros urbanos, acarreta a necessidade de ampliar as SEs existentes (quer aumentando a potência disponível e o número de painéis, quer introduzindo níveis de tensão mais elevados), assim como a construção de novas SEs.

De salientar que, em locais onde as SEs se inserem com condições extremamente adversas do meio ambiente, ou com níveis de poluição extremamente elevados, designadamente em certos ambientes industriais, esta resposta tecnológica – SEs GIS, são as mais adequadas, uma vez que são de dimensões reduzidas, compactas e resistentes à poluição e aos agentes atmosféricos.

Este tipo de SEs são blindadas e têm na sua construção celas isoladas entre si, inseridas num invólucro estanque, ligado à terra, com um gás sob pressão, o hexafluoreto de enxofre (SF₆) - gás inerte, não tóxico, inodoro e não inflamável, que consiste num átomo de enxofre e seis de flúor. Uma das desvantagens deste gás é o facto de ser extremamente poluente, contribuindo para o efeito estufa. No entanto, é expectável que com o avanço tecnológico esta desvantagem seja atenuada. O SF₆ apresenta uma resistência dielétrica muito superior ao ar, o que faz com que os espaçamentos entre as chaves dos equipamentos e as dimensões gerais destes possam ser bastante menores para desempenhar a mesma função.

Deste modo, garante as distâncias de isolamento entre fases, e entre estas e a terra, e onde são instalados os equipamentos de AT – barramento, seccionadores, disjuntores e transformadores de medida (tensão e corrente) – obedecendo ao prescrito na Norma (*International Electrotechnical Commission*) IEC 62271-203.

A Figura 4 ilustra o esquema de uma GIS. [1] [6]

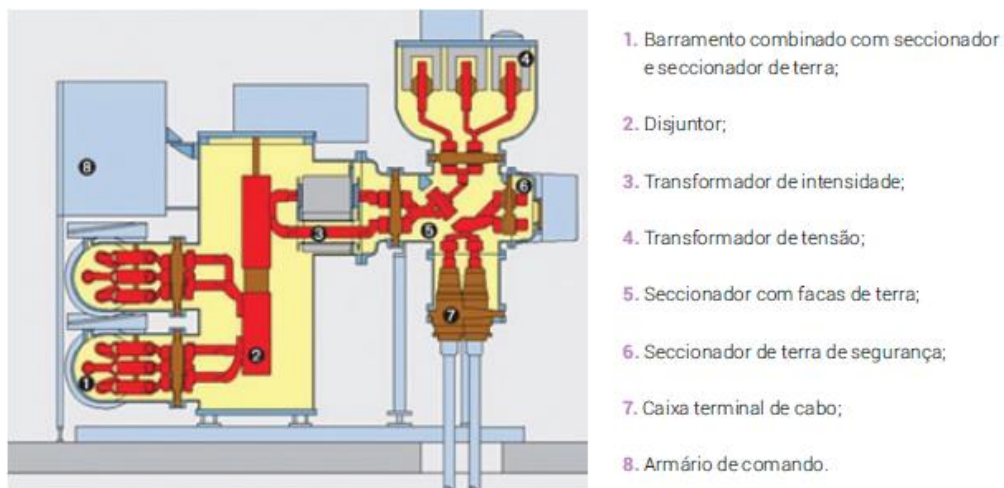


Figura 4 - Esquema de uma GIS [3]

Este tipo de equipamento é normalmente instalado no interior de um edifício, com representa a Figura 5, embora existam também versões para montagem exterior, como demonstrado na Figura 6.



Figura 5 - GIS para montagem interior [7]



Figura 6 - GIS para montagem exterior [3]

Quando as SEs são instaladas na malha urbana, onde não existe nenhum espaço disponível para instalar o equipamento, é necessário construir a SE totalmente enterrada, que se representa um exemplo na Figura 7.



Figura 7 - Subestação enterrada

Neste tipo de SEs o equipamento deve ser resistente ao fogo e não poluente, substituindo os equipamentos isolados a óleo por equipamentos isolados a gás. É importante dotar a SE com um sistema de AVAC (Ar Condicionado, Ventilação, Aquecimento e Climatização). Apesar de o custo do equipamento de uma GIS ser mais alto do que o de uma AIS, a sua instalação é mais barata, sendo a área utilizada menor, o que reduz substancialmente os custos de planeamento. De salientar, que quanto maior for o valor da tensão, mais proveitos terá a compactação da GIS, uma vez que numa AIS, este aumento de potencial obrigaria ao aumento da distância de isolamento nos equipamentos. [6]

2.2.4.3. SUBESTAÇÕES HÍBRIDAS

Uma SE híbrida consiste numa instalação em que a ligação entre os equipamentos enclausurados (tipo GIS) e os outros equipamentos, realiza-se por meio de barramentos isolados no ar à semelhança do que acontece nas AIS. Este tipo de instalação aplica-se habitualmente quando o espaço exterior disponível para implantação da SE é reduzido, em que os equipamentos de MAT e AT (seccionadores, seccionadores de terra, disjuntores e transformadores de medida), são instalados num invólucro pré-montado em fábrica, isolado a gás (usualmente SF₆), como se exemplifica na Figura 8.



Figura 8 - Subestação Híbrida (Subestação da Caniçada 60/15kV)

Apresenta-se como uma solução equilibrada, pois permite uma redução de custos relativamente às SEs do tipo GIS, e uma redução espaço comparativamente às SEs do tipo AIS. De acordo com o exemplo da Figura 9, em que se representa duas plantas de disposição de equipamentos com a mesma função, uma com a solução híbrida e a outra com a solução AIS, é possível ter uma noção da quantidade de espaço necessária para ambas as soluções.

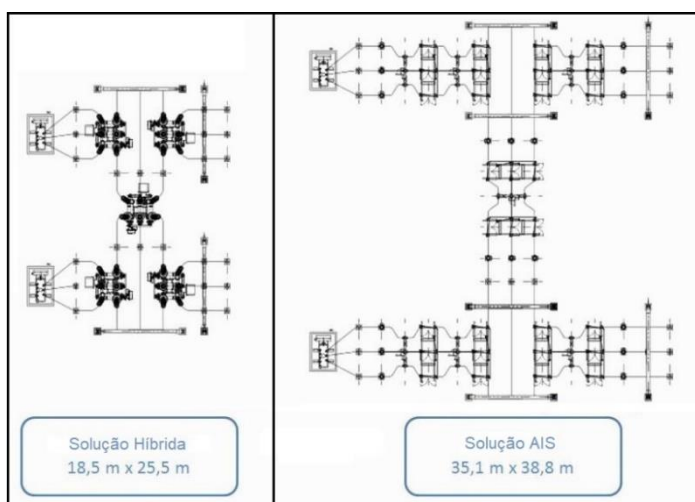


Figura 9 - Comparação de espaço entre uma subestação AIS e uma subestação híbrida [8]

2.3. CONFIGURAÇÃO DE BARRAMENTOS

A escolha da configuração de qualquer SE é, normalmente, feita pela entidade exploradora da instalação, tendo em atenção o modo de exploração da rede em que a SE se integra e os critérios adotados para a continuidade e qualidade de serviço.

Sendo a SE, parte integrante da rede de transporte e distribuição, funciona como um ponto de ligação para fontes de produção, linhas de transmissão e TPs elevadores e abaixadores. Os barramentos de uma SE podem assumir várias configurações, tendo sempre como propósito apresentar uma fiabilidade¹ e flexibilidade², ao passo que respeitam as condições do sistema e minimizam os custos de investimento.

Numa mesma SE podem existir configurações diferentes, uma por cada nível de tensão. Para determinar os níveis de tensão há que ter em conta a carga que tem de ser alimentada, bem como a sua distância à produção. Assim, quanto maiores forem as duas, maior será o potencial nas linhas de transmissão e distribuição.

Alguns dos fatores a ter em conta na escolha de uma configuração adequada da SE são a tensão, a capacidade de carga, as questões ambientais, as limitações de espaço e os requisitos das linhas de transmissão. Uma SE deve ter como pressupostos: uma alta fiabilidade, segurança, economicidade e simplicidade no desempenho. O desempenho deve contemplar flexibilidade de operação, baixos custos de manutenção e possibilidade de expansão. [1] [9]

2.3.1. BARRAMENTO SIMPLES

O tipo de configuração mais simples possível, sendo maioritariamente, a fase inicial no desenvolvimento de uma SE que vai contar com acréscimos de equipamentos e funcionalidades. Esta configuração só deve ser aplicada em casos de baixos níveis de carga e requisitos de disponibilidade. Geralmente empregue em SEs de pequena dimensão, onde a continuidade de serviço não é predominante. Todas as ligações encontram-se num único barramento, e mesmo com um relé de proteção, a sua fiabilidade é muito baixa, uma vez que um defeito ou uma necessidade de manutenção implica a saída de serviço de todo o sistema.

Apresenta ainda, pouca flexibilidade de operação, sendo necessários aparelhos de comutação adicionais fora da SE no caso de uma transferência de carga. No entanto, quando comparado a outras configurações, o seu custo é baixo. [6]

¹ Fiabilidade: Capacidade do sistema para garantir a continuidade de serviço com os níveis de qualidade de serviço legalmente exigidos. Objetivo: Procurar as melhores soluções para garantir um grau de fiabilidade adequado.

² Flexibilidade: Capacidade do sistema para se adaptar e permitir a sua ampliação sem que isso obrigue a modificações essenciais ou interrupções de serviço de longa duração. Objetivo: Escolher estruturas adequadas do sistema que permitam uma boa flexibilidade.

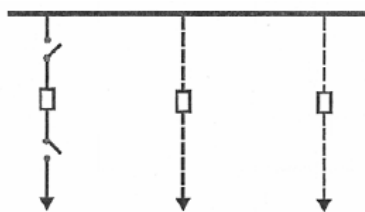


Figura 10 - Configuração de Barramento Simples [10]

2.3.2. BARRAMENTO DUPLO COM DISJUNTOR SIMPLES

Este tipo de configuração liga cada circuito a dois barramentos, tendo um disjuntor de conexão entre eles. Normalmente encontra-se fechado, permitindo que cada circuito esteja ligado a pelo menos um barramento. Assim, aumenta a fiabilidade e a flexibilidade de operação, sendo possível a ocorrência de um defeito sem a interrupção do fornecimento às cargas. Com o disjuntor de conexão aberto, este esquema passa a funcionar como um barramento simples. Torna mais fácil a manutenção dos barramentos, apesar de que a dos disjuntores continuará a necessitar de seccionamento e retirada de serviço à semelhança do barramento simples. O relé de proteção será complexo devido à transferência de circuitos entre barramentos. Torna-se adequado em situações em que a transferência de carga e fiabilidade de operação são mais importantes. Pelo facto de existirem mais barramentos, seccionadores e disjuntores, implica mais custos e área utilizada que o exemplo anterior. [6]

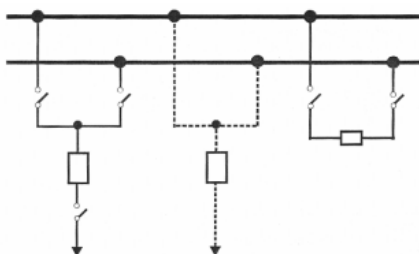


Figura 11 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Simples [10]

2.3.3. BARRAMENTO DUPLO COM DISJUNTOR DUPLO

Nesta topologia cada circuito tem dois disjuntores e dois barramentos. Os barramentos devem estar localmente um em relação ao outro de forma a minimizar a possibilidade dos defeitos se alastrarem a ambos. Isto traduz-se numa alta fiabilidade, uma vez que os circuitos são independentes, não havendo interrupção de outro para além daquele onde o defeito ocorre. Além de uma grande flexibilidade, visto que a manutenção dos seccionadores é facilitada, pelo facto de ser possível a sua retirada de serviço, sem comprometer o funcionamento do circuito, visto que apenas um dos disjuntores estará fechado.

O incremento de equipamento neste tipo de configuração, traduz-se numa despesa superior. Emprega-se este tipo de barramento para cargas que necessitam de baixo tempo de interrupção e elevada fiabilidade, é expansível para várias configurações, como disjuntor e meio e barramento em anel. [6]

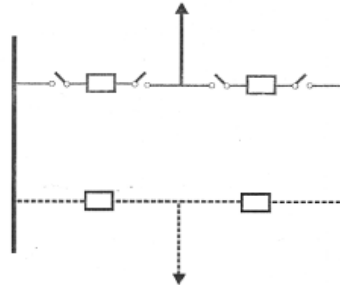


Figura 12 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor Duplo [10]

2.3.4. BARRAMENTO DUPLO COM DISJUNTOR E MEIO

Cada circuito, apresenta três disjuntores em série entre dois barramentos, daí o termo disjuntor e meio. Um circuito é aberto disparando os dois disjuntores associados aos barramentos. Com uma elevada fiabilidade e boa operação dos relés de proteção, não há interrupção de circuitos em caso de falha. Necessária uma elevada área de implementação, que aumentará com a amplificação do nível tensão. Com flexibilidade e fiabilidade aperfeiçoadas, o custo final será plausível. O disjuntor e meio pode expandir de acordo com as necessidades verificadas. [6]

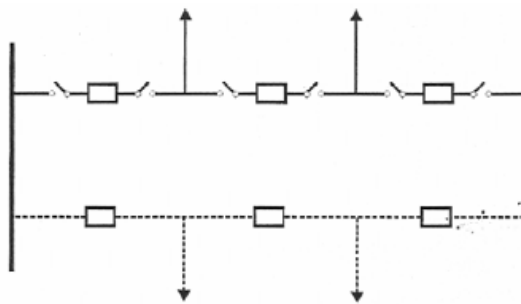


Figura 13 - Configuração de Barramento Duplo com Disjuntor e Meio [10]

2.3.5. BARRAMENTO DUPLO COM CONJUGAÇÃO DE BARRAS (BYPASS)

Com esta configuração, não há a interrupção do serviço no momento da manutenção do disjuntor de uma linha ou do TP, ou mesmo a sua substituição. Sendo que, a linha fica protegida pelo disjuntor do paralelo de barras aquando os trabalhos de operação.

O disjuntor do paralelo de barras pode servir como unidade de reserva para a aparelhagem de corte de qualquer uma das linhas, ou seja, pela análise da Figura 14, o disjuntor conjugador de barras substitui temporariamente o disjuntor da linha pelo fecho do *bypass*. [11]

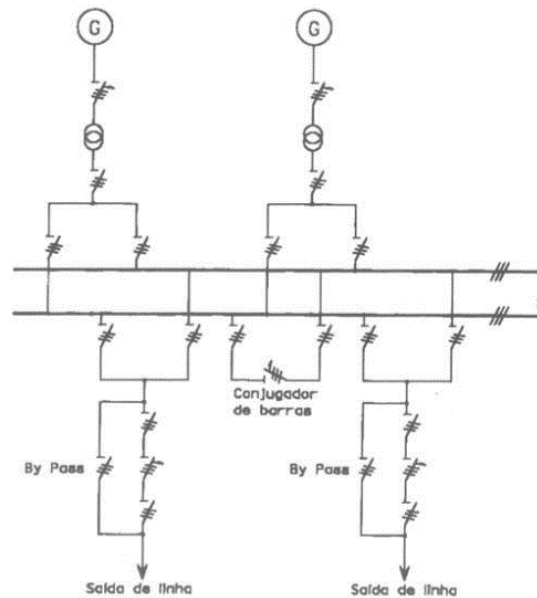


Figura 14 - Configuração de Barramento Duplo com Conjugação de Barras (bypass) [11]

2.3.6. BARRAMENTO PRINCIPAL E DE TRANSFERÊNCIA

Nesta topologia acrescenta um barramento de transferência à de barramento simples. Também acresce um disjuntor, por onde se faz a ligação ao barramento de transferência. Quando retirado de serviço um disjuntor, a ligação entre os dois barramentos assegura que a carga continua a ser alimentada. Com a possibilidade de manutenção de um dos barramentos mantendo as cargas no restante, ainda que com limitações de proteção. Em consequência da sua complexidade, esta topologia pode levar a que a operação dos seccionadores cause erros de operação e saída de serviço. Apesar de mais económico, este esquema apresenta baixos níveis de fiabilidade e flexibilidade, embora superiores ao barramento simples. [10]

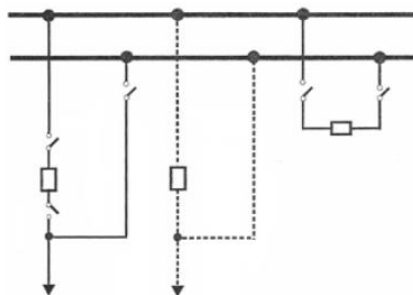


Figura 15 - Configuração de Barramento Principal e de Transferência [10]

2.3.7. BARRAMENTO EM ANEL

Neste cenário, os disjuntores estão distribuídos em anel com os circuitos ligados entre eles. Com elevada fiabilidade, pois uma falha no barramento apenas vai interromper o circuito nessa secção. De salientar, a complexidade na projeção para a operação dos relés. Dever-se-á ter em conta a equidade no nível de intensidade nos seccionadores e barramento no anel, visto que o fluxo de corrente vai alterar-se dependendo da posição dos seccionadores. A manutenção nesta configuração é bastante flexível, sendo possível, por exemplo, isolar um barramento ou circuito sem impacto para o resto do sistema. Consequentemente, trata-se de uma despesa elevada, pelo facto de contemplar dois disjuntores para cada circuito. Este tipo de configuração é ideal para quando a fiabilidade e disponibilidade são prioritárias. Contudo, tem como desvantagens: ocupar uma área considerável, o encravamento de um disjuntor poder provocar a saída de serviço de toda a SE, número limite de circuitos viáveis nesta configuração e de exigir uma atuação elevada nos equipamentos do barramento e na linha. Normalmente, quando existem mais de cinco circuitos de saída, esta configuração passa para um esquema de disjuntor e meio. [6]

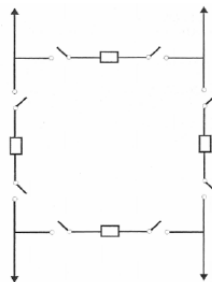


Figura 16 - Configuração de Barramento em Anel (4 circuitos) [10]

2.3.8. BARRAMENTO TRIPLO

Quando se pretende realizar a manutenção da totalidade de um painel sem interrupção de serviço utiliza-se a configuração de “triplo barramento”, em que o painel é totalmente colocado em *bypass*. Nesta configuração, utilizada nas instalações MAT, só é possível colocar um painel de cada vez em *bypass*.

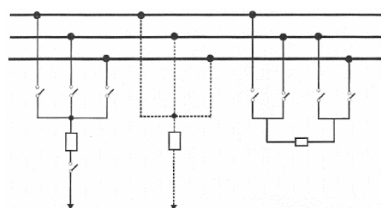


Figura 17 - Configuração de Barramento Triplo [10]

2.4. EQUIPAMENTOS CONSTITUINTES DE UMA SUBESTAÇÃO

Uma SE é composta por diversos equipamentos, nomeadamente: de transformação, de manobra, de compensação de reativos e de proteção. Esta secção vai descrever as características e o funcionamento desses equipamentos.

2.4.1. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA

2.4.1.1. ASPETOS GERAIS

O TP é um dos componentes mais úteis dos SEE, permitindo alterar a tensão de uma rede para o nível mais adequado à função que desempenha.

Geralmente os TPs são utilizados para baixar o valor da tensão no transporte e distribuição de energia, mas como máquinas reversíveis, também podem ser utilizados para aumentar a tensão (TPs elevadores), como é o caso dos TPs das SEs das centrais elétricas, que elevam a tensão de produção (MT, normalmente entre $3kV$ e $15kV$) para MAT ou AT.

Considerado como uma máquina estática, o TP é constituído essencialmente por dois ou três enrolamentos de cobre que, por indução eletromagnética, transformam um sistema de tensão e corrente alternada noutra sistema de tensão e corrente alternada (normalmente de valores diferentes e na mesma frequência). Estes enrolamentos são montados em torno do núcleo (circuito magnético) de ferro, cuja permeabilidade magnética é muito superior à do ar. O núcleo é constituído em chapa laminada, a fim de reduzir as perdas por histerese e correntes de Foucault. O fluxo de energia elétrica é bidirecional, sendo designado por primário, o enrolamento que recebe energia, e por secundário, o que a entrega.

O modo de ligação do ponto de neutro à terra de cada um dos enrolamentos, depende da forma de ligação, em estrela ou triângulo, desses enrolamentos, sendo uma consequência do regime de neutro escolhido para a rede.

Os métodos habituais para a ligação do regime de neutro de um TP são:

- Neutro diretamente à terra;
- Neutro ligado à terra através de uma resistência ou uma reactância (por exemplo a bobine de Peterson);
- Neutro isolado.

Quando é necessário realizar a ligação à terra, mas o ponto de neutro não está acessível, como é o caso da ligação em triângulo dos enrolamentos dos TPs, opta-se por criar um neutro artificial, utilizando para o efeito um transformador com ligação em zig-zag, como se representa na Figura 18. [2] [3] [12]

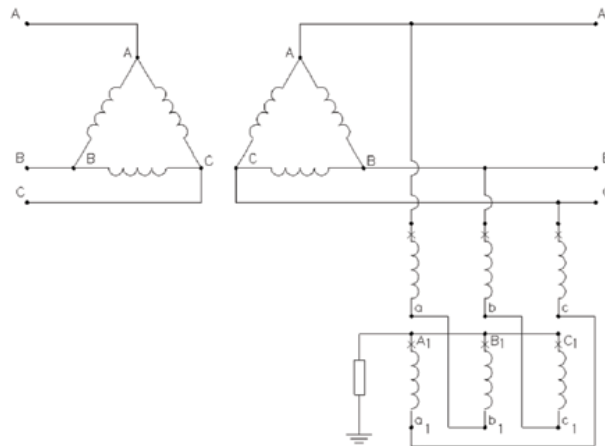


Figura 18 - Esquema de ligação à terra de um transformador com ligação em zig-zag [13]

2.4.1.2. CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO TIPO DE ISOLAMENTO

Quanto ao isolamento, os TPs classificam-se nos seguintes tipos:

➤ Transformadores a óleo com depósito de expansão ou conservador

O circuito magnético e os enrolamentos estão imersos em líquido, neste caso em banho de óleo. Na Figura 19 demonstra-se parte da constituição deste tipo de TP, usualmente aplicado nas SEs MAT/MAT e MAT/AT. [13]



Figura 19 - Transformador a óleo com conservador [14]

➤ **Transformadores a óleo de enchimento integral (herméticos)**

Quando não se podem produzir trocas notáveis entre os seus componentes internos e a atmosfera exterior, um TP classifica-se por hermético, visualmente idêntico ao exemplo da Figura 20.



Figura 20 - Transformador hermético [15]

➤ **Transformadores isolados a gás**

Os TPs isolados a gás (GIT – *Gas Insulated Transformer*), utilizam-se quando o espaço disponível para implantar a SE é reduzido, tendo uma aplicação análoga ao GIS. A potência destes TPs está limitada a cerca de 60MVA, porque o espaço necessário para o sistema de refrigeração do SF₆, para potências superiores, atinge dimensões tais que anulam a vantagem da redução de espaço proporcionada pelo GIT. [3]



Figura 21 - Transformador isolado a gás [16]

➤ **Transformadores de tipo seco**

Nos TPs de tipo seco, Figura 22, o circuito magnético e enrolamentos não estão imersos num líquido isolante, sendo caracterizado por serem encapsulados em resina epóxida.



Figura 22 - Transformador de tipo seco [17]

2.4.1.3. CLASSIFICAÇÃO QUANTO À MONTAGEM

Nas SEs, os TPs são instalados sobre vigas de betão, onde são montados os carris de rolamento, sobre os quais assenta o rodado. Se na zona da instalação for considerada forte atividade sísmica, os rodados serão substituídos por chapas de fixação. Em caso de derrame, por norma, constrói-se uma fossa para recolha do óleo sob o TP.

Normalmente, quando se instala mais do que um TP na mesma SE, estes devem ser separados dos restantes por paredes/muros corta-fogo, devendo também ser instalado um sistema automático de extinção de incêndios por água pulverizada, comandado por detetores de chama, como se representa na Figura 23.



Figura 23 - Muro corta-fogo e sistema de extinção de incêndios

2.4.1.4. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

As principais características elétricas dos TPs são: [18]

➤ **Potência nominal**

Potência aparente expressa normalmente em *kVA* ou *MVA*, disponível aos terminais secundários, para o qual o TP foi dimensionado, de acordo com os regimes de funcionamento e de arrefecimento, indicados pelo construtor.

➤ **Relação de transformação**

Consiste na relação expressa sobre a forma de quociente entre as tensões do lado da tensão mais elevada e da tensão mais baixa, com o TP a funcionar em vazio.

A relação de transformação pode ou não ser igual à razão do número de espiras entre o lado de alta e o lado de baixa tensão, dependendo da interligação das bobinagens do lado da alta tensão e da interligação do lado da baixa tensão.

➤ **Correntes nominais**

Intensidades nominais primária e secundária, correspondentes ao funcionamento a plena carga, para que se dimensionaram os enrolamentos respetivos.

➤ **Tensão de curto-circuito**

Tensão medida aos terminais do enrolamento primário, quando o secundário está em cc e o enrolamento deste está a ser percorrido pela corrente nominal correspondente.

É um dado construtivo, expresso em % (ou *pu*), que representa, de forma aproximada, a queda de tensão interna do TP, quando este funciona a plena carga.

2.4.1.5. REGULAÇÃO DA TENSÃO

Nas SEs utiliza-se fundamentalmente a regulação da tensão em carga nos TPs, sendo esta regulação efetuada com o TP em serviço e sem interrupção da corrente de carga, por um regulador, idêntico ao da Figura 24, comandado manual ou eletricamente.

Esta necessidade de regulação da tensão, deve-se ao facto de as redes elétricas sofrerem variações de tensão, resultantes de vários fatores, como por exemplo: o nível de produção, a configuração da rede e variações não pontuais da carga. Deve-se proceder à regulação da tensão no nível de tensão mais adequado, que depende do modo de exploração da rede ou dos compromissos assumidos entre a produção, o transporte e a distribuição de energia, para que o nível de tensão, não esteja fora dos limites estabelecidos nas normas internacionais ou nos contratos entre as diversas entidades que exploram as redes. [18]



Figura 24 - Regulador de tensão em carga [18]

2.4.1.6. REFRIGERAÇÃO

Os TPs podem libertar elevadas quantidades de calor que é necessário evacuar, para que a temperatura da máquina se mantenha dentro de limites aceitáveis e não lhe sejam causados danos (geralmente no óleo e/ou no isolamento dos enrolamentos).

O tipo de arrefecimento do TP é codificado por um conjunto de quatro letras que designam o meio refrigerante e o respetivo processo de refrigeração, sendo as duas primeiras, referentes aos enrolamentos, e as duas últimas, referentes ao processo de arrefecimento exterior. [12]

A Tabela 2 seguinte, mostra o significado da referida codificação.

Tabela 2 - Codificação da refrigeração dos transformadores [12]

Refrigerante	Símbolo
Óleo mineral	O
Ar	A
Água	W
Gás	G
Isolante sólido	S
Circulação do refrigerante	Símbolo
Natural	N
Forçada	F
Forçada com distribuição dirigida	D

De acordo com a informação da simbologia demonstrada na tabela anterior, quanto ao tipo de refrigeração do TP, existem os seguintes tipos de designações (conforme a codificação do conjunto de quatro letras):

- ONAN (*Oil Natural / Air Natural*) – TPs em banho de óleo com circulação natural deste e do ar;
- OFAF (*Oil Forced / Air Forced*) – TPs em banho de óleo com circulação forçada e refrigerado por meio de ventilação forçada do ar;
- OFAN/OFAF – TPs com circulação forçada de óleo e ventilação natural ou forçada segundo as condições de carga;
- GDAN – TPs com circulação natural do ar e circulação forçada e dirigida do gás.

2.4.1.7. GRUPO DE LIGAÇÃO

O grupo de ligação dos enrolamentos do TP efetua-se pela indicação de uma letra maiúscula, que representa a forma de ligação da bobinagem da tensão mais elevada, seguida de uma letra minúscula, que representa a forma de ligação da bobinagem do lado da tensão mais baixa do TP.

Sempre que o neutro esteja acessível, acrescenta-se a letra *N* ou *n*, à letra da tensão superior ou inferior, respetivamente.

A simbologia normalizada internacionalmente para definição do grupo de ligação dos enrolamentos do TP, encontra-se representada na Tabela 3.

Tabela 3 - Grupos de ligação dos enrolamentos dos transformadores [12]

Ligação	Símbolo	Letras do grupo de ligação	
		Lado da tensão mais elevada	Lado da tensão mais baixa
Triângulo	Δ	<i>D</i>	<i>d</i>
Estrela	\star	<i>Y</i>	<i>y</i>
Zigue-zague	\sphericalangle	<i>Z</i>	<i>z</i>

Associado ao grupo de ligações apresentados na tabela anterior, aparece a indicação do índice horário que representa o defasamento das tensões simples do lado da tensão mais baixa, relativamente às tensões simples do lado da tensão mais elevada dos enrolamentos de cada fase do TP, estando o fasor do lado da tensão mais elevada colocado nas 12 horas.

A indicação do grupo de ligações efetua-se através da colocação de um número após a codificação relativa ao grupo de ligação, indicando, quando multiplicado por 30°, o defasamento, em atraso, da tensão do lado mais baixo relativamente à tensão do lado mais elevado, da mesma fase. De acordo com o seguinte exemplo, os TPs com um grupo de ligações *Dyn5*, têm o enrolamento da tensão mais elevada em triângulo e o da tensão mais baixa em estrela, com neutro acessível e no qual as tensões da mesma fase estão defasadas entre si de um ângulo de 150°, com a tensão do lado mais baixo com avanço de 150° relativamente à do lado da tensão mais elevada. [12] [18]

2.4.1.8. PROTEÇÃO

Pode ser efetuada de diferentes modos, consoante o tipo de TP em questão. [12] [18]

➤ Transformadores a banho de óleo

A proteção dos TPs em banho de óleo pode ser realizada com recurso aos seguintes elementos:

- Unidade de Detecção de Gás Pressão Temperatura 2 contatos (DGPT2) – Este tipo de aparelho de proteção, idêntico ao da Figura 25, realiza as funções de deteção de gás, aumento de pressão e termómetro de dois contatos. Além destas funções, é capaz de detetar a emissão de gases do líquido dielétrico devido a uma decomposição provocada pelo calor ou arco elétrico que se poderá produzir no interior da cuba; detetar uma descida accidental do nível do dielétrico (disparo); detetar um aumento excessivo da pressão que se exerce sobre a cuba (disparo); ler a temperatura do líquido dielétrico (contatos de alarme e disparo reguláveis); visualizar o nível de líquido por meio de um pequeno flutuador.



Figura 25 - Unidade de proteção DGPT2 [19]

- Termómetro – indicam a temperatura do óleo do TP. Normalmente montam-se termómetros de dois contatos, um de alarme, atingida uma temperatura predeterminada e outro de disparo, dando ordem de interrupção de alimentação ao aparelho de corte da instalação.
- Relé Buchholz – capaz de sinalizar e emitir ordem para interromper a alimentação do TP, em situação de desprendimento de gases, quando estes resultam da decomposição do dielétrico por efeito de avaria interna (arco elétrico entre espiras).

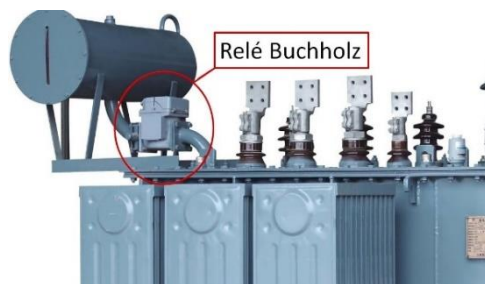


Figura 26 - Transformador a óleo equipado com Relé Buchholz

➤ Transformadores do tipo seco

A proteção dos TPs do tipo seco é realizada normalmente com recurso a sondas de temperatura do tipo PTC 100.

As sondas de temperatura são colocadas nos enrolamentos de baixa tensão, duas sondas por enrolamento.

- Alarme (150°);
- Disparo (170°).

2.4.2. EQUIPAMENTOS DE MEDIDA

Nas instalações de MAT, AT e MT não é possível ligar um circuito diretamente à aparelhagem de medida, pois os níveis de isolamento e as correntes estipuladas dessa aparelhagem de medida não o permitem. Assim, os transformadores de medida – Transformadores de Tensão (TTs) e Transformadores de Corrente (TIs) – são os aparelhos aplicados para efetuarem a separação da MAT/AT/MT dos circuitos e aparelhagem de medida, proteção ou sinalização e, para reduzirem as grandezas a medir para valores convenientes e uniformizados, compatíveis com os aparelhos de medida ou proteções existentes. Os TTs são ligados em paralelo e os TIs em série. [12]

2.4.2.1. TRANSFORMADOR DE CORRENTE

Nos casos em que os valores de corrente são demasiado elevados para permitirem a utilização de aparelhagem de medição direta, são utilizados os TIs (Figura 27), que têm como função produzir uma imagem da corrente que transita no circuito. A corrente que circula no enrolamento do primário é transformada numa corrente induzida no enrolamento do secundário, segundo uma determinada relação de transformação, permitindo, deste modo, a utilização de dispositivos para monitorização de elevadas correntes no primário.

Em alguns casos, os TIs são complementados com diversos circuitos secundários de características adequadas às aplicações específicas a que se destinam, tais como contagem, medição, proteção, entre outras. No momento da escolha de um TI, devem ser considerados os seus principais atributos: corrente nominal primária, corrente nominal secundária, classe de precisão e potência nominal. [20]



Figura 27 - Transformadores de Corrente (Subestação de Lijó 60/15kV)

2.4.2.2. TRANSFORMADOR DE TENSÃO

Com funções idênticas às do TI, o TT (Figura 28) efetua a transformação da tensão do primário para uma tensão proporcionalmente mais baixa no enrolamento do secundário, permitindo, deste modo, a utilização de dispositivos para monitorização de elevadas tensões no primário. Em alguns casos, os TTs são complementados com diversos circuitos secundários, de características adequadas às aplicações específicas a que se destinam, tais como contagem, medição, proteção, entre outras. Os principais atributos a considerar relativamente aos TTs são: tensão nominal primária, tensão nominal secundária, classe de precisão e potência nominal. [20]



Figura 28 - Transformadores de Tensão (Subestação da Caniçada 60/15kV)

2.4.2.3. TRANSFORMADORES DE MEDIDA COMBINADOS

Os transformadores de medida combinados, Figura 29, agregam num mesmo equipamento um TT e um TI, apresentando para cada uma das funções, valores secundários, classes de precisão e potência, iguais aos referidos para os TTs e TIs.

Normalmente, os transformadores de medida combinados são empregues quando o espaço disponível para a implantação da SE é reduzido. [3]



Figura 29 - Transformador de medida combinado (Subestação de Portimão 150/60kV)

2.4.3. DISJUNTOR

Numa SE, os disjuntores são os principais equipamentos de segurança, sendo os dispositivos de manobra mais eficientes nas redes elétricas. Considerado como um interruptor com abertura automática do circuito em condições pré-determinadas, o disjuntor destina-se à manobra e proteção de circuitos primários, capaz de interromper grandes potências de cc durante a ocorrência de um defeito no menor tempo possível, de forma a evitar ou limitar possíveis danos nos equipamentos. Quando surge este tipo de ocorrências de defeito, os disjuntores intervêm, fechando os respetivos circuitos em situação de cc. Na abertura, devem suportar todas as manobras possíveis da rede onde se encontram.

Estes equipamentos devem ser sempre acompanhados dos respetivos relés de proteção, que são responsáveis pela deteção de correntes elétricas no circuito, tomando a decisão de atuação do disjuntor. Sem os relés proteção, os disjuntores não teriam características de proteção, tornando-se apenas equipamentos de manobra. [1] [21]

2.4.3.1. DISJUNTOR DE SF₆

Este tipo de disjuntor, idêntico ao da Figura 30, apresenta boas características de corte, e, geralmente, não se demonstra necessário utilizar resistências em paralelo para a redução da tensão de restabelecimento. O seu funcionamento realiza-se por ação de uma mola, que é mantida em tensão por um servomotor. Nos modelos atuais o processo de extinção baseia-se na injeção de SF₆ transitoriamente em sobrepressão aquando da abertura dos contatos e no conseqüente arrefecimento do arco.

De dimensões reduzidas, podem ser utilizados em instalações subterrâneas, em zonas com condições climatéricas adversas e em locais sujeitos a cheias. Apresentam uma manutenção reduzida e uma baixa taxa de avarias. Contudo, apresentam desvantagens ambientais similares às descritas anteriormente nas GIS, devido à utilização do SF6. [22] [23]



Figura 30 - Disjuntor de SF6 [23]

2.4.3.2. DISJUNTOR DE AR COMPRIMIDO

Com um elevado poder de corte e tempos de atuação muito pequenos, são utilizados até às mais altas tensões. Usam-se várias câmaras de corte em série, pelo facto de cada unidade de corte ter uma pequena capacidade de corte. Uma vez que necessitam de ar comprimido a pressões muito elevadas, a possibilidade de fugas é muito elevada, tornando a manutenção cara. Em zonas residenciais é obrigatório a utilização de silenciadores, devido ao elevado ruído. Assim, torna o equipamento mais volumoso, aumentando a área de instalação e respetivas despesas. [22]

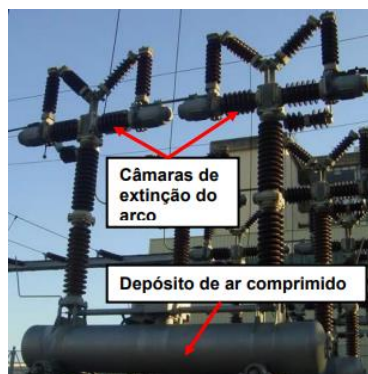


Figura 31 - Disjuntor de ar comprimido [23]

2.4.3.3. DISJUNTOR DE ÓLEO

Nestes disjuntores, para a extinção do arco elétrico são usados óleos minerais, derivados do petróleo, que atuam por arrefecimento do arco – efeito de fluxo líquido – e por saturação de hidrogénio na câmara de extinção – efeito de hidrogénio.

Quanto ao efeito de hidrogénio, o óleo é decomposto pela alta temperatura do arco, provocando a libertação de gases, nos quais o hidrogénio predomina. Este gás tem uma condutividade térmica bastante elevada o que causa o arrefecimento do arco. No que concerne ao efeito de fluxo líquido, o óleo frio que é injetado no arco elétrico dá continuidade ao processo de evaporação do óleo, permitindo que grandes quantidades de calor possam ser retiradas pelos gases resultantes. [23]

Os disjuntores de grande volume de óleo, devido à grande quantidade de óleo que requerem, possuem um grande risco de incêndio e explosão, pelo que, atualmente não são uma opção, sendo postos de parte. [22]

Na Figura 32, mostra-se um exemplo de um disjuntor de corte no óleo.



Figura 32 - Disjuntor de pequeno volume de óleo [23]

2.4.3.4. DISJUNTOR A VÁCUO

Os mais utilizados para tensões inferiores a 60kV. A sua atuação necessita de uma energia muito reduzida, tem baixos custos de manutenção e não causa problemas ambientais. São caracterizados por poderem suportar elevadas taxas de crescimento da tensão de restabelecimento, tendo vantagem sobre os disjuntores a SF6 neste aspeto.

A característica dielétrica do vácuo está muito dependente do nível de pressão, e, deste modo, qualquer aumento da pressão do vácuo faz com que a resistividade do vácuo seja muito baixa, comprometendo a atuação do disjuntor. [22]

2.4.4. SECCIONADOR

O seccionador é um aparelho destinado a interromper ou estabelecer a continuidade de um condutor ou a isolá-lo de outros condutores.

Sem poder de corte garantido, não deve ser manobrado em carga, e, deste modo, a sua atuação só ocorre depois dos disjuntores no corte de carga operarem. Sempre que a sua utilização seja para garantir a proteção de pessoas, a separação dos contatos deve ser visível e facilmente verificável do local de manobra ou outro. [24]

Estes equipamentos são de extrema importância no contexto de uma SE e têm características que obrigam a que a sua ação, de fecho ou abertura, ocorra de forma temporizada de maneira a que não existam danos no equipamento e não se coloquem em risco vidas humanas. Não devem oferecer resistência à passagem de corrente elétrica quando estão na posição fechada. Existem dois tipos de seccionadores, os de linha e os de terra. Ambos funcionam durante ações de manutenção que possam ocorrer nas SEs, apesar de terem funções diferentes durante essa manutenção. Os seccionadores de linha conferem uma maior segurança à equipa de manutenção, uma vez que a separação dos contatos é realizada de uma forma visível do local de manobra. Os seccionadores de terra têm como função ligar a linha em manutenção à rede de terras, de forma a prevenir acidentes caso a linha seja inadvertidamente energizada. A forma como as lâminas do seccionador operam também é um fator importante deste equipamento, podendo ser de abertura lateral, central, vertical ou uma combinação das anteriores. Esta característica deriva de vários aspetos como os níveis de tensão, a manobra da SE, as limitações do afastamento elétrico e a função que se está a desempenhar. [1] [20] [25]

2.4.4.1. SECCIONADOR DE FACAS

Os seccionadores de facas, Figura 33, são muito utilizados em SEs, da parte do secundário do TP, nomeadamente em MT, tanto para montagem interior como exterior. [21]

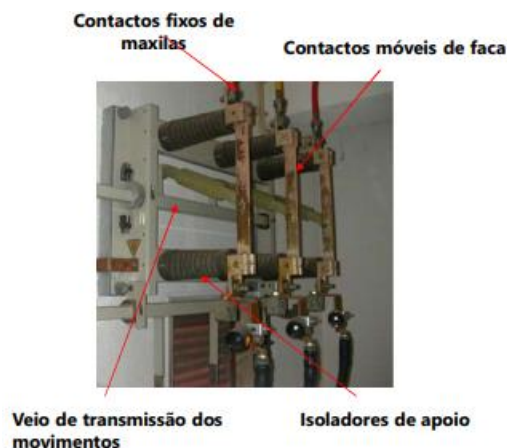


Figura 33 - Seccionador de facas [21]

2.4.4.2. SECCIONADOR HORIZONTAL DE COLUNAS GIRATÓRIAS (ROTATIVO)

De acordo com a exemplificação gráfica da Figura 34, respetivamente, existem seccionadores horizontais de duas ou três colunas rotativas, com abertura central ou de dupla abertura lateral, de polos separados. O fecho e a abertura são realizados pela rotação dos braços de contato móveis num plano horizontal. [21]

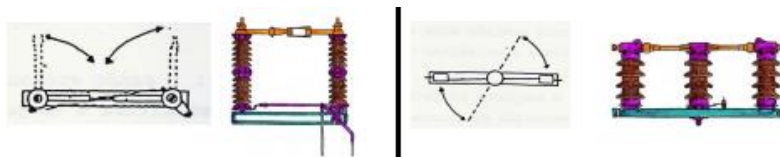


Figura 34 - Seccionador horizontal de duas e três colunas rotativas [21]

2.4.4.3. SECCIONADOR DE ABERTURA VERTICAL

O seccionador de abertura vertical, Figura 35, é constituído por três isoladores, dois deles fixos (de suporte) e uma biela de manobra. Utilizado em instalações exteriores de AT e MAT (80 a 220kV). [21]



Figura 35 - Seccionador de abertura vertical [21]

2.4.4.4. SECCIONADOR PANTÓGRAFO

Os seccionadores pantógrafos, Figura 36, permitem ligar diretamente condutores situados a níveis diferentes, com acionamento tripolar ou unipolar. São utilizados em instalações MAT e AT, na ligação aos “barramentos rígidos”.

A ligação e abertura são realizadas pela deslocação dos braços de contato num plano vertical. De conceção simples e de montagem fácil, permite simplificar a conceção e realização das instalações de alta tensão, pois a área habitualmente requerida fica assim bastante reduzida. [21]

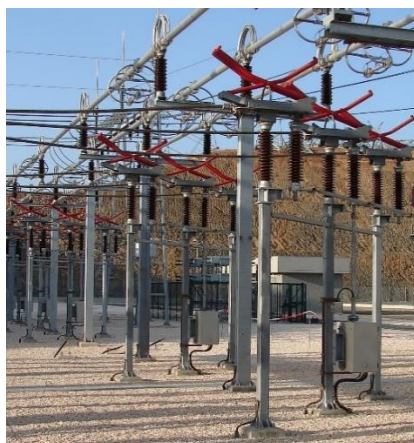


Figura 36 - Seccionadores Pantógrafos (Subestação de Portimão 150/60kV)

2.4.4.5. SECCIONADOR SEMI-PANTÓGRAFO

No caso dos seccionadores semi-pantógrafos, Figura 37, a ligação e abertura são realizadas pela deslocação de um único braço articulado. A sua conceção articulada confere-lhe uma elevada resistência mecânica às solicitações eletrodinâmicas de cc, permitindo atingir elevadas performances. [21]

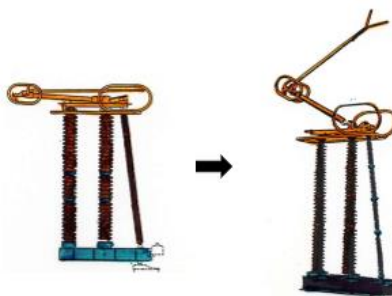


Figura 37 - Seccionador semi-pantógrafo [21]

2.4.5. APARELHO EXTRAÍVEL

Aparelho que possui órgãos de conexão permitindo separá-lo do conjunto da instalação e colocá-lo numa posição de segurança, na qual os seus circuitos ficam sem tensão. Nas instalações AT é usual a utilização de blocos extraíveis, em que o disjuntor é montado sobre um “charriot”, idêntico ao da Figura 38, que permite a sua extração. A utilização deste tipo de equipamento permite dispensar os seccionadores de terra, reduzir os trabalhos de construção civil e minimizar o espaço necessário para a implantação da SE. Do ponto de vista da exploração e da manutenção, esta solução permite uma substituição mais rápida do equipamento, em caso de defeito deste, e realizar manobras mais simples e rápidas. [3] [21] [24]



Figura 38 - Aparelho extraível (Subestação de Portimão 150/60kV)

2.4.6. DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES

Os Descarregadores de Sobretensões (DSTs), Figura 39, são usados para proteger equipamentos e instalações das eventuais sobretensões de manobra ou de origem atmosférica, sendo normalmente classificados pela sua capacidade de descarga de corrente. Enquanto operam à tensão nominal, funcionam como isolante, à medida que a tensão sobe, começam a comportar-se como cc, sendo a sua resistência variável.

À frequência nominal do sistema, a tensão máxima a que o DST poderá ser submetido sem que se processe a descarga da corrente elétrica através dele, é denominada de tensão disruptiva à frequência nominal. Para um dado valor de sobretensão, o DST, que em regime estacionário funciona como isolador, passa a ser condutor. Assim, descarrega parte da corrente, reduzindo a crista de onda a um valor que depende das características desse equipamento. Os DSTs limitam a corrente de descarga e interrompem essa corrente quando a sobretensão desaparece, evitando assim o disparo do disjuntor da linha. [1]



Figura 39 - Descarregador de sobretensões (Subestação de Lijó 60/15kV)

2.4.7. CONDENSADORES DE ACOPLAMENTO E BOBINAS TAMPÃO

Os conjuntos de condensadores de acoplamento e bobinas tampão, Figura 40, destinam-se à filtragem de frequências e harmônicas, quando as comunicações entre as SEs é realizada por meio de onda portadora, que tem como suporte físico o(s) condutor(es) de energia das linhas aéreas – *Power Line Carrier (PLC)*.

Atualmente esta solução está cada vez mais em desuso, fazendo-se as comunicações por fibra ótica incorporada nos cabos de guarda das linhas (cabos *OPGW – Optical Power Ground Wire*). [3]



Figura 40 - Condensador de acoplamento e bobina tampão (Subestação de Panquehue 110/13,8kV)

2.4.8. REATÂNCIAS DE NEUTRO

Com o objetivo de limitar a corrente de defeito à terra, as reatâncias de neutro (RN) servem de ligação do ponto de neutro da instalação – esta ligação permite proporcionar uma referência comum para as tensões do sistema, podendo o neutro ser ligado diretamente à terra, ou por intermédio de uma resistência, de uma reatância ou ser isolado. Cada um dos casos apresentados tem a sua particularidade relativamente às consequências que acarreta para as correntes de defeito e níveis de sobretensões.

Se o ponto de neutro está acessível, a reatância é colocada entre o neutro e a terra. Muitas vezes, os TPs AT/MT possuem ligação em triângulo no secundário, não estando o neutro acessível. Neste caso, deve ser criado um neutro artificial, utilizando um transformador ligado em zig-zag para efetuar a ligação do neutro à terra através de uma RN, como o representado anteriormente no esquema da Figura 18.

A RN, Figura 41, permite limitar as sobretensões e as correntes de defeito. Numa SE AT/MT, estas serão instaladas no PEA, e ligadas aos barramentos de MT do quadro metálico por intermédio de uma cela.



Figura 41 - Reatância de neutro (Subestação da Caniçada 60/15kV)

2.4.9. IMPEDÂNCIA LIMITADORA DE CURTO-CIRCUITO

As impedâncias limitadoras de cc, exemplificadas na Figura 42, têm como objetivo baixar o valor da corrente de cc, nos barramentos da SE. Estes equipamentos podem ser instalados à entrada do barramento ou na posição de inter-barras. [3]



Figura 42 - Impedância limitadora de curto-circuito (Subestação de Portimão 150/60kV)

As principais vantagens da instalação deste tipo de equipamento são:

- Economia no custo de construção da SE, devido ao facto de os valores das correntes de cc serem menores;
- Reforço da segurança, estabilidade e eficiência do sistema de potência;
- Redução (ou eliminação) de situações de “black-out” que atinjam grandes áreas;
- Redução de disrupções e do tempo de restabelecimento;
- Redução dos custos de manutenção.

2.4.10. BATERIAS DE CONDENSADORES

As baterias de condensadores são instaladas nos sistemas de transporte para efetuarem a compensação de energia reativa, de modo a minimizar as perdas nas linhas e otimizar o desempenho do sistema, compensando o fator de potência das cargas. [1]

Esta compensação de energia reativa tem algumas vantagens, como:

- A redução do custo do sistema pela redução de perdas, permitindo uma melhor regulação da tensão, o que aumenta os seus níveis nos terminais de carga;
- A diminuição da reatância série das linhas, que gera um aumento da capacidade de transporte na linha e da estabilidade do sistema.

Cada fase das baterias de condensadoras é constituída por bancos de condensadores, sendo cada banco ligado em série, de acordo com o exemplo da Figura 43. [3]



Figura 43 - Bateria de Condensadores (Subestação de Portimão 150/60kV)

2.4.11. QUADROS DE MÉDIA TENSÃO

Com a evolução tecnológica verificou-se que a aparelhagem de corte e proteção tradicional, solução de instalação e aparelhagem de corte ao ar, terá tendência a ser progressivamente substituída por soluções de quadros metálicos pré-fabricados equipados com aparelhagem de corte em SF6 ou em vácuo. [21]

2.4.11.1. CARATERÍSTICAS GERAIS

Os Quadros de Média Tensão (QMT), são constituídos por celas modulares, de fabrico normalizado, tendo cada cela quatro compartimentos: [3]

- Barramento;
- Disjuntor;
- Cabos;
- Baixa Tensão.

2.4.11.2. TIPO DE QUADROS

2.4.11.2.1. METAL-ENCLOSED

Os QMT do tipo “*Metal-Enclosed*” são compostos por celas modulares, como representa a Figura 44. Esta solução é a mais económica, e aquela que é habitualmente utilizada nas SEs da E-REDES. [3]

No que se refere a corte e proteção, as celas tipo são:

- Interruptores (quando apenas é requerida a função de corte);
- Interruptores associados a fusíveis (corte e proteção);
- Seccionadores e disjuntores fixos (corte e proteção).



Figura 44 - Celas modulares de um Quadro de Média Tensão do tipo “Metal-Enclosed” [21]

2.4.11.2.2. METAL CLAD

No caso dos QMT do tipo “*Metal Clad*”, representado um exemplo na Figura 45, também são compostos por celas modulares com disjuntores extraíveis, que desempenham a função de proteção e corte quando se encontram extraídos.

Esta solução é a mais flexível, robusta e segura, uma vez que garante uma melhor separação e isolamento dos componentes normalmente em tensão, nomeadamente aquando da abertura da porta do compartimento do disjuntor, sendo de construção “*arcproof*”. [26]

O disjuntor tem três posições:

- Inserido;
- Extraído;
- Teste.



Figura 45 - Quadro de Média Tensão do tipo "Metal Clad" [26]

2.4.11.2.3. RING MAIN UNIT (RMU)

O QMT designado por *Ring Main Unit (RMU)*, frequentemente utilizados e denominados como Blocos para Redes em Anel (BRA), é uma unidade compacta e totalmente isolada a SF6 para tensões até 24kV, o que aumenta a segurança na exploração, reduz os procedimentos de manutenção e o atravancamento da solução. [3]

É um tipo de quadro facilmente ampliável no local, normalmente instalado em PTs, públicos e privados, permitindo uma economia de espaço.

Na Figura 46 representa-se a constituição de um *RMU*, assim como as suas funções.

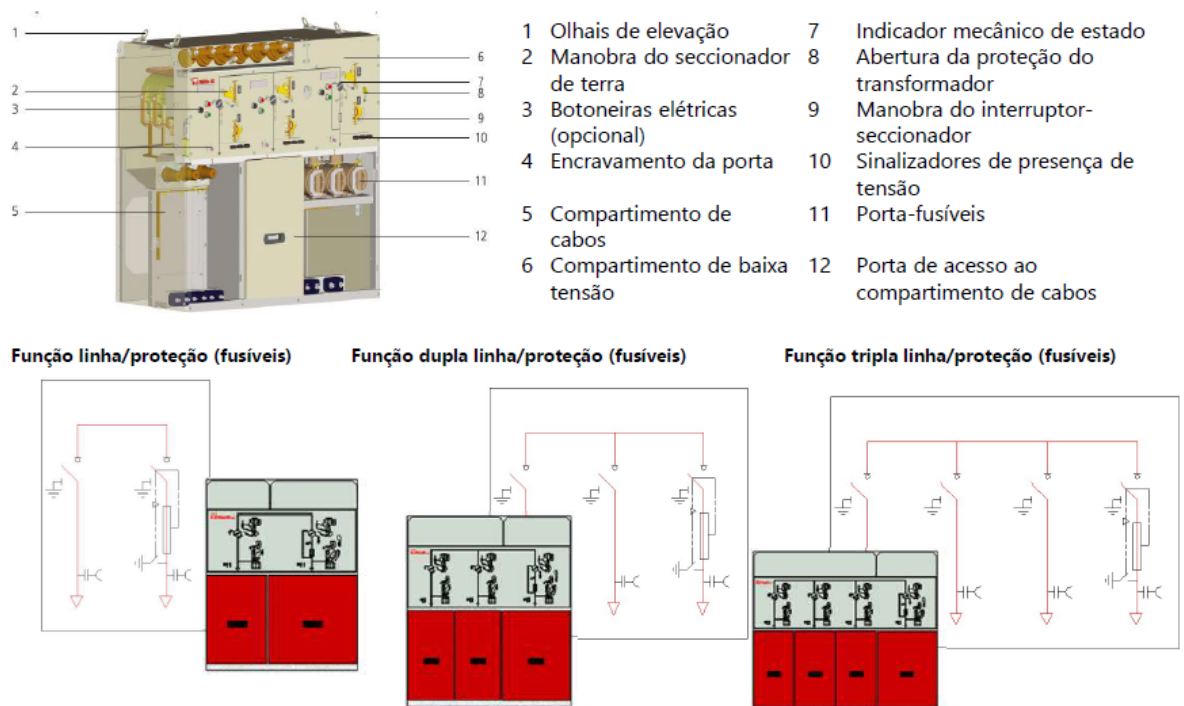


Figura 46 - Constituição e função de um quadro do tipo Ring Main Unit (RMU) [21]

2.5. MATERIAIS

2.5.1. CONDUTORES

Os condutores elétricos são responsáveis por realizar o transporte de energia de um ponto para outro. Maioritariamente fabricados em cobre, alumínio e por vezes ligas metálicas das quais fazem parte estes metais. No caso do cobre, este possui uma grande ductilidade o que possibilita a obtenção de fios bastante finos. Por outro lado, a sua flexibilidade tem algumas limitações devido ao endurecimento a que é sujeito durante o seu processo de fabrico. A utilização do cobre apresenta algumas desvantagens, tais como uma alta densidade e um custo de produção elevado. Neste aspeto, o alumínio demonstra-se como o material preferencialmente utilizado em diversos campos de aplicação como, por exemplo, para condutores desde BT a MAT. Apresenta uma baixa densidade (cerca de 1/3 da densidade do cobre), o que proporciona que um condutor em cobre possa ser preterido a um condutor de alumínio com metade do seu peso, mantendo o valor de resistividade. Existem dois tipos de configurações, designadamente: condutor nu, quando este não exhibe qualquer tipo de isolamento; e condutor isolado, quando este é composto pela alma condutora revestida por uma ou mais camadas de material isolante. Podem ser classificados como condutores flexíveis no caso dos cabos e condutores rígidos no caso de tubos ou barras, como se demonstra na Figura 47. As ligações em cabo entre os barramentos e os equipamentos são habitualmente designadas por ligações tendidas.

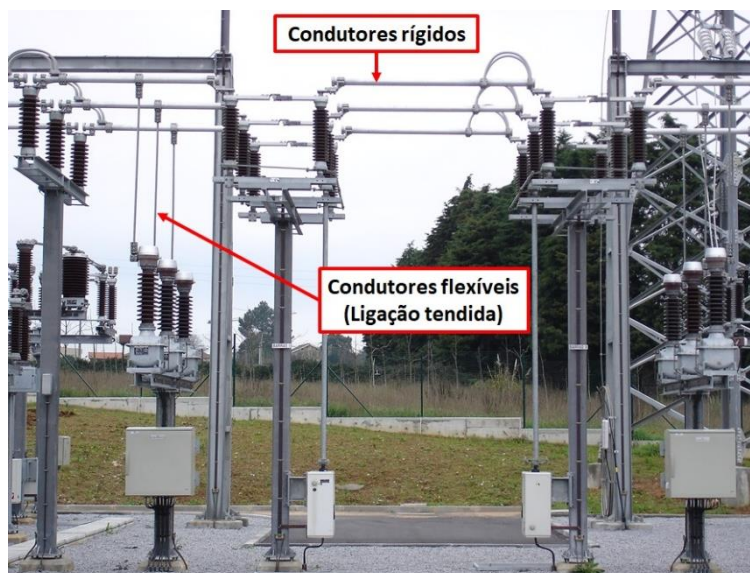


Figura 47 - Condutores flexíveis e condutores rígidos (Subestação de Serzedo 60/15kV)

2.5.1.1. CONDUTORES FLEXÍVEIS

Com parâmetros definidos internacionalmente pela norma IEC 60228, um condutor flexível caracteriza-se pelo número de fios que o constituem e pelo diâmetro que daí advém. Especificamente nas SEs, estes são habitualmente utilizados nas de grandes dimensões devido às maiores distâncias que é necessário cobrir. No entanto, é necessário ter em conta a distância entre fases, que deverá prever alguns fatores, como as oscilações provocadas pelo vento e a chuva e os esforços eletromecânicos provocados pela passagem de energia.

2.5.1.2. CONDUTORES RÍGIDOS

Os condutores rígidos são materiais que podem assumir o formato de barras ou tubos, sendo o perfil tubular o mais utilizado. Normalmente são aplicados: em SEs de menor dimensão quando existe necessidade de otimização de espaço; em barramentos para interligação entre painéis; no secundário do TP, para servir de barramento de conexão aos cabos de que efetuam a ligação às celas de chegada do quadro metálico, e em alguns casos também por fatores estéticos. A utilização destes condutores apresenta como principais vantagens em relação aos condutores flexíveis, a capacidade de suportar condições atmosféricas adversas mais facilmente, a simplicidade da perceção visual do seu esquema unifilar e melhor acessibilidade aos equipamentos.

Os perfis em barra assumem secções circulares maciças para correntes reduzidas, e secções retangulares ou em “U”, que, por possuírem uma grande superfície, detêm uma maior capacidade de arrefecimento, permitindo deste modo, suportar elevadas correntes.

No que concerne a perfis tubulares, a sua forma “oca”, permite uma capacidade de arrefecimento ainda mais rápida que a dos perfis em barra, devido à superfície disponível, o que proporciona um excelente comportamento eletromecânico. Desta forma, faz com que este perfil seja a principal escolha para SEs com elevados níveis de tensão.

Outro fator que influencia a capacidade de suportar correntes mais elevadas é se condutor for pintado. Contudo, este possui um custo mais elevado, pelo que nos casos das SEs exteriores, opta-se geralmente por condutores nus, uma vez que, como os restantes equipamentos, estes encontram-se expostos às condições atmosféricas, que ao longo do tempo acabam por atuar sobre o condutor, desgastando a pintura e fazendo com que o mesmo perca os parâmetros para os quais a instalação foi inicialmente dimensionada.

2.5.2. ISOLADORES

Os isoladores desempenham um papel fundamental na prevenção de contatos indiretos, ao impedirem a passagem para a terra de fluxo indesejado de corrente através dos pontos de apoio da instalação.

Existem dois tipos de isoladores, semelhantes aos do exemplo da Figura 48, os de: [20]

- Amarração/Suspensão – São aplicados em cadeias de amarração ou de suspensão, e através da possibilidade de se adicionar unidades em cadeia conforme os níveis de tensão da linha é possível garantir qualquer distância de contornamento. Geralmente são considerados à prova de perfuração, uma vez que no caso de ocorrer uma descarga entre a haste e a campânula, apenas a asa do isolador fica danificada, devendo, no entanto, ser posteriormente substituído de forma a evitar consequências numa segunda descarga na parte enfraquecida;
- Suporte – São aplicados em colunas de isoladores e constituem o suporte mecânico dos barramentos e ligações entre equipamentos da SE (tubos e/ou cabos condutores), permitindo garantir a distância de isolamento entre estes e as estruturas (metálicas) ligadas à terra.

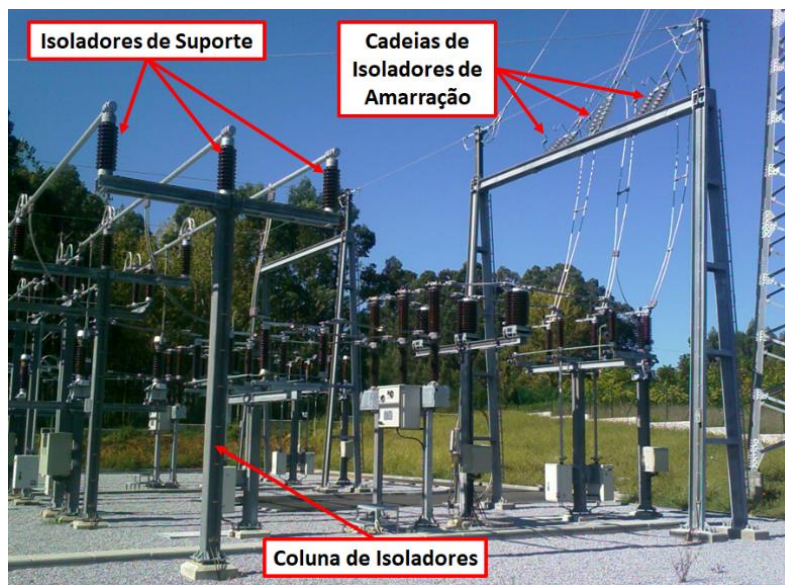


Figura 48 - Tipos de isoladores (Subestação de Serzedo 60/15kV)

A altura das colunas de isoladores e o número de isoladores em cada cadeia dependem da tensão da rede e do comprimento mínimo da linha de fuga, de modo a evitar a formação de um arco elétrico (disrupção) entre os condutores ativos e as massas metálicas ligadas à terra (“contomamento”), tendo em atenção a poluição existente na zona.

Sobre a superfície dos isoladores, depositam-se os agentes poluidores, sobretudo por ação do vento. Estes são classificados em dois tipos: poluição salina e poluição industrial.

De acordo com a norma IEC 60815, a classificação da severidade poluente dos locais, o valor da salinidade suportável e o comprimento da linha de fuga específica são indicados na Tabela 4. [27]

Tabela 4 - Valores de salinidade e linhas de fuga específicas [27]

Nível de poluição	Distância ao mar (km)	Salinidade suportável expectável (kg/m^3)	Linha de fuga específica (mm/kV)
Média	> 3	> 28	20
Forte	1 a 3	> 80	25
Muito Forte	< 1	> 160	31

Através da análise da Tabela 4, evidencia-se uma correspondência com os comprimentos mínimos das linhas de fuga dos isoladores, representados na Tabela 5.

Tabela 5 - Linhas de poluição e comprimento das linhas de fuga [27]

Tensão de serviço (kV)	Nível de poluição	Comprimento da linha de fuga (mm)
400	Média	8400
	Forte	10500
	Muito Forte	13020
220	Média	4900
	Forte	6125
	Muito Forte	7595
150	Média	3400
	Forte	4250
	Muito Forte	5270
60	Média	1450
	Forte	1813
	Muito Forte	2248

2.6. REDE DE TERRAS

Numa SE, a existência de uma rede de terras é fundamental e imprescindível. A sua função numa instalação é dissipar no terreno a intensidade de corrente de qualquer natureza que possa ocorrer, seja de correntes de defeito, de frequência industrial ou por descargas atmosféricas. Apesar de não ser visível, o sistema de rede de terras é de extrema importância, uma vez que assegura a proteção de pessoas e equipamentos contra possíveis ocorrências de diferenças de potencial perigosas.

A circulação de correntes pela rede de terras pode originar o aparecimento de diferenças de potencial entre certos pontos da instalação. Deste modo, o projetista responsável pelo dimensionamento da rede de terras, deverá desenhar a malha de proteção de forma a que, mesmo com o surgir de diferenças de potencial perigosas, garanta a segurança de pessoas e da instalação. Para um dimensionamento adequado, cumprindo as funções anteriores, o sistema de rede de terras deverá apresentar uma baixa resistência, para que não se origine um aumento de tensão excessivo.

No que se refere aos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, também é necessário garantir uma boa dispersão da corrente na rede de terras.

Ao receber a corrente de um raio, a energia acumulada provoca grandes diferenças de potencial no solo, capazes de eletrocutar uma pessoa pela diferença de potencial existente entre os seus pés. [28]

Neste sentido, as SEs são constituídas por redes de terras aéreas e subterrâneas, e a sua consideração deve ser cuidada durante a fase de projeto. As ligações à terra são utilizadas nas redes e instalações elétricas, quer para influenciar o comportamento da rede em caso de defeito à terra (terra de serviço), quer para contribuir para a segurança das pessoas nas proximidades do local do defeito (terra de proteção). De salientar que embora se distinga entre terra de serviço e de proteção, devido ao objetivo com que se estabelecem as ligações à terra, nas SEs apenas se instala uma terra única. [29]

2.6.1. REDE DE TERRA AÉREA

2.6.1.1. SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

O Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), também designado por rede de terra aérea, é constituído por cabos de guarda (geralmente em cabo de aço galvanizado ou cabo de alumínio-aço do tipo *ACSR – Aluminium Cable Steel Reinforced*), apoiados nas cabeças dos pórticos de amarração de linha ou de apoio dos barramentos tendidos da SE (exemplificado na Figura 49), complementada com hastes de descarga, normalmente para-raios do tipo Franklin (pontas de Franklin) e/ou para-raios ionizantes, ligados à rede de terra subterrânea. [3]



Figura 49 - Cabo de guarda apoiado no pórtico de apoio dos barramentos tendidos [30]

Um raio, define-se como uma descarga atmosférica que ocorre devido à acumulação de cargas elétricas em regiões localizadas da atmosfera, originando uma diferença de potencial entre a base das nuvens e o solo.

A descarga inicia-se quando o campo elétrico produzido por estas cargas excede a capacidade isolante do ar, também conhecida como rigidez dielétrica, num determinado local na atmosfera, que pode ser dentro da nuvem ou próximo do solo. Quebrada a rigidez, tem início um rápido movimento de eletrões de uma região de cargas negativas para uma região de cargas positivas, denominado por raio, como o representado na Figura 51, que produz um efeito visível (relâmpago), e um efeito sonoro (trovoada). [31]

2.6.1.1.1. PONTA DE FRANKLIN

Uma ponta de Franklin, Figura 50, consiste numa haste metálica que se destina a captar descargas atmosféricas, sendo um sistema passivo com áreas de proteção reduzidas, económico e de instalação simples. Encontra-se sempre em ligação à terra e tem menos eficiência que outros aparelhos de proteção. [11]



Figura 50 - Pontas de Franklin

2.6.1.1.2. CAPTOR IONIZANTE DE AVANÇO À IGNIÇÃO

Um captor ionizante de avanço à ignição, é o elemento principal de um Para-raios com Dispositivo de Ionização (PDI), sendo um sistema de alta tecnologia, para proteção externa contra o raio.

O princípio de funcionamento de um PDI, baseia-se nas características elétricas da formação do raio. O raio começa com um traçador descendente que se propaga em qualquer direção. Uma vez que se aproxima dos objetos situados sobre o solo, qualquer um deles pode receber o impacto do raio.

O objetivo de um sistema externo de proteção contra o raio é que o ponto de impacto da descarga seja um objeto controlado, que proporcione à corrente de raio um caminho até à terra sem danificar a estrutura.



Figura 51 - Princípio de funcionamento de um PDI

O PDI caracteriza-se por emitir o traçador ascendente contínuo antes de qualquer objeto dentro do seu raio de proteção. A norma NP 4426, define esta característica mediante o parâmetro denominado eficácia de um PDI (ΔT): “Diferença expressa em microssegundos entre o tempo de emissão de um PDI e o de uma ponta simples medida em laboratório sobre as condições descritas na norma de referência”.

Este tempo de avanço no dispositivo de ionização, determina o raio de proteção do para-raios. Quanto maior for a sua antecipação na formação do traçador ascendente, maior será a distância a que captura o traçador descendente, evitando a queda de raios numa área maior.

Assim, o PDI caracteriza-se por ser um sistema ativo que confere elevados raios de proteção comparativamente com os sistemas passivos (pontas de *Franklin*). Estes sistemas são económicos e de instalação simples. Normalmente este tipo de para-raios são instalados nas fachadas, ou no topo dos edifícios de comando e controlo das SEs, ou em estruturas metálicas próprias para a sua instalação, sendo que a ponta do PDI deve ser instalada no mínimo a 2m acima da área que protege, incluindo antenas, aparelhos de ar condicionado, telhados, entre outros. [11] [32]

2.6.1.1.3. GAIOLA DE FARADAY

Uma gaiola de Faraday ou blindagem electrostática é normalmente adotada para proteger instrumentos e aparelhos de grande sensibilidade localizados nos edifícios de comando das SEs.

O princípio de funcionamento de uma Gaiola de Faraday consiste em dividir o maior número de vezes possível a corrente resultante de uma descarga atmosférica por meio de um emalhado de condutores.

Este tipo de sistemas proteção contra descargas atmosféricas asseguram uma dissipação eficiente da corrente associada ao processo da descarga e uma vez que todos os condutores estão ligados entre si, é criado um meio equipotencial (gaiola equipotencial) que permite minimizar os riscos de sobretensão em equipamentos de maior sensibilidade. [33]

2.6.2. REDE DE TERRA SUBTERRÂNEA

À rede de terra subterrânea deverão ser ligadas todas as massas metálicas e as diversas ferragens normalmente sem tensão, assim como a rede de vedação (no caso de ser metálica) e a rede de terra aérea. Quanto aos armários de comando dos disjuntores e seccionadores, normalmente são instalados tapetes metálicos equipotenciais, ligados à referida rede de terra. A malha de terra enterrada é constituída por cabo de cobre nu, instalado em vala normalmente a uma profundidade entre 0,6-1,0m da cota 0,00m da SE, representado esquematicamente na Figura 54.

As ligações e derivações entre os condutores da rede de terra subterrânea, podem ser efetuadas por:

- Soldadura aluminotérmica³, utilizando um kit apropriado, de acordo com a Figura 52;



Figura 52 - Fases de execução de uma soldadura aluminotérmica [34]

- Ligadores do tipo “C”, similar ao da Figura 53, com recurso a prensa de cravar hidráulica calibrada e matrizes com as dimensões adequadas às dimensões dos ligadores.

³ Nos casos em que seja utilizado o método de soldadura aluminotérmica, o número de ligações executado por cada molde não pode ultrapassar o indicado pelo fabricante, caso contrário, poderá perder a qualidade e respetivas funções de junção de uma boa solda).

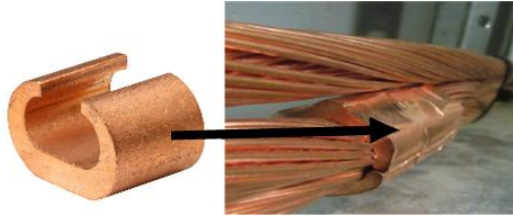


Figura 53 - Ligador do tipo "C" e respectiva cravação

As ligações dos cabos às estruturas metálicas do PEA da SE fazem-se acima do solo, sem descontinuidade da malha, normalmente por fixação de dois cabos sobre a estrutura de suporte, utilizando ligadores apropriados. A partir deste ligador será derivada uma ligação que permite a união entre a malha de terra e a aparelhagem suportada, constituída por barra ou cabo de cobre nu, fixado sobre a estrutura metálica. Nos casos em que os pés da estrutura sejam tubulares, a ligação à aparelhagem será realizada através de cabo de cobre nu, instalado no interior da estrutura.

Na Figura 54, apresenta-se uma ligação de uma estrutura metálica de suporte à rede de terra subterrânea de acordo com a informação referida anteriormente. [3] [35]

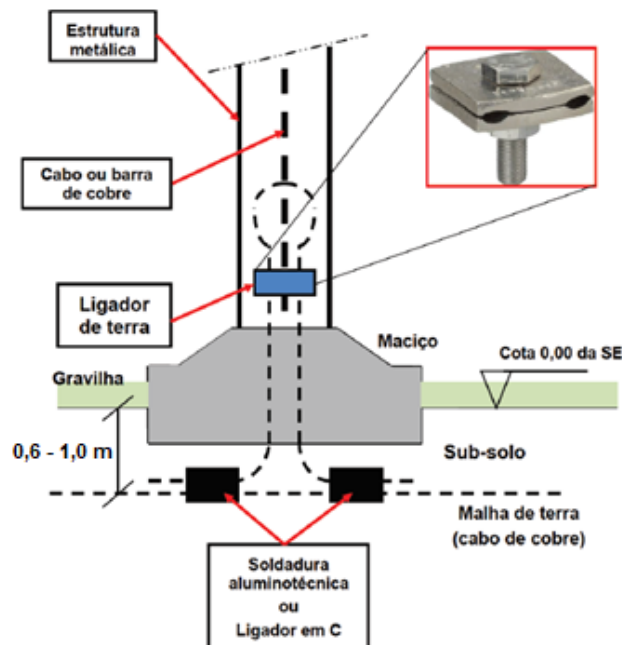


Figura 54 - Ligador de aterramento [35]

2.7. SERVIÇOS AUXILIARES

Tratam-se de sistemas destinados à alimentação de cargas, fontes de alimentação e subsistemas de manobra que interligam fontes e cargas. Nas SEs que requeiram um elevado grau de confiabilidade, instalam-se dois tipos de serviços auxiliares: [3]

- Serviços Auxiliares de Corrente Alternada (SACA);
- Serviços Auxiliares de Corrente Contínua (SACC).

2.7.1. SERVIÇOS AUXILIARES DE CORRENTE ALTERNADA

Os SACA destinam-se à alimentação em corrente alternada (400/231V) das seguintes instalações das SEs, relativas a serviços de alimentação de(a): [3]

- Aparelhagem auxiliar do equipamento de alta tensão (força motriz de disjuntores, seccionadores, bombas e ventiladores, circuitos de aquecimento das caixas de reagrupamento dos transformadores de medição e dos armários de comando dos seccionadores e disjuntores);
- Equipamentos gerais (equipamentos de telecomunicações e retificadores);
- Circuitos elétricos dos edifícios técnicos (circuitos de iluminação e tomadas de usos gerais, equipamento de oficinas, equipamento de AVAC, etc).

Os SACA das SEs são constituídos por:

- Transformadores dos Serviços Auxiliares (TSA) – regularmente de instalação exterior, geralmente instalam-se TPs herméticos, enquanto que, para instalação interior, normalmente utilizam-se TPs de tipo seco;
- Grupo gerador de emergência (exemplo na Figura 55 da constituição de um grupo gerador de emergência com 700kVA);
- Quadros dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada (QSACA).

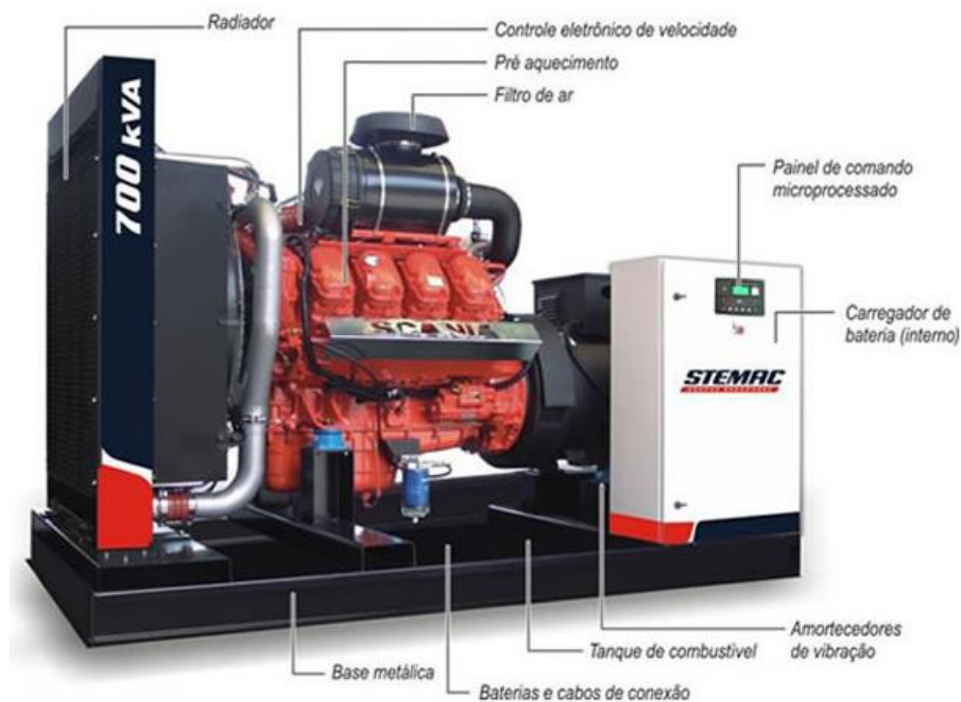


Figura 55 - Constituição de um grupo gerador de emergência [36]

2.7.2. SERVIÇOS AUXILIARES DE CORRENTE CONTINUA

Os SACC, destinam-se à alimentação em corrente contínua (normalmente 110V), dos circuitos que devem ficar alimentados em qualquer circunstância, para garantir as funções essenciais relativas à segurança da instalação: [3]

- Equipamentos dos sistemas de comando controlo e proteção;
- Equipamentos de telecomando e telecontrolo;
- Equipamentos de telecomunicações.

Os SACC das SEs são constituídos por:

- Conjunto Bateria – Retificador;
- Quadros dos Serviços Auxiliares de Corrente Contínua (QSACC).

2.8. SISTEMA DE PROTEÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Sistema discriminativo, projetado de acordo com os requisitos do sistema de energia, que monitoriza o funcionamento do sistema e, em condições anómalas, atua sobre a aparelhagem de corte de modo a isolar o defeito. Deve conter um número suficiente de aparelhos de corte, corretamente localizados, para atuar apenas quando necessário e desligar os componentes em defeito.

Cada equipamento deve ser protegido, no mínimo, por dois conjuntos de proteção independentes e redundantes. Portanto, uma será designada de proteção principal e a outra de proteção de socorro ou de reserva.

Os relés de proteção como parte fundamental deste sistema, detetam as falhas que possam ocorrer e fazem a ligação aos equipamentos de pátio que integram o sistema de proteção como seccionadores e disjuntores. Nas SEs mais recentes, utilizam-se relés digitais.

O sistema de proteção realiza a supervisão contínua dos equipamentos e dos dados que deles vão recebendo (dos TIs e dos TTs), detetando anomalias que possam surgir e reparando o problema antes que haja uma operação incorreta. Portanto, isolam a região afetada pelo defeito, alterando a topologia do circuito. Deste modo, necessitam da informação dos valores de tensão, da corrente e do desfasamento entre elas no momento da falha. Também é importante identificar que tipo de defeito ocorre e como afeta o funcionamento do sistema, sabendo se se encontra ou não na sua zona de ação. [1]

2.8.1. CARATERÍSTICAS FUNCIONAIS

Operando entre si, os sistemas de proteção têm um princípio de seletividade e coordenação. Aplicam-se diversos métodos, para obter a seletividade (uma discriminação correta entre o troço afetado pelo defeito e o restante circuito, sendo o primeiro cortado e ficando o resto do circuito em serviço) e realizar a coordenação entre as proteções dos troços sucessivos. [1]

2.8.1.1. SELETIVIDADE

Consiste no isolamento apenas do equipamento defeituoso aquando da ocorrência de um defeito. É das caraterísticas funcionais mais relevantes de um sistema de proteção. [1]

2.8.1.2. TEMPO

Em primeiro lugar já atuar o sistema de proteção mais próximo possível do defeito. A coordenação da seletividade assegura que as proteções atuem para defeitos que ocorram na sua zona de proteção. Em caso de falha a reserva é assegurada, pelo menos, pelo sistema de proteção a montante. [1]

2.8.1.3. CORRENTE

A diferença de impedância entre a fonte e os diferentes pontos da rede faz com que a corrente de defeito varie de acordo com a posição onde este ocorre. Logo, isto significa que o relé de cada troço terá um valor de regulação para funcionar unicamente para a corrente de defeito relativa a esse mesmo troço, realizando, teoricamente, uma seletividade global, uma vez que o relé irá proteger a totalidade da sua zona. [1]

2.8.1.4. RAPIDEZ DE OPERAÇÃO

O sistema deverá atuar o mais rapidamente possível, de modo a:

- Reduzir os danos nos equipamentos;
- Aumentar a eficiência no reengate automático;
- Reduzir o intervalo de tempo em que a tensão assume valores diferentes do nominal;
- Manter a estabilidade do sistema.

Tabela 6 - Níveis de tensão e respectivos tempos típicos de eliminação de defeitos [1]

Níveis de Tensão	Tempos de eliminação
300 – 500kV	100 – 120ms
110 - 220kV	150 – 300ms
6 - 15kV	1.5 - 3.0s

De acordo com a Tabela 6, os tempos são decrescentes com o aumento do nível de tensão. De salientar que também se deve considerar o tempo de atuação dos disjuntores na eliminação do defeito, uma vez que estes têm vindo a decrescer com o avanço tecnológico.

2.8.1.5. FIABILIDADE E SEGURANÇA

O sistema deve operar no caso de ocorrência de um defeito na sua zona de proteção. Não devendo fazê-lo em condições em que não esteja previsto que atue. [1]

2.8.1.6. SENSIBILIDADE

As proteções devem ser suficientemente sensíveis para: [1]

- Operarem nas condições de defeito associadas às menores intensidades de corrente de cc;

- Não atuarem nas condições de carga que provocam as máximas intensidades de corrente.

2.8.1.7. REENGATE

O objetivo do reengate é aumentar a segurança do sistema diminuindo a diferença entre fiabilidade e segurança. Pode ser de dois tipos: manual ou automático. No que concerne ao reengate manual, este efetua-se através da atuação no próprio equipamento, ou num painel de controlo ou no SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*). O reengate automático, procede-se através de religadores ligados aos relés. [1]

2.8.1.8. ZONAS DE PROTEÇÃO

Define-se por um conjunto de equipamentos que, aquando um defeito numa determinada zona, deverá originar a atuação do respetivo equipamento de proteção. Deve haver a capacidade para detetar defeitos que ocorram dentro dessa zona e apenas desligar os equipamentos nela inseridos. As zonas podem ser abertas, não restritivas, quando não são definidas de forma completa pelos TIs. Também podem ser diferenciais ou fechadas no caso de a zona ser completamente seletiva através de todos os inputs. [1]

3. MÉTODOS DE DIMENSIONAMENTO

O projeto elétrico de uma subestação é formado por várias fases. Como o tema da presente dissertação incide sobre um estudo prévio, este enquadra-se na fase inicial do projeto.

Assim, com a elaboração deste capítulo pretende-se demonstrar de forma sintetizada os processos de cálculo justificativos, que precedem os dimensionamentos e seleção dos equipamentos, assim como as distâncias de isolamento e segurança no ar que são imprescindíveis ao projeto elétrico de uma SE.

Todas as fórmulas e processos de cálculo apresentados de seguida, foram inseridos em diversas folhas de *Excel* consoante o tema em questão, de forma a agilizar e automatizar o seu processamento.

No final (capítulo 6), efetua-se uma discussão de resultados, e em casos específicos, de acordo com as ferramentas de cálculo do *software* de modelação 3D – *Primtech*⁴, uma análise crítico-comparativa, entre os resultados computacionais e os obtidos através folhas de cálculo manual desenvolvidas em *Excel*.

3.1. DETERMINAÇÃO DAS DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA

O cálculo das distâncias de isolamento e segurança no ar efetua-se de acordo com as recomendações das normas IEC 61936-1 “*Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules*”, IEC 60071-1 “*Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*” e com o Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento (RSSPTS), fazendo referência aos níveis de isolamento mais desfavoráveis, assim como à circulação de pessoas ou veículos, distância a edifícios e, possibilidade de execução de trabalhos de manutenção com a SE em funcionamento. Para estes casos é necessário garantir que a rigidez dielétrica é adequada, especificando as distâncias de isolamento mínimas no ar entre partes ativas dos equipamentos (distância fase-fase) e entre as partes ativas dos equipamentos e as partes ligadas à terra (distâncias fase-terra). Na generalidade das instalações as distâncias de isolamento fase-fase são iguais às distâncias de isolamento fase-terra, tendo por base as tensões suportáveis ao choque atmosférico.

Na Tabela 7 apresenta-se uma correlação entre as tensões suportáveis mais comuns no Sistema Nacional e as distâncias de isolamento mínimas em SEs.

Tabela 7 - Correlação entre as tensões suportáveis e as distâncias mínimas de isolamento [24] [37] [38]

Tensão nominal (U_n) kV	Tensão máxima (U_m) (valor eficaz - kV)	Tensão suportável de curta duração à frequência industrial (valor eficaz - kV)	Tensão suportável ao choque atmosférico (valor de pico - kV)	Distância de isolamento mínima fase-terra e fase-fase (N) (mm)
10	12	75	28	180
15	17,5	95	38	220
30	36	70	170	360
60	72,5	140	325	630

⁴ No subcapítulo 4.1, apresenta-se uma introdução sobre as funcionalidades e ferramentas de cálculo do *software Primtech*.

As distâncias mínimas de isolamento especificadas são determinadas através de uma aproximação conservadora, tendo em conta a experiência prática, custo técnico-económico e a dimensão do equipamento para garantir um bom desenho da instalação elétrica. [38] [39] [37]

➤ **Distâncias mínimas a edifícios**

Nos casos em que exista a travessia de condutores nus sobre edifícios, e/ou a proximidade de partes ativas/condutores nus pelas laterais dos edifícios, devem ser garantidas as distâncias mínimas de acordo com a figuras seguintes:

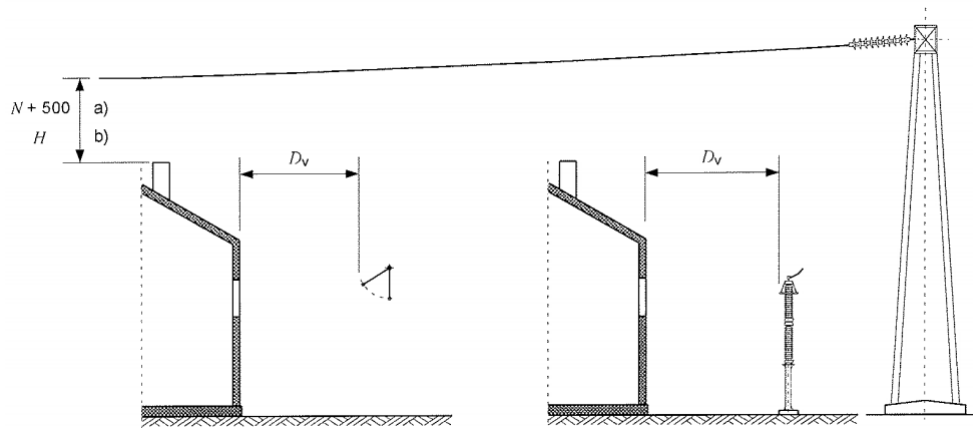


Figura 56 - Parede exterior com janelas sem grades [37]

Pela análise ilustrativa da Figura 56, conclui-se que:

- a) Se o telhado do edifício não for acessível, quando os condutores estão eletrificados, aplica-se a condição 3.1 para determinar a altura mínima aos condutores nus que estão sobre o edifício, e a equação 3.2 para a distância mínima entre as paredes exteriores (com janelas sem grades) e partes ativas.

$$N + 500 \tag{3.1}$$

$$D_V = N + 1000, \text{ para } U_n \leq 110kV \tag{3.2}$$

Em que,

- N – Distância mínima de isolamento, em mm ;
- D_V – Distância mínima entre as paredes exteriores (com janelas sem grades) e partes ativas, em mm ;
- U_n – Tensão nominal do sistema, em kV .

b) Se o telhado do edifício for acessível, quando os condutores estão eletrificados, aplica-se a condição 3.3 para determinar a altura mínima aos condutores nus que estão sobre o edifício, e a equação 3.4 para a distância mínima entre as paredes exteriores (com janelas sem grades) e partes ativas.

$$H \geq N + 2250 \quad (3.3)$$

$$D_V = N + 2000, \text{ para } U_n > 110kV \quad (3.4)$$

Em que,

- H – Altura mínima entre partes ativas e o solo, para zonas com acesso de pessoas, em mm , sendo $2500mm$, a altura mínima que se deve cumprir.

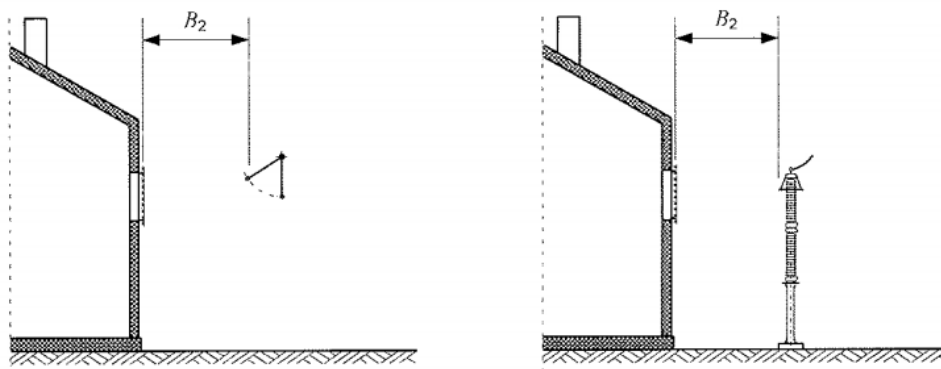


Figura 57 - Parede exterior com janelas com grades [37]

De acordo com a elucidação da Figura 57, verifica-se que a distância mínima entre paredes exteriores (com janelas com grades) e partes ativas, é dada pela condição 3.5.

$$B_2 \geq N + 100 \quad (3.5)$$

Em que,

- B_2 – Distância mínima entre as paredes exteriores (com janelas com grades) e partes ativas, em mm .

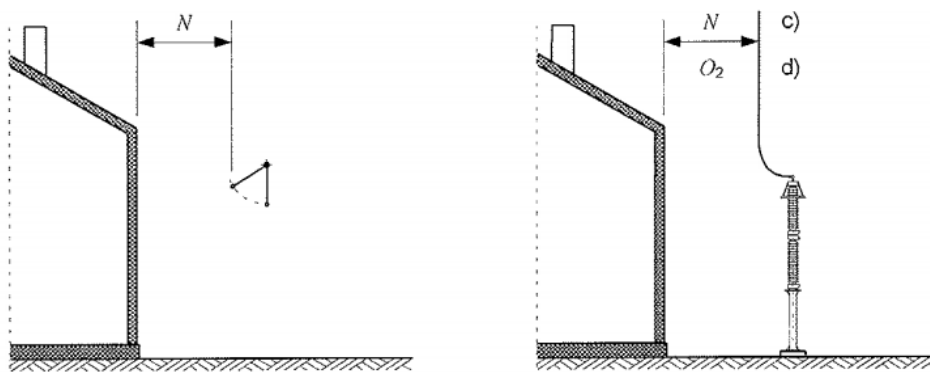


Figura 58 - Parede exterior sem janelas [37]

Pela representação da Figura 58, pretende-se demonstrar que para edifícios que não possuem janelas:

- c) Se o telhado do edifício não for acessível, quando os condutores estão eletrificados, aplica-se a distância mínima de isolamento, N (mm);
- d) Se o telhado do edifício for acessível, quando os condutores estão eletrificados, a distância mínima entre paredes exteriores (sem janelas) e partes ativas, é dada pela condição 3.6.

$$O_2 \geq N + 300 \quad (3.6)$$

Em que,

- O_2 – Distância mínima entre as paredes exteriores (sem janelas) e partes ativas, em mm .

➤ **Alturas mínimas para áreas de acesso e para trabalhos sobre equipamentos**

As alturas mínimas para áreas de acesso a pedestres e para trabalhos sobre equipamentos, deve ser prevista de acordo com as condições indicadas na Figura 61.

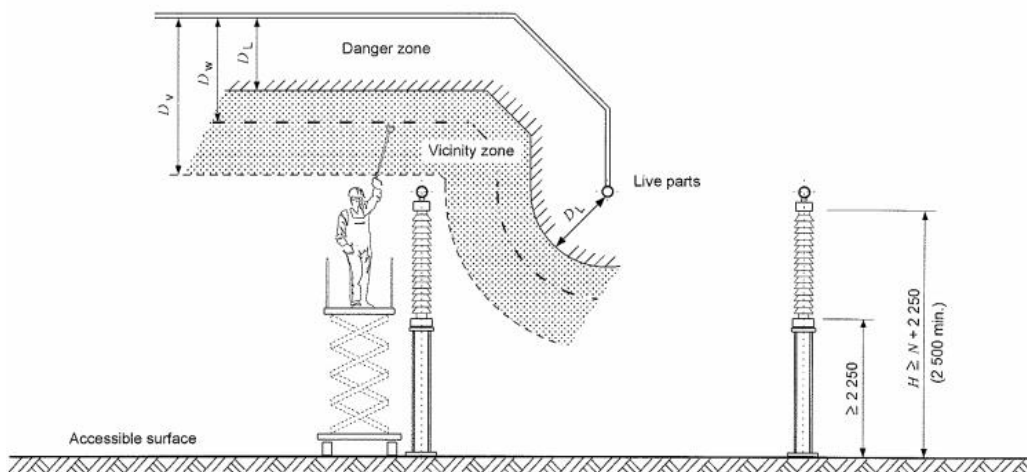


Figura 59 - Alturas mínimas e distâncias de segurança para trabalhos sobre equipamentos [37]

$$D_L = N \quad (3.7)$$

$$D_V = N + 1000, \text{ para } U_n \leq 110kV \quad (3.8)$$

$$D_V = N + 2000, \text{ para } U_n > 110kV \quad (3.9)$$

$$D_w = D_L + \text{fator de segurança} \quad (3.10)$$

Em que,

- D_L – Distância mínima de isolamento, em mm ;
- D_V – Distância de segurança para equipamentos em manutenção, em mm ;
- D_w – Distância de segurança para trabalhos, em mm .

Para este caso, as condições de cálculo procedem-se de forma idêntica às condições de cálculo das distâncias mínimas a edifícios, mais precisamente no que concerne:

- À altura mínima entre partes ativas e o solo (H) – condição 3.3;
- Ao parâmetro D_V , em que o processo de cálculo é exatamente o mesmo – equações 3.8 e 3.9 – sendo que nesta situação D_V passa a denominar-se como a distância de segurança para equipamentos em manutenção.

Em relação à distância de segurança para trabalhos, equação 3.10, é importante referir que as distâncias de isolamento são valores mínimos, devendo garantir-se margens consideradas necessárias relativamente a possíveis balanceamentos dos condutores, dilatações e esforços devidos a cc, acrescentando-se, devido a estes efeitos, um fator de segurança à distância mínima de isolamento, D_L .

De salientar que a parte mais baixa de qualquer isolamento não deve ser inferior a 2250mm acima das superfícies acessíveis (a menos que para impedir o acesso sejam providos outros parâmetros adequados), conforme o exemplo da Figura 59 onde é indicada esta altura mínima até à parte superior da base do isolador metálico.

Dentro de uma instalação, devem ser mantidas as distâncias mínimas de proteção entre partes ativas e a superfície interna de qualquer barreira ou obstáculo de proteção, conforme a representação esquemática da Figura 60.

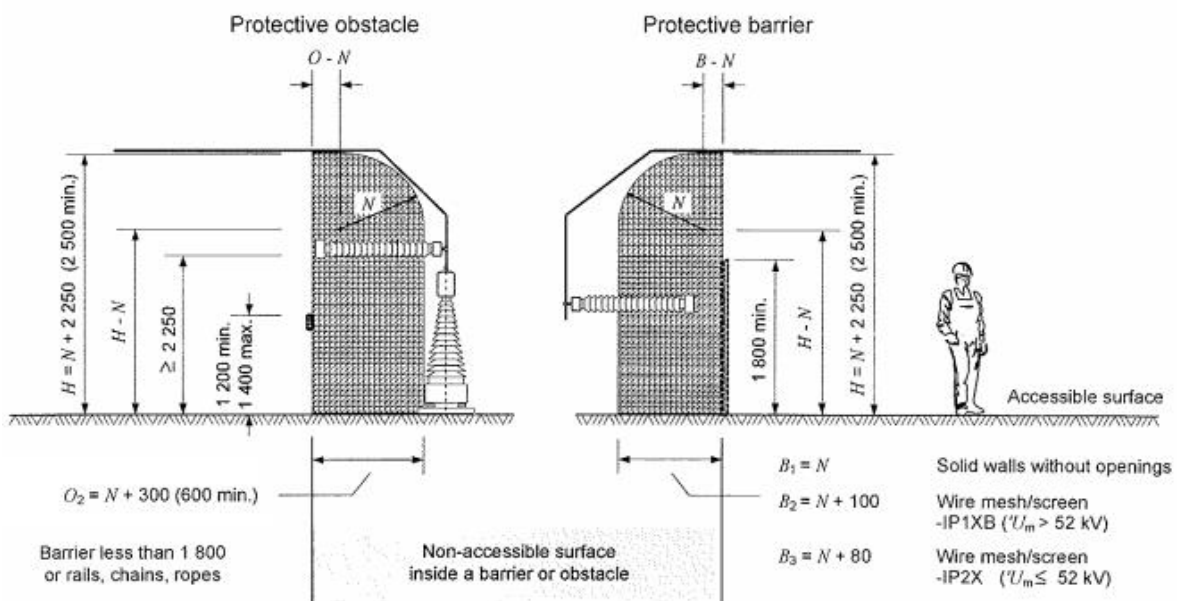


Figura 60 - Proteção contra contatos diretos por barreiras/obstáculos [37]

Após uma análise da Figura 60 e de acordo com a norma IEC 61936-1, verifica-se que:

- Para muros sem aberturas e com uma altura mínima de 1800mm, considera-se que a distância mínima entre a barreira de proteção (B_1) e partes ativas, é a distância mínima de isolamento (N), conforme a condição de igualdade 3.11;

$$B_1 = N \quad (3.11)$$

- Para vedações metálicas ou muros com aberturas, e com uma altura mínima de 1800mm e grau de proteção IP1XB⁵, a distância mínima entre partes ativas e a superfície interna de qualquer barreira de proteção (B_2), é dada pela equação 3.12, para uma tensão máxima do sistema (U_m) superior a 52kV;

$$B_2 = N + 100, \text{ para } U_m > 52kV \quad (3.12)$$

- Para vedações metálicas ou muros com aberturas, e com uma altura mínima de 1800mm e grau de proteção IP2X⁶, a distância mínima entre partes ativas e a superfície interna de qualquer barreira de proteção (B_3), obtém-se pela equação 3.13, para uma tensão máxima do sistema (U_m) até 52kV;

$$B_3 = N + 80, \text{ para } U_m \leq 52kV \quad (3.13)$$

- Para barreiras, correntes ou cordas, com menos de 1800mm de altura, a distância mínima entre partes ativas e estes obstáculos de proteção (O_2), é dada pela equação 3.14, sendo 600mm, a distância mínima que se deve cumprir.

$$O_2 = N + 300 \quad (3.14)$$

Para correntes ou cordas, os valores devem ser aumentados tendo em consideração a flecha que estes normalmente possuem. Sempre que seja possível, os obstáculos de proteção devem ser instalados entre uma altura mínima e máxima de 1200mm e 1400mm, respetivamente.

⁵ De acordo com a norma IEC 60529, um equipamento marcado com IP1XB é protegido contra o acesso às partes perigosas com o dedo ou objetos sólidos $\geq 50mm$.

⁶ De acordo com a norma IEC 60529, um equipamento marcado com IP2X é protegido contra o acesso às partes perigosas com o dedo ou objetos sólidos $\geq 12,5mm$.

➤ **Distâncias e alturas mínimas às vedações/muros exteriores**

No caso das vedações/muros exteriores que delimitam a SE, devem-se garantir os seguintes limites mínimos, de acordo com as condições representadas na Figura 61.

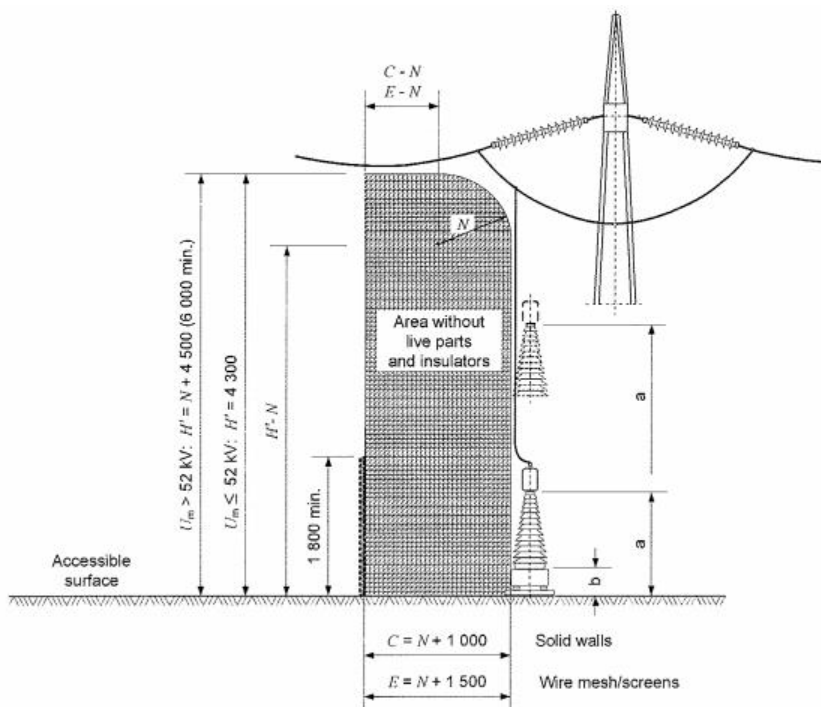


Figura 61 - Distâncias e alturas mínimas às vedações/muros exteriores [37]

$$C = N + 1000 \quad (3.15)$$

$$E = N + 1500 \quad (3.16)$$

$$H' = N + 4500, \text{ para } U_m > 52kV \quad (3.17)$$

$$H' = 4300, \text{ para } U_m \leq 52kV \quad (3.18)$$

Em que,

- C – Distância mínima entre partes ativas e muros exteriores, em mm ;
- E – Distância mínima entre partes ativas e vedações exteriores, em mm ;
- H' – Distância mínima entre partes ativas acessíveis pelo exterior da subestação, em mm , sendo que para $U_m > 52kV$ a distância mínima que se deve cumprir é $6000mm$.

Através da análise da Figura 59 e de acordo com a norma IEC 61936-1, devem ser implementadas barreiras/obstáculos de proteção quando:

- a) A distância às partes ativas é inferior ao valor H ;
- b) A zona de segurança é inferior a $2250mm$.

De salientar que: a altura da vedação/muro exterior, deve ser adequada(o) – pelo menos 1800mm de altura – para impedir o acesso indevido a entidades não autorizadas; podem ser necessárias precauções adicionais em algumas instalações, para evitar o acesso por escavação sob a vedação; as portas/portões de acesso às instalações exteriores devem ser equipadas com fechaduras de segurança e as vedações/muros exteriores, assim como as portas/portões de acesso, devem ser marcadas com sinalização de segurança.

➤ **Distâncias mínimas para veículos**

As rotas de transporte, a capacidade de carga, assim como a sua altura e largura, devem ser adequadas para os movimentos previstos dentro de uma SE.

Deste modo, nas proximidades, ou sob partes energizadas, é permitida a passagem de veículos ou outros equipamentos móveis, desde que sejam garantidas as condições de distâncias mínimas de proteção para veículos, de acordo com a representação ilustrativa da Figura 62. A altura mínima, H , do solo aos elementos/partes ativas é dada pela condição 3.3.

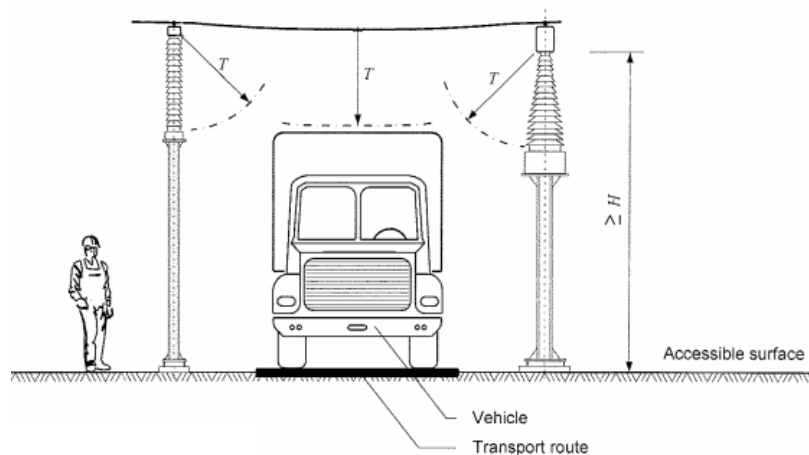


Figura 62 - Distâncias mínimas para veículos [37]

Para um veículo de transporte, com as portas abertas, em que a sua carga não infringe a zona de perigo, a distância mínima de proteção é dada pela equação 3.19.

$$T = N + 100 \tag{3.19}$$

Em que,

- T – Distância mínima de segurança para veículos, em mm , sendo 500mm, a distância mínima que se deve cumprir.

3.2. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES FLEXÍVEIS E RÍGIDOS

Para o dimensionamento de condutores flexíveis e rígidos numa SE, é necessário efetuar o cálculo e verificação das correntes nos condutores, em regime permanente e de curto-circuito (cc). Após a realização destes últimos passos, determina-se o condutor que irá interligar os vários equipamentos da SE, sendo necessária uma última verificação a seguir à seleção do cabo, relativamente ao efeito de coroa. Uma vez executados estes requisitos fundamentais para um correto dimensionamento dos condutores, certifica-se que o cabo escolhido cumpre com as exigências do projeto.

3.2.1. CONDUTORES FLEXÍVEIS NUS

O dimensionamento de condutores flexíveis nus, baseia-se na norma IEEE Std 738 “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors”. [40]

3.2.1.1. CAPACIDADE DE TRANSPORTE EM REGIME PERMANENTE

Em regime permanente, a corrente máxima admissível que pode circular por condutor é dada pela equação 3.20.

$$I_{adm} = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} \quad (3.20)$$

Em que:

- I_{adm} – Corrente máxima admissível, em A;
- q_c – Perdas por convecção, em W/m;
- q_r – Perdas por radiação, em W/m;
- q_s – Ganhos por aquecimento solar, em W/m;
- $R(T_c)$ – Resistência AC do condutor à temperatura T_c , em Ω/m ;
- T_c – Temperatura do condutor em regime permanente, em $^{\circ}C$.

➤ Perdas por convecção

As perdas por convecção (q_c), podem ser forçadas ou naturais. Para o cálculo da corrente máxima admissível (I_{adm}), considera-se o valor mais desfavorável entre as perdas por convecção forçada (q_{c1} e q_{c2}) e natural (q_{cn}). A equação 3.21, aplica-se para ventos fracos, enquanto que a equação 3.22, aplica-se para ventos fortes.

Quando a velocidade do vento é zero, ocorre a convecção natural, onde a taxa de perda de calor é obtida através da equação 3.23.

$$q_{c1} = \left[1,01 + 0,372 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f K_{angle} (T_c - T_a) \quad (3.21)$$

$$q_{c2} = \left[0,0119 \left(\frac{D\rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} k_f K_{angle} (T_c - T_a) \right] \quad (3.22)$$

$$q_{cn} = 0,0205 \rho_f^{0,5} D^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25} \quad (3.23)$$

Onde:

$$\rho_f = \frac{1,293 - 1,525 \times 10^{-4} H_e + 6,379 \times 10^{-9} H_e^2}{1 + 0,00367 T_{film}} \quad (3.24)$$

$$\mu_f = \frac{1,458 \times 10^{-6} (T_{film} + 273)^{1,5}}{T_{film} + 383,4} \quad (3.25)$$

$$k_f = 2,424 \times 10^{-2} + 7,477 \times 10^{-5} T_{film} - 4,407 \times 10^{-9} T_{film}^2 \quad (3.26)$$

$$T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2} \quad (3.27)$$

$$K_{angle} = 1,194 - \cos(\phi) + 0,194 \cos(2\phi) + 0,368 \sin(2\phi) \quad (3.28)$$

Em que:

- q_{c1}, q_{c2} – Perdas por convecção forçada, em W/m ;
- q_{cn} – Perdas por convecção natural, em W/m ;
- D – Diâmetro do condutor, em mm ;
- ρ_f – Densidade do ar, em kg/m^3 ;
- V_w – Velocidade do vento, em m/s , considerando-se normalmente $0,60m/s$ que segundo a norma IEEE Std 738, é a velocidade do vento quando o ângulo entre a direção do vento e o eixo do condutor (ϕ) é de 90° (ângulo mais desfavorável);
- μ_f – Viscosidade dinâmica do ar, em $kg/(m.s)$;
- k_f – Condutividade térmica do ar, em $W/(m.^{\circ}C)$;
- K_{angle} – Fator de direção do vento, que para uma velocidade do vento igual a $0,60m/s$ corresponde o valor 1;
- T_a – Temperatura máxima ambiente do ar, em $^{\circ}C$;
- H_e – Elevação do condutor relativamente ao nível do mar, em m ;

- T_{film} – Média entre a temperatura do condutor e a temperatura do ar envolvente, em °C;
- \varnothing – Ângulo entre a direção do vento e o eixo do condutor, em °(graus), sendo 90° o ângulo mais desfavorável segundo a norma IEEE Std 738, uma vez que a direção do vento é perpendicular ao eixo do cabo.

➤ Perdas por radiação

As perdas por radiação (q_r), necessárias para obter o valor da corrente máxima admissível (I_{adm}), são calculadas de acordo com a equação 3.29, apresentada de seguida.

$$q_r = 0,0178 \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \left[\left(\frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left(\frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (3.29)$$

Em que:

- ε – Coeficiente de emissividade, que para condutores de alumínio com uma exposição prolongada ao ar livre, normalmente aplica-se o valor de 0,5, segundo a Tabela 8.

Tabela 8 - Valores comuns de emissividade e absorção solar consoante o tipo de revestimento da superfície do material [9]

Revestimento da superfície	Material	
	Cobre	Alumínio
Após exposição prolongada ao ar livre	0,7 – 0,85	0,3 – 0,5
Pintado de preto	0,9 – 0,95	0,9 – 0,95

➤ Ganhos por aquecimento solar

Os ganhos por aquecimento solar (q_s), também estes necessários para o cálculo da corrente máxima admissível por condutor, são determinados através da equação 3.30.

$$q_s = \alpha Q_s K_{solar} A' \sin(\theta) \quad (3.30)$$

Onde:

$$Q_s = A + BH_c + CH_c^2 + DH_c^3 + EH_c^4 + FH_c^5 + GH_c^6 \quad (3.31)$$

$$K_{solar} = A + BH_e + CH_e \quad (3.32)$$

$$A' = \frac{D[mm]}{1000} \quad (3.33)$$

$$\theta = \arccos[\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_1)] \quad (3.34)$$

$$H_c = \arcsin[\cos(Lat) \cos(\delta) \cos(\omega) + \sin(Lat) \sin(\delta)] \quad (3.35)$$

$$\delta = 23,4583 \sin \left[\frac{284 + N}{365} 360 \right] \quad (3.36)$$

$$Z_c = C + \arctan(\chi) \quad (3.37)$$

$$\chi = \frac{\sin(\omega)}{\sin(Lat) \cos(\omega) - \cos(Lat) \tan(\delta)} \quad (3.38)$$

Em que:

- α – Coeficiente de absorção solar, que para condutores de alumínio com uma exposição prolongada ao ar livre, normalmente aplica-se o valor de 0,5, segundo a Tabela 8;
- Q_s – Fluxo de calor solar irradiado, em W/m^2 , dependente do tipo de atmosfera, como se representa na Tabela 9;
- K_{solar} – Fator de correção de altitude solar, onde $A=1$, $B=1,148 \times 10^{-4}$ e $C=-1,108 \times 10^{-8}$;
- A' – Área projetada do condutor por unidade de comprimento, em m^2/m ;
- θ – Ângulo efetivo de incidência dos raios solares, em $^\circ$ (graus);
- H_c – Altitude do sol, em $^\circ$ (graus);
- Z_c – Azimute solar, em $^\circ$ (graus);
- Z_1 – Azimute da linha, em $^\circ$ (graus), sendo 90° ou 270° quando a linha segue na direção Este-Oeste e 0° ou 180° quando a linha segue na direção Norte-Sul;
- Lat – Latitude, em $^\circ$ (graus);
- δ – Inclinação solar, em $^\circ$ (graus);
- ω – Ângulo horário, relativamente ao meio-dia, em $^\circ$ (graus);
- N – Dias decorridos no ano;
- C – Constante de azimute solar, em $^\circ$ (graus), varia em função de ω e de χ de acordo com a informação representada na Tabela 10;
- χ – Variável de azimute solar;

Tabela 9 - Coeficientes para os diferentes tipos de atmosfera [40]

Coeficientes da equação (3.31)	Atmosfera Limpa	Atmosfera Industrial
<i>A</i>	-42,2391	53,1821
<i>B</i>	63,8044	14,2110
<i>C</i>	-1,9220	$6,6138 \times 10^{-1}$
<i>D</i>	$3,46921 \times 10^{-2}$	$-3,1658 \times 10^{-2}$
<i>E</i>	$-3,61118 \times 10^{-4}$	$5,4654 \times 10^{-4}$
<i>F</i>	$1,94318 \times 10^{-6}$	$-4,3446 \times 10^{-6}$
<i>G</i>	$-4,07608 \times 10^{-9}$	$1,3236 \times 10^{-8}$

Tabela 10 - Constante de azimute solar, C , como uma função do "ângulo horário", ω , e da variável de azimute solar, χ [40]

"Ângulo horário" ω °(graus)	C se $\chi \geq 0$ °(graus)	C se $\chi < 0$ °(graus)
$-180 \leq \omega < 0$	0	180
$0 \leq \omega \leq 180$	180	360

➤ Resistência AC

Para o cálculo da resistência AC do condutor à temperatura em regime permanente $R(T_c)$, utiliza-se a equação 3.39. [2] [41]

$$R(T_c) = R(T_{Ref})[1 + \alpha_{20}(T_c - T_{Ref})] \quad (3.39)$$

Em que:

- $R(T_{Ref})$ – Resistência DC do condutor à temperatura T_{Ref} , em Ω/m ;
- T_{Ref} – Temperatura de referência do condutor, em $^{\circ}C$ (normalmente considera-se uma temperatura de $20^{\circ}C$, de acordo com a norma IEEE Std 738);
- α_{20} – Coeficiente de variação da resistência elétrica com a temperatura, em $^{\circ}C^{-1}$, dependente do material do condutor, como se representa na Tabela 13.

➤ Capacidade de transporte do condutor em regime permanente

Uma vez calculados todos os parâmetros para obter a corrente máxima admissível do condutor (I_{adm}), torna-se necessário calcular a corrente de serviço. Esta corrente corresponde à potência a alimentar à tensão nominal e corresponderá ao valor máximo que, em regime permanente, se estima que as cargas irão absorver em simultâneo. O valor da intensidade de corrente de serviço é determinado estimando as potências de carga ou, mais precisamente, a potência aparente de carga da instalação, de acordo com a equação 3.40.

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3.40)$$

Em que:

- I_b – Corrente de serviço, em A;
- S – Potência aparente, em VA;
- U_n – Tensão nominal composta, em V.

Para um correto dimensionamento do condutor, é necessário cumprir com a condição 3.41, onde se verifica que a corrente nominal do sistema, deve ser inferior à corrente máxima suportada pelo condutor:

$$I_b \leq I_{adm} \quad (3.41)$$

3.2.1.2. ESFORÇOS TÉRMICOS

Os esforços térmicos traduzem a capacidade de condução da corrente em regime de cc. O cálculo e verificação dos condutores utilizados, em termos de resistência dos esforços térmicos de cc, são efetuados de acordo com a norma IEC 60865-1 “Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods” e IEC 60909-0 “Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents”.

A corrente térmica equivalente de cc é dada pela equação 3.42. Os fatores m e n , obtêm-se por inspeção gráfica das Figura 63 e Figura 64, retiradas da norma IEC 60909-0, ou calculados pelas equações 3.43 e 3.45, respetivamente.

$$I_{th} = I_k'' \sqrt{m + n} \quad (3.42)$$

$$m = \frac{1}{2fT_k \ln(\kappa - 1)} [e^{4fT_k \ln(\kappa - 1)} - 1] \quad (3.43)$$

$$\kappa = 1,02 + 0,98e^{-3R/X} \quad (3.44)$$

$$\text{Se } \frac{I_k''}{I_k} = 1 \Rightarrow n = 1$$

$$\text{Se } \frac{I_k''}{I_k} \geq 1,25 \Rightarrow n =$$

$$\begin{aligned} &= \frac{1}{(I_k''/I_k)^2} \left[1 + \frac{T_d'}{20 T_k} (1 - e^{-20 T_k/T_d'}) \left(\frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right)^2 \right. \\ &+ \frac{T_d'}{2 T_k} (1 - e^{-2 T_k/T_d'}) \left(\frac{I_k'}{I_k} - 1 \right)^2 \\ &+ \frac{T_d'}{5 T_k} (1 - e^{-10 T_k/T_d'}) \left(\frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right) + \frac{2T_d'}{T_k} (1 - e^{-T_k/T_d'}) \left(\frac{I_k'}{I_k} - 1 \right) \\ &\left. + \frac{T_d'}{5,5 T_k} (1 - e^{-11 T_k/T_d'}) \left(\frac{I_k''}{I_k} - \frac{I_k'}{I_k} \right) \left(\frac{I_k'}{I_k} - 1 \right) \right] \quad (3.45) \end{aligned}$$

$$\frac{I'_k}{I_k} = \frac{I''_k/I_k}{0,88 + 0,17 I''_k/I_k} \quad (3.46)$$

$$T'_d = \frac{3,1[s]}{I'_k/I_k} \quad (3.47)$$

Em que:

- I_{th} – Corrente térmica equivalente de curto-circuito, em A;
- I''_k – Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico (valor eficaz), em A;
- I_k – Corrente permanente de curto-circuito (valor eficaz), em A;
- m – Fator que considera o efeito de calor da componente continua do curto-circuito;
- n – Fator que considera o efeito de calor da componente alternada do curto-circuito;
- f – Frequência elétrica da instalação, em Hz;
- T_k – Duração do curto-circuito, em s;
- κ – Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito;⁷ Este fator pode ser calculado através da equação 3.44, ou obtido por inspeção gráfica da Figura 65, em função de R/X ou X/R);
- X/R – Relação entre a reatância e resistência da rede, fornecida pela entidade responsável pela exploração da linha elétrica a que se encontra conectada a subestação; Caso a mesma não seja concedida, deve-se aplicar o valor representante em função da potência do transformador, de acordo com a Tabela 11;
- I''_k/I_k – Relação entre a corrente inicial e final de curto-circuito;
- I'_k/I_k – Fator de relação para cálculo de n (de acordo com a norma IEC 60909-0);
- T'_d – Fator para cálculo de n (de acordo com a norma IEC 60909-0).

⁷ Este fator traduz a maior ou menor rapidez de decaimento da componente contínua, de acordo com a Figura 65, e é função da razão R/X vista do local de defeito.

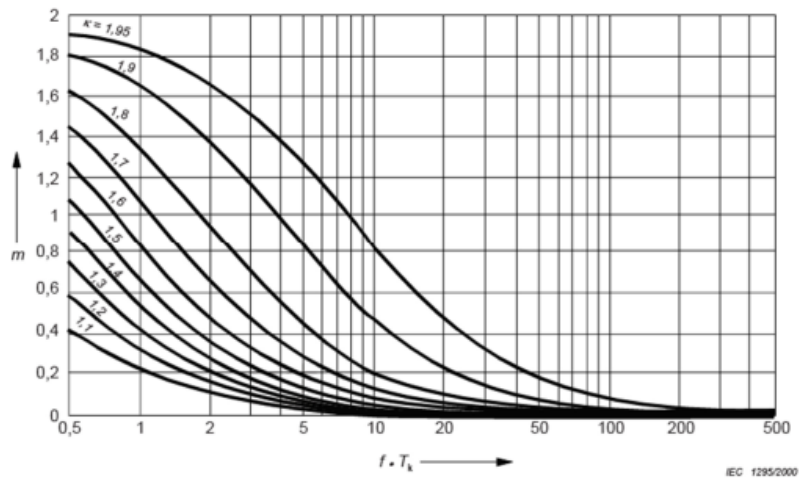


Figura 63 - Gráfico do valor de m [42]

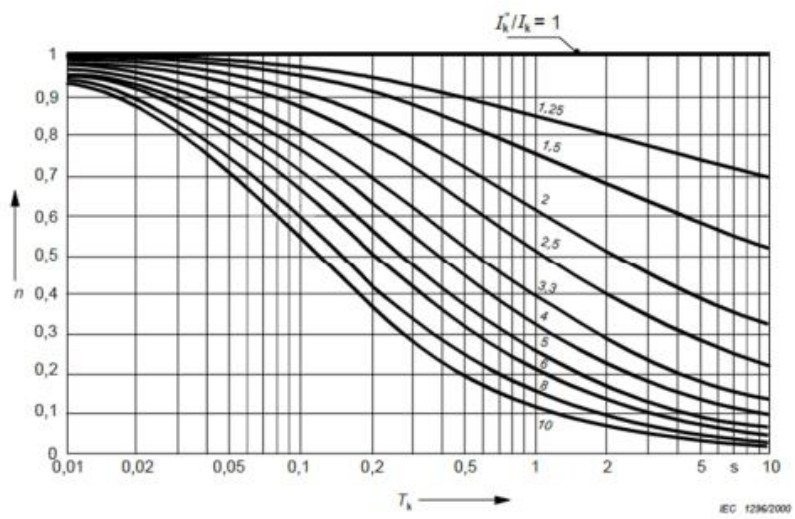


Figura 64 - Gráfico do valor de n [42]

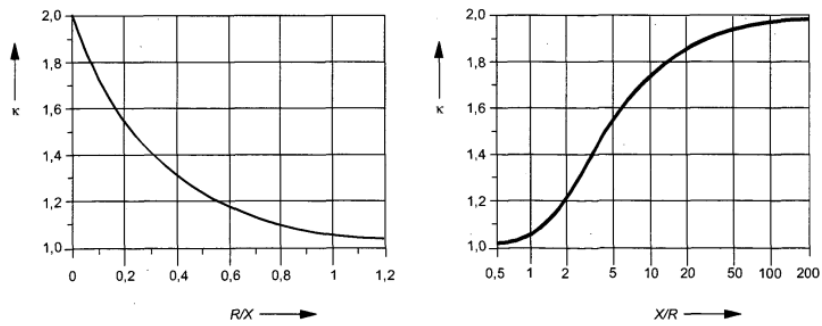


Figura 65 - Fator κ em função da razão R/X ou X/R [42]

Tabela 11 - Relação X/R para transformadores [43]

X/R	[MVA]	X/R	[MVA]	X/R	[MVA]	X/R	[MVA]	X/R	[MVA]
4,00	0,50	8,00	2,00	11,60	4,60	19,60	16,00	35,20	80,00
4,50	0,60	8,20	2,20	12,00	5,00	20,80	18,00	36,60	90,00
5,00	0,70	8,40	2,40	12,80	6,00	22,00	20,00	38,00	100,00
5,50	0,80	8,60	2,60	13,60	7,00	23,80	26,00	39,60	120,00
6,00	0,90	8,80	2,80	14,40	8,00	25,60	32,00	41,80	140,00
6,50	1,00	9,00	3,00	15,20	9,00	27,40	38,00	42,80	160,00
6,80	1,20	10,00	3,00	16,00	10,00	29,20	44,00	44,40	180,00
7,10	1,40	10,40	3,40	17,20	12,00	31,00	50,00	46,00	200,00
7,40	1,60	10,80	3,80	18,40	14,00	32,40	60,00		
7,70	1,80	11,20	4,20	19,00	15,00	33,80	70,00		

Pode-se ainda determinar a densidade de corrente térmica equivalente de cc (S_{th}), através da equação 3.48.

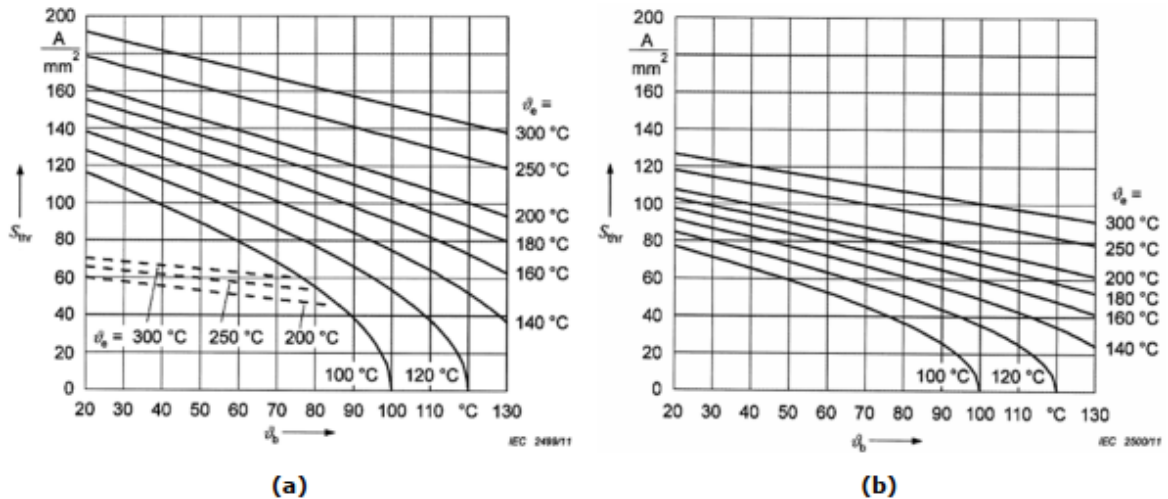
$$S_{th} = \frac{I_{th}}{A_c} \quad (3.48)$$

Em que:

- S_{th} – Densidade de corrente térmica equivalente de curto-circuito, em A/m^2 ;
- A_c – Área de secção do condutor, m^2 .

O aquecimento de um condutor, como consequência de um cc, é função da duração da corrente de cc e do material do condutor.

O valor estipulado da densidade de corrente suportada de curta duração (S_{thr}), depende unicamente do material, ou associação de materiais, do qual o condutor é constituído, e obtém-se através da análise da Figura 66, retirada da norma IEC 60865-1, sendo função das temperaturas consideradas no início do cc (θ_b), e admissíveis no fim do mesmo (θ_c), para uma duração estipulada (T_{kr}), de 1s. De forma alternativa pode ser calculada recorrendo à equação 3.49.



Linhas a tracejado correspondem a condutores com ligas de alumínio, ligas de alumínio, e alumínio reforçado a aço (ACSR) e linhas contínuas a condutores de cobre

Figura 66 - Determinação da densidade de corrente estipulada admissível [44]

$$S_{thr} = \frac{1}{\sqrt{T_{kr}}} \sqrt{\frac{k_{20} \cdot C \cdot \rho}{\alpha_{20}} \ln \left[\frac{1 + \alpha_{20}(\theta_c - \theta_a)}{1 + \alpha_{20}(\theta_b - \theta_a)} \right]} \text{ onde } \theta_a = 20[^\circ C] \quad (3.49)$$

Em que:

- S_{thr} – Valor estipulado da densidade de corrente suportada de curta duração, em A/m^2 ;
- T_{kr} – Tempo de curta duração estipulado, em s ;
- k_{20} – Condutividade específica à temperatura de referência, em $(\Omega \cdot m)^{-1}$;
- C – Capacidade calorífica, em $J/(kg \cdot ^\circ C)$;
- ρ – Massa específica, em kg/m^3 ;
- α_{20} – Coeficiente de variação da resistência elétrica, em $(^\circ C)^{-1}$;
- θ_a – Temperatura de referência do condutor, em $^\circ C$ (normalmente considera-se uma temperatura de $20^\circ C$, de acordo com a norma IEC Std 60865-1);
- θ_b – Temperatura do condutor no início do curto-circuito, em $^\circ C$;
- θ_c – Temperatura do condutor no fim do curto-circuito, em $^\circ C$.

As temperaturas máximas recomendadas a que os diferentes condutores podem estar sujeitos durante um curto espaço de tempo estão indicadas na Tabela 12, e as constantes físicas dos materiais na Tabela 13, ambas retiradas da norma IEC 60865-1.

Os condutores nus têm uma resistência térmica ao cc suficiente para o tempo de cc (T_k), desde que a relação dada pela equação 3.50 seja respeitada. [44]

$$S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} \text{ onde } T_{kr} = 1[s] \quad (3.50)$$

Tabela 12 - Temperaturas máximas recomendadas durante o curto-circuito em função do material dos condutores [44]

Tipo de condutor	Temperatura máxima recomendada durante o curto-circuito (°C)
Condutores nus, sólidos ou em feixe: Cobre, Alumínio ou liga de Alumínio	200
Condutores nus, sólidos ou em feixe: Aço	300

Tabela 13 - Constantes físicas dos materiais constituintes dos condutores [44]

Símbolo	Unidade S.I.	Cobre	Liga de Alumínio Condutor de Alumínio com Aço reforçado (Al-Ac)	Aço
C	J(kg.°C)	390	910	480
ρ	kg/m ³	8900	2700	7850
k_{20}	($\Omega \cdot m$) ⁻¹	56x10 ⁶	34,8x10 ⁶	7,25x10 ⁶
α_{20}	°C ⁻¹	0,0039	0,004	0,0045

3.2.1.3. EFEITO DE COROA

O efeito de coroa manifesta-se sob a forma de acumulação de descargas em torno do condutor, quando o gradiente de tensão excede um valor crítico à superfície deste.

O cálculo e verificação dos condutores utilizados, em termos de efeito de coroa, são efetuados de acordo com o Anexo D da norma IEEE Std 605 “IEEE Guide for Bus Design in Air Insulated Substations”.

De acordo com a fórmula empírica desenvolvida por Peek em 1929, o gradiente de tensão admissível é dado pela equação 3.51.

$$E_c = m \cdot E_0 \cdot D_a \left(1 + \frac{C}{\sqrt{D_a \cdot r_e}} \right) \quad (3.51)$$

$$r_e = r \left(g \cdot \frac{S}{r} \right)^{n-\frac{1}{n}} \quad (3.52)$$

Em que:

- E_c – Gradiente de tensão admissível, em kV/cm ;
- m – Fator de irregularidade do condutor, que segundo a norma IEEE Std 605, pode variar entre 0,3 e 0,85 dependendo da condição da superfície do condutor. Para condutores com elevada sujidade, o valor de m deverá ser inferior a 0,2. Para condutores com um pouco de sujidade, considera-se um valor razoável de m , entre o intervalo de 0,6 até 0,85;
- E_0 – Constante empírica;
- D_a – Densidade relativa do ar;
- C – Constante empírica;
- r_e – Raio equivalente do condutor ou do conjunto de condutores por fase (subcondutores), em cm ;
- r – Raio externo do condutor, em cm ;
- g – Constante empírica que toma o valor 1 até 3 condutores por fase e 1,12 para 4 condutores por fase;
- s – Espaçamento entre subcondutores, em cm ;
- n – Número de condutores por fase.

Através de medições realizadas em laboratório, Peek descobriu que, $E_0 = 30kV/cm$ (valor de pico) ou $21,1kV/cm$ (valor eficaz) e $C = 0,301cm^{-1}$.

De acordo com as equações 3.51 e 3.52, caso exista apenas um condutor por fase, as equações continuam válidas, visto terem valor numérico igual a caso em que se utilizasse as equações de um único condutor.

A densidade relativa do ar (D_a), obtém-se através da equação 3.53, como função da altitude e da temperatura.

$$D_a = \left(\frac{273 + T_0}{273 + T} \right) \frac{P}{P_0} \quad (3.53)$$

$$\frac{P}{P_0} = 1 - \frac{A}{10} \quad (3.54)$$

Em que:

- T – Temperatura ambiente do ar, em $^{\circ}C$;
- P – Pressão do ar ambiente, em kPa ;
- P_0 e T_0 – Pressão e Temperatura usadas para determinação das constantes empíricas E_0 e C e do fator m ;
- A – Altitude da subestação, em km .

A determinação do gradiente máximo de tensão à superfície de um condutor (E_m) pode ser efetuada tendo por base as seguintes equações, onde se devem usar todas as unidades métricas em centímetros. O gradiente médio de tensão à superfície de um condutor (E_a), por sua vez é calculado a partir da tensão simples eficaz e da geometria dos condutores. Onde h_e e r_e são, respetivamente, a altura e o raio equivalentes do feixe de condutores como condutor único.

$$E_m = \frac{h_e}{h_e - r_e} E_a \quad (3.55)$$

$$E_a = \frac{V_1}{n \cdot r \cdot \ln\left(\frac{2h_e}{r_e}\right)} \quad (3.56)$$

$$h_e = \frac{h \cdot D}{\sqrt{4h^2 + D}} \quad (3.57)$$

$$V_1 = \frac{V}{\sqrt{3}} \cdot 1,1 \quad (3.58)$$

Em que:

- E_m – Gradiente de tensão máximo à superfície do condutor, em kV/cm ;
- h_e – Distância equivalente entre o centro do condutor ao plano do solo, em cm ;⁸
- E_a – Gradiente de tensão médio à superfície do condutor, em kV/cm ;
- V_1 – Tensão simples do sistema, em kV ;⁹
- h – Altura do condutor relativamente ao solo, em cm ;
- D – Distância entre fases da linha, em cm ;
- V – Tensão nominal do sistema, em kV .

Para um funcionamento satisfatório do sistema, deverá se verificar a condição 3.59, em que o gradiente de tensão máximo à superfície do condutor (E_m) deverá ser menor que o gradiente de tensão admissível (E_c).

$$E_m < E_c \quad (3.59)$$

⁸ Para conjuntos circulares de condutores, as fórmulas para calcular o gradiente de tensão máximo à superfície do condutor, seguem a norma NEMA CC 1-2005.

⁹ V_1 representa 110% da tensão nominal do sistema.

3.2.2. CONDUTORES RÍGIDOS

A metodologia de cálculo dos condutores rígidos processa-se de forma semelhante à dos condutores flexíveis. Ambos os métodos são fundamentados em vários critérios de limitação, com considerações térmicas, como a transferência de calor e as propriedades do material.

Todo o procedimento de cálculo para o dimensionamento de condutores rígidos demonstrado de seguida, é baseado na norma IEEE Std 605. [9]

3.2.2.1. CAPACIDADE DE TRANSPORTE EM REGIME PERMANENTE

Em regime permanente, a corrente máxima admissível que pode circular por condutor é dada pela equação 3.60.

$$I_{adm} = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R \cdot F}} \quad (3.60)$$

Em que:

- I_{adm} – Corrente máxima admissível, em A;
- q_c – Perdas por convecção, em W/m;
- q_r – Perdas por radiação, em W/m;
- q_s – Ganhos por aquecimento solar, em W/m;
- R – Resistência DC à temperatura de funcionamento, em Ω/m ;
- F – Efeito pelicular¹⁰, normalmente manifesta-se para altas frequências (devido à intensa variação do campo magnético) ou para diâmetros elevados dos condutores. Para sistemas com 50Hz de frequência este efeito é desprezável. [45]

Para a obtenção da corrente máxima admissível, equação 3.60, torna-se necessário determinar alguns parâmetros relacionados com a transferência de calor entre o condutor e o meio ambiente. De seguida, demonstra-se todo este processo de cálculo, que no caso das perdas por convecção dependerá da configuração do condutor, mais precisamente quanto à forma da sua superfície.

¹⁰ O efeito pelicular é um fenómeno que ocorre em corrente alternada (ca), em que junto à superfície do condutor se verifica uma densidade de corrente maior do que no seu interior. Este efeito provém das correntes induzidas (ou de Foucault), que são geradas devido à variação do campo magnético e que se opõem à corrente do circuito.

➤ **Perdas por convecção forçada sobre superfícies planas**

O cálculo do coeficiente de transferência de calor (h), equação 3.61, aplica-se quando o ar flui paralelamente a uma superfície plana.

$$h = 0,664 \cdot \frac{k_a}{L} \cdot Re^{\frac{1}{2}} \cdot Pr^{\frac{1}{3}} \quad (3.61)$$

$$Re = \frac{L \cdot V}{\nu_a} \quad (3.62)$$

$$\nu_a = \frac{\mu_a}{\rho_a} \quad (3.63)$$

$$Pr = C_{pa} \cdot \frac{\mu_a}{k_a} \quad (3.64)$$

Em que:

- h – Coeficiente de transferência de calor, em $W/(m^2 \cdot ^\circ C)$;
- k_a – Condutividade térmica do ar, em $W/(m \cdot ^\circ C)$;
- L – Comprimento do caminho do fluxo sobre o condutor (normalmente a largura ou espessura), em m ;
- Re – Número de *Reynolds*;
- Pr – Número de *Prandtl*;
- V – Velocidade do vento, em m/s ;
- C_{pa} – Capacidade de calor do ar, em $J/(kg \cdot ^\circ C)$;
- μ_a – Viscosidade dinâmica do ar, em $kg/(m \cdot s)$;
- k_a – Condutividade térmica do ar, em $W/(m \cdot ^\circ C)$;
- ρ_a – Densidade do ar, em kg/m^3 ;
- ν_a – Viscosidade cinemática do ar, em m^2/s .

Para uma ampla faixa de temperaturas e pressões comuns usando as propriedades do ar a $60^\circ C$, normalmente considera-se o número de *Prandtl* como 0,7. De acordo com as equações 3.24 a 3.27 apresentadas anteriormente no dimensionamento de condutores flexíveis (ponto 3.2.1.1), é possível obter os seguintes valores comuns:

- $C_{pa} = 1006 J/(kg \cdot ^\circ C)$;
- $\mu_a = 2,04 \times 10^{-5} kg/(m \cdot s)$;
- $k_a = 0,0288 W/(m \cdot ^\circ C)$;
- $\rho_a = 1,08 kg/m^3$;
- $\nu_a = 18,9 \times 10^{-6} m^2/s$.

Como resultado, apenas a diferença de temperatura entre o condutor e o ar circundante é relevante no cálculo das perdas de calor por convecção. Por exemplo, as perdas por convecção calculadas para um aumento de temperatura de 40°C são igualmente iguais para um condutor de 70°C em ar de 30°C ou um condutor de 85°C em ar de 45°C.

O total de perdas de calor perdido da superfície do condutor, devido à convecção forçada, é dado pela equação 3.65.

$$q_c = h \cdot A_s \cdot \Delta T \quad (3.65)$$

Em que:

- A_s – Área da superfície plana do condutor por unidade de comprimento, em m^2/m ;
- ΔT – Diferença de temperatura entre a superfície do condutor e do ar envolvente, em °C;

Quando a instalação se localiza a uma determinada elevação acima do nível do mar, deve-se multiplicar q_c por $P^{0,5}$, onde P é a pressão do ar na atmosfera. Deste modo, o coeficiente de convecção para pressões mais baixas irá reduzir.

Para as propriedades do ar a 60°C observadas anteriormente, e aplicando as respectivas variáveis, q_c é dado pela equação 3.66.

$$q_c = 3,906 \sqrt{\frac{V}{L}} \cdot A_s \cdot \Delta T \quad (3.66)$$

Para $V=0,6m/s$, q_c é dado pela equação 3.67.

$$q_c = 3,05 \sqrt{\frac{1}{L}} \cdot A_s \cdot \Delta T \quad (3.67)$$

Esta fórmula simplificada aplica-se para o fluxo de ar paralelo à superfície.

O fluxo de ar externo raramente é unidirecional, e nem sempre é paralelo à superfície. No entanto, presume-se que o ar que circula ao redor do condutor terá um fluxo mais turbulento e fornecerá, em média, uma maior transferência de calor, do que a calculada usando a equação acima.

A fórmula de perdas por convecção representada anteriormente, deve ser aplicada por cada superfície plana do condutor.

➤ **Perdas por convecção forçada sobre superfícies cilíndricas**

Segundo o texto de *McAdams* ou do *Perry's Handbook*, a transferência de calor para uma forma cilíndrica de pelo menos 0,0254m de diâmetro, pode ser estimada pela equação 3.68 para uma velocidade do vento de 0,6m/s e 1 atmosfera de pressão. [9]

$$q_c = 3,561 \cdot D^{-0,4} \cdot A_s \cdot \Delta T \quad (3.68)$$

$$A_s = D \cdot \pi \quad (3.69)$$

Em que:

- D – Diâmetro exterior do cilindro (tubo), em m ;
- A_s – Área da superfície do condutor por unidade de comprimento, em m^2/m ;

Para condutores rígidos sujeitos a velocidades do vento diferentes de 0,6m/s e atendendo à densidade e viscosidade do ar, determina-se as perdas por convecção (q_c) aplicando a equação 3.70. Deste modo, como a velocidade do vento difere de 0,6m/s, ao resultado de q_c torna-se necessário multiplicar o fator de direção do vento (K_{angle}), idêntico ao demonstrado anteriormente na equação 3.28, do dimensionamento de condutores flexíveis (ponto 3.2.1.1).

$$q_c = \frac{k_a}{L} \left[0,3 + \frac{0,62 \cdot Re^{\frac{1}{2}} \cdot Pr^{\frac{1}{3}}}{\left[1 + \left(\frac{0,4}{Pr} \right)^{\frac{2}{3}} \right]^{\frac{1}{4}}} \left[1 + \left(\frac{Re}{282000} \right)^{\frac{5}{8}} \right]^{\frac{4}{5}} \right] A_s \cdot \Delta T \quad (3.70)$$

➤ **Perdas por convecção natural sobre superfícies planas e cilíndricas**

Em instalações interiores, as superfícies dos condutores encontram-se protegidas da exposição direta ao vento. Nestas situações, e caso exista espaço suficiente para que ocorra a convecção natural, tais superfícies podem ser tratadas como se as perdas por convecção no exterior fossem iguais às perdas por convecção natural no interior. Para tais superfícies blindadas, o cálculo das perdas de calor efetua-se de acordo com as equações indicadas na norma IEEE Std 605 para convecção natural, como se representa de seguida.

Alguns exemplos de áreas que requerem tal tratamento, são os espaços entre ângulos duplos, canais duplos ou condutores retangulares paralelos.

A aplicação das equações para o cálculo da convecção natural, só se justifica quando o espaçamento entre condutores seja superior a 20% da dimensão maior do condutor, ou que a mesma seja maior que 0,0254m (entre estas duas opções, normalmente opta-se pela que for menor). Esta estimativa de espaçamento tolerável, baseia-se no facto de que a camada limite para transferência de massa, seja aproximadamente 10% do comprimento do caminho do fluxo. Quando o espaçamento entre condutores é superior à dimensão principal do condutor, aplicam-se as fórmulas de convecção forçada apresentadas nos pontos anteriores.

A fórmula de cálculo da convecção natural para as superfícies verticais, cilindros verticais e superfícies horizontais voltadas para cima é dada pela equação 3.71, enquanto que para superfícies horizontais voltadas para baixo é dada pela equação 3.72.

$$q_c = 1,38 \cdot \Delta T^{1,25} \cdot L^{-0,25} \cdot A_s \quad (3.71)$$

$$q_c = 0,69 \cdot \Delta T^{1,25} \cdot L^{-0,25} \cdot A_s \quad (3.72)$$

Quando a velocidade do vento é zero, a taxa de perda de calor – convecção natural – para cilindros horizontais é obtida através da equação 3.73.

$$q_c = 4,0 \cdot \rho_a^{0,5} \cdot D^{0,75} \cdot \Delta T^{1,25} \quad (3.73)$$

➤ Perdas por radiação

O cálculo das perdas por radiação (q_r) de uma superfície, é dado pela equação básica de *Stefan-Boltzmann*, através da aplicação da equação 3.74. [9]

$$q_r = 5,6697 \times 10^{-8} \cdot \varepsilon \cdot A_s [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad (3.74)$$

Em que:

- ε – Emissividade, que para condutores de alumínio com uma exposição prolongada ao ar livre, normalmente aplica-se o valor de 0,5, segundo a Tabela 8;
- T_c – Temperatura do condutor em regime permanente, em °C;
- T_a – Temperatura máxima ambiente do ar, em °C.

Para condutores em forma de cilindro (tubo), as perdas por radiação são dadas pela equação 3.75.

$$q_r = 5,6697 \times 10^{-8} \cdot \varepsilon \cdot \pi \cdot D [(T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad (3.75)$$

➤ Ganhos por aquecimento solar

Os ganhos por aquecimento solar (q_s), expressam o calor proveniente da incidência de radiação solar na superfície de um condutor, e obtêm-se através da equação 3.76. O processo de cálculo desenvolve-se de igual forma à equação aplicada para os condutores flexíveis, equação 3.30 apresentada no ponto 3.2.1.1 da presente dissertação, assim como os respectivos parâmetros constituintes da mesma, numerados desde a equação 3.31 à equação 3.38.

$$q_s = \varepsilon' Q_s K_{solar} A' \sin(\theta) \quad (3.76)$$

Em que:

- ε' – Coeficiente de absorção solar, que para condutores de alumínio com uma exposição prolongada ao ar livre, normalmente aplica-se o valor de 0,5, segundo a Tabela 8;
- Q_s – Fluxo de calor solar irradiado, em W/m^2 , dependente do tipo de atmosfera, como se representa na Tabela 9;
- K_{solar} – Fator de correção de altitude solar, onde $A=1$, $B=1,148 \times 10^{-4}$ e $C=-1,108 \times 10^{-8}$;
- A' – Área projetada do condutor por unidade de comprimento, em m^2/m ;
- θ – Ângulo efetivo de incidência dos raios solares, em $^\circ$ (graus);
- H_c – Altitude do sol, em $^\circ$ (graus);
- Z_c – Azimute solar, em $^\circ$ (graus);
- Z_1 – Azimute da linha, em $^\circ$ (graus), sendo 90° ou 270° quando a linha segue na direção Este-Oeste e 0° ou 180° quando a linha segue na direção Norte-Sul;
- Lat – Latitude, em $^\circ$ (graus);
- δ – Inclinação solar, em $^\circ$ (graus);
- ω – Ângulo horário, relativamente ao meio-dia, em $^\circ$ (graus);
- N – Dias decorridos no ano;
- C – Constante de azimute solar, em $^\circ$ (graus), varia em função de ω e de χ de acordo com a informação representada na Tabela 10;
- χ – Variável de azimute solar.

➤ Resistência DC

O método de obtenção do valor da resistência DC (R) a qualquer temperatura, varia consoante o tipo de material do condutor. Para condutores rígidos constituídos por cobre, obtêm-se segundo a equação 3.77, sendo que para condutores rígidos constituídos por alumínio, obtêm-se através da equação 3.78.

$$R = \frac{1,724 \times 10^{-6}}{C' \cdot A_c} \left[1 + \frac{0,00393 \cdot C'}{100} \cdot (T_c - 20) \right] \quad (3.77)$$

$$R = \frac{1,724 \times 10^{-6}}{C' \cdot A_c} \left[1 + \frac{0,00403 \cdot C'}{61} \cdot (T_c - 20) \right] \quad (3.78)$$

$$C'(\%) = \frac{17,241}{\rho_0} \quad (3.79)$$

$$A_c = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \quad (3.80)$$

Em que:

- C' – Condutividade elétrica como % IACS (*International Annealed Copper Standard*)¹¹;
- A_c – Área de secção do condutor, em m^2 ;
- ρ_0 – Resistividade elétrica à temperatura de referência do condutor, em $\Omega \cdot m^2/m$ (normalmente considera-se uma temperatura de $20^\circ C$, de acordo com a norma IEEE Std 605);
- d – Diâmetro interior do cilindro/tubo, em m .

➤ Capacidade de transporte do condutor em regime permanente

O processo de verificação da capacidade de transporte em condutores rígidos, segue o mesmo princípio aplicado anteriormente para os condutores flexíveis.

Deste modo, uma vez calculados todos os parâmetros para obter a corrente máxima admissível do condutor (I_{adm}), torna-se necessário calcular a corrente de serviço. Esta corrente corresponde à potência a alimentar à tensão nominal e corresponderá ao valor máximo que, em regime permanente, se estima que as cargas irão absorver em simultâneo. O valor da intensidade de corrente de serviço é determinado estimando as potências de carga ou, mais precisamente, a potência aparente de carga da instalação, de acordo com a equação 3.81.

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3.81)$$

¹¹ 100% IACS define-se como a condutividade a $20^\circ C$, correspondente a uma resistividade de volume de $17,241 n\Omega/m$ considerando material de cobre puro.

Em que:

- I_b – Corrente de serviço, em A;
- S – Potência aparente, em VA;
- U_n – Tensão nominal composta, em V.

Para um correto dimensionamento do condutor, é necessário cumprir com a condição 3.82, onde se verifica que a corrente nominal do sistema, deve ser inferior à corrente máxima suportada pelo condutor:

$$I_b \leq I_{adm} \quad (3.82)$$

3.2.2.2. ESFORÇOS TÉRMICOS

O cálculo e verificação dos condutores rígidos utilizados, em termos de resistência dos esforços térmicos de cc, são efetuados de forma idêntica ao processo demonstrado anteriormente para os condutores flexíveis, no ponto 3.2.1.2.

3.2.2.3. EFEITO DE COROA

O cálculo e verificação dos condutores rígidos utilizados, em termos de efeito de coroa, são efetuados de forma idêntica ao processo demonstrado anteriormente para os condutores flexíveis, no ponto 3.2.1.3.

3.2.3. CONDUTORES ISOLADOS DE MÉDIA TENSÃO

Tal como no dimensionamento de condutores flexíveis nus e rígidos, no dimensionamento de condutores isolados de MT também se utiliza o valor da intensidade de corrente de serviço como valor base de partida, através da equação 3.40/3.81 demonstrada anteriormente, sendo necessário considerar coeficientes de correção, que traduzem a influência das diferenças relativas às condições de instalação e do local.¹²

O procedimento de cálculo demonstrado de seguida baseia-se nas normas IEC 60502-2 “Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)” e IEC 60949 “Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects”. [46] [47] [48]

3.2.3.1. CORRENTE ADMISSÍVEL EM REGIME PERMANENTE

As capacidades de transporte, dos condutores e cabos de potência, são normalmente indicadas nos quadros de características dos catálogos dos fabricantes correspondentes. Salvo indicação em contrário, elas são estabelecidas nas condições seguintes, que são as geralmente tomadas como referência pelos documentos de normalização portugueses:

- Canalização única, sem aquecimento mútuo com outras canalizações colocadas nas proximidades;
- Canalização alimentada em permanência em corrente contínua ou monofásica: cabos com dois condutores;
- Canalização alimentada em permanência em corrente trifásica: cabos com três, quatro ou cinco condutores, ou sistema de três cabos unipolares juntos (terno);
- Colocação da canalização no solo a uma profundidade de $0,80m$, a temperatura e a resistividade térmica, consideradas para o solo, são normalmente de $20^{\circ}C$ e $1K.m/W$ respetivamente, (é de notar que a resistividade térmica se exprime também em $^{\circ}C.cm/W$ e a sua equivalência é: $1K.m/W = 100^{\circ}C.cm/W$);

¹² Inversamente, a intensidade que uma dada secção pode transmitir em condições diferentes das de referência, obtém-se multiplicando a capacidade de transporte, indicada nos quadros de características, pelos coeficientes de correção apropriados.

- Colocação da canalização em tabuleiros ao ar livre, ao abrigo das radiações solares, numa temperatura ambiente de 30°C.

Na prática, é normal que as condições de instalação e do local difiram das consideradas como referência, para as correntes admissíveis indicadas nas tabelas de características dos catálogos dos fabricantes. Deste modo, o processo a seguir é o seguinte:

- Definir, de maneira precisa, as condições de instalação e do local previsto, não omitindo nenhum fator suscetível de ter uma influência determinante;
- Calcular a intensidade fictícia se essas condições são diferentes das de referência.

A intensidade fictícia é aquela que causaria o mesmo aquecimento da alma condutora que a intensidade a transmitir, se a canalização estivesse instalada, nas condições consideradas nos quadros de características.

Se as condições não divergirem das de referência, a intensidade fictícia é igual à intensidade a transmitir, portanto, no catálogo do fabricante, retira-se do quadro de características do condutor ou cabo escolhido, a menor secção que permite transportar a intensidade fictícia.

De seguida explicita-se a influência dos fatores de correção a considerar, caso as condições de instalação difiram das de referência.

➤ Fatores de correção

Quando as condições de instalação de uma canalização diferem das consideradas como referência, torna-se necessário efetuar uma correção das correntes máximas admissíveis, I_Z , indicadas nas tabelas de características dos catálogos dos fabricantes. Assim, o valor de I_Z calcula-se através da expressão:

$$I_Z = I_b \cdot f_c \quad (3.83)$$

$$f_c = k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot \dots \cdot k_i \quad (3.84)$$

Em que:

- I_Z – Corrente máxima admissível da canalização de acordo com as condições de instalação, em A;
- I_b – Corrente de serviço, em A;
- f_c – Fator de correção global;

- k_i – Fatores de correção, com $i = 1, 2, 3, \dots$, de acordo com as tabelas dos fatores de correção representadas na norma IEC60502-2 e nas referências do Guia Técnico da *SOLIDAL*, para condições de instalação e do local diferentes das consideradas como referência.

Todos os fatores são multiplicativos, tomando o valor 1,0 para a situação de referência. É de salientar que o valor de I_z a considerar nos cálculos do dimensionamento da secção e da proteção é o que se obtém depois de aplicados todos os fatores. Usualmente, os fatores de correção que se devem considerar, de acordo com a canalização em causa, são os seguintes:

- Temperatura do solo (para canalizações enterradas);
- Profundidade de colocação (para canalizações enterradas);
- Resistividade térmica do solo (para canalizações enterradas);
- Temperatura ambiente (para canalizações ao ar);
- Exposição à radiação solar (para canalizações ao ar);
- Confinamento do ar na vizinhança do cabo (para canalizações ao ar)
- Proximidade térmica com outras canalizações de potência;
- Cabos entubados.

3.2.3.2. QUEDA DE TENSÃO

A queda de tensão produzida por uma canalização de energia, ou mais precisamente, a diferença entre as tensões medidas no ponto de alimentação da canalização e no ponto de receção, não deve ultrapassar um determinado valor. Este valor dependente das características dos recetores alimentados e da tensão nominal da instalação, e é estabelecido de maneira a permitir um funcionamento satisfatório do ou dos recetores alimentados.

O problema coloca-se essencialmente em Baixa Tensão (BT), já que a queda de tensão pode atingir uma percentagem não desprezável da tensão de alimentação. Neste caso, como se trata do nível de tensão em MT, com reduzidos comprimentos de condutores, a queda de tensão atingirá valores muito baixos, por vezes insignificantes, mas devido há formalização do tema em questão, será abordado o seu cálculo, assumindo que a percentagem de queda de tensão admissível deverá ser inferior a 3%. Relacionado do mesmo modo com o reduzido comprimento das canalizações de energia, normalmente despreza-se a influência da corrente capacitiva nos condutores elétricos.

As diferentes tensões aplicadas, podem representar-se pelo diagrama da Figura 67 seguinte.

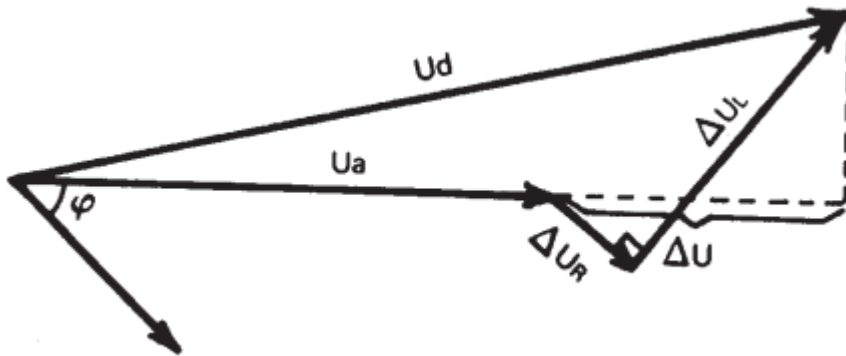


Figura 67 - Diagrama vetorial de tensões [48]

De acordo com a Figura 67, define-se como:

- U_d – Tensão na origem, em V;
- U_a – Tensão no ponto de utilização, em V;
- ΔU_R – Queda de tensão resistiva, em V;
- ΔU_L – Queda de tensão indutiva, em V;
- φ – Desfasamento introduzido, entre a corrente e a tensão, pelo recetor.

Numa primeira aproximação:

$$\Delta U = \Delta U_R \cos(\varphi) + \Delta U_L \sin(\varphi) \quad (3.85)$$

Substituindo ΔU_R e ΔU_L pelo seu valor, a queda de tensão, dependente do tipo de rede considerada, para correntes alternadas trifásicas é dada pela equação 3.86.

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot l \cdot (R \cos(\varphi) + X_L \sin(\varphi)) \cdot I_b \quad (3.86)$$

Em que:

- ΔU – Queda de tensão, em V;
- l – Comprimento da canalização, em m;
- R – Resistência linear da alma condutora à temperatura de funcionamento, em Ω/km ;
- $\cos(\varphi)$ – Fator de potência, geralmente fornecido pelo fabricante (na ausência de elementos mais precisos, pode ser usado o valor $\cos(\varphi) = 0,8$ e, conseqüentemente, $\sin(\varphi) = 0,6$;
- X_L – Reatância linear da alma condutora, em Ω/km ;
- I_b – Corrente de serviço, em A.

Para se proceder à verificação da condição da queda de tensão, converte-se esta em percentagem ($\Delta U\%$), de acordo com a equação 3.87, sendo que o seu resultado não deve exceder o valor da percentagem de queda de tensão máxima admissível ($\Delta U\%_{adm}$), como se demonstra através da condição 3.88.

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\% \quad (3.87)$$

$$\Delta U\% \leq \Delta U\%_{adm} \quad (3.88)$$

3.2.3.3. CORRENTE ADMISSÍVEL EM REGIME DE CURTO-CIRCUITO

Em caso de cc, os condutores transportam uma intensidade de corrente muito mais elevada que a sua capacidade de transporte em regime permanente. A duração desta intensidade é relativamente curta, não excedendo alguns segundos, correspondentes ao tempo necessário ao corte pelos dispositivos de proteção da rede. Desta forma, admite-se que a alma condutora poderá ficar sujeita a uma temperatura substancialmente superior àquela que é autorizada em regime normal, sem apresentar danos para o isolante.

Devido à curta duração dos cc, considera-se que as perdas térmicas geradas durante o defeito, apenas induzem o aquecimento da alma condutora e que a dissipação progressiva das mesmas, para o resto do cabo e o meio envolvente, só acontece posteriormente. Este pressuposto, designado por aquecimento adiabático, permite o cálculo da densidade de corrente admissível da alma condutora, em função da duração do cc e das temperaturas limites. [48]

Deste modo, para o cálculo da corrente de cc admissível, utiliza-se a fórmula de aquecimento adiabático, que é aplicável a qualquer temperatura inicial, de acordo com a equação 3.89. [47]

$$I_{ccadm}^2 t_{cc} = K^2 S^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right) \quad (3.89)$$

$$\Leftrightarrow I_{ccadm} = \sqrt{\frac{K^2 S^2 \ln\left(\frac{\theta_f + \beta}{\theta_i + \beta}\right)}{t_{cc}}}$$

$$K = \sqrt{\frac{\sigma_c (\beta + 20) \times 10^{-12}}{\rho_{20}}} \quad (3.90)$$

Em que:

- $I_{CC_{adm}}$ – Corrente de curto-circuito admissível, em A;
- t_{cc} – Duração do curto-circuito, em s;
- K – Constante dependente do material da alma condutora, em $As^{1/2}/mm^2$;
- S – Secção nominal do condutor, em mm^2 ;
- θ_f – Temperatura final do condutor (regime de curto-circuito), em $^{\circ}C$, de acordo com a Tabela 14;
- θ_i – Temperatura inicial do condutor (regime permanente), em $^{\circ}C$, de acordo com a Tabela 14;
- β – Coeficiente térmico da resistência a $0^{\circ}C$, em K , de acordo com a Tabela 15;
- σ_c – Aquecimento volumétrico específico a $20^{\circ}C$, em $J/K.m^3$, de acordo com a Tabela 15;
- ρ_{20} – Resistividade elétrica a $20^{\circ}C$, em Ω/m , de acordo com a Tabela 15.

Tabela 14 - Temperaturas máximas do condutor para os diferentes tipos de materiais isolantes [46]

Insulating compound		Maximum conductor temperature $^{\circ}C$	
		Normal operation	Short-circuit (5 s maximum duration)
Polyvinyl chloride (PVC/B)	Conductor cross-section $\leq 300 mm^2$	70	160
	Conductor cross-section $> 300 mm^2$	70	140
Cross-linked polyethylene (XLPE)		90	250
Ethylene propylene rubber (EPR and HEPR)		90	250

Tabela 15 - Características específicas dos condutores [47]

Material	$K (As^{1/2}/mm^2)^{-1}$	$\beta(K)$	$\sigma_c (J/K.m^3)$	$\rho_{20} (\Omega.m)$
<i>a) Conductors</i>				
Copper	226	234.5	3.45×10^6	1.7241×10^{-8}
Aluminium	148	228	2.5×10^6	2.8264×10^{-8}
<i>b) Sheaths, screens and armour</i>				
Lead or lead alloy	41	230	1.45×10^6	21.4×10^{-8}
Steel	78	202	3.8×10^6	13.8×10^{-8}
Bronze	180	313	3.4×10^6	3.5×10^{-8}
Aluminium	148	228	2.5×10^6	2.84×10^{-8}

Para se proceder à validação da condição de cc, de acordo com 3.91, verifica-se se a corrente de cc da instalação (I_{CC}), previamente conhecida, não excede a corrente de cc admissível ($I_{CC_{adm}}$).

$$I_{CC} \leq I_{CC_{adm}} \quad (3.91)$$

3.2.3.4. PERDAS

Para o cálculo das perdas de energia sob a forma de calor, perdas por efeito de Joule, provocadas pela passagem de corrente elétrica num condutor, considera-se o cenário em regime permanente com a corrente máxima nominal que circula no circuito. Portanto, para o cálculo das perdas por efeito de Joule num condutor, aplica-se a equação 3.92.

$$P_{condutor} = (R \cdot l) \cdot I_b^2 \quad (3.92)$$

Em que:

- $P_{condutor}$ – Perdas por efeito de Joule num condutor, em W ;
- R – Resistência linear da alma condutora à temperatura de funcionamento, em Ω/km ;
- l – Comprimento da canalização, em km ;
- I_b – Corrente de serviço, em A .

As perdas totais do sistema, considerando todos os grupos ou circuitos, não devem exceder um determinado valor dependente da dimensão da instalação e da sua tipologia. Este valor é definido através de uma dada percentagem de perdas consideradas no cálculo do ponto de receção dos cabos de MT.

3.3. ESFORÇOS ELETROMECAÑICOS NAS LIGAÇÕES ENTRE EQUIPAMENTOS

Neste capítulo serão demonstrados os princípios adotados para a determinação dos esforços eletromecânicos, em ligações flexíveis e rígidas de uma SE.

A metodologia de cálculo seguida baseou-se nas normas IEC 60865-1 “Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods”, IEC 60865-2 “Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 2: Examples of calculation” e no Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (RSLEAT).

A execução deste método de cálculo, tem como finalidade apresentar o valor dos esforços transmitidos pelos agentes atmosféricos e, conseqüentemente pelos cabos, através do sistema de fixação dos equipamentos (esforços mecânicos estáticos e eletrodinâmicos de cc suscetíveis de ocorrerem, de acordo com o imposto pelas normas aplicáveis, designadamente a IEC 60865-1) segundo os eixos ortogonais x,y e z. O eixo x, é o eixo longitudinal no plano horizontal, em que os esforços resultam essencialmente das trações dos cabos na direção da ligação principal. O eixo y, é o eixo normal à ligação no plano horizontal, em que os principais esforços são provocados pelo efeito do vento sobre os cabos e pelas trações dos cabos. O eixo z, é o eixo normal à linha, no plano vertical, neste caso os principais esforços são transmitidos pelo peso dos cabos e equipamentos.

A determinação dos esforços eletromecânicos só se efetua após a definição dos condutores das ligações flexíveis e rígidas da SE.

3.3.1. LIGAÇÕES FLEXÍVEIS

O método apresentado de seguida, define o cálculo dos efeitos mecânicos estáticos e dinâmicos de cc sobre condutores flexíveis. As ligações flexíveis desdobram-se em dois tipos:

- Ligações em montagem tendida vertical (baixada);
- Ligações em montagem tendida horizontal (entre equipamentos).

As ligações flexíveis distinguem-se das ligações rígidas ao exercerem forças resultantes de tensão sobre os seus pontos de fixação de origem estática e dinâmica. Uma ligação flexível é conseqüentemente deformável pro ação de forças externas, nomeadamente gravidade e vento.

A ligação tem então de ser vista como um elemento de parâmetros distribuídos, com cada segmento infinitesimal a contribuir para as forças distribuídas ao longo da ligação. Assim, uma ligação flexível deforma-se principalmente devido ao seu peso distribuído. Tendo em consideração estas deformações, torna-se necessário garantir distâncias de isolamento, restringindo-se a flecha de montagem da ligação flexível.

3.3.1.1. LIGAÇÕES EM MONTAGEM TENDIDA VERTICAL (BAIXADA)

Para o cálculo dos esforços exercidos pelas baixadas, em caso de cc sobre os equipamentos a que estão ligadas, utiliza-se o método preconizado na norma IEC 60865-1, obtendo-se como resultado o esforço de flexão no respetivo extremo inferior do ponto de conexão do equipamento.

➤ Definição de baixada

A norma IEC 60865-1 estabelece que uma ligação será tratada como uma baixada, caso a diferença entre pontos de fixação seja superior a 25% do comprimento do vão. Este será o desnível máximo permitido para o método de cálculo descrito neste ponto.

O desenvolvimento de cálculo toma como base o modelo apresentado na Figura 68.

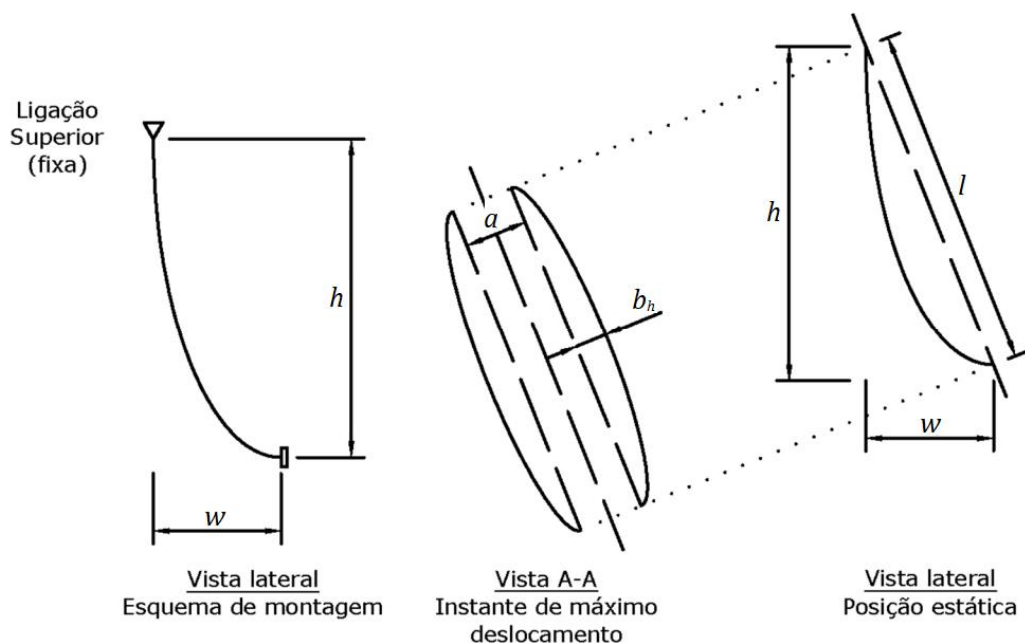


Figura 68 - Geometria de uma ligação em montagem tendida [44]

A baixada toma configurações diferentes, consoante se encontre ou não a ser percorrida por um cc. Na Figura 68 é ilustrada uma baixada de uma forma esquemática, sendo apresentadas duas vistas:

- Vista lateral: uma fase na sua posição de repouso (estática);
- Vista A-A: duas fases no instante de máximo deslocamento, em caso de cc.

Quando não se encontra percorrida por um cc, uma baixada pode ser definida por quatro parâmetros: a sua altura (h), a sua largura (w), o comprimento total do condutor (l_v) e a distância entre pontos de fixação (l), sendo que esta última pode ser dada pelo Teorema de Pitágoras ($l = \sqrt{h^2 + w^2}$).

➤ Esforços mecânicos estáticos

Força de tensão estática

A componente horizontal da força causada por um subcondutor no ponto inferior da baixada (H_s), pode ser calculada através da equação 3.93, desde que a curva do condutor efetue o formato de uma parábola, idêntico ao da Figura 68.

$$H_s = \frac{1}{24} \frac{(m'_s \cdot g)^2 \cdot w^2}{\sqrt{\frac{l_v^2 - h^2}{w}} - 1} \quad (3.93)$$

Em que:

- H_s – Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto inferior da baixada, em N ;
- m'_s – Massa por unidade de comprimento dos subcondutores, em kg/m ;
- g – Valor convencional da aceleração gravitacional, em m/s^2 ;
- w – Largura da baixada, em m ;
- l_v – Comprimento do total do condutor da baixada, em m ;
- h – Altura da baixada, em m .

A componente vertical da força causada por um subcondutor no ponto superior da baixada (V_s), pode ser dada pela equação 3.94.

$$V_s = m'_s \cdot l_v \cdot g \quad (3.94)$$

Em que:

- V_s – Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto superior da baixada, em N .

Após o cálculo da componente vertical e horizontal das forças exercidas num subcondutor, é possível calcular a força de tensão estática média no condutor de baixada (F_{st}), através da equação 3.95.

$$F_{st} = n \frac{(H_s + V_s)}{2} \quad (3.95)$$

Em que:

- F_{st} – Força de tensão estática média na baixada, em N ;
- n – Número de subcondutores.

➤ **Esforços eletrodinâmicos de curto-circuito**

Força de tensão de curto-circuito e deslocamento horizontal máximo

A força de tensão durante o cc ($F_{t,d}$), é dada através da equação 3.96, dependendo da corrente de cc e da distância entre os condutores, de acordo com a Figura 68.

$$F_{t,d} = \frac{5}{3} l_v \frac{\mu_0 (I_k'')^2 l_v}{2\pi a w}, \text{ para } 1,4w \leq l_v \leq 3,3w \quad (3.96)$$

Em que:

- $F_{t,d}$ – Força de tensão durante o curto-circuito, em N ;
- μ_0 – Constante magnética, permeabilidade do vácuo = $4\pi \times 10^{-7}$, em H/m ;
- I_k'' – Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico (valor eficaz), em A ;
- a – Distância entre eixos dos condutores, em m .

O deslocamento horizontal máximo (b_h), representado esquematicamente na Figura 68, depende da geometria da baixada e calcula-se segundo a equação 3.97.

$$b_h = \left[0,60 \sqrt{\frac{l_v}{l} - 1} + 0,44 \left(\frac{l_v}{l} - 1 \right) - 0,32 \ln \frac{l_v}{l} \right] \frac{l^2}{l_v}, \text{ para } l_v \leq 2l \quad (3.97)$$

Em que:

- b_h – Deslocamento horizontal máximo, em m ;
- l – Distância entre eixos dos suportes, em m .

Durante o cc, o caso mais desfavorável, em termos de distância entre condutores, é quando esta é mínima, ou seja, a distância entre duas fases é dada pela flecha de ambas as fases orientadas uma para a outra, e obtém-se através da equação 3.98.

$$a_{\text{mín.}} = a - 2b_h \quad (3.98)$$

Em que:

- $a_{\text{mín.}}$ – Distância mínima no ar entre condutores (fase-fase) durante o curto-circuito, em m .

Força de *pinch*

A força de *pinch* ou de pinça ($F_{pi,d}$), define-se como a força resultante da atração (*pinch force*) entre subcondutores da mesma fase.

A norma IEC 60865-1 define um método para o cálculo da força de *pinch* para condutores em feixe (condutores da mesma fase) regulares, nos quais os pontos médios dos subcondutores se situam sobre uma circunferência, com distâncias iguais entre subcondutores adjacentes. Assim, caso necessário, são instalados acessórios (espaçadores) de modo a que a geometria do feixe seja mantida, ao longo do condutor assim formado.

Para configurações simétricas até quatro subcondutores, se a distância entre os mesmos e a configuração dos separadores for tal que os subcondutores do feixe colidem durante um cc, a força de *pinch* deve ser calculada de acordo com a equação 3.99.

$$F_{pi,d} = 1,1F_{t,d} \quad (3.99)$$

Em que:

- $F_{pi,d}$ – Força de *pinch*, em N .

Se se verificar uma das condições apresentadas em 3.100 e 3.101, considera-se que os subcondutores colidem.

$$\frac{a_s}{d} \leq 2,0 \quad e \quad l_s \geq 50a_s \quad (3.100)$$

$$\frac{a_s}{d} \leq 2,5 \quad e \quad l_s \geq 70a_s \quad (3.101)$$

Em que:

- a_s – Distância entre subcondutores, em m ;

- d – Diâmetro dos subcondutores, em mm ;
- l_s – Distâncias entre eixos de peças de conexão ou entre uma peça de conexão e o suporte adjacente, em m .

Uma vez não verificadas as condições 3.100 ou 3.101, o cálculo da força de *pinch* ($F_{pi,d}$) desenvolve-se através de outro método dependente de vários parâmetros. Inicialmente, esta força dependerá do parâmetro j , determinado de acordo com a equação 3.102.

$$j = \sqrt{\frac{\varepsilon_{pi}}{1 + \varepsilon_{st}}} \quad (3.102)$$

$$\varepsilon_{pi} = 0,375 \cdot n \frac{F_V \cdot l_s^3 \cdot N}{(a_s - d)^3} \left(\sin \frac{180}{n} \right)^3 \quad (3.103)$$

$$\varepsilon_{st} = 1,5 \frac{F_{st} \cdot l_s^2 \cdot N}{(a_s - d)^2} \left(\sin \frac{180}{n} \right)^2 \quad (3.104)$$

Em que:

- j – Parâmetro que determina a configuração do feixe durante a passagem da corrente de curto-circuito;
- $\varepsilon_{pi}, \varepsilon_{st}$ – Fatores de deformação de contração do feixe;
- F_V – Força entre os subcondutores de um feixe devido à corrente de curto-circuito, em N , determinada de acordo com a equação 3.107;
- N – Norma de rigidez, em N^{-1} , determinada de acordo com a equação 3.105.

A norma de rigidez (N) é dada pela equação 3.105. A constante de elasticidade resultante dos suportes (S) é dada em função do tipo de ligação, possuindo para ligações entre equipamentos e exercendo forças de torção sobre isoladores, um valor de $100 \times 10^3 N/m$ e para ligações tendidas as seguintes possibilidades:

- Para tensões nominais até 123 kV: $150 \times 10^3 N/m$ a $300 \times 10^3 N/m$;
- Para tensões nominais até 245 kV: $400 \times 10^3 N/m$ a $2000 \times 10^3 N/m$;
- Para tensões nominais até 420 kV: $600 \times 10^3 N/m$ a $3000 \times 10^3 N/m$.

$$N = \frac{1}{S \cdot l} + \frac{1}{n \cdot E_{eff} \cdot A_s} \quad (3.105)$$

Em que:

- S – Constante de elasticidade resultante dos suportes, em N/m ;
- E_{eff} – Módulo de *Young* real, em N/m^2 ;
- A_s – Secção transversal de um subcondutor, em mm^2 .

O módulo de *Young* real (E_{eff}) é calculado a partir do ponto mais baixo de esforço quando o módulo de *Young* fica constante ($\sigma_{fin} = 50 \times 10^6 \text{ N/m}^2$), de acordo com o sistema de equações 3.106.

$$E_{eff} = \begin{cases} E \left[0,3 + 0,7 \sin \left(\frac{F_{st}}{n \cdot A_s \cdot \sigma_{fin}} 90^\circ \right) \right] & \text{para } \frac{F_{st}}{n \cdot A_s} \leq \sigma_{fin} \\ E & \text{para } \frac{F_{st}}{n \cdot A_s} > \sigma_{fin} \end{cases} \quad (3.106)$$

Em que:

- E – Módulo de elasticidade ou módulo de *Young*, em N/m^2 ;
- σ_{fin} – Tensão mecânica mais baixa no condutor quando o módulo de *Young* atinge um valor constante, em N/m^2 .

Para a determinação da força entre os subcondutores de um feixe devido à corrente de cc (F_V), utiliza-se a equação 3.107.

$$F_V = (n - 1) \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_k''}{n} \right)^2 \frac{l_s}{a_s} v_2 v_3 \quad (3.107)$$

Em que:

- F_V – Força entre os subcondutores de um feixe devido à corrente de cc, em N ;
- v_2, v_3 – Fatores para o cálculo de $F_{pi,d}$.

Em que os fatores v_2 e v_3 são fatores explicados de seguida.

O fator v_2 pode ser obtido graficamente pela Figura 69, como função do fator v_1 (equação 3.108), ou numericamente a partir de 3.109.

$$v_1 = f \frac{1}{\sin \frac{180}{n}} \sqrt{\frac{(a_s - d)m'_s}{\frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_k''}{n} \right)^2 \frac{n-1}{a_s}}} \quad (3.108)$$

Em que:

- v_1 – Fator para o cálculo de $F_{pi,d}$;
- f – Frequência elétrica da instalação, em Hz .

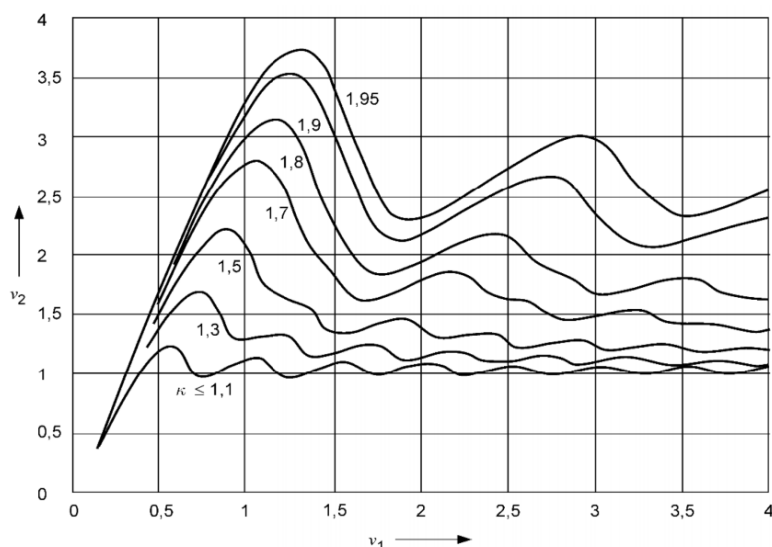


Figura 69 - Determinação gráfica do fator v_2 como função do fator v_1 [44]

Uma vez determinado o fator κ (fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de cc) e o fator v_1 , por inspeção gráfica obtém-se o fator v_2 .

$$v_2 = 1 - \frac{\sin(4\pi \cdot f \cdot T_{pi} - 2\gamma) + \sin 2\gamma}{4\pi \cdot f \cdot T_{pi}} + \frac{f \cdot \tau}{f \cdot T_{pi}} \left(1 - e^{-\frac{2\pi \cdot f \cdot T_{pi}}{f \cdot \tau}}\right) \sin^2 \gamma - \frac{8\pi \cdot f \cdot \tau \cdot \sin \gamma}{1 + (2\pi \cdot f \cdot \tau)^2} \left[\left(2\pi \cdot f \cdot \tau \frac{\cos(2\pi \cdot f \cdot T_{pi} - \gamma)}{2\pi \cdot f \cdot T_{pi}} + \frac{\sin(2\pi \cdot f \cdot T_{pi} - \gamma)}{2\pi \cdot f \cdot T_{pi}}\right) e^{-\frac{f T_{pi}}{f \tau}} + \frac{\sin \gamma - 2\pi \cdot f \cdot \tau \cdot \cos \gamma}{2\pi \cdot f \cdot T_{pi}} \right]$$

Onde τ é a constante de tempo da rede e pode ser calculada de acordo com a norma IEC 60909-0: (3.109)

$$\frac{1}{\tau} = -\frac{2\pi \cdot f}{3} \ln\left(\frac{\kappa - 1,02}{0,98}\right) \text{ com } \kappa \geq 1,1 \text{ e } \gamma = \arctan(2\pi \cdot f \cdot \tau)$$

Se $\kappa < 1,1$ deve utilizar-se $\kappa = 1,1$

T_{pi} é a solução da seguinte equação:

$$v_1 = f \cdot T_{pi} \sqrt{v_2}$$

O fator v_3 pode ser obtido graficamente pela Figura 70, como função da relação a/d , ou numericamente a partir da equação 3.110.

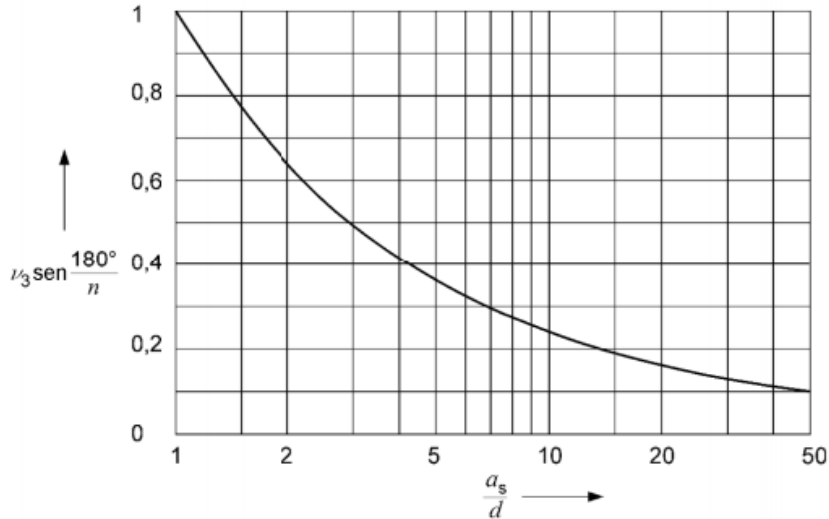


Figura 70 - Determinação gráfica do fator v_3 como função de a_s/d [44]

$$v_3 = \frac{d/a_s}{\sin \frac{180}{n}} \cdot \frac{\sqrt{(a_s/d) - 1}}{\arctan \sqrt{(a_s/d) - 1}} \quad (3.110)$$

Por fim, o cálculo da força de *pinch* vai depender de o parâmetro j ser maior ou menor do que 1.

Se $j \geq 1$, significa que os condutores colidem durante o cc. Para o cálculo da força de *pinch* são necessários alguns fatores, tais como v_e , v_4 e ξ .

O fator v_e e v_4 são dados pelas equações 3.111 e 3.112, respectivamente.

$$v_e = \frac{1}{2} + \left[\frac{9}{8} n(n-1) \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{I_k''}{n} \right)^2 N \cdot v_2 \left(\frac{l_s}{a_s - d} \right)^4 \frac{\left(\sin \frac{180}{n} \right)^4}{\xi^3} \left\{ 1 - \frac{\arctan \sqrt{v_4}}{\sqrt{v_4}} \right\} - \frac{1}{4} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.111)$$

$$v_4 = \frac{a_s - d}{d} \quad (3.112)$$

Em que:

- v_e, v_4 – Fatores para o cálculo de $F_{pi,d}$;
- ξ – Fator para o cálculo de $F_{pi,d}$ para o caso em que os subcondutores colidem.

O fator ξ pode ser obtido graficamente pela Figura 71 como função do parâmetro j e do fator de deformação ε_{st} , ou numericamente a partir da equação 3.113, sendo válido no intervalo $j^{2/3} \leq \xi \leq j$.

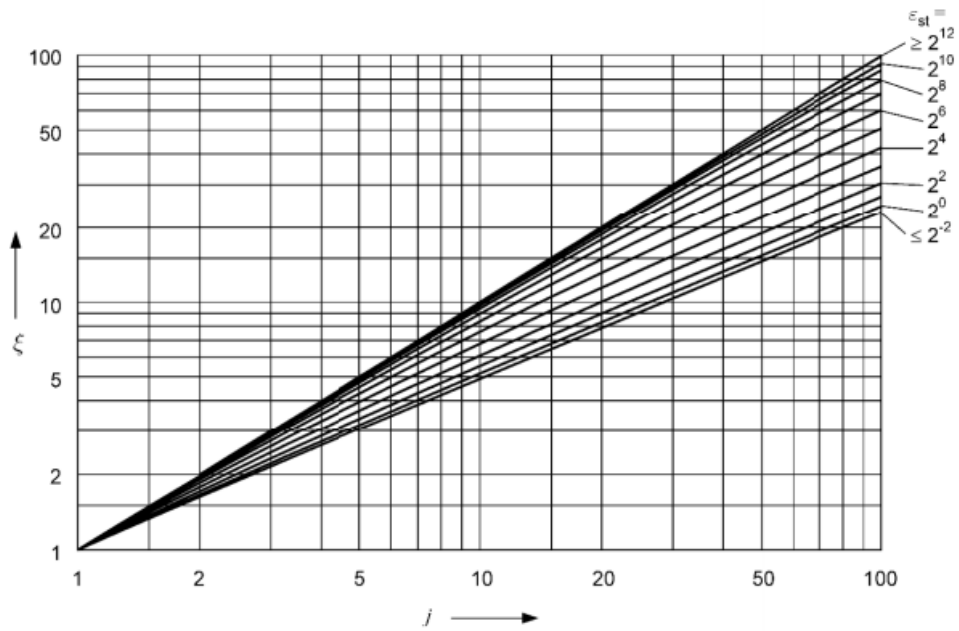


Figura 71 - Determinação gráfica do fator ξ como função de j e ε_{st} [44]

$$\xi^3 + \varepsilon_{st}\xi^2 - j^2(1 + \varepsilon_{st}) = 0 \quad (3.113)$$

Assim, a força de tensão é dada por:

$$F_{pi,d} = F_{st} \left(1 + \frac{v_e}{\varepsilon_{st}} \xi \right) \quad (3.114)$$

Se $j < 1$ significa que os condutores não colidem durante o cc. Mais uma vez, são necessários parâmetros específicos para o cálculo da força de *pinch*, tais como v_e , v_4 e η , sendo que v_e e v_4 são calculados de forma diferente da explicada anteriormente.

O fator η pode ser obtido graficamente pela Figura 72, como função da relação a_s/d , do parâmetro j e do fator de deformação ε_{st} , ou numericamente a partir de 3.115, sendo válido no intervalo $0 < \eta \leq 1$.

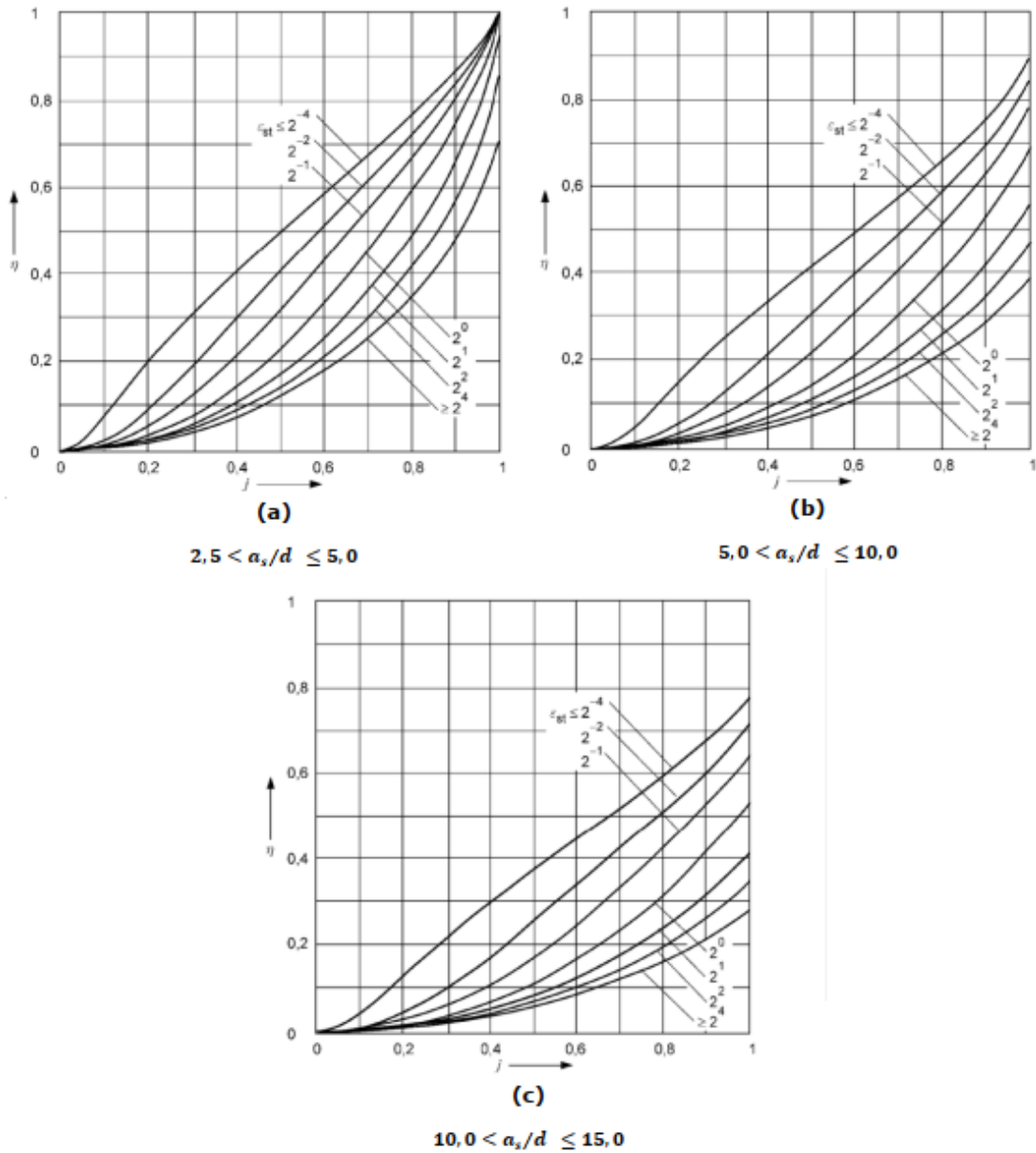


Figura 72 - Determinação gráfica do fator η [44]

$$\eta^3 + \varepsilon_{st} \cdot \eta - j^2(1 + \varepsilon_{st}) \cdot f_\eta = 0$$

Onde:

$$f_\eta = \frac{v_3}{a_{sw}/a_s} \tag{3.115}$$

$$a_{sw}/a_s = \frac{2 y_a/a_s}{\sin \frac{180^\circ}{n}} \cdot \frac{\sqrt{\frac{1-2 y_a/a_s}{2 y_a/a_s}}}{\arctan \sqrt{\frac{1-2 y_a/a_s}{2 y_a/a_s}}}$$

$$2 y_a/a_s = 1 - \eta(1 - d/a_s)$$

O fator v_e e v_4 são dados pelas equações 3.116 e 3.117, respectivamente.

$$v_e = \frac{1}{2} + \left[\frac{9}{8} n(n-1) \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{l'_k}{n} \right)^2 N \cdot v_2 \left(\frac{l_s}{a_s-d} \right)^4 \frac{\left(\sin \frac{180}{n} \right)^4}{\eta^4} \left\{ 1 - \frac{\arctan \sqrt{v_4}}{\sqrt{v_4}} \right\} - \frac{1}{4} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.116)$$

$$v_4 = \eta \frac{a_s - d}{a_s - \eta(a_s - d)} \quad (3.117)$$

Assim, a força de tensão é dada por:

$$F_{pi,d} = F_{st} \left(1 + \frac{v_e}{\varepsilon_{st}} \eta^2 \right) \quad (3.118)$$

➤ Conclusões

Tendo em conta os cálculos efetuados previamente conclui-se que, numa ligação em montagem tendida vertical (baixada), existem várias forças aplicadas que são necessárias determinar. Essas forças, mencionadas anteriormente na introdução deste subcapítulo (ponto 3.3), têm como finalidade apresentar o valor dos esforços transmitidos pelos agentes atmosféricos e, conseqüentemente pelos cabos, através do sistema de fixação dos equipamentos segundo os eixos ortogonais x,y e z.

Dos cálculos efetuados, interessa salientar os resultados dos esforços mecânicos estáticos e eletrodinâmicos de cc suscetíveis de ocorrerem.

As forças com componente estática, são dadas de seguida, através das equações 3.119, 3.120 e 3.121.

$$F_x = H_s \quad (3.119)$$

$$F_y = \alpha \cdot c \cdot q_p \cdot d \quad (3.120)$$

$$F_z = m'_s \cdot l_v \cdot g \quad (3.121)$$

Em que:

- F_x – Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto inferior da baixada, em N;
- F_y – Força de ação do vento sobre o condutor, em N, calculado para o estado de Primavera, uma vez que é o estado atmosférico com mais vento;
- α – Coeficiente de redução, que segundo o RSLEAT - Artigo 14º, adota o valor de 0,6 para condutores e cabos de guarda;

- c – Coeficiente de forma, varia consoante o tipo e diâmetro do condutor, de acordo com a Tabela 16, proveniente do RSLEAT - Artigo 15°;
- q_p – Pressão dinâmica do vento no estado de Primavera, em Pa , dependente da altura acima do solo do ponto de ligação, de acordo com a Tabela 17, proveniente do RSLEAT - Artigo 13°;
- F_z – Força de ação do peso do próprio cabo, em N .

Tabela 16 - Determinação do coeficiente de forma [49]

Tipo de Condutor	Diâmetro do condutor (mm)	Coeficiente de forma, c
Condutores nus e cabos de guarda	<12,5	1,2
	12,5 a 15,8	1,1
	>15,8	1,0

Tabela 17 - Determinação da pressão dinâmica do vento [49]

Altura acima do solo (m)	Pressão dinâmica do vento, q_p (Pa)	
	Vento máximo habitual	Vento reduzido
<30	750	300
30 a 50	900	360
>50	1050	420

No que concerne à componente dinâmica, considera-se o valor mais elevado da comparação entre a força de tensão durante o cc ($F_{t,d}$) e a força de *pinch* ($F_{pi,d}$), em que a sua resultante representará a força de tensão máxima (F_{max}), conforme o demonstrado em 3.122.

$$F_{max} = \max(F_{t,d}; F_{pi,d}) \quad (3.122)$$

3.3.1.2. LIGAÇÕES EM MONTAGEM TENDIDA HORIZONTAL

➤ Esforços mecânicos estáticos

Os esforços mecânicos estáticos das ligações em montagem tendida horizontal (entre equipamentos de uma SE), dependem principalmente das diferentes ações que os agentes atmosféricos exercem sobre as ligações, relacionadas com a região onde será implementada a SE e acentuando-se nas diferentes estações do ano. Assim, os agentes atmosféricos a considerar são o vento, o gelo e a temperatura do ar. Através da combinação destes três agentes consideram-se três estações, de acordo com o RSLEAT - Artigo 21° e 22°:

- Inverno: Temperatura reduzida, vento reduzido e possibilidade de existência de gelo;

- Primavera: Temperatura média, vento máximo habitual e ausência de gelo;
- Verão: Temperatura elevada, sem sobrecarga de vento e ausência de gelo.

Como referido anteriormente, a tensão a que a ligação está sujeita é função dos fatores climáticos vento, gelo e temperatura. A força de ação do vento e do gelo sobre o condutor, coloca-o sobre uma tensão superior à desejada. Por outro lado, as variações de temperatura levam à contração ou dilatação do condutor, que por sua vez alteram a força e flecha de montagem.

Estabelece-se então, que o condutor ficará sujeito a diferentes tensões consoante o estado climático vigente na região, sendo cada estado, caracterizado por fatores climáticos correspondentes.

Força de ação do vento

A força de ação do vento para o caso de ligações entre equipamentos, é determinada para duas estações do ano, onde se verifica a sua presença. Segundo o RSLEAT, para o estado em que o vento é reduzido e se verifica a presença de gelo – Inverno – aplica-se a equação 3.123, enquanto que, para o estado em que o vento é mais forte – Primavera – aplica-se a equação 3.124.

$$F_{vi} = \alpha \cdot c \cdot q_i \cdot (d + 2 \cdot e_{gelo}) \quad (3.123)$$

$$F_{vp} = \alpha \cdot c \cdot q_p \cdot d \quad (3.124)$$

Em que:

- F_{vi} – Força de ação do vento sobre o condutor, em N , calculado para o estado de Inverno;
- q_i – Pressão dinâmica do vento no estado de Inverno, em Pa , dependente da altura acima do solo do ponto de ligação, de acordo com a Tabela 17, proveniente do RSLEAT - Artigo 13°;
- F_{vp} – Força de ação do vento sobre o condutor, em N , calculado para o estado de Primavera;
- e_{gelo} – Espessura da camada de gelo, em mm , geralmente considera-se que esta camada é uniforme e igual a $10mm$, de acordo com o disposto no RSLEAT - Artigo 16°.

Coefficientes de sobrecarga

O coeficiente de sobrecarga (m), confere ao peso próprio do condutor um agravamento que traduz a ação do vento e do gelo existente. [25]

O estado de Verão, como referido anteriormente, é tipicamente caracterizado por uma temperatura muito elevada, sem sobrecarga de vento e ausência de gelo, de acordo com a equação 3.125, levando à maior dilatação possível, e como consequência, à tensão de montagem mínima (força estática de tração mínima) e flecha máxima possível. Pelo contrário, na Primavera a pressão do vento é máxima e no Inverno, embora o vento seja reduzido, há possibilidade de formação de manga de gelo, pelo que os condutores estão sujeitos a esforços mecânicos superiores, aumentando a tração. Por isso, um destes estados será o mais desfavorável. O estado mais desfavorável (tensão de montagem máxima) será função destas condições climatéricas, avaliadas pelos coeficientes de sobrecarga de Inverno (m_{ri}) e Primavera (m_{rp}), através da equação 3.126 e 3.127, respetivamente. Estes são função das forças distribuídas [N/m] sobre o condutor.

$$m_{rv} = \frac{\sqrt{W_c^2}}{W_c} = 1 \quad (3.125)$$

$$m_{ri} = \frac{\sqrt{(W_c + W_g)^2 + F_{vi}^2}}{W_c} \quad (3.126)$$

$$m_{rp} = \frac{\sqrt{W_c^2 + F_{vp}^2}}{W_c} \quad (3.127)$$

$$W_c = n \cdot m'_s \cdot g \quad (3.128)$$

$$W_g = \rho_{gelo} \cdot \frac{\pi}{4} \left[(d + 2 \cdot e_{gelo})^2 - d^2 \right] \quad (3.129)$$

Em que:

- m_{rv} – Coeficiente de sobrecarga no estado de Verão;
- W_c – Força devida à ação do peso do próprio cabo, em N/m ;
- m_{ri} – Coeficiente de sobrecarga no estado de Inverno;
- W_g – Força devida à ação do gelo, em N/m ;
- m_{rp} – Coeficiente de sobrecarga no estado de Primavera;
- ρ_{gelo} – Densidade do gelo, em kg/dm^3 , geralmente considera-se um valor de $0,9kg/dm^3$, de acordo com o disposto no RSLEAT - Artigo 16°.

Determinação da tensão de montagem

A execução do trabalho de montagem e de regulação mecânica dos condutores que interligam os equipamentos de uma SE, deve ser efetuada sem presença de gelo e com ausência de vento, pois trata-se de uma operação delicada. O estado atmosférico considerado para a execução desta operação, deverá possuir um coeficiente de sobrecarga unitário, elegendo-se assim o estado de Verão, de acordo com a equação 3.125.

Uma vez que não é possível prever a temperatura que se irá verificar no momento da regulação dos condutores, é necessário considerar as temperaturas características nos diferentes estados atmosféricos, da região de implantação da SE. Para cada uma dessas temperaturas, através da equação de estados apresentada na equação 3.130, compara-se o estado de montagem, Verão, com o estado mais desfavorável e determina-se a tensão estática a que ficarão sujeitos os condutores no ato de regulação (tensão de montagem). Deste modo, garante-se que a tração máxima considerada não é excedida nas condições mais desfavoráveis, em qualquer um dos vãos. [50]

Determinação do estado mais desfavorável

A determinação do estado atmosférico mais desfavorável, é realizada através das condições apresentadas no fluxograma da Figura 73, tendo em consideração os valores previamente calculados dos coeficientes de sobrecarga dos estados de Inverno e Primavera, e do eventual vão crítico (L_{cr}) demonstrado posteriormente através da equação 3.132.

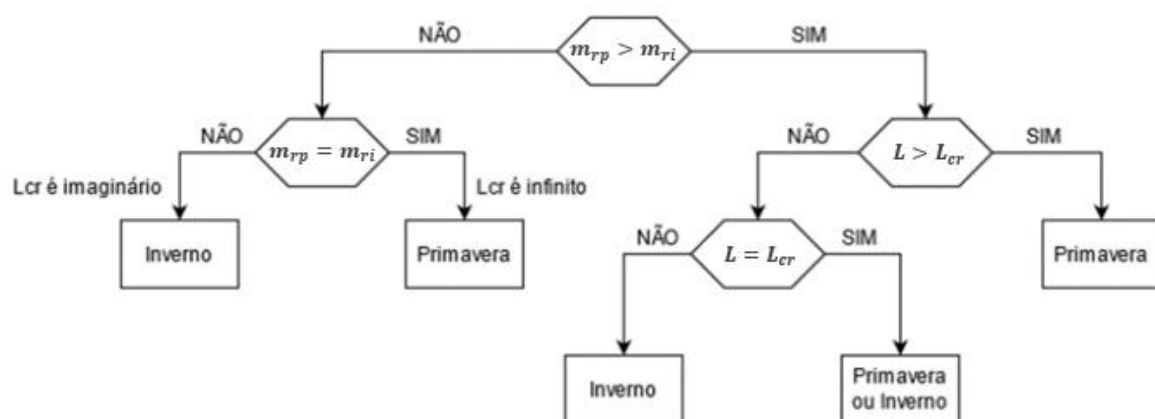


Figura 73 - Fluxograma de determinação do estado atmosférico mais desfavorável

Após uma análise do fluxograma da Figura 73, e sabendo que m_{ri} e m_{rp} correspondem respectivamente aos coeficientes de sobrecarga nos estados de Inverno e Primavera, conclui-se que, quando:

- $m_{ri} > m_{rp}$ o vão crítico é imaginário, sendo o estado atmosférico mais desfavorável o de Inverno;
- $m_{ri} = m_{rp}$ o vão crítico é infinito, sendo o estado atmosférico mais desfavorável o da Primavera;
- O comprimento do vão é menor ao comprimento do vão crítico ($L < L_{cr}$), o estado atmosférico mais desfavorável é o do Inverno;
- O comprimento do vão é igual ao comprimento do vão crítico ($L = L_{cr}$), o estado atmosférico mais desfavorável tanto pode ser o do Inverno como o da Primavera;
- O comprimento do vão é superior ao comprimento do vão crítico ($L > L_{cr}$), o estado atmosférico mais desfavorável é o da Primavera.

Equação de estados

A equação de estados é uma equação de equilíbrio mecânico, que relaciona a tensão de montagem nos condutores de uma SE num determinado estado atmosférico, a partir da tensão existente nos condutores num estado atmosférico já determinado.

Deste modo, e após a determinação do estado atmosférico mais desfavorável através do fluxograma da Figura 73, é necessário conhecer as forças estáticas de tração nos restantes estados. Para este efeito recorre-se à equação 3.130, que representa a equação de mudança do estado k , definido como o pior estado (Inverno ou Primavera), para outro estado através de um processo iterativo.

$$\theta_i + \frac{t_i}{\alpha_d \cdot E} - \frac{m_i^2 \cdot W_c^2 \cdot L^2}{24 \cdot \alpha_d \cdot \sigma^2 \cdot t_i^2} = \theta_k + \frac{t_k}{\alpha_d \cdot E} - \frac{m_k^2 \cdot W_c^2 \cdot L^2}{24 \cdot \alpha_d \cdot \sigma^2 \cdot t_k^2} \quad (3.130)$$

Em que:

- θ_i, θ_k – Temperatura no estado atmosférico i e k , respetivamente, em $^{\circ}C$;
- t_i, t_k – Tensão de montagem ou Força estática de tração do condutor no estado atmosférico i e k , respetivamente, em daN/mm^2 ;
- m_i, m_k – Coeficientes de sobrecarga dos estados atmosférico i e k , respetivamente;
- L – Comprimento efetivo do vão, em m ;
- α_d – Coeficiente de dilatação térmica do material condutor, em $(^{\circ}C)^{-1}$;

- E – Módulo de elasticidade ou módulo de *Young*, em N/m^2 ;
- σ – Secção do condutor, em mm^2 .

Vão crítico

O vão crítico é o vão para o qual os condutores, num dos dois estados mais desfavoráveis, quer de temperatura mínima (Inverno) ou de vento máximo (Primavera), ficam sujeitos a uma mesma tração máxima (t_{max}).

Deste modo, através da equação de estados 3.130 é possível obter o vão crítico, quando esta é aplicada aos estados de Inverno e Primavera, considerando que ambos os estados estão implementados para a mesma tração máxima $t_i = t_k = t_{max}$ e que $L = L_{cr}$, de acordo com a igualdade 3.131.

$$\theta_i + \frac{t_{max}}{\alpha_d \cdot E} - \frac{m_i^2 \cdot W_c^2 \cdot L_{cr}^2}{24 \cdot \alpha_d \cdot \sigma^2 \cdot t_{max}^2} = \theta_k + \frac{t_{max}}{\alpha_d \cdot E} - \frac{m_k^2 \cdot W_c^2 \cdot L_{cr}^2}{24 \cdot \alpha_d \cdot \sigma^2 \cdot t_{max}^2} \quad (3.131)$$

Resolvendo a equação anterior em ordem a L_{cr} , obtém-se:

$$L_{cr} = \frac{\sigma \cdot t_{max}}{W_c} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha_d (\theta_p - \theta_i)}{m_{rp}^2 - m_{ri}^2}} \quad (3.132)$$

Em que:

- L_{cr} – Vão crítico, em m ;
- t_{max} – Tensão de montagem máxima ou Força estática de tração máxima admissível, em N ;
- θ_p – Temperatura no estado de Primavera, em $^{\circ}C$;
- θ_i – Temperatura no estado de Inverno, em $^{\circ}C$.

➤ Esforços eletrodinâmicos de curto-circuito

Força eletromagnética e parâmetros caraterísticos

A força eletromagnética caraterística por unidade de comprimento, sobre os condutores principais flexíveis em ligações horizontais trifásicas, é dada pela equação 3.133.

$$F' = \frac{\mu_0}{2\pi} 0,75 \frac{(I_k'')^2 l_c}{a l} \quad (3.133)$$

$$a = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (3.134)$$

Em que:

- F' – Força eletromagnética característica por unidade de comprimento, em N ;
- μ_0 – Constante magnética, permeabilidade do vácuo = $4\pi \times 10^{-7}$, em H/m ;
- I_k'' – Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico (valor eficaz), em A ;
- a – Distância equivalente entre condutores, em m ;
- l_c – Comprimento do condutor principal flexível do vão, em m ;
- l – Distância entre eixos dos suportes, em m .

O rácio entre a força eletromagnética em condições de cc e a força da gravidade sobre um condutor, é dado pelo parâmetro r , através da equação 3.135.

$$r = \frac{F'}{n \cdot m'_s \cdot g} \quad (3.135)$$

Em que:

- r – Relação entre a força eletromagnética em condições de cc e a força da gravidade sobre um condutor;
- n – Número de subcondutores;
- m'_s – Massa por unidade de comprimento dos subcondutores, em kg/m .

A direção da força resultante exercida sobre o condutor (δ_1), determina-se com recurso à equação 3.136.

$$\delta_1 = \arctan(r) \quad (3.136)$$

Em que:

- δ_1 – Direção da força resultante exercida sobre o condutor, em $^\circ$ (graus).

A flecha estática equivalente do condutor no ponto intermédio do vão (f_{es}) é obtida pela equação 3.137, dependendo da força estática de tração ($F_{st} = t_i, t_k$) calculada anteriormente através da equação de estados 3.130.

$$f_{es} = \frac{n \cdot m'_s \cdot g \cdot l^2}{8 \cdot F_{st}} \quad (3.137)$$

O cálculo da flecha estática equivalente do condutor, deverá ser efetuado para o estado atmosférico mais desfavorável ($f_{es,Tw}$), Inverno ou Primavera, dependendo do caso em estudo, e para o estado de montagem, Verão, onde a flecha é máxima ($f_{es,Tmax}$).

O período de oscilação do condutor (T) obtém-se através da equação 3.138, para pequenos ângulos de oscilação, sem corrente a fluir no condutor.

$$T = 2\pi \sqrt{0,8 \frac{f_{es}}{g}} \quad (3.138)$$

Deste modo, o período resultante de oscilação durante o cc (T_{res}), é dado pela equação 3.139.

$$T_{res} = \frac{T}{\sqrt[4]{1+r^2} \left[1 - \frac{\pi^2}{64} \left(\frac{\delta_1}{90^\circ} \right)^2 \right]} \quad (3.139)$$

Em que:

- T – Período de oscilação do condutor, em s;
- T_{res} – Período resultante de oscilação durante o cc, em s.

Posto isto, deve-se proceder à determinação da norma de rigidez e do módulo de *Young* real, de acordo com as equações 3.105 e 3.106, respetivamente, para o estado atmosférico mais desfavorável e para o estado de Verão.

O fator de tensão mecânica (ζ) do condutor principal determina-se pela equação 3.140.

$$\zeta = \frac{(n \cdot g \cdot m'_s \cdot l)^2}{24 \cdot F_{st}^3 \cdot N} \quad (3.140)$$

Em que:

- ζ – Fator de tensão mecânica do condutor principal flexível;
- N – Norma de rigidez, em N^l , determinada de acordo com a equação 3.105.

No final do cc, a ligação terá oscilado para uma posição dada a partir da posição de montagem, de acordo com a equação 3.141. De acordo com a norma IEC 60865-1, caso a duração do primeiro fluxo de cc (T_{k1}) seja superior a $0,4 \cdot T$ deve aplicar-se $T_{k1} = 0,4 \cdot T$, para a determinação das equações 3.141, 3.142 e 3.143

$$\delta_{end} = \begin{cases} \delta_1 \left[1 - \cos \left(360^\circ \cdot \frac{T_{k1}}{T_{res}} \right) \right] & \text{para } 0 \leq \frac{T_{k1}}{T_{res}} \leq 0,5 \\ 2 \cdot \delta_1 & \text{para } \frac{T_{k1}}{T_{res}} > 0,5 \end{cases} \quad (3.141)$$

Em que:

- δ_{end} – Ângulo de oscilação do condutor no final do curto-circuito, em °(graus);
- T_{k1} – Duração do primeiro fluxo de curto-circuito, em s.

Durante ou após o cc, o ângulo máximo de oscilação (δ_{max}) é dado graficamente pela Figura 74, ou calculado através das equações 3.142 e 3.143.

$$\chi = \begin{cases} 1 - r \cdot \sin \delta_{end} & \text{para } 0 \leq \delta_{end} \leq 90^\circ \\ 1 - r & \text{para } \delta_{end} > 90^\circ \end{cases} \quad (3.142)$$

$$\delta_{max} = \begin{cases} 1,25 \cdot \arccos \chi & \text{para } 0,766 \leq \chi \leq 1 \\ 10^\circ + \arccos \chi & \text{para } -0,985 \leq \chi \leq 0,766 \\ 180^\circ & \text{para } \chi < -0,985 \end{cases} \quad (3.143)$$

Em que:

- χ – Magnitude do ângulo máximo de oscilação;
- δ_{max} – Ângulo máximo de oscilação, em °(graus).

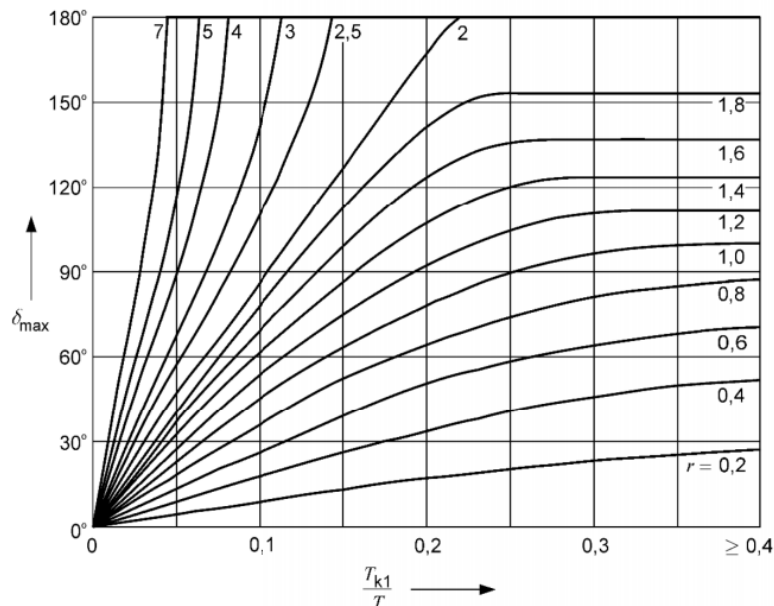


Figura 74 - Ângulo máximo de oscilação δ_{max} para um determinado tempo de duração de curto-circuito T_{k1} [44]

Força de tensão durante o curto-circuito

A força de tensão durante o cc ($F_{t,d}$), equação 3.144, é função da força estática de tração (F_{st}), do parâmetro de carga (φ) e do fator de força de tensão (Ψ).

$$F_{t,d} = F_{st}(1 + \varphi \cdot \Psi) \quad (3.144)$$

Em que:

- φ – Parâmetro de carga;
- Ψ – Fator de força de tensão.

Deste modo, a força de tensão durante o cc, define-se como a força de tensão máxima verificada através da equação 3.144, entre o estado atmosférico mais desfavorável e o estado de Verão, de acordo com a condição 3.145.

$$F_{t,d} = \max(F_{t,d,Tw}; F_{t,d,Tmax}) \quad (3.145)$$

Para a determinação do parâmetro φ , recorre-se à equação 3.146, no que concerne ao fator Ψ , este pode ser calculado numericamente através da equação 3.147, ou graficamente pela Figura 75.

$$\varphi = \begin{cases} 3(\sqrt{1+r^2}-1) & \text{para } T_{k1} \geq \frac{T_{res}}{4} \\ 3(r \cdot \sin \delta_{end} + \cos \delta_{end} - 1) & \text{para } T_{k1} < \frac{T_{res}}{4} \end{cases} \quad (3.146)$$

$$\varphi^2 \cdot \Psi^3 + \varphi(2 + \zeta)\Psi^2 + (1 + 2 \cdot \zeta)\Psi - \zeta(2 + \varphi) = 0 \quad (3.147)$$

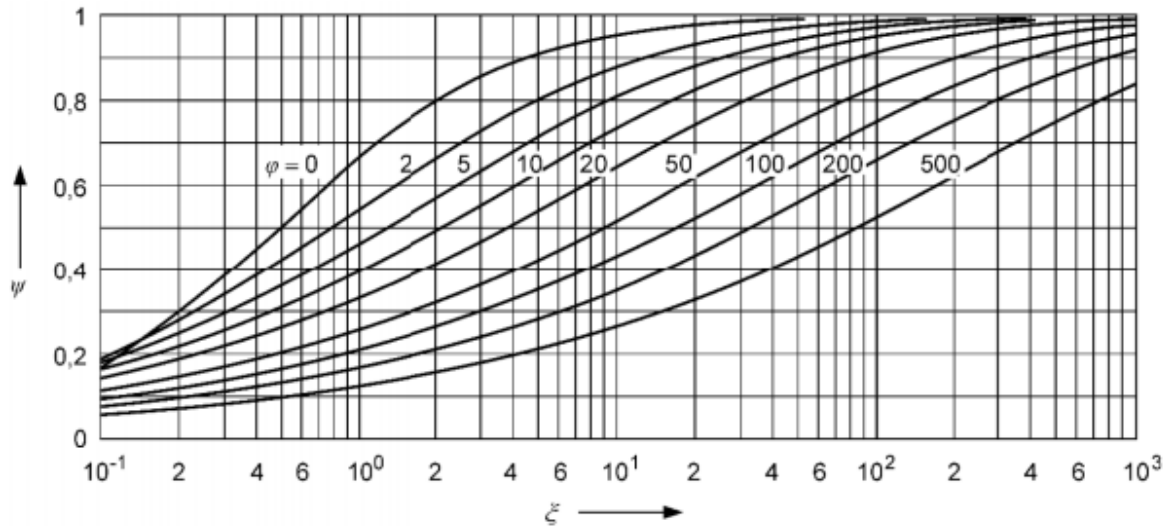


Figura 75 - Fator Ψ relativo à força de tração em condutores flexíveis [44]

Flecha dinâmica no ponto intermédio do vão

A determinação da flecha dinâmica do condutor é um parâmetro importante, uma vez que, devido às alterações das condições climáticas, a flecha vai sofrendo alterações ao longo do tempo. Esta determinação é aplicável considerando a temperatura de Verão (T_{max}), onde o calor terá uma maior influência no comprimento da flecha.

Deste modo, a expansão elástica sofrida pelo vão é dada pela equação 3.148.

$$\varepsilon_{ela} = N_{Tmax}(F_{t,d,Tmax} - F_{st,Tmax}) \quad (3.148)$$

Em que:

- ε_{ela} – Expansão elástica.

Relativamente à expansão térmica do vão, esta pode ser obtida pelo sistema de equações 3.149.

$$\varepsilon_{th} = \begin{cases} c_{th} \left(\frac{l''_k}{n \cdot A_s} \right)^2 \cdot \frac{T_{res}}{4} & \text{para } T_{k1} \geq \frac{T_{res}}{4} \\ c_{th} \left(\frac{l''_k}{n \cdot A_s} \right)^2 \cdot T_{k1} & \text{para } T_{k1} < \frac{T_{res}}{4} \end{cases} \quad (3.149)$$

Em que:

- ε_{th} – Expansão térmica;
- c_{th} – Constante de material do condutor, em $m^4/(A^2s)$, de acordo com a Tabela 18;
- A_s – Secção transversal de um subcondutor, em mm^2 .

Tabela 18 – Coeficiente c_{th} [9]

Material	Constante de material condutor, c_{th} $m^4/(A^2s)$
Condutores em alumínio, ligas de alumínio e alumínio-aço com rácios de secção de Al/St > 6	$0,27 \times 10^{-18}$
Condutores em alumínio-aço com rácios de secção de Al/St ≤ 6	$0,17 \times 10^{-18}$
Condutores em cobre	$0,088 \times 10^{-18}$

De acordo com a norma IEC 60865-1, o fator C_D (equação 3.150) permite a contabilização das deflexões causadas pelo alongamento elástico e térmico do condutor, e o fator C_F (equação 3.151) das deflexões dinâmicas provocadas por uma mudança na forma da curva do condutor.

$$C_D = \sqrt{1 + \frac{3}{8} \left(\frac{l}{f_{es}} \right)^2 \cdot (\varepsilon_{ela} + \varepsilon_{th})} \quad (3.150)$$

$$C_F = \begin{cases} 1,05 & \text{para } r \leq 0,8 \\ 0,97 + 0,1 \cdot r & \text{para } 0,8 < r < 1,8 \\ 1,15 & \text{para } r \geq 1,8 \end{cases} \quad (3.151)$$

Em que:

- C_D – Fator de dilatação;
- C_F – Fator de forma.

Após a determinação dos fatores demonstrados anteriormente e da flecha estática f_{es} (equação 3.137) para o estado de maior calor, que, conseqüentemente apresentará uma maior flecha, é possível calcular a flecha dinâmica através da equação 3.152.

$$f_{ed} = C_F \cdot C_D \cdot f_{es, Tmax} \quad (3.152)$$

Em que:

- f_{ed} – Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão.

Deslocamento horizontal do vão e distância mínima no ar entre condutores

O deslocamento horizontal máximo de um vão (b_h) durante a um cc, é determinado através do sistema de equações 3.153.

$$b_h = \begin{cases} f_{ed} & \text{para } \delta_{max} \geq 90^\circ \\ f_{ed} \cdot \sin \delta_{max} & \text{para } \delta_{max} < 90^\circ \end{cases} \quad (3.153)$$

Sob o efeito de um cc, os condutores são deslocados das suas posições padrão. A distância entre os pontos médios de dois condutores principais durante um cc é dada, no caso mais desfavorável, pela equação 3.154.

$$a_{min} = a - 2 \cdot b_h \quad (3.154)$$

Força de tensão após o curto-circuito

Após a extinção do cc, o cabo oscila ou descai, dependendo do seu movimento durante o cc. No final da queda, a força gerada, força de tensão após o cc ($F_{f,d}$), poderá ser significativa dependendo do ângulo final descrito pelo movimento da ligação. No caso de a força ser relevante, é dada pela equação 3.155.

$$F_{f,d} = 1,2 \cdot F_{st} \sqrt{1 + 8 \cdot \zeta \cdot \frac{\delta_{max}}{180^\circ}} \quad (3.155)$$

Em que:

- $F_{f,d}$ – Força de tensão após o curto-circuito, em N.

Deste modo, a força de tensão após o cc ($F_{f,d}$), define-se como força de tensão máxima verificada através da equação 3.155, entre o estado atmosférico mais desfavorável e o estado de Verão, de acordo com a condição 3.156.

$$F_{f,d} = \max(F_{f,d,Tw}; F_{f,d,Tmax}) \quad (3.156)$$

➤ Conclusões

Tal como o evidenciado anteriormente nas ligações em montagem tendida vertical e tendo em conta os cálculos efetuados previamente, conclui-se que, numa ligação em montagem tendida horizontal (entre equipamentos de uma SE), existem várias forças aplicadas que são necessárias determinar. Essas forças, mencionadas anteriormente na introdução deste subcapítulo (ponto 3.3), têm como finalidade apresentar o valor dos esforços transmitidos pelos agentes atmosféricos e, conseqüentemente pelos cabos, através do sistema de fixação dos equipamentos segundo os eixos ortogonais x,y e z.

Dos cálculos efetuados, interessa salientar os resultados dos esforços mecânicos estáticos e eletrodinâmicos de cc suscetíveis de ocorrerem.

As forças com componente estática, são dadas de seguida, através das equações 3.157, 3.158 e 3.159, sendo o princípio de cálculo muito semelhante ao demonstrado nas ligações em montagem tendida vertical.

$$F_x = F_{st,Tw} \quad (3.157)$$

$$F_y = \alpha \cdot c \cdot q_p \cdot d \quad (3.158)$$

$$F_z = m'_s \cdot \frac{l_{eff}}{2} \cdot g \quad (3.159)$$

Em que:

- F_x – Componente horizontal resultante dos esforços de tração dos cabos na direção da ligação principal, em N ;
- F_y – Força de ação do vento sobre o condutor, em N , calculado para o estado de Primavera, uma vez que é a estado atmosférico com mais vento;
- α – Coeficiente de redução, que segundo o RSLEAT - Artigo 14º, adota o valor de 0,6 para condutores e cabos de guarda;
- c – Coeficiente de forma, varia consoante o tipo e diâmetro do condutor, de acordo com a Tabela 16, proveniente do RSLEAT - Artigo 15º;
- q_p – Pressão dinâmica do vento no estado de Primavera, em Pa , dependente da altura acima do solo do ponto de ligação, de acordo com a Tabela 17, proveniente do RSLEAT - Artigo 13º;
- F_z – Força de ação do peso do próprio cabo, em N .

De acordo com a IEC 60865-1, o sistema de fixação do condutor (ligadores) deve ser específico para uma carga dinâmica máxima, calculada através da equação 3.160.

$$F_x = \max(1,5 \cdot F_{t,d}; F_{f,d}) \quad (3.160)$$

No entanto, os apoios de fixação da ligação (equipamentos e estruturas metálicas) e as fundações que os suportam, devem resistir a uma determinada força de flexão dada pela equação 3.161.

$$F_{max} = \max(F_{t,d}; F_{f,d}) \quad (3.161)$$

3.3.2. LIGAÇÕES RÍGIDAS

O método a seguir apresentado, baseado nas normas IEC 60865-1, IEC 60865-2 e IEEE 605, define o cálculo dos efeitos mecânicos das correntes de cc sobre condutores rígidos constituídos por tubos anelares (um condutor por fase) em montagem apoiada sobre suportes isolantes.

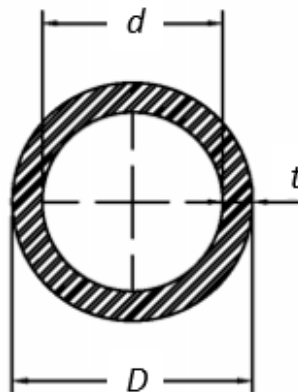


Figura 76 - Exemplo de um condutor tubular em anel

➤ Esforços eletrodinâmicos de curto-circuito

Dinâmica do barramento

Um barramento realizado com recurso a condutores rígidos tubulares em anel, será caracterizado por um momento de inércia (J_m) e um módulo de flexão, ou momento de resistência à torção (W_m), dados nas equações 3.162 e 3.163, respetivamente.

$$J_m = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4) \quad (3.162)$$

$$W_m = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D^4 - d^4}{D} \quad (3.163)$$

Em que:

- J_m – Momento de inércia do condutor tubular, em m^4 ;
- D – Diâmetro externo do condutor tubular, em m ;
- d – Diâmetro interno do condutor tubular, em m ;
- W_m – Módulo de flexão, ou momento de resistência à torção do condutor tubular, em m^4 .

Força máxima entre condutores principais num curto-circuito

Numa instalação trifásica cujos condutores principais estão dispostos no mesmo plano com a mesma distância entre eixos, a força máxima que atua sobre o condutor principal central durante um cc trifásico, é dada pela equação 3.164.

$$F_{m3} = \frac{\mu_0 \sqrt{3}}{2\pi} \frac{i_p^2 l}{a} \quad (3.164)$$

$$i_p = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot \kappa \quad (3.165)$$

Em que:

- F_{m3} – Força máxima sobre o condutor central principal durante um cc trifásico, em N ;
- μ_0 – Constante magnética, permeabilidade do vácuo = $4\pi \times 10^{-7}$, em H/m ;
- i_p – Valor de pico da corrente de curto-circuito, em A ;
- l – Distância entre eixos dos suportes, em m ;
- a – Distância equivalente entre condutores, em m ;
- I_k'' – Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico (valor eficaz), em A ;
- κ – Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito;¹³ Este fator pode ser calculado através da equação 3.44, ou obtido por inspeção gráfica da Figura 65, em função de R/X ou X/R .

Frequência própria

A frequência própria de vibração de um condutor (f_{cm}), é determinada através da equação 3.166.

¹³ Este fator traduz a maior ou menor rapidez de decaimento da componente contínua, de acordo com a Figura 65, e é função da razão R/X vista do local de defeito.

$$f_{cm} = \frac{\gamma}{l^2} \sqrt{\frac{E \cdot J_m}{m'_m}} \quad (3.166)$$

Em que:

- f_{cm} – Frequência de ressonância/própria de vibração do condutor, em Hz ;
- γ – Fator para determinação da frequência de ressonância/própria de vibração do condutor, de acordo com a Tabela 19;
- E – Módulo de elasticidade ou módulo de *Young*, em N/m^2 ;
- m'_m – Massa por unidade de comprimento, em kg/m .

O fator γ depende do tipo e número de apoios, de acordo com o disposto na Tabela 19 retirada da norma IEC 60865-1.

Tabela 19 – Fator γ [44]

Tipo de apoio	Fator γ
Tubo com ambos os apoios deslizantes	1,57
Tubo com um apoio fixo e outro deslizante	2,45
Tubo com ambos os apoios fixos	3,56
Tubo suportado com dois vãos	2,45
Tubo suportado com três ou mais vãos	3,56

A relação entre a frequência própria de vibração do condutor (f_{cm}) e a frequência elétrica da instalação (f), é dada por 3.167.

$$\frac{f_{cm}}{f} \quad (3.167)$$

Tensão mecânica de flexão

O esforço de flexão provocado pelas forças entre condutores principais durante o cc, é dado pela equação 3.168.

$$\sigma_{m,d} = V_{\sigma m} \cdot V_{r m} \cdot \beta \cdot \frac{F_{m3} \cdot l}{8W_m} \quad (3.168)$$

Em que:

- $\sigma_{m,d}$ – Tensão mecânica de flexão causada pelas forças entre condutores principais, em N/m^2 ;
- $V_{\sigma m}, V_{r m}$ – Fatores que contabilizam os fenômenos dinâmicos;

- β – Fator correspondente à tensão mecânica de um condutor principal, de acordo com a Tabela 23;
- F_{m3} – Força máxima sobre o condutor central principal durante um cc trifásico, em N ;
- l – Distância entre eixos dos suportes, em m ;
- W_m – Módulo de flexão, ou momento de resistência à torção do condutor rígido tubular, em m^4 .

As constantes $V_{\sigma m}$ e $V_{r m}$ são fatores que têm em conta o fenómeno dinâmico, sendo dados na Tabela 20 retirada da norma IEC 60865-1.

Tabela 20 - Valores tabelados de $V_{\sigma m}$ e $V_{r m}$ [44]

Tipo de curto-circuito	Sistema		
	Sem religamento automático trifásico	Com religamento automático trifásico	
		$V_{\sigma m} \times V_{r m}$	$V_{\sigma m} \times V_{r m}$
			Primeiro fluxo de corrente
Bifásico	1,0	1,0	1,8
Trifásico	1,0	1,0	1,8

Alternativamente pode-se calcular os seus valores em separado com o recurso à Figura 77 e Figura 78. Ainda é possível calcular os valores em separado numericamente, usando as equações transcritas para a Tabela 21 e para a Tabela 22.

Tabela 21 - Cálculo detalhado de $V_{\sigma m}$ [44]

$\frac{f_{cm}}{f}$	Fator $V_{\sigma m}$
$< 0,04$	$0,0929 + 4,49e^{-1,68\kappa} + 0,0664 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$
$0,04 \dots 0,8$	<p>Valor máximo de $V_{\sigma 1}$ ou $V_{\sigma 2}$</p> $V_{\sigma 1} = 0,756 + 4,49e^{-1,68\kappa} + 0,54 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$ $V_{\sigma 2} = 1,0$
$> 0,8$	1,0
Nota: Caso $\kappa > 1,6$ deve utilizar-se $\kappa = 1,6$	

Tabela 22 - Cálculo detalhado de V_{rm} [44]

$\frac{f_{cm}}{f}$	Fator V_{rm}
< 0,05	1,8
0,05 ... 1,0	$1,0 - 0,615 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$
> 1,0	1,0

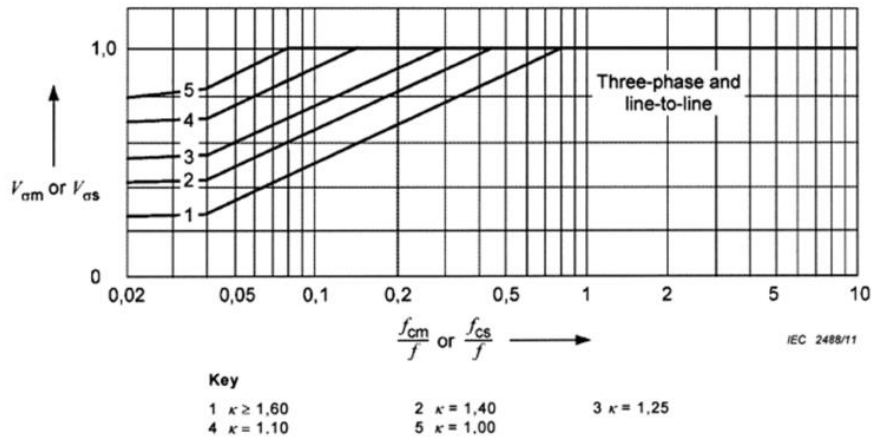


Figura 77 - Gráfico de V_{om} [44]

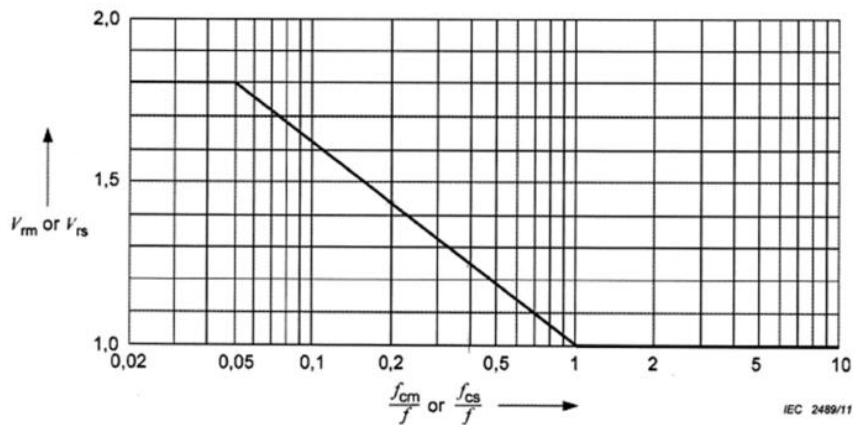


Figura 78 - Gráfico de V_{rm} [44]

O fator β depende do tipo e número de apoios, e inclui no cálculo os efeitos de plasticidade que o material sofre. Na Tabela 23, retirada da norma IEC 60865-1, representam-se os respectivos valores do fator β .

Tabela 23 - Fator β [44]

Tipo de apoio	Fator β
Tubo com ambos os apoios deslizantes	1,0
Tubo com um apoio fixo e outro deslizante	0,73
Tubo com ambos os apoios fixos	0,5
Tubo suportado com dois vãos	0,73
Tubo suportado com três ou mais vãos	0,73

O fator de plasticidade (q), no caso de condutores tubulares é dado pela equação 3.169.

$$q = 1,7 \cdot \frac{1 - \left(1 - \frac{2t}{D}\right)^3}{1 - \left(1 - \frac{2t}{D}\right)^4} \quad (3.169)$$

Em que:

- q – Fator de plasticidade do condutor tubular;
- t – Espessura do condutor tubular, em m ;
- D – Diâmetro externo do condutor tubular, em m .

A tensão mecânica admissível no condutor é obtida pela multiplicação do fator de plasticidade pela tensão mecânica correspondente ao limite elástico (f_y), de acordo com apresentado em 3.170.

$$q \cdot f_y \quad (3.170)$$

Para se proceder à validação do condutor rígido, torna-se necessário verificar se este suportará as forças de cc, através da condição 3.171.

$$q \cdot f_y \geq \sigma_{m,d} \quad (3.171)$$

➤ Esforços mecânicos estáticos

Forças exercidas sobre os suportes dos condutores

A força estática equivalente ($F_{r,d}$) exercida sobre os suportes dos condutores rígidos, é determinada a partir da equação 3.172 e 3.173.

$$F_{r,d(A)} = V_F \cdot V_{rm} \cdot \alpha_A \cdot F_{m3} \quad (3.172)$$

$$F_{r,d(B)} = V_F \cdot V_{rm} \cdot \alpha_B \cdot F_{m3} \quad (3.173)$$

Em que:

- $F_{r,d(A)}, F_{r,d(B)}$ – Força estática equivalente, exercida respetivamente sobre os suportes A e B dos condutores rígidos, em N ;
- α_A, α_B – Fatores relativos à força exercida sobre o suporte A e B, respetivamente, de acordo com a Tabela 26;
- V_F, V_{rm} – Fatores que contabilizam os fenómenos dinâmicos;
- F_{m3} – Força máxima sobre o condutor central principal durante um cc trifásico, em N .

As constantes V_F e V_{rm} são fatores que têm em conta o fenómeno dinâmico, sendo dados na Tabela 24 retirada da norma IEC 60865-1.

Tabela 24 - Valores tabelados de V_{rm} e V_F [44]

Tipo de curto-circuito	Sistema Com e sem religamento automático trifásico	
	$V_{\sigma m} \times V_{rm}$	
	Valor	Intervalo
Bifásico	2,0	$\frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 \cdot f_y} \leq 0,5$
	$\frac{0,8 \cdot f_y}{\sigma_{tot,d}}$	$0,5 < \frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 \cdot f_y} < 1,0$
	1,0	$1,0 \leq \frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 \cdot f_y}$
Trifásico	2,7	$\frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 \cdot f_y} \leq 0,37$
	$\frac{0,8 \cdot f_y}{\sigma_{tot,d}}$	$0,37 < \frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 \cdot f_y} < 1,0$
	1,0	$1,0 \leq \frac{\sigma_{tot,d}}{0,8 \cdot f_y}$

Alternativamente pode-se calcular os seus valores em separado com o recurso à Figura 78 e à Figura 79. Ainda é possível calcular os valores em separado numericamente, usando as equações transcritas para a Tabela 22 e para a Tabela 25.

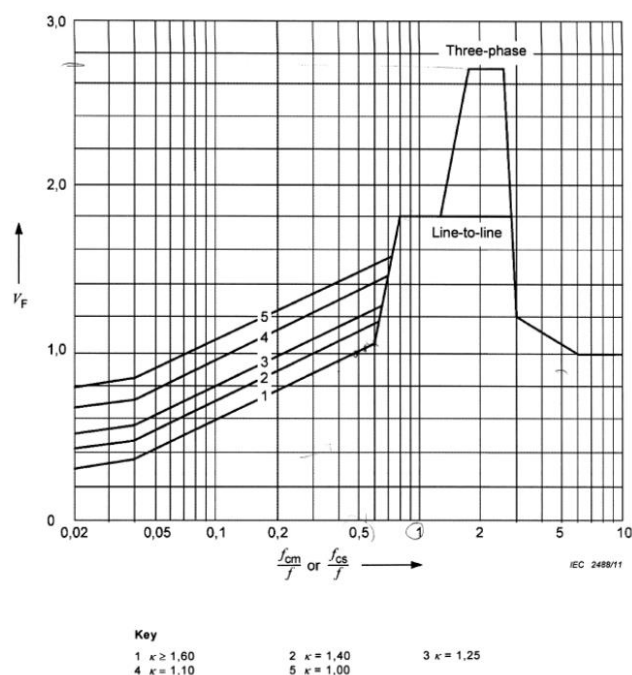


Figura 79 - Gráfico de V_F [44]

Tabela 25 - Cálculo detalhado de V_F [44]

$\frac{f_{cm}}{f}$	Fator V_F	
	Curto-circuito trifásico	Curto-circuito bifásico
$< 0,04$	$0,232 + 3,52e^{-1,45\kappa} + 0,166 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$	
$0,04 \dots 0,8$	Valor máximo de V_{F1} ou V_{F2} $V_{F1} = 0,839 + 3,52e^{-1,45\kappa} + 0,6 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$ $V_{F2} = 2,38 + 6,00 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$	
$0,8 \dots 1,2$	1,8	
$1,2 \dots 1,6$	$1,23 + 7,2 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$	1,8
$1,6 \dots 2,4$	2,7	1,8
$2,4 \dots 2,74$	$8,59 - 15,5 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$	1,8
$2,74 \dots 3,0$	$8,59 - 15,5 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$	
$3,0 \dots 6,0$	$1,50 - 0,646 \cdot \log\left(\frac{f_{cm}}{f}\right)$	
$> 6,0$	1,0	
Nota: Caso $\kappa > 1,6$ deve utilizar-se $\kappa = 1,6$		

Na Tabela 26, retirada da norma IEC 60865-1, representam-se os valores do fator α , dependentes do tipo e número de apoios.

Tabela 26 - Fator α [44]

Tipo de apoio	Terminal	Fator α
Tubo com ambos os apoios deslizantes (A e B)	A	0,5
	B	0,5
Tubo com um apoio fixo (A) e outro deslizante (B)	A	0,625
	B	0,375
Tubo com ambos os apoios fixos (A e B)	A	0,5
	B	0,5
Tubo suportado com dois vãos: Extremidades (A) e Apoios (B)	A	0,375
	B	1,25
Tubo suportado com três ou mais vãos: Extremidades (A) e Apoios (B)	A	0,4
	B	1,1

A força estática máxima resultante ($F_{r,d\ res}$) considerando a altura do ligador, obtêm-se através da equação 1.174. Esta representa o momento na base do isolador, e não deve exceder uma determinada força de flexão, fornecida pelo fabricante, que atua sobre a cabeça do isolador. Os suportes/isoladores são adequados se se verificar a condição 3.175, em que a carga de rutura à flexão dos isoladores ($F_{r,d\ máx}$) deverá ser superior à força estática máxima equivalente.

$$F_{r,d\ res} = \left(\frac{h_i + h_l}{h_i} \right) \cdot \max(F_{r,d(A)}, F_{r,d(B)}) \quad (3.174)$$

$$F_{r,d\ máx} > F_{r,d\ res} \quad (3.175)$$

Em que:

- $F_{r,d\ res}$ – Força estática máxima resultante considerando a altura do ligador, em N ;
- h_i – Altura do isolador, em m ;
- h_l – Altura do ligador, em m ;
- $F_{r,d\ máx}$ – Carga de rutura à flexão dos isoladores, em N .

Forças gravíticas

O peso do condutor é dado a partir da sua massa volúmica (ρ_{cond}), ou massa por metro (m'_m).

$$P_{cond} = m'_m \cdot g \cdot L \quad (3.176)$$

Em que:

- P_{cond} – Peso do condutor, em N ;
- m'_m – Massa por unidade de comprimento, em kg/m ;
- g – Valor convencional da aceleração gravitacional, em m/s^2 ;
- L – Comprimento total do condutor, em m .

No caso de se considerar gelo, o incremento de peso (F_I) é função da espessura de gelo (e_{gelo}), da sua densidade (ρ_{gelo}) e do diâmetro externo do condutor (D).

$$F_I = \rho_{gelo} \cdot g \cdot \pi \cdot \left(\left(\frac{D}{2} + e_{gelo} \right)^2 - \left(\frac{D}{2} \right)^2 \right) \cdot L \quad (3.177)$$

Em que:

- F_I – Incremento de peso provocado pela camada de gelo no condutor, em N ;
- ρ_{gelo} – Densidade do gelo, em kg/dm^3 ;
- e_{gelo} – Espessura da camada de gelo, em mm .

No caso de se considerar cargas gravíticas pontuais ($P_{pontual}$) nos barramentos, o seu peso será considerado como aplicado no centro do barramento (pior caso). Exemplo destas cargas são o peso de ligadores, trapézios de seccionadores pantógrafo e baixadas.

A força gravítica (F_{grav}) total da ligação rígida é então dada pela equação (3.178).

$$F_{grav} = P_{cond} + F_I + P_{pontual} \quad (3.178)$$

Força do vento

A força máxima do vento pode ocorrer em condições extremas de vento sem a existência de gelo, ou em condições de vento forte com a presença de gelo. Em geral, a primeira condição resulta em cargas mais elevadas face à segunda. No entanto, é recomendado calcular a força do vento para estes dois tipos de condições de vento, de modo a que se possa avaliar o cenário máximo.

Os fatores que afetam a força do vento são a velocidade e as rajadas de vento, o tamanho e a forma do condutor, a altura e a exposição do condutor e a espessura radial do gelo. A força de vento deve ser avaliada na direção horizontal que produz a carga máxima.

No caso de velocidade extrema do vento sem a existência de gelo, a força do vento por unidade de comprimento num condutor, obtém-se através da equação 3.179. [9]

$$F_W = C \cdot V^2 \cdot D \cdot C_f \cdot K_Z \cdot G_f \cdot I \quad (3.179)$$

Em que:

- F_W – Força do vento por unidade de comprimento, em N/m ;
- C – Constante que toma o valor de 0,613;
- V – Velocidade extrema do vento sem a existência de gelo, em m/s ;
- D – Diâmetro externo do condutor ou altura do perfil usado como condutor, em m ;
- C_f – Coeficiente de força, que segundo a norma IEEE Std 605 para condutores tubulares rígidos adota o valor de 1,0 e para os restantes formatos adota o valor de 2,0;
- K_Z – Fator de altura e exposição, de acordo com a Tabela 27 ou com a equação 3.181;
- G_f – Fator de resposta à rajada de vento, que segundo a norma IEEE Std 605, para condutores rígidos adota o valor de 0,85;
- I – Fator de importância da estrutura, que segundo a norma IEEE Std 605, para estruturas de subestações que requeiram um nível mais alto de confiabilidade, adota o valor de 1,15.

No caso de vento forte com a presença de gelo, a força do vento por unidade de comprimento num condutor, obtém-se através da equação 3.180.

$$F_{WI} = C \cdot V_I^2 \cdot (D + 2 \cdot r_I) \cdot C_f \cdot K_Z \cdot G_f \cdot I \quad (3.180)$$

Em que:

- F_{WI} – Força do vento com a presença de gelo, por unidade de comprimento, em N/m ;
- V – Velocidade extrema do vento sem a existência de gelo, em m/s ;
- r_I – Espessura radial uniforme de gelo devido à chuva congelante, em m ;
- G_f – Fator de resposta à rajada de vento, que segundo a norma IEEE Std 605, para gelo e vento em simultâneo, adota o valor de 1,0.

O fator de altura e exposição K_Z é um parâmetro dado em função da exposição da instalação e da altura do condutor acima do solo (h). Este fator deve ser selecionado de acordo com a Tabela 27. Como K_Z é função da exposição da instalação, e esta depende do tipo de superfície onde a ligação se insere, de forma resumida as suas categorias de exposição definem-se da seguinte forma: [9]

- Exposição B: Regiões urbanas ou suburbanas, com obstáculos próximos entre si; áreas florestais.
- Exposição C: Regiões de terreno aberto, com obstáculos esparsos e cuja altura é inferior a 9,1 [m]; campos e superfícies de água em corredores de tornados.

- Exposição D: Regiões planas sem obstáculos; superfícies de água fora de corredores de tornados; planícies de sal ou lama; extensões de gelo.

Tabela 27 - Fator de altura e exposição K_z [9]

Altura do condutor acima do solo, h (m)	Exposição B	Exposição C	Exposição D
0-4,6	0,57	0,85	1,03
6,1	0,62	0,90	1,08
7,6	0,66	0,94	1,12
9,1	0,70	0,98	1,16
12,2	0,76	1,04	1,22
15,2	0,81	1,09	1,27
18	0,85	1,13	1,31
21,3	0,89	1,17	1,34
24,4	0,93	1,21	1,38
27,4	0,96	1,24	1,40
30,5	0,99	1,26	1,43

Os valores do fator K_z listados na Tabela 27, possuem um limite de altura de até 30,5m acima do solo. Alternativamente, pode-se determinar este fator para quaisquer valores de alturas h , através da equação 3.181.

Para $4,6 < h < z_g$:

$$K_z = 2,01 \cdot \left(\frac{h}{z_g}\right)^{\frac{2}{\alpha_z}} \quad (3.181)$$

Para $h < 4,6$:

$$K_z = 2,01 \cdot \left(\frac{4,6}{z_g}\right)^{\frac{2}{\alpha_z}}$$

Em que:

- K_z – Fator de altura e exposição;
- h – Altura do condutor acima do solo, em m ;
- z_g – Altura do gradiente em função da exposição da instalação, em m , de acordo com a Tabela 28;
- α_z – Coeficiente da lei de potência para rajadas de vento, de acordo com a Tabela 28.

Tabela 28 - Altura do gradiente z_g e coeficiente da lei de potência α_z [9]

Exposição	z_g (m)	α_z
B	366	7,0
C	274	9,5
D	213	11,5

➤ **Verificação da frequência de ressonância**

A execução deste procedimento, procura garantir que, aquando da ocorrência de um cc, a frequência de ressonância/própria de vibração do condutor (f_{cm}), não se encontra perigosamente próxima da frequência elétrica da instalação (f).

Um condutor rígido apoiado entre isoladores de suporte distanciados entre si, fica sujeito a oscilações e vibrações derivadas de vários fatores, como por exemplo os agentes atmosféricos e/ou atividade sísmica. Estes fatores provocam esforços nos equipamentos e estruturas metálicas da SE (esforços mecânicos estáticos e eletrodinâmicos de cc), transmitidos pelos condutores. Em caso da ocorrência de um cc, os esforços dinâmicos são anulados na viga de suporte dos isoladores, não se repercutindo para a restante estrutura e maciço. No caso de a frequência de ressonância/própria de vibração do condutor estar próxima da frequência elétrica da instalação ou dos seus múltiplos, por suficiente entende-se 10%, as oscilações poderão aumentar perigosamente. Para que se evite esta situação, deve-se garantir que o valor obtido de f_{cm} de acordo com a equação 3.166, demonstrada anteriormente, se situe fora do intervalo $[0,9f; 1,1f] \cup [1,8f; 2,2f]$.

Deste modo, considerando que a frequência elétrica da instalação é de 50Hz, a frequência de ressonância deverá se encontrar fora dos seguintes limites $[45; 55] \cup [90; 110]$. [11]

3.4. REDE DE TERRA AÉREA

Para a proteção contra descargas atmosféricas diretas de todos os equipamentos e infraestruturas de uma SE, considera-se a metodologia de estudo fundamentada na norma internacional IEC 62305 (“*Protection against lightning*”) e na normativa portuguesa NP 4426 (“Proteção contra descargas atmosféricas. Sistemas com dispositivo de ionização não radioativo”). A verificação das zonas protegidas contra descargas atmosféricas diretas é realizada através da aplicação o modelo eletrogeométrico, também conhecido por método da esfera rodante, sendo este o método mais recorrente para este tipo de instalações.

3.4.1. MÉTODO ELETROGEOMÉTRICO (MÉTODO DA ESFERA ROLANTE)

3.4.1.1. HASTES DE FRANKLIN

O método eletrogeométrico ou método da esfera rodante, baseia-se no princípio em que as descargas atmosféricas serão atraídas pelos elementos captadores (hastes de Franklin, cabos de guarda, entre outros), em vez de serem dirigidas para os objetos que se pretende proteger. Para isso, é necessário determinar a distância de descarga, S , que permitirá obter a localização e altura da instalação dos elementos de proteção, em função das estruturas/equipamentos que se pretende proteger. Na Figura 80 representa-se o princípio da aplicação deste método.

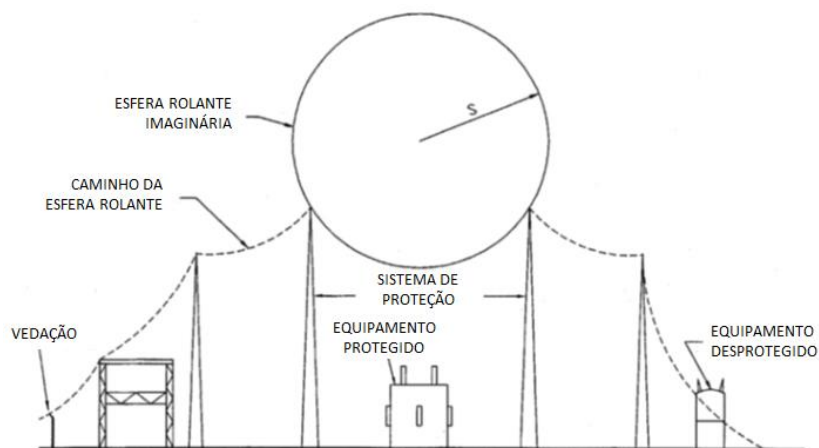


Figura 80 - Princípio da aplicação do método eletrogeométrico (método da esfera rodante) [51]

Em termos práticos, o método eletrogeométrico consiste em visualizar uma esfera de raio igual à distância de descarga, rodeando sobre as estruturas. Esta esfera fictícia deverá estar em contato com os elementos que se consideram para a proteção contra descargas atmosféricas (elementos captadores).

Qualquer estrutura que se localize por debaixo da esfera estará protegida e os objetos que sejam interseçados pela esfera, estarão expostos às descargas diretas.

Para cada instalação que se pretenda proteger com um SPDA, deve-se realizar uma análise do risco para determinar o nível mínimo necessário de proteção contra descargas atmosféricas.

O raio da esfera fictícia define-se em função desse nível de proteção adotado e está relacionado com o valor de pico da descarga atmosférica que poderá atingir as estruturas, como se demonstra através da equação 3.182.

$$S = 10 \cdot I^{0,65} \quad (3.182)$$

Em que:

- S – Raio da esfera rodante, em m , (de acordo com a Tabela 29);
- I – Corrente de pico da descarga atmosférica, em kA .

Na Tabela 29 apresenta-se a relação entre os níveis de proteção, tendo em conta a distância/raios de descargas da esfera rodante, o valor da corrente de pico, o risco de impacto e o nível de eficácia da proteção, de acordo com a norma IEC 62305 e NP 4426.

Tabela 29 - Valores dos parâmetros de descarga e da esfera fictícia para aplicação do método da esfera rodante [52] [53]

Nível de proteção	Raio da esfera rodante (Distância de descarga) (m)	Valor da corrente de descarga mínima (kA)	Risco de impacto	Nível de eficácia
I	20	3	Muito Elevado	98%
II	30	5	Elevado	95%
III	45	10	Moderado	90%
IV	60	16	Reduzido	80%

3.4.1.2. PARA-RAIOS COM AVANÇO À IGNIÇÃO

Os para-raios com avanço à ignição caracterizam-se, basicamente, por gerar um traçador ascendente de inicialização mais rápido que as tradicionais hastes de *Franklin*. A Figura 81 ilustra o modelo eletrogeométrico aplicado a um para-raios com avanço à ignição.

Em torno do para-raios existe uma esfera fictícia com um raio ΔL . Quando esta esfera fictícia encontra a esfera de raio S (traçador descendente), estabelecem-se as condições para criar o canal ionizado e um caminho para a descarga atmosférica. A dimensão da esfera de raio S , é determinada igualmente de acordo com o nível de proteção adotado (Tabela 29).

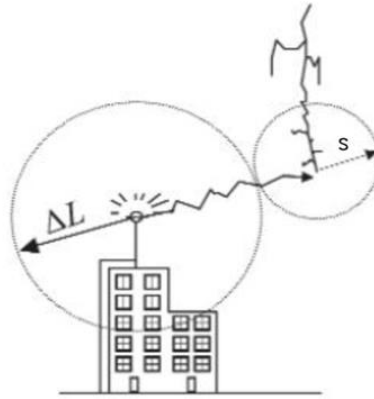


Figura 81 - Método eletrogeométrico aplicado a um para-raios com avanço à ignição [31]

De acordo com a NP4426, o raio de proteção de um para-raios com avanço à ignição está relacionado com a sua altura, h , em relação à superfície a proteger, ao seu tempo de avanço à ignição e ao nível de proteção selecionado, de acordo com as equações 3.183 e 3.184 e com a representação demonstrada através da Figura 82.

$$R_p(h) = \sqrt{2 \cdot S \cdot h - h^2 + \Delta L(2 \cdot S + \Delta L)} \text{ para } h \geq 5m \quad (3.183)$$

$$R_p = h \cdot \frac{R_p(5)}{5} \text{ para } 2m \leq h \leq 5m \quad (3.184)$$

Em que:

- $R_p(h)$ – Raio de proteção a uma dada altura h , em m ;
- h – Altura da extremidade do para-raios com dispositivo de ionização (PDI), relativamente ao plano horizontal do ponto mais alto do objeto a proteger, em m ;
- S – Raio da esfera rodante, em m , (de acordo com a Tabela 29);
- ΔL – Raio do traçador ascendente, em m , ($\Delta L = \Delta T \times 10^6$, ΔT é a eficácia do PDI¹⁴).

¹⁴ De acordo com a NP 4426, o valor máximo de ΔT permitido é de $60\mu s$, mesmo quando o valor dos resultados dos ensaios é superior.

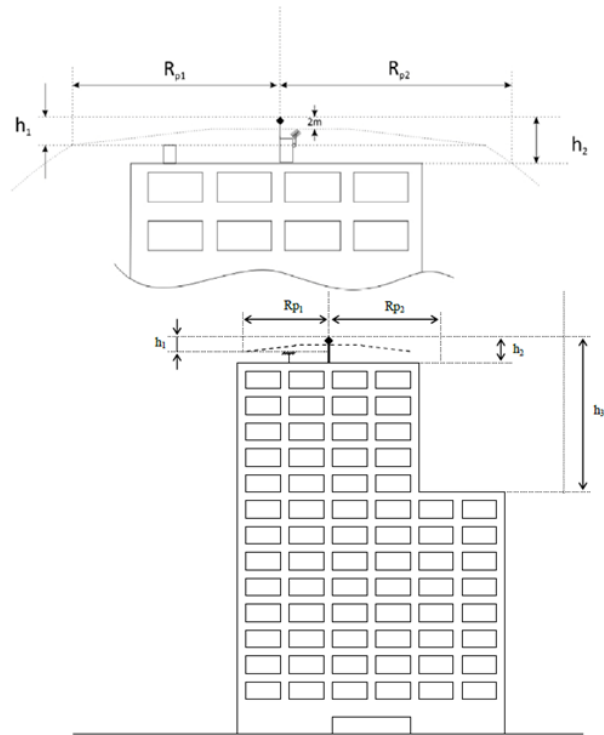


Figura 82 - Cálculo do raio de proteção de um para-raios com avanço à ignição [53]

3.5. REDE DE TERRA SUBTERRÂNEA

Neste capítulo será apresentado o método de dimensionamento da rede de terra subterrânea, de forma a assegurar que os seres humanos, na proximidade de instalações ligadas à terra, não estejam expostos a correntes de defeito, devido ao perigo de um choque elétrico.

Deste modo, torna-se necessário providenciar meios para conduzir correntes elétricas para a terra, sob condições normais ou em situações de defeito, sem exceder os limites operativos dos equipamentos ou afetar a continuidade de serviço da instalação elétrica.

A metodologia apresentada respeita a norma IEEE Std 80 (“*Guide for Safety in AC Substation Grounding*”) e o documento normativo DRP-C13-530/N (“Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição - Validação da rede geral de terra de subestações AT/MT pelo controlo das tensões de contacto e de passo”), estabelecido pela E-REDES. [54] [55]

3.5.1. MEDIÇÃO DA RESISTIVIDADE APARENTE DO SOLO

A medição da resistividade do solo tem como objetivo a obtenção de um conjunto de diferentes medidas, das quais resultará um modelo equivalente do solo (subcapítulo 3.5.2), onde será instalada a rede/malha de terra. Os resultados do conjunto de diferentes medidas da resistividade são mais precisos, aproximando-se do valor real, quanto maior e mais elaborado for o estudo prévio do solo, em termos de informações geológicas, geográficas e também meteorológicas.

Estes valores medidos da resistividade do solo dependem do seu teor de humidade e da sua temperatura, as quais variam sazonalmente. O teor de humidade é influenciado pelas dimensões dos grãos do solo e pela sua porosidade. Na prática, a resistividade aumenta quando o teor de humidade diminui.

Dos vários métodos de medição da resistividade do solo, o método de *Wenner* é o mais usado.

3.5.1.1. MÉTODO DE *WENNER*

O método de *Wenner* consiste na colocação de quatro elétrodos em linha e equidistantes, em que nos dois elétrodos externos é injetada uma corrente contínua e entre os dois elétrodos internos é medida a diferença de potencial correspondente.

Na Figura 83, representa-se um esquema sobre o princípio de funcionamento do método de Wenner.

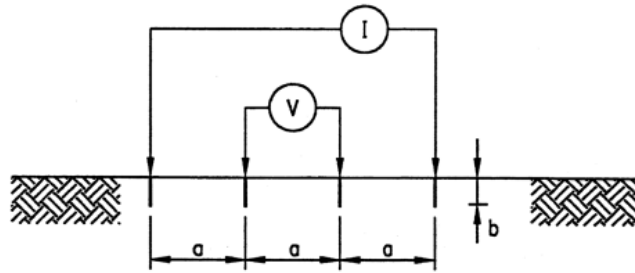


Figura 83 - Método de Wenner [54]

A resistência R , obtém-se pela razão entre a diferença de potencial medida nos elétrodos internos e a corrente nos elétrodos externos. O valor obtido pela resistência depende principalmente do espaçamento entre elétrodos e da resistividade do solo.

O estudo da resistividade de um determinado local deve ser realizado com recurso a diversas medições, sobretudo em locais pouco homogêneos. Através da variação do espaçamento entre elétrodos a , consegue-se determinar a resistividade do terreno para camadas mais superficiais ou mais profundas. Para cada ensaio, este valor da resistividade obtém-se através da aplicação da equação 3.185.

$$\rho_a = \frac{4 \cdot \pi \cdot a \cdot R}{1 + \frac{2 \cdot a}{\sqrt{a^2 + 4 \cdot b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (3.185)$$

Se $b < a$:

$$\rho_a = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R \quad (3.186)$$

Em que:

- ρ_a – Resistividade aparente do solo, em $\Omega \cdot m$;
- R – Resistência medida, em Ω ;
- a – Espaçamento entre elétrodos adjacentes, em m ;
- b – Profundidade dos elétrodos, em m .

3.5.2. MODELO EQUIVALENTE DO SOLO

Após realizadas as medições da resistividade aparente do solo, é possível obter um modelo equivalente do mesmo, sendo que os modelos mais utilizados são: o modelo de solo uniforme e o modelo de solo de duas camadas.

O modelo uniforme pode ser usado quando existe uma variação moderada nas medições da resistividade do solo, pelo que, sempre que esta seja inferior a 30%, pode-se considerar que os resultados obtidos a partir do modelo uniforme são razoavelmente precisos. Caso contrário, se essa variação for superior a 30%, a utilização do modelo de duas camadas é recomendável. [56]

3.5.2.1. MODELO DE SOLO UNIFORME

A resistividade aproximada para um modelo de solo uniforme pode ser obtida através da média aritmética dos valores da resistividade aparente resultantes das várias medições efetuadas, como se demonstra na equação 3.187.

$$\rho_a = \frac{\rho_{a(1)} + \rho_{a(2)} + \rho_{a(3)} + \dots + \rho_{a(n)}}{n} \quad (3.187)$$

Em que:

- ρ_a – Resistividade aparente do solo, em $\Omega.m$;
- $\rho_{a(1)}, \rho_{a(2)}, \rho_{a(3)} \dots \rho_{a(n)}$ – Valores da resistividade aparente resultantes das várias medições efetuadas para diferentes espaçamentos entre elétrodos, através do método de *Wenner*, em $\Omega.m$;
- n – Número total de medições.

Pode ser efetuada uma aproximação, através da simplificação apresentada na equação 3.188.

$$\rho_a = \frac{\rho_a(máx) + \rho_a(mín)}{2} \quad (3.188)$$

Em que:

- $\rho_a(máx)$ – Valor máximo medido da resistividade aparente do solo, em $\Omega.m$;
- $\rho_a(mín)$ – Valor mínimo medido da resistividade aparente do solo, em $\Omega.m$;

3.5.2.2. MODELO DE SOLO DE DUAS CAMADAS

O modelo de solo de duas camadas, representado esquematicamente pela Figura 84, define-se pela constituição de uma camada superior de profundidade finita h e resistividade ρ_1 e uma camada inferior de profundidade infinita e resistividade ρ_2 .

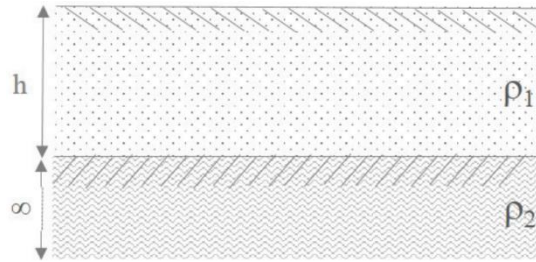


Figura 84 - Esquema de um solo com duas camadas [56]

A análise do modelo do solo de duas camadas tendo em conta as várias medições, pode ser desenvolvida a partir de um método numérico de cálculo geral, ou por um método gráfico.

➤ **Método geral**

Como o modelo de solo em análise apresenta duas camadas de diferentes resistividades, a mudança brusca da resistividade nos limites de cada camada, pode ser descrita através de um fator de reflexão K definido através da equação 3.189.

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1} \quad (3.189)$$

Em que:

- K – Fator de reflexão;
- ρ_1 – Resistividade da camada superior do solo, em $\Omega.m$;
- ρ_2 – Resistividade da camada inferior do solo, em $\Omega.m$.

De acordo com a norma IEEE Std 81, para o cálculo da resistividade aparente em função do espaçamento entre os elétrodos, utiliza-se a equação 3.190, sustentada no método de *Wenner*. [57]

$$\rho_a = \rho_1 \left[1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + \left(2 \cdot n \cdot \frac{h}{a}\right)^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4 + \left(2 \cdot n \cdot \frac{h}{a}\right)^2}} \right] \quad (3.190)$$

Em que:

- ρ_a – Resistividade aparente do solo, em $\Omega.m$;
- ρ_1 – Resistividade da camada superior do solo, em $\Omega.m$;
- K – Fator de reflexão;
- n – Número total de medições;
- h – Profundidade da camada superior do solo, em m ;
- a – Espaçamento entre elétrodos adjacentes, em m .

➤ Método gráfico

Dos vários métodos gráficos existentes para determinação do modelo de solo de duas camadas por aproximação, o primeiro foi desenvolvido por Sunde em que os dados são baseados no método de *Wenner*.

Os parâmetros ρ_1 e ρ_2 são obtidos por inspeção gráfica das medições da resistividade aparente, sendo esta uma das principais desvantagens deste método devido à sua imprecisão. O parâmetro h é determinado a partir do gráfico de Sunde, representado pela Figura 85, de acordo com os seguintes passos: [54]

- Traçar uma curva com os valores da resistividade aparente medidos no eixo dos yy e o espaçamento entre os elétrodos no eixo dos xx ;
- Por inspeção gráfica, estimar os valores de ρ_1 e ρ_2 , a partir do gráfico da resistividade aparente (ρ_a) traçado em a). Salienta-se o facto que, para curtos espaçamentos das medições da resistividade, ρ_a corresponde a ρ_1 , para largos espaçamentos, ρ_a corresponde a ρ_2 ;

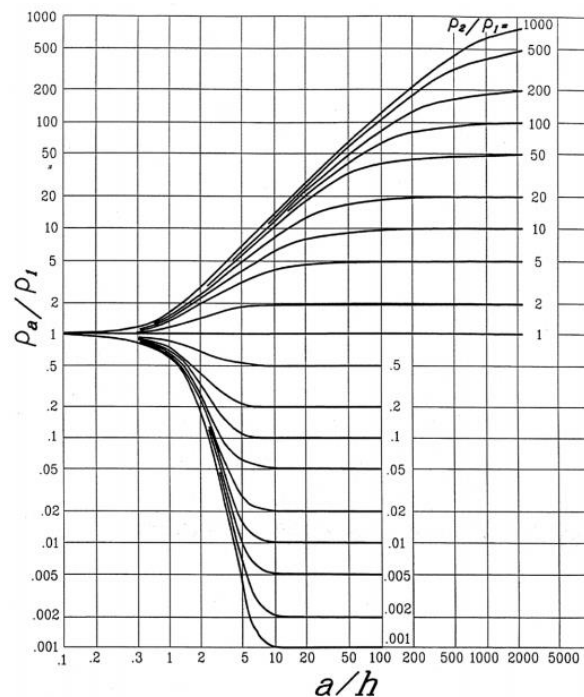


Figura 85 - Método gráfico de Sunde [54]

- Determinar ρ_2/ρ_1 e selecionar a curva que mais se aproxima dos valores apresentados no gráfico de *Sunde* (Figura 85). Caso o resultado de ρ_2/ρ_1 não esteja explícito nas curvas apresentadas, deve-se interpolar e desenhar uma nova curva;

- d) Selecionar no eixo dos yy o valor de ρ_a/ρ_1 e interceptar na região inclinada da curva de ρ_2/ρ_1 determinada em c);
- e) Ler o valor correspondente de a/h no eixo dos xx ;
- f) Calcular ρ_a multiplicando ρ_a/ρ_1 , selecionado no ponto d), por ρ_1 ;
- g) Ler o valor do espaçamento, a , correspondente, a partir do gráfico da resistividade aparente traçado em a);
- h) Calcular a profundidade da primeira camada, h , através de $h = \frac{a}{a/h}$.

Através da análise das curvas de *Sunde*, é possível concluir que os resultados obtidos são uma aproximação grosseira dos parâmetros do solo, uma vez que alguns desses parâmetros são estimados recorrendo meramente a uma análise visual. Deste modo, surgem outros métodos mais precisos, que recorrem a métodos computacionais e a formulações matemáticas mais complexas. [56]

3.5.3. SECÇÃO E DIÂMETRO DOS CONDUTORES DA REDE DE TERRA

A secção mínima do condutor de terra é dada em função da máxima corrente de defeito (I_f) que nele irá circular, sendo obtida a partir da expressão (3.191).

$$S_{\min} = I_f \cdot \frac{1}{\sqrt{\frac{TCAP \cdot 10^{-4}}{t_c \cdot \alpha_r \cdot \rho_r} \cdot \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad (3.191)$$

Onde:

$$K_0 = \frac{1}{\alpha_r} - 20 \quad (3.192)$$

Em que:

- S_{\min} – Secção mínima do condutor de terra, em mm^2 ;
- I_f – Corrente de defeito à terra, em kA , fornecida pela entidade responsável pela exploração da linha elétrica a que se encontra conectada a subestação;
- $TCAP$ – Capacidade térmica do condutor por unidade de volume em $J/(cm^3 \cdot ^\circ C)$;
- t_c – Duração do defeito (tempo de atuação das proteções), em s ;
- α_r – Coeficiente de variação da resistividade à temperatura de $20^\circ C$, em $^\circ C^{-1}$;
- ρ_r – Resistividade do condutor à temperatura de $20^\circ C$, em $\mu\Omega \cdot cm$;
- K_0 – Parâmetro da equação 3.192, em $^\circ C$;
- T_m – Temperatura de fusão do condutor, em $^\circ C$;

- T_a – Temperatura ambiente, em °C.

A tabela 1 da norma IEEE Std 80, apresenta os valores das constantes dos diferentes tipos de materiais para as equações anteriores à temperatura 20°C. Como o material mais usual para o condutor de terra é o cobre eletrolítico duro, representa-se as suas constantes na Tabela 30 seguinte.

Tabela 30 - Constantes do condutor de cobre eletrolítico duro

α_r	0,00381 °C ⁻¹
K_0	242 °C
T_m	1084 °C
ρ_r	1,78 μΩ.cm
TCAP	3,42 J/(cm ³ .°C)

Uma vez que os condutores de terra são circulares, a determinação do diâmetro efetua-se com recurso à equação 3.193.

$$S = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \Leftrightarrow d = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} \quad (3.193)$$

Em que:

- d – Diâmetro do condutor de terra, em mm².

Para calcular a secção e o diâmetro dos condutores a utilizar na rede de terra, deverá ser conhecida a corrente que irá circular entre a rede de terra e a terra, relativamente ao pior defeito que possa ocorrer.

3.5.4. CRITÉRIOS A ESTABELEECER PARA AS TENSÕES DE PASSO E CONTATO TOLERÁVEIS

Para atender aos problemas de segurança de pessoas, a validação das terras deverá ser feita pelo controlo dos riscos, ou seja, pelo controlo dos valores suportáveis das tensões de passo e de contato. O limite de tensão de passo¹⁵ considerando uma pessoa com um peso corporal de 50kg e 70kg, é dada pelas expressões (3.194) e (3.195), dependendo da duração a que o corpo está exposto a uma corrente (t_s).

¹⁵ A tensão de passo define-se como a diferença de potencial entre dois pontos à superfície do solo, separados por uma distância de um passo, que se assume ser de 1 metro, na direção do gradiente de potencial máximo.

$$E_{passo,50} = (1000 + 6 \cdot C_S \cdot \rho_S) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_S}} \quad (3.194)$$

$$E_{passo,70} = (1000 + 6 \cdot C_S \cdot \rho_S) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_S}} \quad (3.195)$$

Em que:

- $E_{passo,50}$ – Tensão de passo admissível considerando uma pessoa com um peso corporal de 50kg, em V;
- $E_{passo,70}$ – Tensão de passo admissível considerando uma pessoa com um peso corporal de 70kg, em V;
- C_S – Fator de correção da camada superficial de proteção;
- ρ_S – Resistividade da camada superficial de proteção, em $\Omega.m$;
- t_S – Tempo a que o corpo está exposto a uma corrente de defeito, em s.

Do mesmo modo, o limite de tensão de contato¹⁶ considerando uma pessoa com um peso corporal de 50kg e 70kg, é dada pelas expressões (3.196) e (3.197).

$$E_{contato,50} = (1000 + 1,5 \cdot C_S \cdot \rho_S) \cdot \frac{0,116}{\sqrt{t_S}} \quad (3.196)$$

$$E_{contato,70} = (1000 + 1,5 \cdot C_S \cdot \rho_S) \cdot \frac{0,157}{\sqrt{t_S}} \quad (3.197)$$

Em que:

- $E_{contato,50}$ – Tensão de contato admissível considerando uma pessoa com um peso corporal de 50kg, em V;
- $E_{contato,70}$ – Tensão de contato admissível considerando uma pessoa com um peso corporal de 70kg, em V.

Onde o fator de correção da camada superficial é determinado pela equação (3.198).

$$C_S = 1 - \frac{0,09 \cdot \left(1 - \frac{\rho}{\rho_S}\right)}{2 \cdot h_S + 0,09} \quad (3.198)$$

Em que:

- h_S – Espessura da camada superficial de proteção, em m;

¹⁶ A tensão de contato define-se como a diferença de potencial entre uma estrutura metálica ligada à terra e um ponto na superfície do solo, a uma distância igual à distância horizontal máxima normal a que esta se pode tocar, aproximadamente 1 metro.

- ρ – Resistividade do solo, em $\Omega.m$.

Se não for usada camada superficial de proteção, então considera-se $C_S = 1$, e $\rho_S = \rho$.

A colocação de uma camada de material protetor na superfície do solo é uma prática bastante comum nas SEs, tendo como objetivo aumentar a resistência de contato entre o solo e os pés das pessoas. Deste modo, a que a corrente que flui através do corpo será consideravelmente menor, traduzindo-se numa medida prática de segurança no contributo para o aumento das tensões toleráveis pelo corpo humano.

Os principais materiais e espessuras da camada superficial de proteção nas SEs em Portugal, são apresentados na Tabela 31.

Tabela 31 - Resistividade do material da camada superficial de proteção [54]

Tipo de camada superficial de proteção	Espessura (m)	Resistividade ($\Omega.m$)
Gravilha	0,15	5000
Betuminoso	0,06	10 000

3.5.5. CONFIGURAÇÃO DA REDE DE TERRA

A rede de terra é normalmente constituída por uma malha enterrada em cabo de cobre nu, estendendo-se horizontalmente e verticalmente por toda a área necessária a proteger.

Os dados a considerar na configuração inicial, são:

- A – Área total ocupada pela rede de terra, em m^2 ;
- L_T – Comprimento total dos elementos da rede de terra enterrados, em m , correspondente à soma do comprimento total dos condutores enterrados (L_C) e, se aplicável, do comprimento total dos elétrodos da rede de terra (L_R);
- D – Espaçamento entre condutores paralelos na rede de terra, em m ;
- n – Fator geométrico da rede de terra;
- h – Profundidade de enterramento da rede de terra, em m .

A estimativa da resistência da rede de terra, é um dos primeiros passos para a determinação da dimensão e do esboço básico de uma rede de terra.

A resistência dependerá em primeiro lugar da área ocupada pela rede de terra, cujo valor é normalmente conhecido na fase inicial do projeto.

Como primeira aproximação, o limite inferior a considerar para a resistência da rede de terra num solo com resistividade uniforme, é estimada através da equação 3.199.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad (3.199)$$

O limite superior pode ser obtido adicionando-se um segundo termo à equação 3.199.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \cdot \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T} \quad (3.200)$$

Para o cálculo da resistência de terra da rede a projetar, utiliza-se a equação expandida de *Sverak*, equação 3.201, tendo esta em consideração o efeito da profundidade da malha.

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \cdot A}} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h \cdot \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (3.201)$$

Em que:

- R_g – Resistência da rede de terra, em Ω ;
- ρ – Resistividade do solo, em $\Omega.m$.

Em Portugal, o valor máximo admissível estabelecido para a resistência da rede de terra (R_g) de uma SE, é de 1Ω . Caso se obtenha um valor de resistência superior ao definido regulamentarmente, torna-se necessário implementar técnicas para reduzir o valor do mesmo. De um modo geral é possível diminuir a resistência de terra, atuando, de forma direta na configuração da malha de terra, ou, indiretamente nos valores da resistividade do solo (diretamente proporcionais ao valor da resistência de terra).

Das formas consideradas diretas, algumas das técnicas aplicadas na configuração da malha de terra, são: a inserção ou aumento do número de elétrodos de terra em paralelo; o aumento da profundidade de enterramento dos elétrodos, através da sua extensão; a inserção de chapas metálicas de terra em paralelo; a ampliação da malha e/ou o aumento da extensão do condutor de terra.

Das formas consideradas indiretas, algumas das técnicas aplicadas de modo a melhorar os valores de resistividade do solo, e conseqüentemente o valor da resistência de terra, passam por aumentar a capacidade de condutividade do solo. Essas técnicas passam: pela inserção de elétrodos em grafite em paralelo; pela inserção de uma camada de terra vegetal; pelo tratamento químico do solo através da inserção de sais (cloreto de sódio ou sulfato de cobre) no solo que envolve os elétrodos; pelo tratamento físico do solo através da aplicação de bentonite (material condutor de baixa resistividade) no solo que envolve os elétrodos; pela aplicação de produto de melhoramento de solo, GEM (*Ground Enhancement Material*), em vala através de uma camada de espessura fina na zona de inclusão do condutor de terra, no orifício de inserção dos elétrodos e/ou em anéis da malha da rede de terra. A aplicação deste tipo de técnicas é bastante onerosa devido às propriedades constituintes dos materiais, mas em contrapartida possuem uma elevada eficácia na redução dos valores de resistência de terra. [31] [56]

3.5.6. CORRENTE MÁXIMA DA REDE DE TERRA

Para o cálculo da elevação do potencial de terra, é necessário calcular a corrente máxima que efetivamente circula pela malha de terra (I_G). Esta corrente obtém-se através da equação 3.202.

$$I_G = D_f \cdot I_g \quad (3.202)$$

Atendendo a que:

$$I_g = S_f \cdot I_f \quad (3.203)$$

Logo:

$$I_G = D_f \cdot S_f \cdot I_f \quad (3.204)$$

O fator D_f , que representa o valor de depreciação da corrente de defeito à terra relativamente ao tempo de duração do defeito (t_f), é determinado através da equação 3.205.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_A}{t_f} \cdot \left(1 - e^{-\frac{2t_f}{T_A}}\right)} \quad (3.205)$$

Onde:

$$T_A = \frac{X}{\omega \cdot R} \quad (3.206)$$

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f \quad (3.207)$$

Em que:

- I_G – Corrente máxima que circula pela malha de terra, em A;
- D_f – Fator de decaimento¹⁷ usado em conjunto com a corrente de defeito simétrica, que tem em conta a componente contínua (DC) inicial da corrente de curto-circuito e a sua atenuação durante o tempo de defeito, sendo obtido em função da relação X/R do sistema;
- I_g – Corrente simétrica que circula pela malha de terra (valor eficaz), em A;
- S_f – Fator de divisão de corrente, de acordo com a equação 3.208;
- I_f – Corrente simétrica de defeito à terra (valor eficaz), em A;
- T_A – Tempo de decaimento da componente DC;
- t_f – Tempo de duração de defeito, em s;
- X – Reatância da rede, em Ω ;
- ω – Velocidade angular da rede, em rad/s ;
- R – Resistência da rede, em Ω ;
- f – Frequência elétrica da instalação, em Hz.

O processo de determinação do fator de divisão de corrente S_f , consiste primeiramente em representar o modelo do esquema equivalente com todos os elementos ligados à rede de terra da instalação, como o exemplificado na Figura 86. Posteriormente, determina-se a impedância equivalente desses elementos (Z_{eq}), e por último, a fração da corrente total de defeito que circula através da malha de terra da SE (I_G), seguida da fração que circula através dos restantes elementos que se encontram diretamente ligados à malha de terra da instalação (I_{zeq}).

¹⁷ De acordo com a norma IEEE Std 80, para tempos de defeito iguais ou superiores a 0,5s, pode-se considerar que o fator de decaimento é praticamente igual a 1.

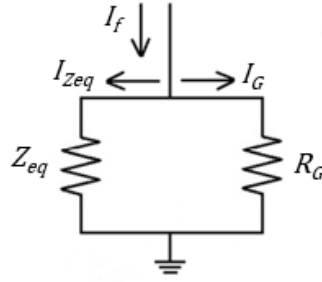


Figura 86 - Modelo do esquema equivalente da rede de terra

Deste modo, o fator de divisão de corrente é obtido através da equação 3.208.

$$S_f = \frac{Z_{eq}}{Z_{eq} + R_g} \quad (3.208)$$

Em que:

- S_f – Fator divisão de corrente;
- Z_{eq} – Impedância equivalente dos caminhos alternativos da corrente elétrica em relação à rede de terra, em $\Omega.m$;
- R_g – Resistência da rede de terra, em Ω .

3.5.7. ELEVAÇÃO DO POTENCIAL DE TERRA

O valor da elevação do potencial de terra máximo, GPR (*Ground Potencial Rise*), que irá ocorrer na rede de terra, determina-se através da equação 3.209.

$$GPR = I_G \cdot R_g \quad (3.209)$$

Em que:

- GPR – Elevação do potencial da terra, em V ;
- I_G – Corrente máxima que circula pela malha de terra, em A ;
- R_g – Resistência da rede de terra, em Ω .

Se a elevação do potencial de terra for inferior à tensão de contato permissível ($GPR < E_{contato}$), a rede é segura, caso contrário, é necessário realizar a validação da rede de terra a partir das tensões de malha e de passo, demonstradas de seguida.

3.5.8. TENSÃO DE MALHA

A tensão de malha (E_m), obtém-se através do produto do fator geométrico (K_m), pelo fator de correção (K_i), pela resistividade do solo (ρ) e pela corrente por unidade de comprimento do condutor enterrado da rede de terra (I_G/L_M), com se demonstra através da equação 3.210.

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M} \quad (3.210)$$

O fator geométrico K_m é dado pela equação 3.211.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \cdot h \cdot d} + \frac{(D + 2 \cdot h)^2}{8 \cdot D \cdot d} - \frac{h}{4 \cdot d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \cdot \ln \left(\frac{8}{\pi \cdot (2 \cdot n - 1)} \right) \right] \quad (3.211)$$

Em que:

- E_m – Tensão de malha, em V;
- ρ – Resistividade do solo, em $\Omega \cdot m$;
- K_m – Fator geométrico de malha definido para n condutores paralelos;
- K_i – Fator de correção relativamente à irregularidade da corrente, que corrigirá algum do erro introduzido pelas estimativas feitas na dedução de K_m , de acordo com a equação 3.219;
- I_G – Corrente máxima que circula pela malha de terra, em A;
- L_M – Comprimento total dos elementos enterrados da malha de terra, em m , obtido através da equação 3.220;
- D – Espaçamento entre condutores paralelos, em m ;
- d – Diâmetro do condutor de terra, em mm ;
- h – Profundidade a que a malha está enterrada, em m ;
- K_{ii} – Fator ponderativo para ajustes devidos à utilização de condutores internos na malha de terra, obtido através da equação 3.212;
- K_h – Fator ponderativo para ajustes devidos à profundidade da malha de terra, obtido através da equação 3.213;
- n – Fator geométrico, obtido através da equação 3.214.

Para redes/malhas com elétrodos de terra ao longo do seu perímetro, $K_{ii} = 1$, enquanto que para redes/malhas sem ou com alguns elétrodos de terra, em que nenhum deles se situe nos cantos ou ao longo do seu perímetro, K_{ii} determina-se recorrendo à equação 3.212.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}} \quad (3.212)$$

O fator K_h é dado pela equação 3.213.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (3.213)$$

Em que $h_0 = 1[m]$ é a profundidade de referência da malha de terra.

O fator geométrico n , é dado em função do número efetivo de condutores paralelos numa determinada malha de terra, através da equação 3.214.

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d \quad (3.214)$$

O termo n_a é dado pela equação 3.215, sendo que os restantes parâmetros n_b , n_c e n_d , são dependentes de malhas do tipo quadradas, retangulares ou em formato “L”, de acordo com a Em que:

- n – Fator geométrico, composto pelos fatores n_a , n_b , n_c e n_d , dependentes do tipo de malha de terra;
- L_C – Comprimento total dos condutores enterrados da rede de terra, em m ;
- L_p – Perímetro da malha, em m ;
- A – Área ocupada pela rede de terra, em m^2 ;
- L_x – Comprimento máximo da rede na direção do eixo dos xx , em m ;
- L_y – Comprimento máximo da rede na direção do eixo dos yy , em m ;
- D_m – Distância máxima entre quaisquer dois pontos na rede, em m .

Tabela 32. Para outros formatos, estes parâmetros determinam-se numericamente pelas equações 3.216 a 3.218.

$$n_a = \frac{2 \cdot L_C}{L_p} \quad (3.215)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}} \quad (3.216)$$

$$n_c = \left(\frac{L_x \cdot L_y}{A} \right)^{\frac{0,7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}} \quad (3.217)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (3.218)$$

Em que:

- n – Fator geométrico, composto pelos fatores n_a , n_b , n_c e n_d , dependentes do tipo de malha de terra;
- L_C – Comprimento total dos condutores enterrados da rede de terra, em m ;
- L_p – Perímetro da malha, em m ;
- A – Área ocupada pela rede de terra, em m^2 ;
- L_x – Comprimento máximo da rede na direção do eixo dos xx , em m ;

- L_y – Comprimento máximo da rede na direção do eixo dos yy , em m ;
- D_m – Distância máxima entre quaisquer dois pontos na rede, em m .

Tabela 32 - Número de condutores em função do tipo de malha de terra [54]

Tipo de Malha de Terra	Termo
Para malhas quadradas	$n_b = 1$
Para malhas quadradas e retangulares	$n_c = 1$
Para malhas quadradas, retangulares e em formato “L”	$n_d = 1$

O fator K_i obtém-se através da expressão:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \cdot n \quad (3.219)$$

Quanto ao fator L_M , para redes sem elétrodos de terra, ou para redes com alguns elétrodos de terra espalhados pela rede, sem que estes estejam colocados nos cantos ou ao longo do seu perímetro, será dado pela equação 3.220. Para redes de terra com elétrodos nos cantos e/ou ao longo do seu perímetro, o fator L_M será dado pela equação 3.221.

$$L_M = L_C + L_R \quad (3.220)$$

$$L_M = L_C + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] \cdot L_R \quad (3.221)$$

Em que:

- L_R – Comprimento total dos elétrodos da rede de terra, em m .

3.5.9. TENSÃO DE PASSO

A tensão de passo (E_s), obtém-se através do produto do fator geométrico (K_s), pelo fator de correção (K_i), pela resistividade do solo (ρ), e pela corrente média por unidade de comprimento de condutor enterrado (I_G/L_S), como se demonstra através da equação 3.222.

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_S} \quad (3.222)$$

Em que:

- E_s – Tensão de passo, em V ;
- K_s – Fator geométrico para o cálculo da tensão de passo;
- L_S – Comprimento efetivo do condutor de terra, em m .

Para redes com ou sem elétrodos, o comprimento efetivo do condutor enterrado obtém-se de acordo com a equação 3.223.

$$L_s = 0,75 \cdot L_C + 0,85 \cdot L_R \quad (3.223)$$

De acordo com a IEEE Std 80, assume-se que a tensão máxima de passo ocorre a uma distância de $1m$, começando e expandindo para fora do perímetro do condutor de terra na bissetriz do canto mais afastado da malha. Para profundidades entre $0,25m$ e $2,5m$, o fator K_s é dado pela equação 3.224.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \cdot \left[\frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} \cdot (1 - 0.5^{n-2}) \right] \quad (3.224)$$

3.5.10. VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES DE CONTATO E DE PASSO

Calculadas as tensões de malha e de passo, procede-se novamente à verificação das condições necessárias para a validação da rede de terra projetada. Sendo essas condições:

- Para a tensão de contato:

$$E_m < E_{contato} \quad (3.225)$$

- Para a tensão de passo:

$$E_s < E_{passo} \quad (3.226)$$

Uma vez verificado que, tanto a tensão de malha (condição 3.225) como a tensão de passo (condição 3.226) são inferiores aos limites das respectivas tensões de contato e de passo máximas admissíveis ao corpo humano, considera-se a rede de terra projetada como validada. Caso o mesmo não se verifique, torna-se necessária uma reformulação da malha inicialmente projetada, acrescentando, por exemplo, mais condutores e/ou elétrodos de terra, até que se consiga obter uma rede de terra que permita a dissipação de correntes elétricas através da terra, sem exceder os limites de operação dos equipamentos e assegure que as pessoas na proximidade das instalações ligadas à rede de terra, não serão expostas a choques elétricos perigosos. [54]

4. MODELAÇÃO 3D DE SUBESTAÇÕES

4.1. SOFTWARE PRIMTECH

O *Primtech* é um *software* BIM (*Building Information Modeling*) de engenharia para o projeto, construção e documentação de SEs exteriores. Atualmente, através do desenvolvimento de SEs recorrendo a este tipo de *softwares*, é habitual designar-se as mesmas como SEs modernas, consideradas “inteligentes”. [58]

A tecnologia BIM define-se como uma representação digital de um modelo em 3D, que apresenta um conjunto de informações essenciais sobre o projeto, como a geometria das instalações, quantidades e propriedades dos componentes (caraterísticas técnicas, modelos e fornecedores). A projeção e construção de SEs desenvolvidas através desta ferramenta BIM, garante qualidade, eficiência, segurança e agilidade do fluxo de trabalho, sendo para o projetista uma grande vantagem, diminuindo o período de execução do projeto e reduzindo a possibilidade de existência de erros. [59]

Algumas das inúmeras vantagens/caraterísticas que tornam o *Primtech* uma ferramenta única para projeto e construção de SEs face à forma convencional, são: [58]

- a tecnologia *Check-In* e *Check-Out*, que torna possível trabalhar ao mesmo tempo num mesmo projeto e em diferentes localizações (a nível regional ou mundial);
- a possibilidade do reuso de dados pelo gerenciamento de padrões de *bays* ou de partes de SEs completamente tipificadas. No *Primtech* existe a possibilidade de conjugação de objetos, assim, se um parâmetro de um objeto é alterado, todos os parâmetros dependentes são automaticamente atualizados;
- as SEs complexas, de elevadas dimensões e variadas configurações, como a do exemplo da Figura 87, podem ser editadas de forma transparente e eficiente através do *Primtech*;

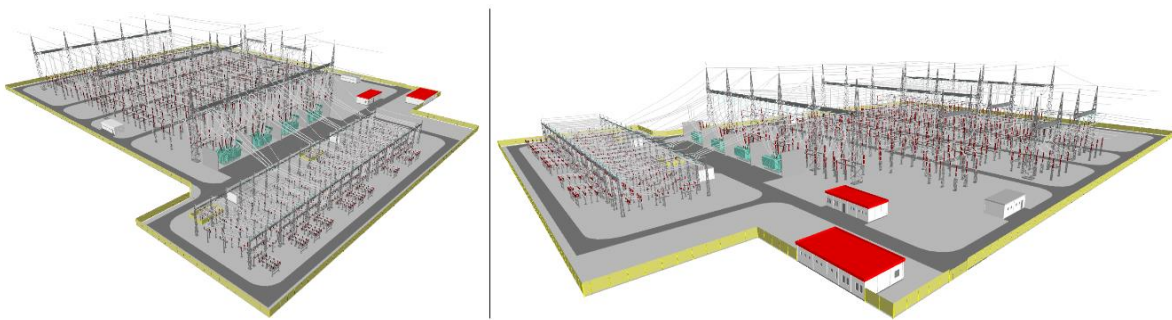


Figura 87 - Modelo 3D de uma subestação 400/60kV

- as listas/mapas de quantidades de material são geradas rapidamente, mesmo com milhares de componentes, existindo a possibilidade de filtração por categorias, por numeração, quantidade ou comprimento de condutores rígidos ou flexíveis;
- os modelos em *AutoCAD* 2D/3D e os respetivos dados necessários para a geração automática dos mapas de quantidades, são administrados numa biblioteca que pode ser livremente ampliada. Esta contém aproximadamente 3000 símbolos especiais para o projeto de uma SE, considerados como objetos 3D inteligentes, desde componentes a equipamentos elétricos de fabricantes, como por exemplo, *Siemens*, *Trench*, *Efacec*, etc. Com vários intervalos entre os diferentes níveis de tensão de MT, AT e MAT, são facilmente selecionados a partir desta biblioteca, condutores rígidos e flexíveis, ligadores, cadeias de isoladores, caleiras, caminhos de acesso, vedações, estruturas metálicas, fundações, entre outros. O *Primtech* possui ainda ferramentas que agilizam a criação de edificações em 3D, como por exemplo os edifícios de comando e controlo dos equipamentos das SEs. De um modo resumido, o desenvolvimento de uma SE em *Primtech*, contempla num único modelo de dados, várias disciplinas envolvidas num processo de projeto;

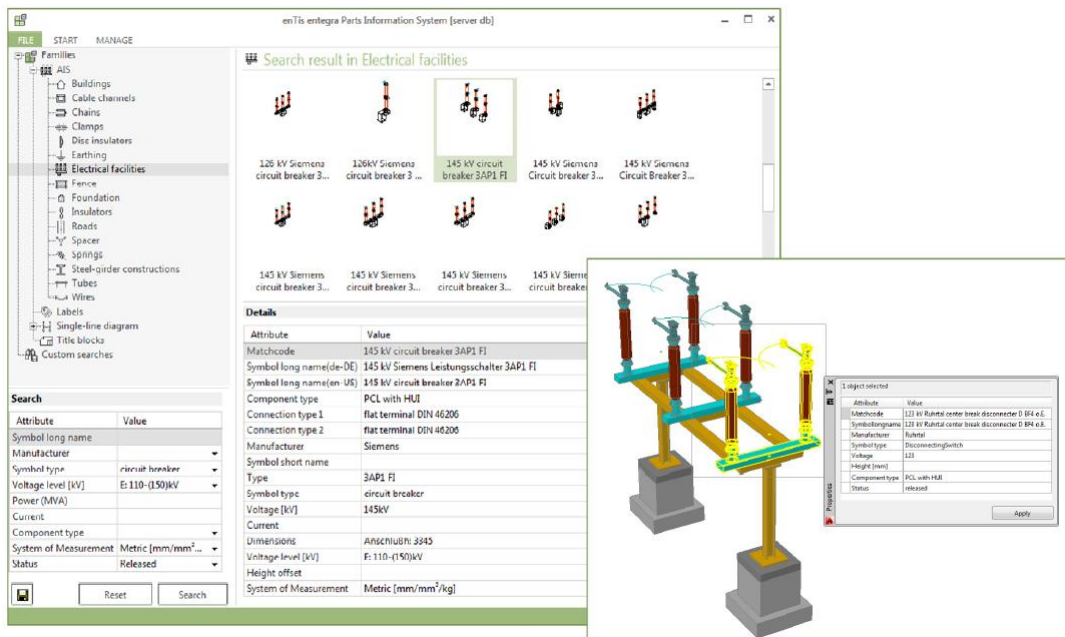


Figura 88 - Exemplo de objetos 3D da biblioteca do Primtech [59]

- desenvolvido sobre o *AutoCAD*, a construção de SEs em *Primtech* torna-se fácil através da utilização de objetos 3D inteligentes;
- com avançadas ferramentas de cálculo integradas:
 - Cálculo do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA).

O *Primtech* vem integrado com uma ferramenta de simulação do SPDA, que segue o princípio do método da esfera rolante, de acordo com as normas IEC 62305-1 e IEEE 998, possuindo como elementos captores as hastes de *Franklin* e os cabos de guarda. Na Figura 89 apresenta-se um SPDA de uma SE 60/30kV, protegida essencialmente por hastes de *Franklin*;

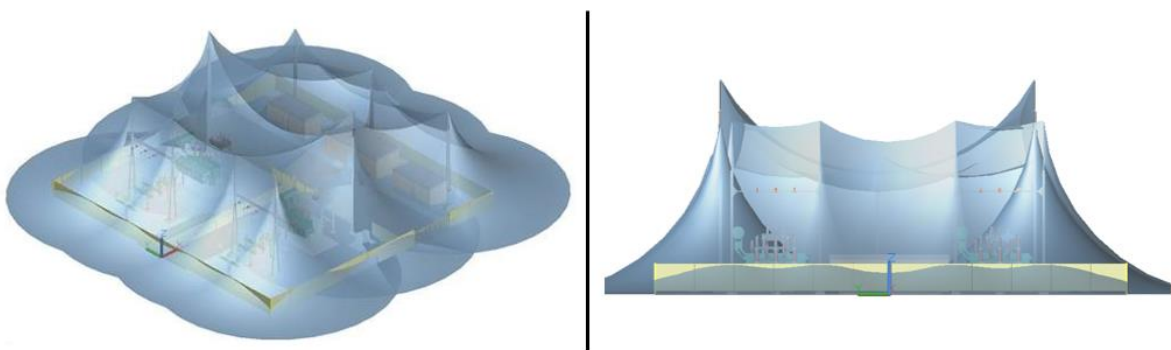


Figura 89 - Sistema de proteção contra descargas atmosféricas em 3D de uma subestação 60/30kV

- Ferramenta de verificação de fases e de distâncias de segurança.

O *Primtech* possui a capacidade de identificar todas as conexões efetuadas entre equipamentos de uma SE, permitindo verificar se as mesmas evidenciam erros, derivados de atos procedidos erradicamente durante o processo de construção da SE, em que a zona de erro demonstrará uma ligação de um defeito à terra. A funcionalidade de verificação de fases, deteta automaticamente as fases energizadas ao longo de todas as conexões e possibilita a simulação do movimento de abertura e de fecho das facas dos seccionadores, assim como o corte dos disjuntores. Esta ferramenta possibilita ainda a realização de outras análises, como a verificação das distância mínimas de segurança (entre fases, entre fase e terra, etc) através do modelo 3D de uma SE, como se demonstra no exemplo da Figura 90;

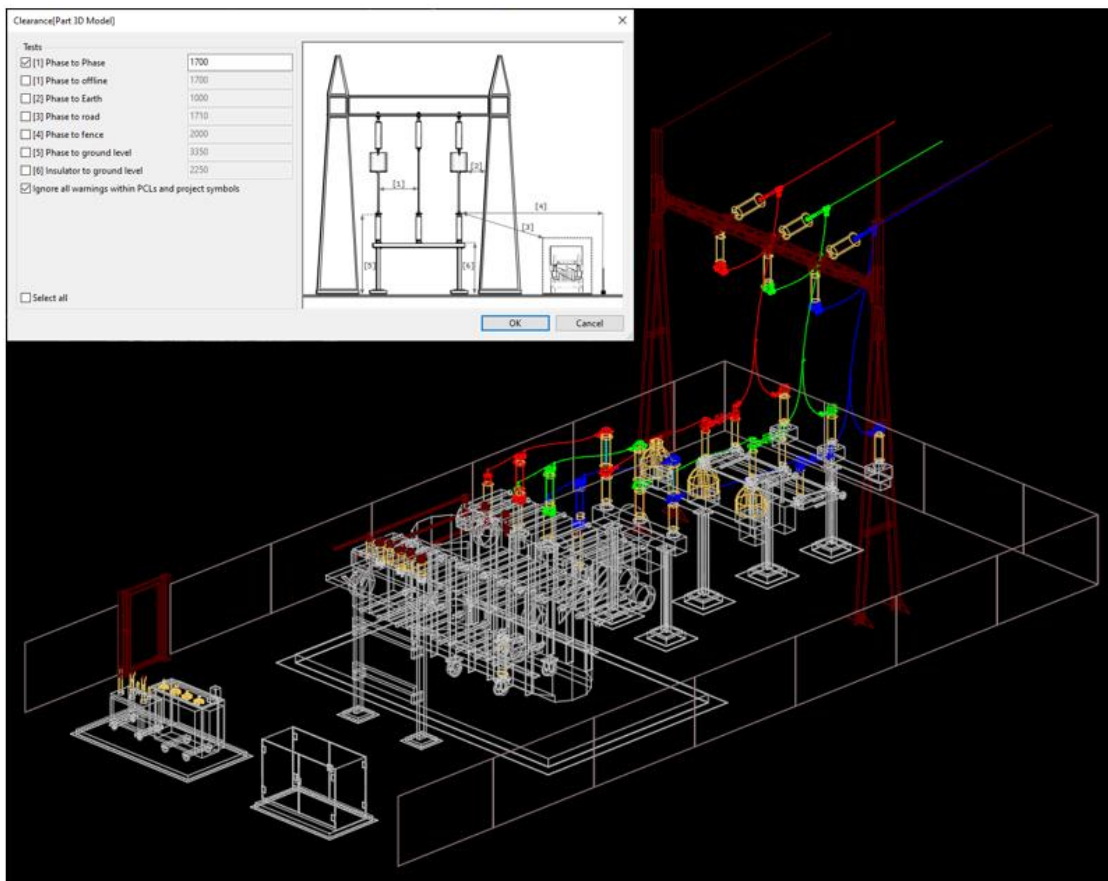


Figura 90 - Ferramenta de verificação de fases e de distâncias de segurança do Primtech

- Cálculo de flechas.

Com o configurador de conexões, no *Primtech* é possível editar facilmente as ligações executadas através condutores rígidos ou flexíveis com cadeias de isoladores e conetores. Após a sua definição, consegue-se determinar o valor de flecha em cada conexão;

- Cálculo do efeito dos agentes atmosféricos e das correntes de cc.

Através desta ferramenta de cálculo, é possível uma determinação pormenorizada do valor dos esforços mecânicos estáticos e eletrodinâmicos de cc, suscetíveis de ocorrerem em ligações horizontais entre equipamentos de uma SE, de acordo com o imposto pelas normas aplicáveis, designadamente a IEC 60865-1:2011 e a IEEE 605;

- os planos de cortes, plantas e diferentes tipos de *layouts*, são gerados de forma simples e rápida, com a possibilidade de identificação e numeração de todos os componentes e equipamentos elétricos de uma SE, de acordo com sua posição;
- a ferramenta para exportação 2D torna possível a exportação de modelos 3D para arquivos de alta qualidade em *AutoCAD* 2D, ou para ficheiros DXF, DGN; TIFF ou PDF. O *Primtech* também possui funções para exportação de modelos 3D em *AutoCAD* 3D e a integração com o *Navisworks – software* que permite integrar os modelos das diferentes especialidades em todos os principais formatos CAD e BIM.

No capítulo 6 - Análise de resultados, serão empregues algumas das ferramentas de verificação e cálculo do *software Primtech*, de modo a que se efetue uma análise crítico-comparativa entre os resultados computacionais e os obtidos através folhas de cálculo desenvolvidas em *Excel*. Uma vez que a obtenção de ambos os resultados, provêm de fontes desenvolvidas segundo as normas recomendáveis, será interessante verificar se no final irá existir discrepâncias entre valores, efetuando-se uma discussão de resultados.

5. CASO DE ESTUDO

5.1. INTRODUÇÃO

O caso de estudo que engloba a presente dissertação, consiste num estudo prévio do projeto elétrico da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, localizada na freguesia de Tó, concelho de Mogadouro, distrito de Bragança, Portugal. Este estudo descreve as características técnicas que a SE deverá respeitar, assim como os seus diversos equipamentos e materiais constituintes e as regras que deverão ser cumpridas na construção das instalações elétricas e eletromecânicas.

A SE a ser construída destina-se a escoar, para a rede de 60kV, a energia produzida pela CSF de Mogadouro. Esta SE será interligada, através de uma linha aérea de 60kV com uma extensão aproximada de 116m, à SE de Mogadouro – da responsabilidade da empresa E-REDES, entidade responsável pela exploração da rede de distribuição.

5.2. CONCEÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO

5.2.1. PRINCÍPIOS BÁSICOS

A conceção geral do presente caso de estudo, foi regida pela satisfação simultânea dos seguintes princípios básicos:

- Segurança geral das pessoas e bens;
- Simplificação e padronização da construção;
- Facilidade de manutenção;
- Implementação de soluções que minimizem o impacto ambiental, no meio envolvente;
- Otimização das condições de instalação com vista à racionalização de custos de exploração.

5.2.2. NORMATIVA APLICÁVEL

O desenvolvimento do presente caso de estudo, foi executado de acordo com as normas e regulamentos nacionais e internacionais em vigor à data da elaboração do mesmo, referenciados ao longo de todo o capítulo 3.

Total conformidade com as restantes normas IEC, EN, NP e regulamentação e legislação portuguesa aplicáveis a este tipo de instalações, mesmo que não mencionadas explicitamente na presente dissertação.

Nos casos em que exista algum conflito ou discrepâncias entre os requerimentos das normas e regulamentos indicados, prevalecerá aqueles que sejam mais conservadores.

Para além das normativas mencionadas, foram ainda tidos em conta os requisitos de segurança e qualidade solicitados pelo Cliente.

5.3. CARATERIZAÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO

5.3.1. DESCRIÇÃO GERAL

A SE projetada será do tipo mista, composta por dois escalões de tensão, um de 60kV (Nível AT) e outro de 30kV (Nível MT). A SE será essencialmente constituída por um Parque Exterior de Aparelhagem (PEA) e por um Edifício de Comando (EC).

O escalão de AT será constituído por um painel exterior de 60kV de chegada de linha, isolado a ar, composto principalmente pelo equipamento de proteção (disjuntores), de isolamento (seccionadores), medida (TTs e TIs) e de proteção contra sobretensões (DSTs).

O escalão de MT será composto por um Quadro Metálico Blindado de MT de 30kV, adiante designado por QMMT, isolado a gás SF₆, constituído por 6 celas modulares, com barramento simples, isolado para uma tensão estipulada de 36kV, estando os equipamentos/sistemas constituintes de MT e BT dispostos no interior de compartimentos distintos e completamente fechados em todas as suas faces por divisórias metálicas.

No PEA da SE será instalado(a) nomeadamente:

- Toda a aparelhagem AT;
- Transformador de Potência (TP) 60/30kV de potência nominal máxima de 50MVA;
- Barramento MT para subida de cabos;
- Transformador de serviços auxiliares (TSA);
- Reactância de neutro de MT (RN);
- Grupo gerador.

O EC, será constituído nomeadamente por:

- Quadro metálico de MT (QMMT);
- Armários de serviços auxiliares de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC);
- Armários de comando e controlo da SE;
- Restantes quadros e armários para satisfazer a diversas instalações auxiliares da SE.

O EC albergará ainda: uma divisão que servirá para instalação de infraestruturas necessário para operação e gestão da CSF de Mogadouro; e uma casa de banho para uso interno da SE.

Serão previstos sistemas de encravamentos elétricos entre os dois níveis de tensão, necessários ao funcionamento da instalação em condições de segurança e que impeçam a realização de falsas manobras da aparelhagem de AT e de MT. Deste modo, existirão conjuntos de encravamentos, para os níveis de tensão de AT e MT, destinados a garantir que a manobra de um aparelho esteja condicionada ao cumprimento de determinadas condições.

O regime de neutro considerado no escalão AT será de neutro ligado diretamente à terra.

O regime de neutro considerado no escalão MT será de ligação através de criação de um neutro artificial, que será assegurada por uma reactância trifásica limitadora da corrente de defeito fase-terra ligada a cada barramento MT.

A alimentação dos serviços auxiliares da SE será assegurada a partir de um transformador do tipo 30/0,4kV de 50kVA, ligado à cela H05 do QMMT.

O local de implantação da SE considerou-se, para a definição de isoladores, caixas terminais e DSTs exteriores, considerado como local com nível de poluição forte, de acordo com os níveis definidos na norma IEC 60815. Esta classificação obrigará à utilização de aparelhagem elétrica com uma linha de fuga nominal específica mínima entre fase e terra de 25mm/kV.

Todos os equipamentos elétricos a instalar na SE terão características dielétricas compatíveis com a altitude a que serão instalados, aproximadamente 750m.

5.3.2. DESCRIÇÃO DOS PAINÉIS

Os diversos painéis constituintes dos escalões AT e MT do projeto da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro serão definidos da seguinte forma:

5.3.2.1. PAINÉIS AT

Tabela 33 - Descrição dos painéis do escalão AT

Painel	Descrição
Painel Linha AT/Transformador AT/MT	Assegurará a ligação entre a linha aérea AT e o escalão AT do Transformador de Potência AT/MT

5.3.2.2. PAINÉIS MT

Tabela 34 - Descrição dos painéis do escalão MT

Painel	Descrição
H01 – Chegada MT da CSF	Assegurará a ligação entre o barramento do QMMT e o respetivo circuito de ligação da CSF de Mogadouro
H02 – Chegada MT da CSF	Assegurará a ligação entre o barramento do QMMT e o respetivo circuito de ligação da CSF de Mogadouro
H03 – Chegada MT da CSF	Assegurará a ligação entre o barramento do QMMT e o respetivo circuito de ligação da CSF de Mogadouro
H04 – Chegada Transformador de Potência AT/MT	Assegurará a ligação entre o escalão MT do Transformador de Potência AT/MT e o barramento do QMMT
H05 – Saída TSA	Assegurará a ligação entre o barramento do QMMT e o escalão MT do transformador de serviços auxiliares
H06 – Saída RN	Assegurará a ligação entre o barramento do QMMT e o a reatância de neutro

5.3.3. PLANTA GERAL DA SUBESTAÇÃO

A SE 60/30kV da CSF de Mogadouro consistirá na instalação apresentada na Figura 91.

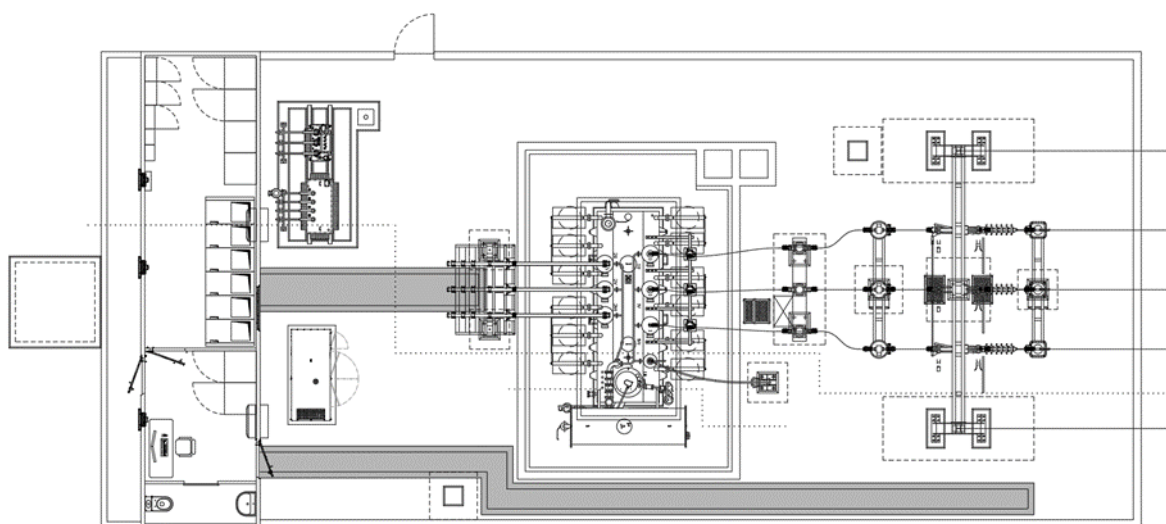


Figura 91 - Planta geral da subestação 60/30kV da Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro

5.4. CRITÉRIOS DE PROJETO

Os critérios de projeto, nomeadamente no que se refere às condições de serviço e características da SE a projetar, tiveram em conta as informações disponibilizadas pelo Cliente.

Nos eventuais casos em que não foi possível obter informação de algum parâmetro necessário para a realização do presente caso de estudo, consideraram-se as recomendações estabelecidas nas normativas nacionais e internacionais aplicáveis a este tipo de instalações. Na ausência de enquadramento normativo ou regulamentação adequadas, consideraram-se as características técnicas normalmente assumidas para este tipo de instalações em Portugal.

5.4.1. CONDIÇÕES AMBIENTAIS

As condições ambientais de serviço previstas para a SE, serão as seguintes:

Tabela 35 - Condições ambientais

Caraterísticas	Valores
Altitude	750 m
Temperatura máxima do ar ambiente (°C)	40°C
Temperatura média do ar ambiente (°C)	15°C

Caraterísticas	Valores
Temperatura mínima do ar ambiente ($^{\circ}C$)	$-10^{\circ}C$
Pressão de vento máximo	$750 Pa$
Pressão de vento reduzido	$300 Pa$
Densidade da manga de gelo	$900 kg/mm^2$
Nível de poluição	<i>forte</i>

5.4.2. CARATERÍSTICAS ELÉTRICAS DA SUBESTAÇÃO

5.4.2.1. CARATERÍSTICAS GERAIS

A SE terá as seguintes caraterísticas elétricas gerais apresentadas na Tabela 36, compatíveis com as das redes elétricas de AT e MT que irão integrar. Os equipamentos a instalar na SE deverão ser compatíveis com as caraterísticas da SE, não comprometendo assim o seu perfeito funcionamento.

Tabela 36 - Caraterísticas elétricas gerais da subestação

Caraterísticas	Escalão AT	Escalão MT
Número de Fases	3	3
Tensão Nominal (U_n)	$60 kV$	$30 kV$
Tensão máxima para os equipamentos (U_m)	$72,5 kV$	$36 kV$
Frequência nominal	$50 Hz$	$50 Hz$
Regime de Neutro	Diretamente à terra	Neutro impedante
Fator de Sobretensão (Fase-Terra)	$1,73p.u. (3s)$	$1,73p.u. (3s)$
Linha de fuga específica mínima ($25 mm/kV$)	$1813 mm$	$900 mm$

5.4.2.2. DADOS DE CORRENTES NOMINAIS

As correntes nominais para especificação dos equipamentos a instalar e as correntes de serviço a utilizar para o dimensionamento da instalação, foram as especificadas na Tabela 37 e na

Tabela 38, para o escalão AT e MT, respetivamente.

Tabela 37 - Correntes para os painéis do escalão AT

Painel	Corrente nominal	Corrente de serviço
Painel Linha AT/Transformador AT/MT	$1250 A$	$481 A$

Tabela 38 - Correntes para os painéis do escalão MT

Painel	Corrente nominal	Corrente de serviço
Barramento MT	1250 A	962 A
H01 – Chegada MT da CSF	630 A	N.C.*
H02 – Chegada MT da CSF	630 A	N.C.*
H03 – Chegada MT da CSF	630 A	N.C.*
H04 – Chegada Transformador de Potência AT/MT	1250 A	962 A
H05 – Saída TSA	200 A	1 A
H06 – Saída RN	200 A	5 A

*Não Conhecido

As correntes nominais indicadas, para além de darem o devido cumprimento aos requisitos do projeto, visam dar resposta ao *standard* de mercado no que respeita à disponibilidade normalizada do equipamento associadas a este tipo de instalações.

As correntes de serviço indicadas servirão de base para o dimensionamento das instalações de interligações dos vários equipamentos, nomeadamente no que se refere aos diversos condutores.

5.4.2.3. DADOS DE CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO

Para o presente caso de estudo foram consideradas as condições em regime de cc, de acordo com a Tabela 39.

Tabela 39 - Correntes de curto-circuito

Painel	Escalão AT	Escalão MT
Corrente de curto-circuito prevista (valor eficaz)	N.C.*	N.C.*
Corrente de curto-circuito de projeto (valor eficaz)	25 kA	10 kA
Corrente de curto-circuito de projeto (valor pico)	63 kA	25 kA
Duração de curto-circuito de projeto	3 s	1 s

*Não Conhecido

5.4.2.4. NÍVEIS DE ISOLAMENTO ESTIPULADOS

De acordo com as recomendações da normativa IEC aplicável, mencionada no subcapítulo 3.1, os níveis de isolamento estipulados da aparelhagem e restantes partes sob tensão de AT e MT a adotar para o presente caso de estudo, foram definidos de acordo com a Tabela 40.

Tabela 40 - Níveis de isolamento estipulados para a aparelhagem AT e MT

Tensão máxima (valor eficaz)	Valor estipulado da tensão suportável à frequência industrial (durante 1 min) (valor eficaz)	Valor estipulado da tensão suportável ao choque atmosférico (valor de pico)
72,5 kV	140 kV	325 kV
36 kV	70 kV	170 kV

5.4.2.5. DISTÂNCIAS MÍNIMAS DE ISOLAMENTO E SEGURANÇA

O critério adotado com vista à garantia dum elevado grau de segurança das pessoas, que desempenham atividades/trabalhos no PEA da SE sob as mais diversas condições de exploração, será através do cumprimento das distâncias de isolamento e de segurança recomendadas, que consistirá essencialmente na colocação dos condutores não isolados em tensão a distâncias que impossibilitem contatos acidentais diretos.

As distâncias de isolamento e segurança no ar foram definidas de acordo com níveis de isolamento estipulados anteriormente e com as normativas aplicáveis, tendo em consideração nomeadamente os seguintes aspetos:

- Garantia de que as tensões suportáveis entre fases e entre as fases e a terra não são inferiores aos níveis de isolamento definidos na Tabela 40;
- Aplicação das recomendações IEC relativamente à circulação de pessoas ou veículos, distância a edifícios e, possibilidade de execução de trabalhos de manutenção com a SE em funcionamento.

Outro fator que condicionará as distâncias de afastamento será o facto de os isoladores serem elementos sujeitos a tensão degressiva, estando apenas a sua base ao potencial da terra, pelo que deverá ser impedida a possibilidade de “curto-circuitar” com as mãos parte de uma coluna isolante. Neste sentido, será definida como altura mínima de distância de 2,25m, de acordo com o estabelecido na norma IEC 61936, do solo à base metálica do equipamento AT e MT a instalar no PEA.

A disposição dos equipamentos no PEA da SE efetuou-se de acordo com as recomendações e distâncias propostas na norma IEC 61936, que se resumem no Anexo A.1 – Distâncias de Isolamento e Segurança e no subcapítulo 6.1. Na Tabela 42 apresentam-se as principais distâncias de isolamento e segurança, consideradas para o presente caso de estudo.

Tabela 41 - Distâncias de isolamento e segurança no ar

Tensão nominal (valor eficaz)	Distâncias de Isolamento		Distância partes ativas ao solo	Altura da parte inferior do equipamento ao solo (zona de segurança)
	Fase - Terra	Fase - Fase		
60 kV	630 mm	630 mm	2880 mm	2250 mm
30 kV	360 mm	360 mm	2570 mm	2250 mm

As distâncias de isolamento indicadas são valores mínimos que deverão ser garantidos em funcionamento da SE em regime de operação normal. Em condições de funcionamento especiais, em que se verifique, por exemplo, a oscilação dos condutores, dilatações e esforços devidos a curto-circuitos, foram consideradas as margens sobre os valores indicados de acordo com as recomendações da norma IEC 61936.

No que respeita ao equipamento de MT instalado no EC, o critério de segurança consistirá na colocação de todas as partes em tensão no interior dos diversos compartimentos completamente fechados do QMMT.

Este tipo de equipamento será dotado de um sistema de encravamentos que impedirá a realização de qualquer falsa manobra ou contato acidental com peças em tensão. Complementarmente, os seus compartimentos serão dimensionados para resistirem a um arco no seu interior, sem permitirem a propagação dos seus efeitos aos compartimentos vizinhos, nem provocar lesões em pessoas que se encontrem nas suas imediações.

5.4.3. PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIO DO TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA AT/MT

A conceção da disposição da SE teve em consideração que um eventual incêndio no TP AT/MT não poderá, em qualquer momento, afetar/danificar outros equipamentos ou objetos presentes na SE, excetuando-se aqueles que se encontram diretamente associados ao transformador.

Para este propósito, deverão ser garantidas as distâncias de segurança estabelecidas na norma IEC 61936, a qual estabelece que, considerando o tipo de TP a instalar e com um volume de óleo de isolamento de cerca de 1800 litros, a distância mínima a outros transformadores ou objetos não combustíveis deverá ser 3m e a distância mínima a objetos combustíveis de 7,5m.

De acordo com as recomendações IEC, e uma vez garantidas as distâncias mencionadas na conceção da SE, não foram implementadas medidas especiais de proteção, tais como muros corta-fogo, contra eventuais incêndios do TP AT/MT.

5.4.4. SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

O Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas diretas (SPDA) será garantido por meio de para-raios do tipo ionizante não radioativo (captura por "avanço à ignição"), de acordo com a norma NP 4426, ligado à rede geral da SE.

O dimensionamento do SPDA teve em consideração um tempo máximo de avanço à de $60\mu s$ e o nível de proteção I de acordo com as normas IEC 62305 e NP 4426. O SPDA a instalar deverá cumprir as características principais descritas no subcapítulo 5.5.13 da presente dissertação.

No que respeita à proteção contra sobretensões vindas do exterior que penetram na SE, a proteção será garantida através da instalação de DSTs na entrada do painel de linha AT. Estes DSTs serão tipo óxido de zinco (ZnO) sem explosores, para ligação fase-terra, instalados em posição vertical, sob uma base isolante.

O TP 60/30kV será objeto de proteção especial através da montagem de DSTs cuja função será a de limitar as sobretensões incidentes a valores compatíveis com os níveis de isolamento da aparelhagem a proteger. Estes DSTs serão montados no escalão AT e no escalão MT, do tipo óxido de zinco (ZnO) sem explosores, para ligação fase-terra, instalados em posição vertical, sob uma base isolante.

5.4.5. ILUMINAÇÃO EXTERIOR DO PEA

O sistema de iluminação exterior terá por finalidade permitir a circulação e operação em boas condições de segurança por parte dos operadores da instalação, nomeadamente em períodos noturnos.

Deste modo o sistema de iluminação a instalar cumprirá os requisitos mínimos impostos nomeadamente pela norma EN 12464-2: *Lighting of work places - Part 2: Outdoor work places*.

Os valores mínimos de iluminância média, de uniformidade e altura de trabalho considerados como referência para o presente caso de estudo, são os estabelecidos na seguinte tabela.

Tabela 42 - Critérios utilizados para o projeto da iluminação exterior

Zona	Nível mínimo de iluminância média (E_m)	Fator de uniformidade (U_o)	Altura de plano de cálculo
Painéis de aparelhagem	100 lux	0,40	1,5 m
Vias de circulação	20 lux	0,40	0,2 m
Restantes zonas no interior do PEA	5 lux	0,25	0,2 m

Os valores, apresentados anteriormente, serão os requeridos durante os trabalhos normais de inspeção, operação e manutenção, com presença dos operadores da SE.

O sistema de iluminação exterior será constituído de forma geral por colunas octogonais de 6m com um sistema de travessas para afixação dos projetores. Estas travessas possibilitarão uma maior flexibilidade no que diz respeito à orientação dos projetores, permitindo cobrir áreas maiores a partir de menos pontos de emissão, reduzindo custos de uma forma significativa. Adicionalmente, serão instalados projetores na fachada do edifício de comando, permitindo por sua vez uma redução de número total de colunas de iluminação que seriam necessárias. A solução preconizada permitirá assim obter um sistema eficiente, reduzindo os custos de instalação e de funcionamento de forma significativa.

Particularmente, a distribuição das colunas de iluminação no PEA terá em consideração que o sistema deverá cumprir com os níveis de iluminação requeridos sem, no entanto, representar um obstáculo para a circulação, trabalhos de operação e manutenção dentro da SE.

Para o controlo da iluminação exterior, deverá ser implementado um relógio horário ou astronómico que será devidamente programado de acordo com as indicações da entidade responsável pelas instalações.

O sistema de iluminação exterior deverá cumprir os critérios referidos na Tabela 42, considerando as especificações discriminadas no subcapítulo 5.5.11 da presente dissertação. Deste modo, os resultados obtidos são apresentados no subcapítulo 6.6, de acordo com o estudo luminotécnico apresentado no Anexo A.8 – Estudo Luminotécnico (Iluminação exterior).

5.5. CARATERIZAÇÃO TÉCNICA DOS EQUIPAMENTOS E MATERIAIS

5.5.1. GENERALIDADES

Os equipamentos a instalar deverão ser sempre constituídos por materiais de primeira qualidade, sem uso e com acabamento em conformidade com a sua importância, aplicação e função.

O material permitirá uma montagem perfeita e estará projetado de forma a garantir, em funcionamento normal, o serviço ininterrupto a que poderá ser submetido e, por outro lado, apresentará o máximo de segurança em todas as manobras ou situações de emergência que se possam apresentar.

Os equipamentos elétricos de qualquer parte da instalação deverão satisfazer nomeadamente seguintes requisitos:

- Todos os componentes deverão ter aplicação comprovada e fiável. Deverá atingir-se o maior grau de uniformidade e intermutabilidade. A conceção deverá facilitar a sua manutenção e reparação;
- Todos os equipamentos deverão ser adequados para as condições climatéricas predominantes e ter os índices de proteção adequados;
- Todos os equipamentos serão providos de terminal de ligação à terra de dimensões adequadas.

5.5.2. CARATERIZAÇÃO DOS PAINÉIS

5.5.2.1. CONSTITUIÇÃO DO PAINÉIS DO ESCALÃO AT

Relativamente à aparelhagem a instalar nos painéis AT da SE, conforme o apresentado no Anexo B.2 - Plano geral nº CJR180713.P.CD.D.C.051002, de disposição de equipamentos da instalação, será a que se indica de seguida:

Tabela 43 - Constituição dos painéis AT

Aparelhagem	Quantidades
	Linha AT/Transformador AT/MT
Descarregador de Sobretensões (Fase-Terra) AT	6
Transformador de tensão AT	3
Seccionador + seccionador de terra AT	1

Aparelhagem	Quantidades
	Linha AT/Transformador AT/MT
Transformador de corrente AT	3
Disjuntor AT	1
Transformador de Potência AT/MT	1
Descarregador de Sobretensões (Fase-Terra) MT	3
Isoladores de suporte MT	3

5.5.2.2. CONSTITUIÇÃO DO PAINÉIS DO ESCALÃO MT

Relativamente à aparelhagem a instalar nos painéis MT da SE, conforme o apresentado no Anexo B.2 - Plano geral CJR180713.P.CD.D.C.051002, de disposição de equipamentos da instalação, será a que se indica de seguida:

Tabela 44 - Constituição dos painéis MT

Aparelhagem	Quantidades					
	H01	H02	H03	H04	H05	H06
Descarregador de Sobretensões (Blindagem - Terra)	3	3	3	9	-	-
Transformador de Corrente	3	3	3	3	-	-
Transformador de Tensão	-	-	-	-	-	1
Disjuntor	1	1	1	1	-	-
Seccionador + Seccionador de Terra	1	1	1	1	-	-
Interrutor - Seccionador - Fusível + Seccionador de Terra	-	-	-	-	1	1
Transformador de Serviços Auxiliares	-	-	-	-	-	1
Reactância de Neutro	-	-	-	-	1	-

5.5.3. CARATERÍSTICAS GERAIS DA APARELHAGEM AT

A aparelhagem de corte, seccionamento e medida de AT a instalar, em conformidade com as normas aplicáveis e as características gerais apresentados no subcapítulo 5.4 da presente dissertação, será do tipo fixa, suportada por estruturas metálicas sobre maciços, e dotada de comandos motorizados, excetuando os seccionadores de terra que serão de comando manual.

As características elétricas da aparelhagem AT a instalar na SE são apresentadas de seguida, devendo cumprir, toda ela, com os níveis de isolamento estipulados definidos na Tabela 40.

Os isoladores deverão cumprir a linha de fuga mínima de 1813mm, de acordo com a linha de fuga específica mínima especificada na Tabela 36.

5.5.3.1. DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES (FASE-TERRA) AT

Os DSTs de AT a instalar na SE, conforme descrito na secção 5.4.4, serão do tipo de óxido de zinco (ZnO) sem explosores, constituídos por uma só unidade de descarregador com um invólucro em material polimérico de silicone. Estes descarregadores devem possuir um dispositivo limitador de pressão, de forma a evitar a rotura explosiva do invólucro devido à passagem prolongada de uma corrente de defeito ou de um contornamento no interior do descarregador, e possuir um dispositivo de sinalização (indicação de avaria) detetável e visível à distância, que forneça uma indicação visual, e sem ambiguidade, de que o DST está avariado.

Os DSTs serão adequados às características da SE onde vão ser inseridos, devendo obedecer às normativas aplicáveis, designadamente IEC 60099-4, IEC 60099.

Os DSTs de AT (fase-terra) a instalar apresentarão as seguintes características elétricas principais:

Tabela 45 - Características principais dos descarregadores de sobretensões (fase-terra) AT

Caraterísticas	
Marca	SIEMENS
Modelo	3EL2 072 - 2 P . 3 . - D
Tensão estipula (U_r)	72 kV
Tensão de operação contínua (U_c)	58 kV
Tensão residual máxima para corrente nominal de descarga	169 kV
Corrente nominal de descarga (I_n)	10 kA
Classe de descarga	3

Entre os DSTs de AT e a rede geral de terra serão intercalados contadores de descarga, permitindo, através de um sistema de contagem à base de dígitos numéricos, a contagem de descargas dos descarregadores e a leitura do valor da corrente de fuga. Esses contadores serão instalados à razão de um por descarregador.

5.5.3.2. TRANSFORMADOR DE TENSÃO AT

Os TTs AT que equiparão o painel Linha AT/Transformador AT/MT terão as características elétricas definidas na Tabela 46.

Os valores das potências dos enrolamentos secundários dos TTs, referidas na Tabela 46, deverão, em função do projeto do SPCC (Sistema de Proteção, Comando e Controle Numérico) e do sistema de telecontagem, ser alterados para valores ajustados às suas cargas. Esses valores serão no máximo 50% superiores aos valores da potência das cargas por eles alimentadas pelos respectivos enrolamentos.

Tabela 46 - Características principais dos transformadores de tensão AT

Caraterísticas		
Marca		ARTECHE
Modelo		A definir
Tensão primária nominal		60/ $\sqrt{3}$ kV
Fator de tensão nominal		1,2 em permanência 1,9 - 30 s
Enrolamento secundário Contagem	Tensão nominal	110/ $\sqrt{3}$ V
	Potência de precisão	15 VA
	Classe de precisão	0,2
Enrolamento secundário Medida	Tensão nominal	110/ $\sqrt{3}$ V
	Potência de precisão	30 VA
	Classe de precisão	0,5
Enrolamento secundário Proteção	Tensão nominal	110/ $\sqrt{3}$ V
	Potência de precisão	30 VA
	Classe de precisão	3 P

5.5.3.3. SECCIONADOR TRIPOLAR + SECCIONADOR DE TERRA AT

Os seccionadores tripolares com facas de terra AT deverão apresentar as características elétricas principais apresentadas na Tabela 47, devendo cumprir os requisitos normativos aplicáveis, nomeadamente, os especificados nas normas IEC 62271-102 e IEC 60694.

Os seccionadores serão do tipo horizontal rotativo de 2 colunas, sendo que o comando das facas do seccionador será motorizado, enquanto as facas serão de comando manual encravado com o comando do seccionador de linha.

Tabela 47 - Características principais dos seccionadores tripolares com facas de terra AT

Caraterísticas	
Marca	<i>EFACEC</i>
Modelo	<i>SHDT 72.5</i>
Tensão mais elevada (U_m)	72,5 kV
Corrente nominal (I_n)	1250 A
Corrente estipulada de curto-circuito	31,5 kA (3 s)
Tensão nominal de alimentação de comando	110 V_{cc}
Tensão nominal de alimentação de força motriz	230 V_{ac}
Tensão nominal de alimentação de aquecimento e iluminação do armário de comando	230 V_{ac}

5.5.3.4. TRANSFORMADOR DE CORRENTE AT

Os TIs AT que equiparão o painel Linha AT/Transformador AT/MT terão as características elétricas definidas na Tabela 48.

Os valores das potências dos enrolamentos secundários dos TIs, referidas no quadro respectivo deverão, em função do projeto do SPCC, ser alterados para valores ajustados às suas cargas. Esses valores serão no máximo 25% superiores aos valores da potência das cargas alimentadas pelos respectivos enrolamentos.

Tabela 48 - Características principais dos transformadores de corrente AT

Caraterísticas		
Marca	<i>ARTECHE</i>	
Modelo	<i>A definir</i>	
Relação de transformação	600-300/5-5-5 A	
Valor da corrente estipulada de curta duração (valor eficaz)	31,5 kA (3 s)	
Enrolamento secundário Contagem	Potência de precisão	15 VA
	Classe de precisão	0,2
	Fator de segurança (FS)	5
Enrolamento secundário Medida	Potência de precisão	15 VA
	Classe de precisão	0,5
	Fator de segurança (FS)	5
Enrolamento secundário Proteção	Potência de precisão	30 VA
	Classe de precisão	5 P
	Fator de limite de precisão	20

5.5.3.5. DISJUNTOR TRIPOLAR AT

Os disjuntores AT, com câmaras de corte SF6, deverão apresentar as características elétricas principais apresentadas na Tabela 49, devendo cumprir os requisitos normativos aplicáveis, nomeadamente, os especificados nas normas IEC 62271-100 e IEC 60694.

Tabela 49 - Características principais do disjuntor tripolar AT

Caraterísticas	
Marca	<i>EFACEC</i>
Modelo	<i>GL 309 F1</i>
Tensão mais elevada (U_m)	<i>72,5 kV</i>
Corrente nominal (I_n)	<i>1250 A</i>
Corrente estipulada de curto-circuito	<i>31,5 kA (3 s)</i>
Tensão nominal de alimentação de comando	<i>110 V_{cc}</i>
Tensão nominal de alimentação de força motriz	<i>230 V_{ac}</i>
Tensão nominal de alimentação de aquecimento e iluminação do armário de comando	<i>230 V_{ac}</i>

5.5.3.6. TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA AT/MT

O TP AT/MT a instalar será de montagem exterior, trifásico, com enrolamentos com isolamento uniforme (de acordo com o estabelecido na secção 5.4.2.4), separados, em cobre, imersos em óleo mineral.

O TP a instalar apresentará as seguintes características elétricas principais:

Tabela 50 - Características principais transformador de potência AT/MT

Caraterísticas	
Marca	<i>EFACEC</i>
Modelo	<i>A definir</i>
Potência nominal	<i>40/50 MVA</i>
Relação de transformação	<i>63/30 kV</i>
Regulação de transformação	Comutador de regulação em carga ($U_n \pm 10 \times 1,5 \%$)
Tensão de curto-circuito da tomada principal	<i>15,0 %</i>
Grupo de ligação	<i>YNd11</i>
Tipo de Refrigeração	<i>ONAN/ONAF</i>

Ao neutro de AT (60kV) do TP, descrito anteriormente, será associada um TI do tipo toroidal, para a respetiva proteção, com características mencionadas na Tabela 51.

Tabela 51 - Características principais do transformador de corrente toroidal para neutro do TP

Caraterísticas		
Marca		ARTECHE
Modelo		A definir
Relação de transformação		150/1 A
Primeiro enrolamento Proteção	Potência de precisão	20 VA
	Classe de precisão	5 P
	Fator de limite de precisão	20

5.5.3.7. ESFORÇOS MECÂNICOS AOS TERMINAIS DA APARELHAGEM

Os terminais de cada um dos equipamentos a instalar deverão ser especificados tendo em conta os esforços mecânicos estáticos e eletrodinâmicos de cc suscetíveis de ocorrerem, de acordo com o imposto pela normativa aplicável, designadamente a IEC 60865-1. Os esforços estáticos e eletrodinâmicos exercidos pelos condutores de interligação sobre os terminais dos equipamentos, e que deverão ser cumpridos pelos fabricantes, são apresentados no Anexo A.2 – Esforços eletromecânicos nas ligações entre equipamentos e no subcapítulo 6.2.

Os fabricantes dos diversos equipamentos deverão ainda garantir que os mesmos suportarão as sobrecargas de vento e de gelo expectáveis, de acordo com as normativas aplicáveis.

5.5.4. CARATERÍSTICAS GERAIS DA APARELHAGEM MT

As caraterísticas elétricas da aparelhagem MT a instalar na SE são apresentadas de seguida, devendo cumprir, toda ela, com os níveis de isolamento estipulados definidos na Tabela 40. Os isoladores, a instalar no PEA, deverão cumprir a linha de fuga mínima de 900mm, de acordo com a linha de fuga específica mínima especificada na Tabela 36.

5.5.4.1. DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES (FASE-TERRA) MT

Os DSTs de MT para proteção do TP AT/MT, conforme descrito na secção 5.4.4, serão do tipo de óxido de zinco (ZnO) sem explosores, constituídos por uma só unidade de descarregador com um invólucro em material polimérico de silicone.

Estes descarregadores devem possuir um dispositivo limitador de pressão, de forma a evitar a rotura explosiva do invólucro devido à passagem prolongada de uma corrente de defeito ou de um contornamento no interior do descarregador, e possuir um dispositivo de sinalização (indicação de avaria) detetável e visível à distância, que forneça uma indicação visual, e sem ambiguidade, de que o DST está avariado.

Os DSTs serão adequados às características da SE onde vão ser inseridos, devendo obedecer às normativas aplicáveis, designadamente IEC 60099-4, IEC 60099.

Os DSTs de MT (fase-terra) a instalar apresentarão as seguintes características elétricas principais:

Tabela 52 - Características principais dos descarregadores de sobretensões (fase-terra) MT

Caraterísticas	
Marca	SIEMENS
Modelo	3EL1 045 - 1 P . 2 . - D
Tensão estipula (U_r)	45 kV
Tensão de operação contínua (U_C)	36 kV
Tensão residual máxima para corrente nominal de descarga	115 kV
Corrente nominal de descarga (I_n)	10 kA
Classe de descarga	2

Seguindo o mesmo princípio de que os DSTs de AT, entre os DSTs de MT e a rede geral de terra serão intercalados contadores de descarga, permitindo, através de um sistema de contagem à base de dígitos numéricos, a contagem de descargas dos descarregadores e a leitura do valor da corrente de fuga. Esses contadores serão instalados à razão de um por descarregador.

5.5.4.2. ISOLADOR DE SUPORTE MT

Tendo em conta os esforços mecânicos estáticos e eletrodinâmicos de cc suscetíveis de percorrerem o barramento de MT, apresentados no Anexo A.2 – Esforços eletromecânicos nas ligações entre equipamentos e no subcapítulo 6.2, os isoladores de suporte MT apresentarão as seguintes características principais mínimas:

Tabela 53 - Características principais dos isoladores de suporte MT

Caraterísticas	
Marca	CERISOL
Tipo	C4-170
Carga rotura à flexão	4000 N
Carga rotura à torção	1200 Nm
Linha de fuga mínima	900 mm

5.5.4.3. QUADRO METÁLICO BLINDADO DE MT (QMMT)

O quadro metálico blindado de 30kV (QMMT) deverá ser do tipo “Metal-Clad”, “Metal-Enclosed” e “Gas-Insulated”, isolado para 36kV, constituído por um barramento dimensionado para uma corrente nominal de 1250A e para um valor eficaz de corrente de curta duração de 25kA, durante 3s.

O QMMT será de montagem interior, isolado em SF6, constituído por celas modulares equipadas com disjuntores fixos de corte no vácuo e seccionadores de terra com poder de fecho para a corrente de pico estipulada de curta duração. O QMMT deverá cumprir as especificações técnicas constantes na presente dissertação, bem como satisfazer o disposto na última edição das partes aplicáveis das normas IEC 62271 e IEC 60298, incluindo os seus suplementos e aditamentos. Deverão ainda ser respeitadas as normas portuguesas e os regulamentos em vigor. Nas partes aplicáveis, não modificadas pelas normas IEC 62271 e IEC 60298, deverá ser observado o disposto nas normas específicas aos componentes individuais do quadro metálico, devendo sempre ser consideradas as últimas revisões ou atualizações.

Tabela 54 - Características principais do QMMT

Caraterísticas	
Marca	SIEMENS
Modelo	NXPLUS C
Tensão mais elevada (U_m)	36 kV
Corrente nominal do barramento (I_n)	1250 A
Corrente estipulada de curto-circuito	25 kA (3 s)
Tensões de isolamento	Ver Tabela 40
Tipo de isolamento	SF6
Tensão nominal de alimentação de circuitos de comando, controlo e sinalizações	110 V _{cc}

Caraterísticas	
Tensão nominal de alimentação de aquecimento e iluminação do armário de comando	230 V_{ac}

Como referido na Tabela 38, o QMMT será constituído essencialmente pelas seguintes celas modulares:

- Uma (1) cela de saída do TP;
- Três (3) celas de chegada da CSF;
- Uma (1) cela de saída de transformador de serviços auxiliares;
- Uma (1) cela de saída de reatância de neutro.

A topologia do QMMT de 30kV está apresentada no esquema unifilar do projeto, Anexo B.1 – Plano geral nº CJR180713.P.CD.D.E.012001.

5.5.4.3.1. CORRENTES NOMINAIS

O barramento do QMMT será dimensionado para uma corrente nominal de 1250A. Os diferentes tipos de celas que o constituem serão dimensionados para as correntes nominais indicadas na Tabela 38.

5.5.4.3.2. TRANSFORMADORES DE CORRENTE

Os TIs que equipam as celas que constituem o QMMT terão as caraterísticas elétricas apresentadas na Tabela 55. Em cada cela dos circuitos da CSF será equipado um TI toroidal com as caraterísticas elétricas apresentadas na Tabela 56.

Os valores das potências dos enrolamentos secundários dos TIs, referidas na tabela respetiva deverão, em função do projeto do SPCC e do sistema de telecontagem, ser alterados para valores ajustados às suas cargas. Esses valores serão no máximo 25% superiores aos valores da potência das cargas alimentadas pelos respetivos enrolamentos.

Tabela 55 - Caraterísticas principais dos transformadores de corrente do QMMT

Caraterísticas	H01, H02, H03	H04
Relação de transformação	600-300/5-5 A	1000/5-5-5 A
Valor da corrente estipulada de curta duração (valor eficaz)	25 kA (3 s)	25 kA (3 s)

Caraterísticas		H01, H02, H03	H04
Enrolamento secundário Contagem	Potência de precisão	-	15 VA
	Classe de precisão	-	0,2
	Fator de segurança (FS)	-	5
Enrolamento secundário Medida	Potência de precisão	15 VA	15 VA
	Classe de precisão	0,5	0,5
	Fator de segurança (FS)	5	5
Enrolamento secundário Proteção	Potência de precisão	15 VA	30 VA
	Classe de precisão	5 P	5 P
	Fator de limite de precisão	20	20

Tabela 56 - Caraterísticas principais dos transformadores de corrente toroidais do QMMT

Caraterísticas		H01, H02, H03
Relação de transformação		50/1 A
Quantidade e modo de instalação		1 (envolve as 3 fases) no cabo de saída
Enrolamento Secundário	Potência de precisão	1,25 VA
	Classe de precisão	1
	Fator de segurança (FS)	10

5.5.4.3.3. TRANSFORMADORES DE TENSÃO

Os TTs que equipam as celas do QMMT terão caraterísticas elétricas definidas na Tabela 57.

Os valores das potências dos enrolamentos secundários dos TTs, referidas no quadro respetivo, deverão, em função do projeto do SPCC e do sistema de telecontagem, ser alterados para valores ajustados às suas cargas. Esses valores serão no máximo 50% superiores aos valores da potência das cargas por eles alimentadas pelos respetivos enrolamentos.

Tabela 57 - Caraterísticas principais dos transformadores de tensão do QMMT

Caraterísticas		H06
Tensão primária nominal		$30/\sqrt{3}$ kV
Enrolamento secundário Contagem	Tensão nominal	$110/\sqrt{3}$ V
	Potência de precisão	10 VA
	Classe de precisão	0,2

Caraterísticas		H06
Enrolamento secundário Medida	Tensão nominal	110/ $\sqrt{3}$ V
	Potência de precisão	10 VA
	Classe de precisão	0,5/3 P
Enrolamento secundário Proteção	Tensão nominal	110/3 V
	Potência de precisão	10 VA
	Classe de precisão	3 P

5.5.4.4. TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES (TSA)

Os Transformadores de Serviços Auxiliares (TSA) a instalar será de montagem exterior, trifásico, com enrolamentos com isolamento uniforme (de acordo com o estabelecido na secção 5.4.2.4), separados, em cobre, imersos em óleo mineral, herméticos à penetração do ar exterior. O TSA a instalar apresentará as seguintes caraterísticas elétricas principais:

Tabela 58 - Caraterísticas principais do TSA

Caraterísticas	
Marca	EFACEC
Modelo	A definir
Potência nominal	50 kVA
Relação de transformação	30/0,4 kV
Regulação de transformação	Comutador de regulação em carga ($U_n \pm 2 \times 2,5\%$)
Tensão de curto-circuito da tomada principal	5,0 %
Grupo de ligação	Dyn11
Tipo de Refrigeração	ONAN

As travessias de BT devem ficar protegidas por uma caixa metálica de forma, com robustez e dimensões suficientes para impedir o contato direto com partes em tensão e permita uma fácil montagem e desmontagem dos cabos BT, impossibilitando a acumulação de água no seu interior. Esta caixa deve possuir buçins para possibilitar a entrada destes cabos.

5.5.4.5. REACTÂNCIA DE NEUTRO (RN)

A reatância limitadora da corrente de defeito à terra (normalmente designada por reatância de neutro (RN) a instalar será de montagem exterior, trifásica, com enrolamentos com isolamento uniforme (de acordo com o estabelecido na secção 5.4.2.4), separados, em cobre, imersos em óleo mineral, herméticos à penetração do ar exterior.

A RN a instalar apresentará as seguintes características elétricas principais:

Tabela 59 - Características principais da RN

Caraterísticas	
Marca	<i>EFACEC</i>
Modelo	<i>A definir</i>
Corrente estipulada de curta duração do neutro – $3 \times I_0$	300 A (10 s)
Impedância homopolar (Z_0)	174 Ω
Grupo de ligação	<i>ZN</i>
Tipo de Refrigeração	<i>ONAN</i>

Ao neutro da RN, descrita anteriormente, será associada um TI do tipo toroidal, para a respetiva proteção, com as seguintes características:

Tabela 60 - Características principais do transformador de corrente toroidal para neutro da RN

Caraterísticas		
Marca	<i>ARTECHE</i>	
Modelo	<i>A definir</i>	
Relação de transformação	100/1 A	
Primeiro enrolamento Proteção	Potência de precisão	10 VA
	Classe de precisão	5 P
	Fator de limite de precisão	15

5.5.5. LIGAÇÕES ENTRE APARELHAGEM E SEUS ACESSÓRIOS

Os condutores que materializam as ligações entre a aparelhagem no PEA da SE foram dimensionados de forma a suportar as correntes de serviço contínuo, resistir aos esforços térmicos e eletromecânicos das correntes de cc previsíveis de os percorrerem, de acordo com os métodos e recomendações das normas IEEE Std 605, IEEE Std 738 e IEC 60865. Verificou-se ainda, de acordo com as recomendações da norma IEEE Std 605, que o campo elétrico à superfície dos condutores encontrar-se-á dentro de limites aceitáveis minimizando as perdas por efeito de coroa.

5.5.5.1. LIGAÇÕES FLEXÍVEIS (CABO NU)

As diversas ligações flexíveis entre aparelhagem no PEA, serão executadas utilizando o seguinte condutor:¹⁸

Tabela 61 - Condutor a utilizar nas ligações flexíveis do PEA

Caraterísticas	Painel
	Linha AT/Transformador AT/MT
Designação do condutor	851-ALA (Aster 851)

O condutor a instalar apresentará as caraterísticas principais indicadas na Tabela 82, do subcapítulo 6.3.1.

Para além das condicionantes de natureza elétrica e mecânica, a escolha dos condutores apresentados teve em conta também a adoção do tipo de condutores existentes noutras instalações da CJR.

5.5.5.2. LIGAÇÕES RÍGIDAS (BARRAMENTOS)

No presente caso de estudo executar-se-á unicamente uma ligação rígida, para a ligação dos cabos isolados MT ao secundário do TP AT/MT, o qual se designará por barramento MT (30kV).

O barramento MT, disposto em esteira horizontal, apoiado em isoladores de suporte (com as caraterísticas apresentadas na secção 5.5.4.2), será executado utilizando o seguinte condutor rígido:¹⁹

Tabela 62 - Condutores a utilizar nas ligações rígidas do PEA

Caraterísticas	Valor
Tipo de condutor	Tubo Al Mg Si 0,5 60/50 mm

O condutor a instalar apresentará as caraterísticas principais indicadas na Tabela 86, do subcapítulo 6.3.2.

¹⁸ Os cálculos de dimensionamento dos condutores flexíveis encontram-se no Anexo A.3 – Dimensionamento elétrico cabo nu 60kV.

¹⁹ Os cálculos de dimensionamento dos condutores rígidos encontram-se no Anexo A.4 – Dimensionamento elétrico barramento 30kV.

5.5.5.3. LIGADORES AT E MT

Todos os ligadores de AT e de MT, necessários para estabelecer a ligação entre condutores, e entre estes e os terminais da aparelhagem, serão fornecidos e montados de acordo com os desenhos do projeto, designadamente o que está especificado no mapa de ligadores (Anexo B.7 – Plano de montagem nº CJR180713.P.CD.D.E.021001 e no Anexo B.8 – Plano de montagem nº CJR180713.P.CD.D.E.023001).

O aperto dos ligadores deve ser efetuado por parafusos ou estribos de aço inoxidável, com rosca métrica, de alta resistência mecânica e possuidores de características técnicas, tais que os aquecimentos admissíveis não conduzam a afrouxamento ou solicitações de aperto de contato que ponham em perigo a segurança de funcionamento dos ligadores.

Devem ser utilizados parafusos de maior diâmetro possível, para melhor repartição de esforços, permitindo que os parafusos trabalhem a uma carga mais reduzida (longe do limite elástico). Os estribos e parafusos devem ser em aço inoxidável e ser equipados com porcas e anilhas de retenção do mesmo material. O aperto dos ligadores deve ser sempre efetuado colocando as porcas pelo lado de baixo, para facilitar possíveis Trabalhos em Tensão (TET).

Os parafusos devem ter cabeça sextavada e os ligadores devem obedecer às características elétricas e mecânicas descritas de seguida.

5.5.5.3.1. CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

- Assegurar uma distribuição uniforme da corrente elétrica nos condutores a ligar;
- Não aumentar a resistência elétrica dos elementos do circuito que estiverem inseridos em relação ao condutor de referência;
- Não originar aquecimentos suplementares em qualquer ponto do circuito durante a passagem de corrente elétrica;
- Não dar origem a uma queda de tensão superior à queda de tensão observada num comprimento equivalente de condutor da mesma capacidade, quando percorrido pela mesma intensidade (condição a respeitar após um ensaio de 25 ciclos de aquecimento a 120 °C e arrefecimento até à temperatura ambiente);
- Assegurar a existência do menor número possível de eflúvios e de perturbações radioelétricas.

5.5.5.3.2. CARATERÍSTICAS MECÂNICAS

- Ser imune a balanços e às vibrações dos condutores, assim como às variações de tensão mecânica e de temperatura;
- Resistir, em serviço, aos fenómenos de corrosão e aquecimento;
- Não provocar a deterioração, mesmo ao longo do tempo, dos condutores por ele ligados.

Após a montagem, os ligadores devem possuir uma carga de rotura superior ou igual à dos condutores, exceto nas derivações de tração mecânica reduzida, onde a sua carga de rotura pode ser na ordem dos 10% da carga de rotura dos condutores.

Os metais e as ligas usados na fabricação de ligadores para condutores nus devem ser inalteráveis ao tempo, quer por natureza quer em consequência de tratamento efetuado durante ou após o fabrico. Devem, por outro lado, ter uma textura homogénea e apresentar superfícies regulares e contínuas, devidamente maquinadas.

Os ligadores não podem apresentar deficiências de fundição, porosidades e chochos.

Os ligadores a utilizar nas ligações entre condutores e entre estes e a diversa aparelhagem devem ser construídos por vazamento em coquilha e com tratamento térmico.

Em todas as situações que surjam ligações entre condutores de alumínio e cobre, estas devem ser executadas por meio de ligadores bimetálicos.

5.5.6. CABOS ISOLADOS DE MÉDIA TENSÃO

5.5.6.1. CARATERÍSTICAS GERAIS

Os cabos isolados de MT (18/30 kV) a utilizar serão do tipo unipolar, com alma condutora em alumínio redondo, multifilar, compactado, isolamento de polietileno reticulado (PEX), blindagem em fios de cobre envolvidos em fita de igual material e bainha exterior de PVC retardante à chama. Os cabos de MT, a utilizar nas ligações a estabelecer na SE, serão do tipo LXHIOV²⁰, construídos e ensaiados de acordo com a Norma IEC 60502-2.

²⁰ Designação dos cabos de acordo com o estabelecido na norma NP 665.

Todos os cabos isolados de MT terão a blindagem ligada à terra em ambas as extremidades.

O isolamento exterior dos cabos de MT será de cor preta.

5.5.6.2. CARATERIZAÇÃO DAS LIGAÇÕES

As ligações de MT a realizar no âmbito do presente caso de estudo, encontram-se caracterizadas na Tabela 63.²¹

Tabela 63 - Caracterização das ligações de MT na subestação

Origem	Destino	Designação do cabo
QMMT (H04)	TP	LXHIOV 3[3(1×240/16mm ²)]
QMMT (H06)	TSA	LXHIOV 3(1×120/16mm ²)
QMMT (H05)	RN	LXHIOV 3(1×120/16mm ²)

Os condutores a instalar apresentarão as características principais indicadas na Tabela 90, do subcapítulo 6.3.3.

5.5.6.3. CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO

Os cabos isolados de MT no interior da SE, referentes aos circuitos de ligação dos secundários do TP AT/MT, do TSA e RN, serão instalados na sua totalidade em tubos e caleiras reservadas para o efeito, como especificado nas peças desenhadas do projeto. No interior do edifício os cabos ficarão instalados por baixo do chão falso.

A fixação dos cabos de MT às estruturas metálicas, nas subidas de ligação aos transformadores, será realizada através de braçadeiras plásticas com fixação através de parafuso em aço inox, do tipo "SEG 26-50 DUTCHCLAMP", ou equivalente, com capacidade e resistência mecânica adequada.

Os cabos deverão ser instalados segundo as seguintes condições:

- Serão colocados em trevo juntivo para cada circuito trifásico, excetuando o percurso entre o edifício de comando e o TSA e RN, nos quais serão instalados individualmente em tubos;

²¹ Os cálculos de dimensionamento dos cabos isolados MT encontram-se no Anexo A.5 – Dimensionamento elétrico cabos isolados de MT.

- Devem ser tomados cuidados no respeitante à não danificação dos cabos durante a sua colocação, não ultrapassando as cargas de tração máximas admissíveis;
- O raio de curvatura dos cabos não deve ser inferior a 20 vezes o seu diâmetro exterior;
- A blindagem dos cabos deve ser ligada à terra em ambas as extremidades;
- Nos tubos e nas entradas e saídas dos cabos do EC da SE e cela do TP serão estabelecidas barreiras antifogo, constituídas por materiais intumescentes com a propriedade de restringir a propagação de eventuais focos de incêndio, não permitindo a propagação de um fogo do exterior para interior, ou vice-versa, selando áreas funcionais da SE. Estas barreiras terão também a função de impedir a entrada de águas e animais para o interior do EC da SE, devendo garantir um IP 67 - os tubos que não sejam utilizados deverão ser completamente tamponados com uma massa resistente ao calor e ao fogo e que isole o exterior do interior, para que, de uma forma duradoura, garanta um IP 67;
- Deverão ainda cumprir com todos os requisitos de qualidade e segurança solicitados pelo Cliente.

5.5.6.4. CAIXAS TERMINAIS DE MÉDIA TENSÃO

5.5.6.4.1. CAIXAS TERMINAIS INTERIORES

As caixas terminais interiores de MT serão termorretrácteis, do tipo "plug-in", de fácil montagem com características que satisfaçam as condições de serviço mencionadas nas secções 5.4.1 e 5.4.2 da presente dissertação.

5.5.6.4.2. CAIXAS TERMINAIS EXTERIORES

As caixas terminais exteriores de MT, para ligação ao barramento MT, serão do tipo termorretrácteis, que satisfaçam as condições de serviço mencionadas nas secções 5.4.1 e 5.4.2 da presente dissertação, dimensionadas para um nível de poluição forte (linha de fuga especificada na secção 5.5.4). Os terminais serão em alumínio com a secção adequada ao ligador a ligar, de acordo com o mapa de ligadores e normativa aplicável. Para as ligações de MT do TSA e RN, de acordo para os cabos MT a instalar (Tabela 63), serão utilizadas caixas terminais de MT termorretrácteis, do tipo "plug-in", para montagem exterior, de fácil montagem e com características que satisfaçam as condições de serviços mencionadas nas secções 5.4.1 e 5.4.2 da presente dissertação.

5.5.7. CABOS ISOLADOS DE BAIXA TENSÃO

Os cabos isolados de BT que assegurarão os circuitos de corrente alternada e os circuitos de corrente contínua serão do tipo XZ1 (sem revestimento metálico), XAZ1 (com armadura de aço) e XHZ1 (com armadura em fita de cobre), possuindo tensão nominal de 0,6/1kV e secção de acordo com as funções que irão desempenhar, devendo o seu revestimento metálico, quando exista, ser ligado à terra nas duas extremidades.

Os cabos devem ser isentos de halogéneos, resistentes ao fogo e não propagadores da chama ao fogo.

A bainha exterior dos cabos do tipo XZ1 deve ser de cor branca e nos restantes tipos, deve ser de cor preta.

A escolha do tipo e secção dos cabos isolados BT será efetuada de acordo com a função a desempenhar, tendo como mínimo as secções de $2,5\text{mm}^2$ para circuitos de força motriz, comando, sinalização., medida e proteção, e restantes circuitos de acordo com as normativas aplicáveis, nomeadamente, no que se refere às RTIEBT.

5.5.7.1. CARATERIZAÇÃO DAS LIGAÇÕES

De acordo com o estabelecido anteriormente, os circuitos elétricos de BT que deverão ser executados através da utilização de cabos isolados do tipo XAZ1, são os seguintes:

- Circuitos de força motriz, comando e sinalização entre a aparelhagem de AT e os respetivos armários de comando, diretamente ou com passagem por armários de reagrupamento de cabos de BT;
- Circuito de alimentação geral dos serviços auxiliares de corrente alternada entre o transformador de serviços auxiliares e o respetivo armário de serviços auxiliares (SACA);
- Circuitos de corrente alternada dos diferentes sistemas de iluminação, aquecimento e tomadas do PEA;
- Circuitos de força motriz, comando, sinalização e corrente alternada entre os diferentes armários de comando, armário de reagrupamento BT do QMMT, retificador de 110V e alimentação da central de intrusão e deteção de incêndio e do quadro de iluminação e tomadas.

De modo a assegurar um melhor isolamento eletromagnético, os circuitos de medida de corrente e tensão deverão ser executados exclusivamente através da utilização de cabos isolados do tipo XHZ1, traduzindo-se nos seguintes circuitos:

- Circuitos de correntes e tensões entre os transformadores de medida AT e os respetivos armários de comando, com passagem pelos respetivos armários de reagrupamento de BT;
- Circuitos de correntes e tensões entre armários de comando;
- Circuitos de correntes e tensões entre os transformadores de medida de MT, instalados no QMMT, e os respetivos compartimentos de BT;
- Circuitos de correntes e tensões entre compartimentos de BT e entre estes e os respetivos armários de reagrupamento de BT do QMMT.

Os circuitos de iluminação interior, de tomadas monofásicas e trifásicas de usos gerais e restantes alimentação no interior do edifício de comando, serão executados em cabos do tipo XZ1.

5.5.7.2. CONDIÇÕES DE INSTALAÇÃO

Os cabos deverão ser instalados segundo as seguintes condições, cumprindo em todos os casos as recomendações impostas pelas normas aplicáveis, designadamente no que se refere às RTIEBT:

- Os cabos isolados de BT que asseguram os circuitos de corrente contínua a 110V e os circuitos de corrente alternada a 400/230V deverão ter cablagens separadas fisicamente por forma a proporcionar um melhor isolamento eletromagnético mútuo;
- Na subida dos cabos BT para ligação aos armários de comando e reagrupamento situados no PEA, os cabos deverão ser protegidos por tubos de PVC de secção apropriada e com uma altura de 175mm relativamente ao solo;
- No percurso de ligação dos cabos BT até aos armários de comando e reagrupamento, os cabos de BT devem ser fixos por braçadeiras em material metálico anticorrosivo ou por calhas de ferro galvanizado com tampas do mesmo material;
- Os cabos BT a instalar entre os armários de reagrupamento e os transformadores de medida devem ser fixos por braçadeiras em material metálico anticorrosivo ou por calhas de ferro galvanizado com tampas do mesmo material;

- Os cabos BT correspondentes aos sistemas de iluminação exterior deverão ser instalados nas condutas de BT existentes no PEA (caleiras e tubos), até às colunas de suporte de projetores.

5.5.8. ARMÁRIOS DE REAGRUPAMENTOS DE CABOS

De forma a diminuir o número de cabos BT entre o PEA e o EC, e garantir o agrupamento de determinados circuitos, serão instalados os seguintes armários de reagrupamento de cabos:

- A1TC – Transformadores de Correntes AT;
- A2TT – Transformadores de Tensão AT.

Os armários de reagrupamento de cabos serão concebidos para montagem exterior, com grande resistência aos agentes atmosféricos, fabricados em poliéster prensado, com porta opaca e índice de proteção IP65, sendo instalados nas estruturas metálicas associadas aos respetivos equipamentos ou em estruturas metálicas de suporte próprias.

Os armários de reagrupamento de cabos, no que respeita à sua constituição deverão seguir as especificações aplicáveis pela CJR, tendo em consideração a filosofia adotada para a sua distribuição no PEA.

5.5.9. SERVIÇOS AUXILIARES DE CORRENTE AUXILIARES

Os Serviços Auxiliares de Corrente Alternada (SACA) da SE, estão previstos para 400-230V_{AC}, 50Hz, sendo a sua alimentação assegurada por duas fontes distintas, uma a partir de um Transformador de Serviços Auxiliares (TSA) 30/0,4kV com uma potência nominal de 50kVA, conforme especificado na secção 5.5.4.4, e outra a partir de um grupo gerador a diesel com uma potência nominal de 50kVA.

Para garantir a alimentação dos SACA, em caso de falha da fonte principal, existirá um sistema automático que efetue a comutação para a fonte auxiliar, neste caso, conforme anteriormente já referido, o grupo gerador.

O TSA e o grupo gerador serão instalados no PEA conforme apresentado na Figura 91 e no Anexo B.2 – Plano geral nº CJR180713.P.CD.D.C.051002.

5.5.10. SERVIÇOS AUXILIARES DE CORRENTE CONTÍNUA

Os Serviços Auxiliares de Corrente Contínua (SACC) da SE, estão previstos para os 110 V, sendo a sua alimentação realizada a partir de um conjunto retificador-bateria.

5.5.11. ILUMINAÇÃO EXTERIOR

O sistema de iluminação do PEA será constituído essencialmente por projetores de tecnologia LED, apresentando como grande vantagem o baixo consumo e eficiência associados a este tipo de equipamentos.


Este sistema, conforme descrito na secção 5.4.5, será constituído essencialmente por colunas de 6m com um sistema de travessas para fixação de projetores, e por projetores instalados na fachada do edifício de comando, através de suportes adequados. A disposição dos equipamentos que constituirão o sistema de iluminação exterior pode ser consultada no Anexo B.4 – Plano geral nº CJR180713.P.CD.D.E.081001 de acordo com o estudo luminotécnico apresentado no Anexo A.8.


5.5.11.1. CARATERIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PARA A ILUMINAÇÃO EXTERIOR

Os equipamentos que constituirão a iluminação exterior a instalar no PEA deverão satisfazer, pela sua construção e acessórios utilizados, as normas IEC ou respetivas normas aplicáveis.

Os aparelhos que constituirão o sistema de iluminação exterior deverão reunir as seguintes características gerais:

Tabela 64 - Equipamentos de referência para iluminação exterior no PEA

Tipo	Descrição geral (modelo de referência)	Imagem (modelo de referência)
P1	<i>Schreder OMNIflood 3</i> 72 LEDs, 1000 mA 17573 lm / 157 W Ótica 5120 IP 66 / IK 10 Temperatura de cor: 4000 K IRC: 70	

Tipo	Descrição geral (modelo de referência)	Imagem (modelo de referência)
P2	<i>Schreder NEOS 1</i> 16 LEDs, 350 mA 2171 lm / 18 W Ótica 5120 IP 66 / IK 08 Temperatura de cor: 4000 K IRC: 70	

Os modelos dos equipamentos apresentados anteriormente e considerados no estudo luminotécnico são apenas indicativos, dever-se-á garantir que os projetores finais a instalar na SE apresentarão características equivalentes.

5.5.11.2. CONTROLO DA ILUMINAÇÃO EXTERIOR

Para o controlo da iluminação exterior, deverá ser implementado um relógio horário ou astronómico que será devidamente programado de acordo com as indicações da entidade responsável pelas instalações.

5.5.11.3. PROTEÇÃO

Para proteção dos projetores de iluminação, considerou-se a instalação de quadros de proteção nas portinholas das colunas de iluminação. Como referência, demonstra-se o quadro do fabricante *JOBASI*, cuja imagem e características seguem abaixo:



Figura 92 - Imagem de referência das portinholas a instalar nas colunas de iluminação exterior

Principais características:

- Corpo em polipropileno (PP);
- Auto extingüível (VO);
- Tampas em policarbonato transparente.

O número de proteções a instalar será em função das luminárias a instalar em cada coluna. Cada fusível será de 2A de alto poder de corte, do tipo de curva *aM*. A instalação do quadro de proteção deverá respeitar o respetivo plano de pormenor do projeto, demonstrado no Anexo B.10 – Plano de montagem nº CJR180713.P.CD.D.E.083003.

5.5.11.4. COLUNAS DE ILUMINAÇÃO

As colunas de iluminação serão conforme especificado no Anexo B.10 – Plano de montagem nº CJR180713.P.CD.D.E.083003 e no Anexo B.11 – Plano de estrutura nº CJR180713.P.CD.D.C.054010.

5.5.12. REDE GERAL DE TERRA

A rede geral de terra será concebida de forma a constituir uma rede equipotencial, reduzindo os riscos de tensões de passo e de contato e limitando-as a valores não perigosos, em caso de defeito à terra.

Como referido anteriormente, no subcapítulo 2.6, a rede geral de terra será um conjunto interligado formado por:

- Terra de proteção, destinada a contribuir para a segurança das pessoas nas proximidades de um objeto metálico da instalação suscetível de colocação acidental sob tensão em caso de defeito de isolamento;
- Terra de serviço, destinada a influenciar o comportamento da rede em caso de defeito à terra.

A SE será dotada de uma rede de terra única, reunindo as funções de terra de serviço e de proteção. A rede geral de terra será essencialmente constituída por uma malha de terra subterrânea e por um circuito de terra à superfície, ligados entre si de acordo com o evidenciado nas peças desenhadas do projeto, mais concretamente no Anexo B.6 – Plano nº CJR180713.P.CD.D.E.061001.

5.5.12.1. REDE DE TERRA SUBTERRÂNEA

A rede de terra subterrânea será constituída por uma malha em cabo de cobre nu de secção de 95mm^2 , enterrado em vala à profundidade mínima de 1m ou abaixo das fundações quando aplicável.

A malha será formada por troços de cabo longitudinais e transversais, que se estenderão de um lado ao outro da instalação, cobrindo todo o recinto da SE de modo a garantir a não existência de tensão de passo perigosas, não podendo apresentar descontinuidades ou emendas, sendo formados por apenas um troço de cabo. A interligação entre os vários troços longitudinais e transversais será assegurada por ligadores de aperto por compressão, do tipo “C”, como se demonstra no Anexo B.6 – Plano nº CJR180713.P.CD.D.E.061001.

O dimensionamento da rede de terra subterrânea dependerá de vários fatores, condicionados essencialmente pela localização da SE e do sistema elétrico no qual a SE será integrada. No subcapítulo 6.5, são demonstrados os parâmetros assumidos para o dimensionamento da rede de terra subterrânea da SE, assim como os resultados obtidos, ambos explanados no Anexo A.7 – Dimensionamento da rede de terra subterrânea.

No final e depois de concluída a instalação da rede de terra, o empreiteiro deverá realizar a medição da mesma, por forma a averiguar que o valor de resistência obtido é inferior a 1Ω como pretendido. As tensões de contato e de passo deverão ter valores compatíveis com as condições de segurança dos utentes da instalação.

5.5.12.2. EQUIPOTENCIALIZAÇÃO

A equipotencialização de todas as massas metálicas da instalação, que não estejam em tensão, deverá ser assegurada através da sua ligação direta à rede geral de terra por ligações apropriadas.

As prumadas de terra da aparelhagem do PEA, incluindo as respetivas estruturas metálicas de suporte, serão executadas através de barra de cobre de $40 \times 5 \text{ mm}$ assente sobre abraçadeiras adequadas para o efeito. A ligação destas prumadas à rede de terra subterrânea será executada através de dois cabos de cobre nu de 95 mm^2 , utilizando ligadores de bronze tipo “Sabot” com características e dimensões adequadas.

As ligações entre condutores ou barra de cobre com estruturas em alumínio serão executadas através de ligadores bimetálicos com características e dimensões adequadas.

A execução das prumadas de ligação à malha de terras da diversa aparelhagem e estruturas metálicas da SE deverá cumprir na sua totalidade com o especificado nos planos de montagem do presente caso de estudo.

5.5.13. SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS DIRETAS

A SE será na sua totalidade protegida contra descargas atmosféricas diretas, conforme descrito na secção 5.4.4, por meio de um para-raios do tipo ionizante não radioativo (captura por "avanço à ignição"), de acordo com a norma NP 4426, instalado no pórtico de linha, ligado à terra de acordo com o especificado no Anexo B.9 – Plano de montagem nº CJR180713.P.CD.D.E.023008.

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas diretas (SPDA) preconizado para a SE em estudo, permitirá os raios de proteção de 32m, 63m e 79m, para as alturas de 2m, 4m e 6m, respetivamente, de acordo com o nível de proteção I definido na norma NP 4426. As envolventes de proteção garantidas pelo do SPDA podem ser consultadas no Anexo B.3 – Plano geral nº CJR180713.P.CD.D.E.051002 e no subcapítulo 6.4, de acordo com Anexo A.6 – Estudo de proteção contra descargas atmosféricas.

5.5.13.1. CAPTOR

O sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) será constituído por um para-raios ionizantes do tipo IONIFLASH MACH 60, da *INFOCONTROL* ou equivalente, com tempo de avanço à ignição de 60µs, testados até 200kA (na onda 10/350µs), de acordo com a NP4426:2013.

O captor deverá ser constituído em aço inox 316L, garantindo uma elevada resistência à corrosão. De forma a garantir características superiores de fiabilidade e durabilidade, serão isentos de elementos eletrónicos e o seu princípio de funcionamento terá como base a tecnologia tipo dielétrico.

O elemento captor será instalado em mastro com uma altura total de 2m por forma a garantir os raios de proteção apresentados no projeto do SPDA. Deverá ser confirmado que este conjunto de captor e mastro será instalado a pelo menos 2 metros acima de qualquer outra estrutura a proteger. O mastro será fixo ao pórtico de linha através de uma estrutura de suporte projetada para o efeito, de acordo com o especificado nos planos de estruturas metálicas referentes ao pórtico de linha.

5.5.13.2. BAIXADA E LIGAÇÃO À REDE GERAL DE TERRAS

O traçado da baixada do condutor de descarga deverá ser o mais retilíneo possível evitando-se ao máximo o aparecimento de ângulos ou curvas pronunciadas entre o elemento captor e a rede geral de terras.

A baixada será realizada essencialmente em barra de cobre 40x5mm fixa ao pórtico por abraçadeira adequadas. A ligação entre a baixada e o elemento captor será executada em cabo de cobre nu de 95mm² através de acessórios de aperto. Por sua vez, a ligação entre a baixada e a rede geral de terras será executada em cabo de cobre nu de 95mm², mediante a utilização de um ligador de terra do tipo “Sabot”.

5.5.14. INSTALAÇÕES DE SEGURANÇA

No âmbito das instalações de segurança incluem-se a rede de extintores portáteis e sinalização de segurança fotoluminescente, de acordo com o esquema indicado no Anexo B.5 – Plano geral nº CJR180713.P.CD.D.E.091002.

5.5.14.1. REDE DE EXTINTORES PORTÁTEIS

A localização de todos os equipamentos visíveis deste sistema será confirmada em obra e previamente aprovada pela CJR ou dono de obra. Serão completos, de acordo com as normas em vigor, o corpo será em chapa de aço ou alumínio, de alta qualidade, resistente à corrosão, ao choque e à pressão interior exigível, e deverão funcionar, eficazmente, em ambientes com a temperatura compreendida entre -20°C e 60.°C. A remoção dos extintores dos seus suportes deverá ser fácil e de simples compreensão.

Terão ainda as seguintes características principais:

- Alavanca de acionamento;
- Ser na cor vermelha conforme Portaria n.º 1456-A/95;
- Mecanismo de atuação providos de um dispositivo de segurança que impeça o seu acionamento intempestivo;
- Dotado de dispositivo, que fechando sobre si mesmo, permita uma interrupção temporária do jato e válvula de comando que permita que a descarga do agente extintor seja interrompida, em qualquer momento, com garantia de estanquicidade;


- Dotados de mangueira e agulheta para controlo da descarga do agente extintor (os extintores de dióxido de carbono deverão possuir um difusor em plástico);
- Suporte de parede e gancho para suporte da mangueira e agulheta;
- Capacidade de extinção não inferior a 13A/21B;
- Agente extintor (consoante os casos definidos na memória descritiva): Pó químico seco de alta eficiência, fabricado à base de bicarbonato de potássio, próprio para as classes de fogo ABC; Dióxido de carbono (CO₂);
- Manómetro com as seguintes características: Ponto zero, uma zona de cor verde, zona de trabalho, onde se deve encontrar o ponteiro indicador de pressão, antes de qualquer utilização e o resto da escala deve ser de cor vermelha.

As inscrições no corpo dos extintores deverão incluir as seguintes características:

- Tipo de extintor, sua carga nominal e modo de atuação, através de pictogramas adequados;
- Pictogramas que representem as classes de fogo para os quais o extintor é adequado;
- Instrução para que o extintor seja recarregado após utilização, data para inspeção periódica e a frequência de inspeção;
- Identificação do agente extintor e do gás propulsor;
- Número ou referência de certificação ou homologação, limites da temperatura de utilização e ano de fabrico;
- Nome e endereço da organização responsável pelo extintor.

De acordo com o esquema indicado nas peças desenhadas, o tipo de extintores a instalar na SE em estudo, serão de acordo com os demonstrados na Tabela 65.

Tabela 65 - Tipo de extintores a instalar na subestação

Descrição	Imagem referencial
Extintor portátil de CO ₂ de 5kg	




Descrição	Imagem referencial
Extintor portátil ABC de Pó Químico de 6kg	
Extintor sobre rodas ABC de Pó Químico de 50kg	

5.5.14.2. SINALIZAÇÃO DE SEGURANÇA FOTOLUMINESCENTE

Serão aplicados dísticos do tipo fotoluminescente auto-extinguível (M1) dos diversos tipos e nos diversos locais, conforme assinalados nas peças desenhadas do projeto. Os dísticos referentes aos equipamentos de alarme e combate a incêndio deverão ser instalados a 2m de altura do pavimento, de modo a se garantir a sua visibilidade.

Para esta instalação foram previstos os seguintes dísticos:

Tabela 66 - Tipo de dísticos do tipo fotoluminescente

Descrição	Imagem referencial
Extintor portátil no exterior	
Extintor sobre rodas no exterior	
Extintor CO2	

Descrição	Imagem referencial
Extintor pó químico ABC	
Obrigatório uso de luvas de proteção	
Obrigatório uso de botas de proteção	
Obrigatório uso de capacete de proteção	

5.6. CONFORMIDADE DOS MATERIAIS

Todos os materiais e equipamentos elétricos a instalar na SE deverão obedecer às disposições dos regulamentos de segurança específicos aplicáveis aos mesmos, bem como, às normas e especificações nacionais, ou, na sua falta, às normas EN e/ou IEC.

Todas as marcas referidas pretendem apenas indicar um padrão orientador das normas a que devem obedecer, das características técnicas e da qualidade mínima a exigir aos dispositivos e equipamentos a que dizem respeito.

6. ANÁLISE DE RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos pelas folhas de cálculo manual desenvolvidas em *Excel*, de acordo com os métodos de dimensionamento apresentados no capítulo 3, efetuando-se uma discussão sobre os mesmos. Em casos específicos, de acordo com as ferramentas de cálculo do *software* de modelação 3D – *Primtech*, será realizada uma análise crítico-comparativa, entre os resultados computacionais e os obtidos através folhas de cálculo manual desenvolvidas em *Excel*. Uma vez que a obtenção de ambos os resultados, provêm de fontes desenvolvidas segundo as normas recomendáveis, será interessante verificar se no final irá existir discrepâncias entre valores.

6.1. DISTÂNCIAS DE ISOLAMENTO E SEGURANÇA

O cálculo das distâncias de isolamento e segurança no ar efetua-se de acordo com as recomendações das normas IEC 61936-1 “*Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules*”, IEC 60071-1 “*Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules*” e com o Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento (RSSPTS). Deste modo, considera-se as distâncias de isolamento e segurança no ar mais desfavoráveis indicadas nestes documentos, conforme o especificado e demonstrado no subcapítulo 3.1.

Para o nível de tensão MT (30kV), deverão ser garantidas as condições presentes no Anexo A.1, conforme os dados iniciais apresentados na Tabela 67.

Tabela 67 - Dados iniciais de parametrização das distâncias de segurança para 30kV

Parâmetros	Dados	
Caraterísticas do sistema:		
Tensão nominal do sistema (U_n)	30	kV
Tensão máxima do sistema (U_m)	36	kV
Tensão suportável ao impulso de descarga atmosférica (LIWV)	170	kV
Distâncias mínimas de isolamento (N):		
Fase-Terra	360	mm
Fase-Fase	360	mm

Deste modo, deve-se verificar o cumprimento das seguintes distâncias e alturas mínimas:

- Distância mínima de segurança para veículos (T): $\geq 500mm$;
- Distância mínima entre partes ativas e a vedação da SE (E): $\geq 1820mm$;
- Distância mínima entre partes acessíveis pelo exterior da SE (H'): $\geq 4300mm$;
- Distância de segurança para trabalhos (D_w): $\geq 336mm$;
- Distância de segurança para equipamentos e manutenção (D_v): $\geq 1320mm$;
- Altura da parte inferior do equipamento ao solo (zona de segurança): $\geq 2250mm$;
- Altura mínima entre partes ativas e o solo, para zonas com acesso de pessoas (H): $\geq 2570mm$;
- Altura mínima aos condutores nus sobre edifícios: $\geq 820mm$;
- Distância mínima entre as paredes exteriores do EC e partes ativas (O_2): $\geq 1320mm$.

Para o nível de tensão AT (60kV), deverão ser garantidas as condições presentes no Anexo A.1, conforme os dados iniciais apresentados na Tabela 68.

Tabela 68 - Dados iniciais de parametrização das distâncias de segurança para 60kV

Parâmetros	Dados	
Caraterísticas do sistema:		
Tensão nominal do sistema (U_n)	60	kV
Tensão máxima do sistema (U_m)	72,5	kV
Tensão suportável ao impulso de descarga atmosférica (LIWV)	325	kV
Distâncias mínimas de isolamento (N):		
Fase-Terra	630	mm
Fase-Fase	630	mm

Deste modo, deve-se verificar o cumprimento das seguintes distâncias e alturas mínimas:

- Distância mínima de segurança para veículos (T): $\geq 730mm$;
- Distância mínima entre partes ativas e a vedação da SE (E): $\geq 2130mm$;
- Distância mínima entre partes acessíveis pelo exterior da SE (H'): $\geq 6000mm$;
- Distância de segurança para trabalhos (D_w): $\geq 662mm$;
- Distância de segurança para equipamentos e manutenção (D_V): $\geq 1630mm$;
- Altura da parte inferior do equipamento ao solo (zona de segurança): $\geq 2250mm$;
- Altura mínima entre partes ativas e o solo, para zonas com acesso de pessoas (H): $\geq 2880mm$;
- Altura mínima aos condutores nus sobre edifícios: $\geq 1130mm$;
- Distância mínima entre as paredes exteriores do EC e partes ativas (O_2): $\geq 1630mm$.

Para a verificação das distâncias e alturas mínimas demonstradas anteriormente, utilizou-se a ferramenta de verificação de distâncias de segurança do *software Primtech*. Desta forma, após a determinação de todas as distâncias e alturas mínimas a cumprir através das folhas de cálculo manual desenvolvidas em *Excel*., inseriram-se os valores na janela de verificação, idêntica à da Figura 90, de modo a que, de forma automatizada se verifique o cumprimento dos mesmos.

Após a execução do passo anterior, verificou-se que, tanto no nível de tensão MT (30kV), como no de AT (60kV), as distâncias mínimas de isolamento e segurança são cumpridas.

Posto isto, conclui-se que não será necessário a implementação de barreiras/obstáculos de proteção, como por exemplo, muros corta-fogo, uma vez que não se verifica qualquer tipo de irregularidade em termos de cumprimento das distâncias mínimas de isolamento e segurança.

6.2. ESFORÇOS ELETROMECAÑICOS NAS LIGAÇÕES ENTRE EQUIPAMENTOS

Seguindo o princípio de cálculo demonstrado no subcapítulo 3.3 da presente dissertação, demonstrar-se-á nesta secção, os princípios adotados para o cálculo dos esforços eletromecânicos, concernentes à SE 60/30kV da CSF de Mogadouro.

Para o efeito, recorreu-se ao *software Primtech*, assim como a folhas de cálculo desenvolvidas em *Excel*, que tem como princípios as recomendações das normas mencionadas anteriormente, no subcapítulo 3.3. No anexo A.2 são representadas as características de cálculo de ambos os métodos assim como os seus resultados.

6.2.1. CONSIDERAÇÕES E PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO

Para o cálculo dos esforços eletromecânicos, consideraram-se os casos com as ligações mais desfavoráveis entre equipamentos.

Na Tabela 69 são apresentados os parâmetros principais assumidos para o dimensionamento dos esforços eletromecânicos em estudo.

Tabela 69 - Parâmetros de dimensionamento dos esforços eletromecânicos

Parâmetros	Dados			
Caraterísticas do sistema:				
Tensão nominal do sistema	U_n	60	30	kV
Corrente de defeito à terra	I_f	31,5	10	kA
Duração da corrente de curto-circuito	t_f	3	3	s
Frequência do sistema	f	50	50	Hz
Relação X/R	X/R	13,85	13,85	
Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito	κ	1,81	1,81	
Condições de Cálculo:				
Hipótese A (Estado de Inverno)	θ_i	-10	-10	°C
	q_i	300	300	Pa
Hipótese B (Estado de Primavera)	θ_p	15	15	°C
	q_p	800	800	Pa
Hipótese C (Estado de Verão)	θ_v	80	80	°C
	q_v	0	0	Pa
Densidade do gelo	ρ_{gelo}	0,9	0,9	kg/dm ³
Espessura da camada de gelo	e_{gelo}	10	10	mm
Coeficiente de redução	α	0,6	0,6	

Coefficiente de forma	c	1	1	
Valor convencional da aceleração da gravidade	g	9,81	9,81	m/s^2
Permeabilidade do vácuo	μ_0	$1,26 \times 10^{-6}$	$1,26 \times 10^{-6}$	H/m

6.2.1.1. TRANSFORMADOR DE TENSÃO (TT1)

Tabela 70 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Tensão

	$F_x(1)$	$F_x(2)$	$F_x(3)$
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso ao software <i>Primtech</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	7 N	7 N	7 N
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso às folhas <i>Excel</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	18 N	18 N	18 N

Tabela 71 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento

	Carga
Carga estática máxima	500 N

Representação vetorial dos esforços:

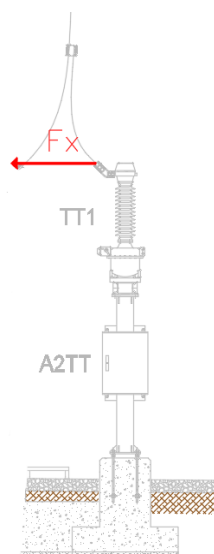


Figura 93 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Tensão

Notas:

- De acordo com o valor do esforço estático obtido na Tabela 70, conclui-se que o equipamento definido está **validado**, uma vez que o valor máximo admissível do

esforço suportado pelo próprio equipamento, Tabela 71, é superior ao calculado tanto pelo *software Primtech*, assim como pela folha de cálculo desenvolvida em *Excel*.

6.2.1.2. SECCIONADOR DE LINHA (Q2/Q3)

Tabela 72 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Seccionador de Linha

	$F_x(1)$	$F_x(2)$	$F_x(3)$
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso ao <i>software Primtech</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	231 N	231 N	231 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	838 N	838 N	231 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	231 N	838 N	838 N
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso às folhas <i>Excel</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	198 N	198 N	198 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	818 N	818 N	198 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	198 N	818 N	818 N

Tabela 73 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento

	Carga
Carga estática máxima	500 N
Carga estática e dinâmica máxima	1500 N

Representação vetorial dos esforços:

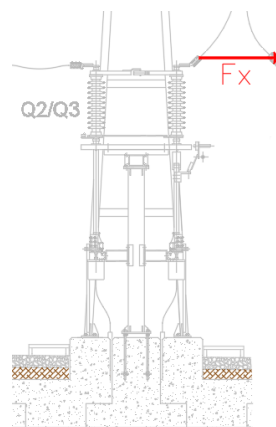


Figura 94 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Seccionador de Linha

Notas:

- De acordo com os valores dos esforços estáticos e dinâmicos obtidos na Tabela 72, conclui-se que o equipamento definido está **validado**, uma vez que os valores máximos admissíveis dos esforços suportados pelo próprio equipamento, Tabela 73, são superiores aos calculados tanto pelo *software Primtech*, assim como pela folha de cálculo desenvolvida em *Excel*.

6.2.1.3. TRANSFORMADOR DE CORRENTE (TC1)

Tabela 74 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Corrente

	$F_x(1)$	$F_x(2)$	$F_x(3)$
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso ao <i>software Primtech</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	208 N	208 N	208 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	1200 N	1200 N	208 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	208 N	1200 N	1200 N
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso às folhas <i>Excel</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	223 N	223 N	223 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	1033 N	1033 N	223 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	223 N	1033 N	1033 N

Tabela 75 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento

	Carga
Carga estática máxima	2500 N
Carga estática e dinâmica máxima	3500 N

Representação vetorial dos esforços:

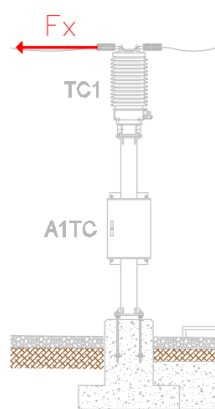


Figura 95 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Transformador de Corrente

Notas:

- De acordo com os valores dos esforços estáticos e dinâmicos obtidos na Tabela 74, conclui-se que o equipamento definido está **validado**, uma vez que os valores máximos admissíveis dos esforços suportados pelo próprio equipamento, Tabela 75, são superiores aos calculados tanto pelo *software Primtech*, assim como pela folha de cálculo desenvolvida em *Excel*.

6.2.1.4. DISJUNTOR (DJ)

Tabela 76 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Disjuntor

	$F_x(1)$	$F_x(2)$	$F_x(3)$
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso ao software Primtech:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	221 N	221 N	221 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	1790 N	1790 N	221 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	221 N	1790 N	1790 N
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso às folhas Excel:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	407 N	407 N	407 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	2260 N	2260 N	407 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	407 N	2260 N	2260 N

Esforço de Manobra por pilar	Carga
Vertical (F_v)	+ 14700 N (tração) - 23400 N (compressão)
Horizontal (F_H)	± 6600 N

Tabela 77 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento

	Carga
Carga estática máxima	2000 N
Carga estática e dinâmica máxima	3500 N

Representação vetorial dos esforços:

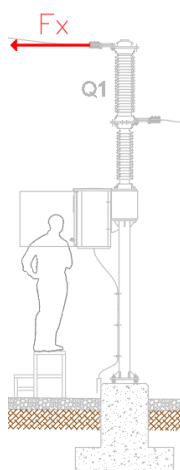


Figura 96 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Disjuntor

Notas:

- De acordo com os valores dos esforços estáticos e dinâmicos obtidos na Tabela 76, conclui-se que o equipamento definido está **validado**, uma vez que os valores máximos admissíveis dos esforços suportados pelo próprio equipamento, Tabela 77, são superiores aos calculados tanto pelo *software Primtech*, assim como pela folha de cálculo desenvolvida em *Excel*.

6.2.1.5. DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES (FX)

Tabela 78 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos na ligação mais desfavorável do Descarregador de Sobretensões

	$F_x(1)$	$F_x(2)$	$F_x(3)$
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso ao <i>software Primtech</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	221 N	221 N	221 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	1790 N	1790 N	221 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	221 N	1790 N	1790 N
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso às folhas <i>Excel</i>:			
Esforços Estáticos (Sem defeito)	407 N	407 N	407 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 1	2260 N	2260 N	407 N
Esforços Dinâmicos (Com defeito) Comb. 2	407 N	2260 N	2260 N

Tabela 79 - Tabela com carga máxima admissível por equipamento

	Carga
Carga estática máxima	3970 N
Carga estática e dinâmica máxima	5670 N

Representação vetorial dos esforços:

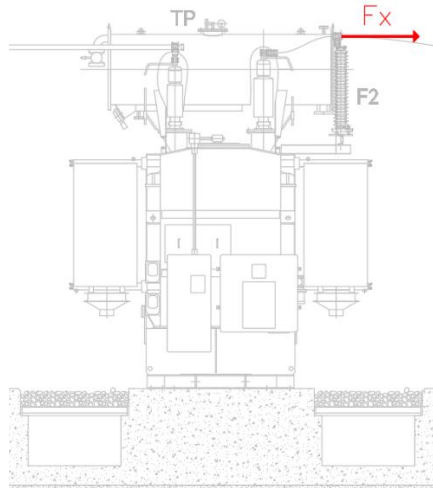


Figura 97 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Descarregador de Sobretensões

Notas:

- De acordo com os valores dos esforços estáticos e dinâmicos obtidos na Tabela 78, conclui-se que o equipamento definido está **validado**, uma vez que os valores máximos admissíveis dos esforços suportados pelo próprio equipamento, Tabela 79, são superiores aos calculados tanto pelo *software Primtech*, assim como pela folha de cálculo desenvolvida em *Excel*.

6.2.1.6. ISOLADOR DE SUPORTE MT (BARRAMENTO 30kV)

Tabela 80 - Tabela com carga de rotura mínima por equipamento

	Carga
Carga de rotura à Flexão pousado	4000 N
Carga de rotura à Torção	1200 Nm

Notas:

- Os esforços dinâmicos são anulados na viga de suporte dos isoladores, sendo que não se repercutem para a restante estrutura e maciço.

6.2.1.7. PÓRTICO DE CHEGADA DE LINHA (PL)

Tabela 81 - Comparação resumida dos esforços eletromecânicos exercidos nas ligações do Pórtico de Linha

	$F_g(1)^{(1)}$	$F_x(1)$	$F_x(2)$	$F_x(3)$	$F_g(2)^{(1)}$
Esforços Estáticos (Sem defeito)	1,5 kN ⁽²⁾	3,5 kN ⁽²⁾	3,5 kN ⁽²⁾	3,5 kN ⁽²⁾	1,5 kN ⁽²⁾

⁽¹⁾ Cadeia de amarração de Cabos de Guarda

⁽²⁾ Estes valores assumidos são os comuns no interior das Subestações com esta topologia

Representação vetorial dos esforços:

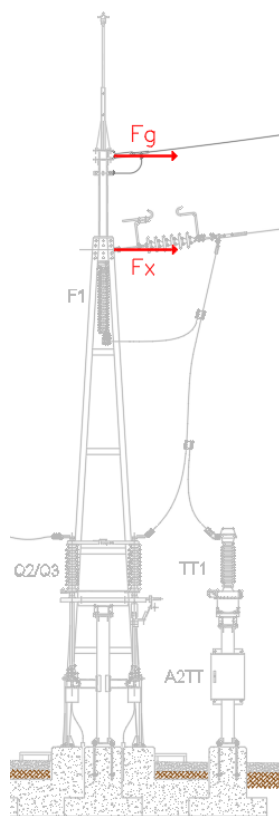


Figura 98 - Representação vetorial dos esforços exercidos na ligação mais desfavorável do Pórtico de Linha

6.2.2. ANÁLISE CRÍTICO-COMPARATIVA

Após uma análise dos resultados obtidos anteriormente através da ferramenta de cálculo computacional do *software Primtech*, e das folhas de cálculo manual desenvolvidas em *Excel*, verifica-se uma diferença mínima dos resultados entre ambos os métodos de cálculo.

Esta diferença deve-se sobretudo aos pequenos desfasamentos entre a passagem do modelo em 2D para a construção em 3D, relativamente a distâncias de vãos e flechas entre equipamentos e entre estes e o solo, em que muitas das vezes o modelo do equipamento considerado no plano 2D não existe na base de dados do *software*, procedendo-se a uma edição de um modelo já existente ou à colocação de um outro modelo idêntico. Embora estas diferenças sejam mínimas, nos resultados dos esforços eletromecânicos, verificam-se algumas discrepâncias mais significativas em ligações desniveladas com vãos mais extensos.

Como a maioria dos resultados obtidos recorrendo às folhas de cálculo manual desenvolvidas em *Excel* são mais prudentes, apresentando recorrentemente valores ligeiramente superiores aos obtidos através do *software Primtech*, para efeitos de dimensionamentos de fundações e estruturas metálicas, considera-se o pior dos casos, garantindo-se assim uma margem de segurança, em comparação com a segunda via de cálculo.

6.3. DEFINIÇÃO DOS CONDUTORES

As ligações da SE compreendem tanto condutores rígidos como flexíveis. As suas propriedades mecânicas e térmicas são sumarizadas nas seguintes tabelas.

Os condutores foram selecionados de modo a permitir o funcionamento da SE em regime permanente e em regime de cc.

6.3.1. CONDUTORES FLEXÍVEIS (CABO NU)

As diversas ligações flexíveis entre aparelhagem no PEA, serão executadas utilizando o condutor com as características principais apresentadas na Tabela 82. Os cálculos de dimensionamento dos condutores flexíveis encontram-se no Anexo A.3, desenvolvidos de acordo com o método de dimensionamento apresentado no subcapítulo 3.2.1.

Tabela 82 - Características do cabo nú Aster 851

Caraterísticas	Valor
Designação	851-AL4 (Aster 851)
Marca	CABELTE, SOLIDAL ou equivalente
Secção	850,7 mm ²
Nº de fios	91
Diâmetro dos fios	3,45 mm
Diâmetro exterior do condutor	38,0 mm
Massa por unidade de comprimento	250,95 kg/km
Carga da rotura nominal	250,95 kN
Resistência elétrica máxima (20°C)	0,0394 Ω/km
Módulo de elasticidade final	52500 N/mm ²
Coefficiente linear de expansão	23x10 ⁻⁶ K ⁻¹

O cálculo e verificação do condutor flexível utilizado, em termos de corrente máxima admissível em regime permanente é apresentado na Tabela 83.

Tabela 83 - Capacidade de transporte em regime permanente

Caraterísticas	Valor
Corrente nominal (I_n)	481 A
Corrente suportável em regime permanente (I_{adm})	1149 A
O condutor definido terá capacidade de condução em regime permanente se: $I_{adm} \geq I_n$	Verificado

O cálculo e verificação do condutor flexível utilizado, em termos de resistência dos esforços térmicos de cc é apresentado na Tabela 84.

Tabela 84 - Capacidade de transporte em regime curto-circuito

Caraterísticas	Valor
Corrente suportável em regime de curto-circuito (I_{th})	31,73 kA (1 s)
Densidade de corrente térmica equivalente de curto-circuito (S_{th})	$3,73 \times 10^7$ A/m ²
Valor estipulado da densidade de corrente suportada de curta duração (S_{thr})	$8,36 \times 10^7$ A/m ²
O condutor terá resistência térmica de curta duração suficiente se: $S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{Kr}}{T_k}}$	Verificado

A densidade de corrente, no condutor escolhido, é inferior ao limite permitido pelo material. Deste modo, o condutor suporta os efeitos térmicos resultantes do cc para uma duração superior ao mesmo (T_k). Assim, conclui-se que o condutor escolhido suporta o cc.

6.3.1.1. EFEITO DE COROA

No processo de cálculo do efeito de coroa utiliza-se sempre o pressuposto que leva ao caso mais gravoso. Isto aplica-se a ligações desniveladas e a estreitamentos na distância entre fases. A verificação do efeito de coroa efetua-se de acordo com o disposto no subcapítulo 3.2.1.3, demonstrando os resultados no Anexo A.3, resumidos na Tabela 85

Tabela 85 - Verificação do gradiente de tensão

Caraterísticas	Valor
Gradiente de tensão admissível (E_c)	19,5 kV/cm
Gradiente de tensão máximo à superfície do condutor (E_m)	4,7 kV/cm
Para um funcionamento satisfatório do sistema: $E_m < E_c$	Verificado

De acordo com a informação da Tabela 85, o gradiente de tensão do condutor flexível encontra-se abaixo do máximo estabelecido. Deste modo, conclui-se que os requisitos relativos ao efeito de coroa são cumpridos.

6.3.2. CONDUTORES RÍGIDOS (BARRAMENTOS)

No presente caso de estudo executar-se-á unicamente uma ligação rígida, para a ligação dos cabos isolados MT ao secundário do TP AT/MT, o qual se designará por barramento MT (30kV).

O barramento MT, disposto em esteira horizontal, apoiado em isoladores de suporte (com as características apresentadas na secção 5.5.4.2), apresentará as seguintes características principais apresentadas na Tabela 86. Os cálculos de dimensionamento do condutor rígido encontram-se no Anexo A.4, desenvolvidos de acordo com o método de dimensionamento apresentado no subcapítulo 3.2.2.

Tabela 86 - Características do tubo Al Mg Si 0,5 60/50mm

Caraterísticas	Valor
Marca	<i>A definir</i>
Liga	<i>Al Mg Si 0,5 F22</i>
Diâmetro exterior	<i>60 mm</i>
Diâmetro interior	<i>50 mm</i>
Espessura	<i>5 mm</i>
Secção	<i>863,9 mm²</i>
Densidade específica	<i>2,7 kg/dm³</i>
Condutividade elétrica (20°C)	<i>30 m/Ω.mm²</i>
Resistência elétrica específica (20°C)	<i>0,0333 Ω.mm²/m</i>
Módulo de elasticidade final	<i>70000 N/mm²</i>

O cálculo e verificação do condutor rígido utilizado, em termos de corrente máxima admissível em regime permanente é apresentado na Tabela 87.

Tabela 87 - Capacidade de transporte em regime permanente

Caraterísticas	Valor
Corrente nominal (I_n)	962 A
Corrente suportável em regime permanente (I_{adm})	1486 A
O condutor definido terá capacidade de condução em regime permanente se: $I_{adm} \geq I_n$	Verificado

O cálculo e verificação do condutor rígido utilizado, em termos de resistência dos esforços térmicos de cc é apresentado na Tabela 88.

Tabela 88 - Capacidade de transporte em regime curto-circuito

Caraterísticas	Valor
Corrente suportável em regime de curto-circuito (I_{th})	10,22 kA (1 s)
Densidade de corrente térmica equivalente de curto-circuito (S_{th})	$1,18 \times 10^7 \text{ A/m}^2$
Valor estipulado da densidade de corrente suportada de curta duração (S_{thr})	$7,70 \times 10^7 \text{ A/m}^2$
O condutor terá resistência térmica de curta duração suficiente se:	Verificado
$S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{Kr}}{T_k}}$	

A densidade de corrente, no condutor escolhido, é inferior ao limite permitido pelo material. Deste modo, o condutor suporta os efeitos térmicos resultantes do cc para uma duração superior ao mesmo (T_k). Assim, conclui-se que o condutor escolhido suporta o cc.

6.3.2.1. EFEITO DE COROA

A verificação do efeito de coroa efetua-se de forma idêntica à realizada nos condutores flexíveis, demonstrando-se os resultados no Anexo A.4, resumidos na Tabela 89.

Tabela 89 - Verificação do gradiente de tensão

Caraterísticas	Valor
Gradiente de tensão admissível (E_c)	18,7 kV/cm
Gradiente de tensão máximo à superfície do condutor (E_m)	2,3 kV/cm
Para um funcionamento satisfatório do sistema:	Verificado
$E_m < E_c$	

De acordo com a informação da Tabela 89, o gradiente de tensão do condutor rígido encontra-se abaixo do máximo estabelecido. Deste modo, conclui-se que os requisitos relativos ao efeito de coroa são cumpridos.

6.3.3. CABOS ISOLADOS DE MÉDIA TENSÃO

As diferentes ligações que serão executadas através de cabos isolados de MT, apresentarão as caraterísticas principais apresentadas na Tabela 90. Os cálculos de dimensionamento dos cabos isolados de MT encontram-se no Anexo A.5, desenvolvidos de acordo com o método de dimensionamento apresentado no subcapítulo 3.2.3.

Tabela 90 - Caracterização das ligações isoladas de MT

Origem	Destino	Designação do cabo	Tensões $U_0/U(U_m)$	Potência aparente de serviço	Corrente de curto-circuito	Comprimento da canalização	Modo de instalação
QMMT (H04)	TP	LXHIOV 3[3(1×240/16mm ²)]	18/30(36) kV	50 MVA	10 kA (1 s)	20 m	Caleira
QMMT (H06)	TSA	LXHIOV 3(1×120/16mm ²)	18/30(36) kV	0,05 MVA	10 kA (1 s)	16 m	Enterrado em tubo
QMMT (H05)	RN	LXHIOV 3(1×120/16mm ²)	18/30(36) kV	0,3 MVA	10 kA (1 s)	16 m	Enterrado em tubo

O cálculo e verificação dos cabos isolados de MT utilizados, em termos de condições de aquecimento em regime permanente é apresentado na Tabela 91.

Tabela 91 - Verificação da condição de aquecimento

Caraterísticas	QMMT - TP	QMMT - TSA	QMMT - RN
Corrente de serviço (I_B)	962,3 A	1,0 A	5,8 A
Corrente máxima admissível da canalização para as condições de instalação existentes (I_Z)	1117,4 A	209,8 A	209,8 A
Verificação da condição de aquecimento: $I_B \leq I_Z$	Verificado	Verificado	Verificado

O cálculo e verificação dos cabos isolados de MT utilizados, em termos de condições de queda de tensão em regime permanente é apresentado na Tabela 92.

Tabela 92 - Verificação da condição de queda de tensão

Caraterísticas	QMMT - TP	QMMT - TSA	QMMT - RN
Queda de tensão na canalização (ΔU)	1,44 V	0,01 V	0,04 V
Queda de tensão em percentagem ($\Delta U\%$)	0,005 %	$2,3 \times 10^{-5}$ %	$1,4 \times 10^{-4}$ %
Queda de tensão máxima admissível ($\Delta U\%_{max}$)	2,5 %	2,5 %	2,5 %
Verificação da condição de queda de tensão: $\Delta U\% \leq \Delta U\%_{max}$	Verificado	Verificado	Verificado

O cálculo e verificação dos cabos isolados de MT utilizados, em termos de condições de cc é apresentado na Tabela 93.

Tabela 93 - Verificação da condição de curto-circuito

Caraterísticas	QMMT - TP	QMMT - TSA	QMMT - RN
Corrente de curto-circuito (I_{cc})	10 kA	10 kA	10 kA
Corrente de curto-circuito admissível na canalização ($I_{cc.adm}$)	22,56 A	11,28 A	11,28 A
Verificação da condição de curto-circuito: $I_{cc} \leq I_{cc.adm}$	Verificado	Verificado	Verificado

O cálculo e verificação dos cabos isolados de MT utilizados, em termos de condições de perdas no circuito é apresentado na Tabela 94.

Tabela 94 - Verificação da condição de perdas no circuito

Caraterísticas	QMMT - TP	QMMT - TSA	QMMT - RN
Total de perdas no circuito (P)	20,83 kW	$1,1 \times 10^{-5}$ kW	$4,0 \times 10^{-4}$ kW
Total de perdas no circuito em percentagem ($P\%$)	0,04 %	$2,3 \times 10^{-8}$ %	$8,3 \times 10^{-9}$ %
Total de perdas admissíveis no circuito ($P\%_{max}$)	1 %	1 %	1 %
Verificação da condição de perdas no circuito: $P\% \leq P\%_{max}$	Verificado	Verificado	Verificado

Deste modo, analisando as tabelas anteriores, é possível concluir que os cabos isolados de MT encontram-se corretamente dimensionados e validados, uma vez que cumprem todas as condições impostas pelas normativas aplicáveis.

6.4. SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

O presente subcapítulo tem como objetivo demonstrar os resultados provenientes do dimensionamento do SPDA da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro.

A metodologia de estudo seguida baseou-se na norma internacional IEC 62305 (“*Protection against lightning*”) e na normativa portuguesa NP 4426 (“Proteção contra descargas atmosféricas. Sistemas com dispositivo de ionização não radioativo”). Para verificação das zonas protegidas contra descargas atmosféricas diretas utilizou-se o modelo eletrogeométrico, também conhecido por método da esfera rodante, sendo este o método mais recorrente para este tipo de instalações.

Com o presente estudo, pretender-se-á garantir que o edifício e os equipamentos existentes no PEA da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, estarão protegidos contra eventuais descargas atmosféricas diretas.

6.4.1. METODOLOGIA DE ESTUDO

Por requisito do cliente, a proteção contra descargas atmosféricas diretas da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, será assegurada por intermédio de um sistema de Para-raios com Dispositivo de Ionização (PDI), que possui um captor com avanço à ignição de 60 μ s. Deste modo, numa primeira abordagem definiu-se o topo da estrutura do pórtico de chegada de linha, para a sua instalação, como se demonstra no SPDA proposto, apresentado na peça desenhada do Anexo B.3.

De modo a verificar se, tanto os equipamentos, como o EC da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro se encontraram protegidos pelo SPDA proposto, procedeu-se às verificações efetuadas no subcapítulo seguinte.

6.4.1.1. PROTEÇÃO ASSEGURADA PELO PARA-RAIOS COM AVANÇO À IGNIÇÃO

No que concerne à proteção assegurada pelo para-raios com avanço à ignição, e de acordo com o Anexo A.6, considerando uma altura de 11,84m para a instalação do captor e considerando o nível de proteção I, o para-raios em questão assegura os raios de proteção apresentados na Tabela 95, de acordo com a NP 4426.

Tabela 95 - Raios de proteção do para-raios com avanço à ignição

Altura ao solo do objeto a proteger H (m)	Raio de proteção máximo (R_p) assegurado pelo para-raios para o objeto com altura H (m)
4	79
4,8	79
5	79
6	79
7	76

No Anexo B.3 está representada a localização do PDI/para-raios com avanço à ignição, bem como a área envolvente de proteção. Para o dimensionamento da referida área PDI, verificou-se a altura do equipamento da instalação mais alto a proteger, e, recorrendo à Tabela 95, aplicou-se o raio de proteção máximo assegurado pelo para-raios para esse equipamento, de acordo com a equação 3.183 do subcapítulo 3.4.1.2, introduzida na folha de cálculo do Anexo A.6. Particularizando, o caso mais desfavorável trata-se do depósito de expansão/conservador do TP 60/30kV, a uma altura de 4,8m. Desta forma, o raio de proteção máximo assegurado pelo para-raios para a respetiva altura, será de aproximadamente de 79m.

Verifica-se, portanto, que o SPDA dimensionado, assegura a proteção contra descargas atmosféricas diretas do EC e do PEA.

6.4.2. CONCLUSÕES

O estudo apresentado neste documento permitiu definir a localização do sistema de proteção contra descargas atmosféricas diretas a implementar na SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, para que o edifício e os equipamentos exteriores se encontrem protegidos.

Desta forma, a proteção das instalações contra descargas atmosféricas da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, será garantida por intermédio do PDI a ser instalado no pórtico de chegada de linha.

O SPDA deverá ainda respeitar as recomendações indicadas na norma NP4426, nomeadamente:

- A ponta do PDI deve se encontrar instalada, pelo menos, 2m acima de qualquer objeto a proteger;

- Caso o PDI seja instalado no EC, deverá estar ligado a pelo menos dois condutores de baixada. Idealmente estas deverão estar localizadas em dois alçados diferentes. Todavia, caso não seja possível, as baixadas deverão estar separadas pelo menos 2m;
- O traçado das baixadas verticais dos condutores de descarga deverá ser o mais retilíneo possível evitando-se o aparecimento de ângulos ou curvas pronunciadas, entre o elemento captor e a ligação à terra prevista;
- Cada condutor de baixada do deverá se encontrar equipado com um ligador amovível para permitir desligar o sistema de terra e se poder proceder às medições;
- Em cada baixada deverá estar instalada uma caixa de visita, para execução das várias ligações, nomeadamente, do condutor da baixada, do elétrodo de terra do para-raios e da rede geral de terras da instalação.

6.5. REDE DE TERRA SUBTERRÂNEA

Neste subcapítulo demonstra-se a validação da rede de terra de serviço e proteção da instalação da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro.

A metodologia de estudo seguida baseou-se na norma IEEE Std 80 (“IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding”) e no documento normativo DRP-C13-530/N (“Instalações AT e MT. Subestações de Distribuição - Validação da rede geral de terra de subestações AT/MT pelo controlo das tensões de contacto e de passo”), estabelecido pela E-REDES. Para o efeito, recorreu-se a duas vias de cálculo, sendo a primeira uma folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel*, e a segunda um programa computacional automatizado (*software*) denominado por *Safegrid Earthing V4.3*, que utiliza algoritmos baseados nos métodos de elementos finitos. A utilização deste *software* permitirá uma análise mais detalhada e exata, nomeadamente, na determinação da resistência da rede de terra e na verificação das tensões de contato e de passo, cumprindo assim com as recomendações expressas na norma IEEE Std 80, assim como com as do documento normativo DRP-C13-530/N.

Ao longo deste subcapítulo serão apresentados os resultados obtidos por ambas as vias de cálculo e no final apresenta-se uma breve discussão sobre os mesmos.

6.5.1. METODOLOGIA DE CÁLCULO

De acordo com a norma IEEE Std 80, o diagrama apresentado na Figura 99, ilustra a sequência de passos para o dimensionamento e validação da rede de terra.

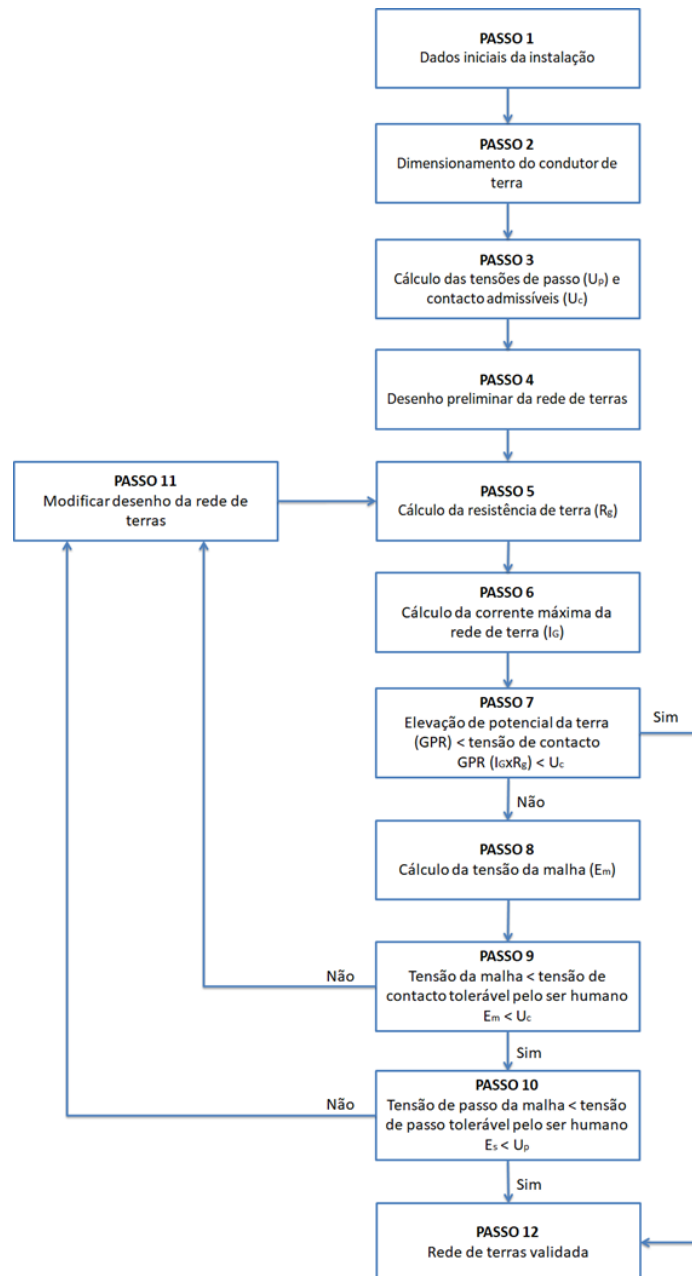


Figura 99 - Diagrama da metodologia para dimensionamento da rede de terra

Pretende-se, assim, verificar se a rede de terra existente e projetada cumpre com as práticas de segurança recomendadas em subestações, de acordo com as normativas aplicáveis.

6.5.2. PASSO 1 – DADOS INICIAIS DA INSTALAÇÃO

6.5.2.1. DIMENSÕES DA INSTALAÇÃO

A SE 60/30kV da CSF de Mogadouro possuirá um EC e equipamentos do tipo AIS no PEA. A área total da instalação será de 300m², resultado dos 12m de comprimento e 25m de largura.

6.5.2.2. RESISTIVIDADE DO SOLO

A obtenção dos valores de resistividade do solo, que variam horizontal e verticalmente, é essencial para a obtenção do valor de resistência da rede de terra bem como as tensões de passo e contacto da instalação. Para a obtenção dos valores de resistividade do solo, procederam-se a ensaios de campo, utilizando o método de quatro elétrodos de *Wenner*, explanado no subcapítulo 3.5.1.1, sendo uma das técnicas mais usadas para este tipo de estudos.

De acordo com o relatório de ensaios de campo elaborados pela equipa de consultores geotécnicos, foram efetuadas medições em perfis do terreno onde será construída a SE 60/30kV da CSF de Mogadouro. Na Tabela 96 são apresentados a média dos resultados obtidos nas referidas medições da resistividade aparente do solo.

Tabela 96 - Medições da resistividade aparente do solo

Profundidade (<i>h</i>) [<i>m</i>]	Espaçamento (<i>a</i>) $\frac{h}{0,75}$ [<i>m</i>]	Média da resistividade medida ($\Omega.m$)
1,65	2,200	46,152
2,93	3,907	40,484
3,3	4,400	43,068
3,9	5,200	41,704
4,88	6,507	42,481
5,85	7,800	35,524
6,83	9,107	204,318

Usando os valores obtidos através dos ensaios, é possível obter um modelo de solo aparente, sendo que os modelos mais utilizados são o “modelo de solo uniforme” e o “modelo de solo de duas camadas”.

Face à discrepância do valor de resistividade mais profundo com o resto dos valores, desconsiderou-se essa medição, que se revela insignificante para a validação do desenho da rede de terra, devido à sua elevada profundidade, sendo que a malha de terra não terá ligação com estruturas metálicas a esse nível de profundidade (6,83m). Com base nos valores da Tabela 96 e verificando-se uma variação inferior a 30% entre o primeiro e o último valor, recorreu-se ao método de solo uniforme para a construção do modelo de solo que se melhor se ajusta aos resultados dos ensaios de campo. Desta forma a resistividade média do solo é obtida através da equação 3.188.

O valor obtido para a resistividade média do solo foi de **40,838Ω.m**.

Para a construção do modelo de solo utilizou-se a ferramenta de modelização da resistividade do solo do *SafeGrid*, que utiliza o método de *Levenberg-Marquardt*. Na Figura 100 apresentam-se os resultados da modelização do solo obtidos computacionalmente.

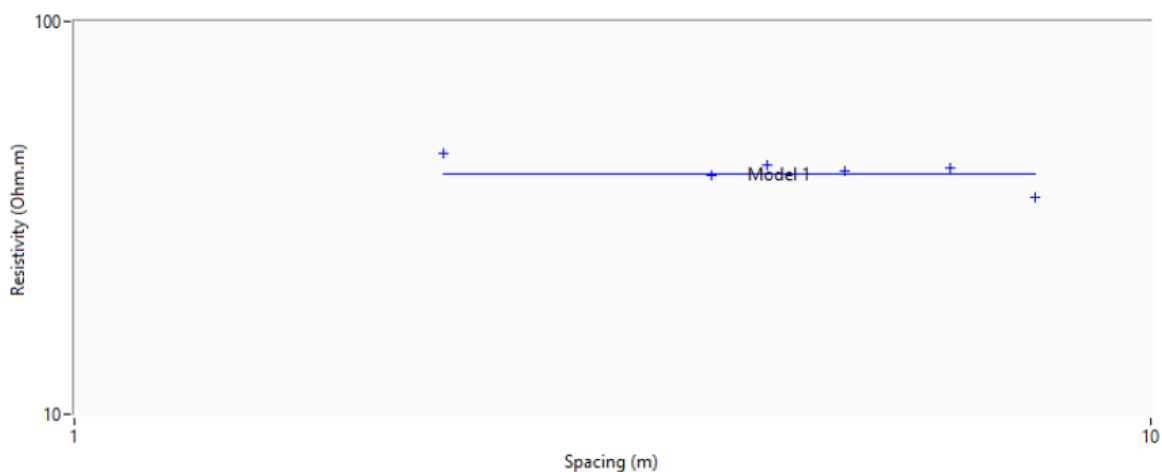


Figura 100 - Resultados da modelização do solo obtidos através do SafeGrid

6.5.2.3. CONSIDERAÇÕES E PARÂMETROS DE DIMENSIONAMENTO

Na Tabela 97 são apresentados os parâmetros assumidos para o dimensionamento da rede de terra em estudo.

Tabela 97 - Parâmetros de dimensionamento da rede de terra

Parâmetro	Símbolo	Valor
Corrente de defeito à terra	I_f	15 kA
Duração do defeito (tempo de atuação das proteções)	t_f	0,3 s
Resistividade média do solo	ρ	40,838 Ω.m
Espessura da camada superficial de proteção (Gravilha)	h_s	0,15 m
Resistividade da camada superficial da gravilha (com base nos valores de referência da norma IEEE Std 80)	ρ_s	5000 Ω.m
Resistência do corpo humano (IEEE Std 80)	R_B	1000 Ω
Profundidade de enterramento da malha de terra	h	1,00 m
Área total ocupada pela rede de terra	A	392 m ²
Comprimento total do cabo da malha de terra	L_C	434 m
Comprimento total de elétrodos verticais	L_R	10 m (5un. x 2 m)
Comprimento total efetivo de condutores da rede de terra, incluindo cabos e elétrodos	L_T	444 m

6.5.3. PASSO 2 – DIMENSIONAMENTO DO CONDUTOR DA MALHA DE TERRA

De acordo com a norma IEEE Std 80, as dimensões mínimas do condutor da malha de terra, secção e diâmetro, são determinadas pelas equações 3.191 e 3.193, respetivamente.

Considerando uma temperatura ambiente de 40°C, a duração do defeito de 0,3s e as características do condutor apresentadas na Tabela 30, obteve-se uma secção mínima do condutor de **29,86mm²** e, conseqüentemente, um diâmetro mínimo de **6,17mm**.

Desta forma, verifica-se que um condutor com uma secção de 50mm² era suficiente, mas, por requisito do cliente, considerou-se que o condutor a utilizar na malha de terra terá uma secção standard de **95mm²** (com um diâmetro de **12,50mm**), verificando-se assim que o mesmo se encontra corretamente dimensionado para o presente caso.

6.5.4. PASSO 3 – CÁLCULO DAS TENSÕES DE PASSO E CONTACTO ADMISSÍVEIS

De acordo com as equações 3.196 e 3.197 apresentadas no subcapítulo 3.5.4, e considerando os respetivos parâmetros da Tabela 97, as tensões admissíveis pelo corpo humano apresentam os seguintes valores:

- Considerando a folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* (Anexo A.7):
 - Tensão de passo admissível, U_{step50} , é **5111 V**;
 - Tensão de contato admissível, $U_{touch50}$, é **1437 V**.
- Considerando o programa computacional *SafeGrid Earthing* V4.3 (Anexo A.7):
 - Tensão de passo admissível, U_{step50} , é **4688,146 V**;
 - Tensão de contato admissível, $U_{touch50}$, é **1316,306 V**.

6.5.5. PASSO 4 E PASSO 11 – DESENHO DA REDE DE TERRA

A rede de terra proposta será essencialmente composta por uma malha uniforme com um espaçamento entre os condutores de 2m, constituída por cabo de cobre nu de 95mm², instalada a uma profundidade de 1m ou abaixo das fundações quando aplicável e por elétrodos de terra verticais de 2m de comprimento instalados em locais específicos da instalação. A rede de terra em questão será implantada em toda a área da instalação, ultrapassando 1m os limites da mesma. A interligação entre os vários troços longitudinais e transversais da malha de terra será assegurada por ligadores de aperto por compressão, do tipo "C".

No anexo B.6 apresenta-se a configuração proposta para a rede de terra da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro.

6.5.6. PASSO 5 – CÁLCULO DA RESISTÊNCIA DE TERRA

O valor da resistência de terra esperada nesta instalação foi obtido utilizando a folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* e o programa computacional *SafeGrid Earthing* V4.3, tendo em conta os parâmetros e o modelo de solo apresentados anteriormente. Deste modo:

- Utilizando a folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* (Anexo A.7), o valor da resistência de terra obtido foi de **0,929 Ω** ;
- Utilizando o programa computacional *SafeGrid Earthing* V4.3 (Anexo A.7), o valor da resistência de terra obtido foi de **0,839 Ω** .

6.5.7. PASSO 6 – CÁLCULO DA CORRENTE MÁXIMA DA REDE DE TERRA

De acordo com a norma IEEE Std 80, a determinação da corrente máxima que efetivamente circula pela malha de terra, I_G , é executada a partir equação 3.204, demonstrada no subcapítulo 3.5.6.

Para determinar I_G é necessário, em primeiro lugar, determinar o fator de divisão de corrente (S_f). O processo de determinação do fator S_f consiste em, primeiramente, representar o modelo equivalente que representa todos os elementos ligados à malha de terra da instalação, posteriormente, determinar a impedância equivalente desses elementos e por fim, determinar que fração da corrente total de defeito circula através da malha de terra, e qual fração circula através dos restantes elementos.

Para o presente estudo foram consideradas os elementos que se encontram diretamente ligados à malha de terra da instalação, cujas características são indicadas de seguida.

Considerando que as correntes de defeito, em condições normais, não se devem prolongar a grandes distâncias pelas linhas aéreas, só serão considerados para efeitos de cálculo os primeiros 1500m de cada linha.

Neste seguimento, tendo em consideração que a cada 250m existirá um apoio, conclui-se que nos primeiros 1500m desta linha estarão instalados 6 apoios.

- Linha aérea simples 60kV:
 - Comprimento: 1,5km;
 - Cabo de guarda: OPGW AS/AA 39/94 AST 2X20 F com uma resistência de 0,292Ω/km;
 - Quantidade de apoios: 6 unidades;
 - Resistência por apoio: 20Ω.

Um cabo de guarda conectado à terra em múltiplos pontos comporta-se como um condutor que tem uma impedância longitudinal, Z_1 , e uma resistência transversal, R_2 , correspondente à resistência à terra dos apoios da linha. Para grandes distâncias, a impedância equivalente do cabo de guarda será aproximadamente igual a $\sqrt{Z_1 \cdot R_2}$.

A resistência transversal é:

$$R_2 = \frac{\text{Resistência à terra em cada apoio}}{\text{Número de apoios}} = \frac{20}{6} = 3,33 \Omega$$

Portanto, a impedância equivalente do cabo de guarda desta linha aérea é:

$$Z_{LNa} = \sqrt{Z_1 \times R_2} = \sqrt{(0,292 \times 1,5) \times 3,33} = \sqrt{0,438 \times 3,33} = 1,2077 \Omega$$

Desta forma, o modelo equivalente que representa todos os elementos conectados à malha de terra da instalação, pode ser representado pelo modelo exemplo da Figura 86. A impedância equivalente, Z_{eq} , dos elementos conectados à rede de terra da instalação da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, é a mesma que a impedância equivalente do cabo de guarda, uma vez que este é o único elemento conectado à rede de terra da instalação. Portanto, o fator de divisão de corrente, S_f , é determinado da seguinte forma:

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

Como este fator depende da resistência da rede de terra da instalação, R_g , e uma vez que esta resistência difere do método de cálculo manual para o computacional, considerou-se dois valores para o fator de divisão de corrente, consoante a respetiva resistência obtida em cada um. Estes valores foram determinados da seguinte forma:

- Considerando a folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* (Anexo A.7):

$$S_f = \frac{1,2077}{1,2077 + 0,929} = 0,565$$

- Considerando o programa computacional *SafeGrid Earthing* V4.3 (Anexo A.7):

$$S_f = \frac{1,2077}{1,2077 + 0,839} = 0,590$$

Deste modo, o valor da corrente que fluirá entre a malha de terra da instalação e a terra envolvente será:

- Considerando a folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* (Anexo A.7):

$$I_G = 1 \times 0,565 \times 15000 = \mathbf{8,484 \text{ kA}}$$

- Considerando o programa computacional *SafeGrid Earthing* V4.3 (Anexo A.7):

$$I_G = 1 \times 0,590 \times 15000 = \mathbf{8,851 \text{ kA}}$$

6.5.8. PASSO 7 – VERIFICAÇÃO DA ELEVAÇÃO DO POTENCIAL DE TERRA (GPR) < TENSÃO DE CONTATO ADMISSÍVEL

6.5.8.1. DEFINIÇÕES

A elevação do potencial de terra (GPR) corresponde ao máximo potencial elétrico que a rede de terra da instalação atingirá relativamente a um ponto de terra distante, assumido como sendo um potencial de uma terra remota. Este potencial é obtido pelo produto da corrente máxima da malha pela resistência de terra. Deste modo, e de acordo com o subcapítulo 3.5.7, se o GPR da malha em estudo é inferior à tensão de contacto admissível, não serão necessárias mais avaliações e, conseqüentemente, o desenho da malha de terra encontrar-se-á validado.

6.5.8.2. CÁLCULO

A elevação do potencial de terra, GPR, pode, portanto, ser obtida através da seguinte equação, considerando os valores da corrente máxima da malha e resistência de terra provenientes:

- Da folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* (Anexo A.7):

$$GPR = 8484 \times 0,929 \approx \mathbf{7886 \text{ V}}$$

- Do programa computacional *SafeGrid Earthing* V4.3 (Anexo A.7):

$$GPR = 8851 \times 0,839 \approx \mathbf{7428,683 \text{ V}}$$

Desta forma, verifica-se que o valor do GPR é superior às tensões de contato admissíveis que tomam os valores de 1437V (*Excel*) e 1316,306V (*SafeGrid Earthing* V4.3), ambos demonstrados no Passo 3, subcapítulo 6.5.4. Portanto, não é possível validar o desenho de terra e mais avaliações são necessárias.

Não tendo sido possível validar a rede de terra neste passo, é necessário avançar com a verificação das tensões de passo e contato presentes na instalação. Estas tensões não poderão exceder os limites admissíveis para o corpo humanos, apresentados no Passo 3, subcapítulo 6.5.4).

A obtenção das tensões de contato e de passo na instalação, foram também realizadas por simulação computacional através de inspeção gráfica utilizando o *SafeGrid* e recorrendo à folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel*. Estes resultados permitirão uma análise detalhada da rede de terra projetada, identificando possíveis problemas em locais específicos da instalação.

6.5.9. PASSO 9 – VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES DE CONTATO

A Figura 101, obtida a partir do relatório de cálculo do *SafeGrid* (Anexo A.7), apresenta os valores perigosos das tensões de contato dentro das instalações e nas proximidades da vedação para o desenho da malha de terra definido no Anexo B.6.

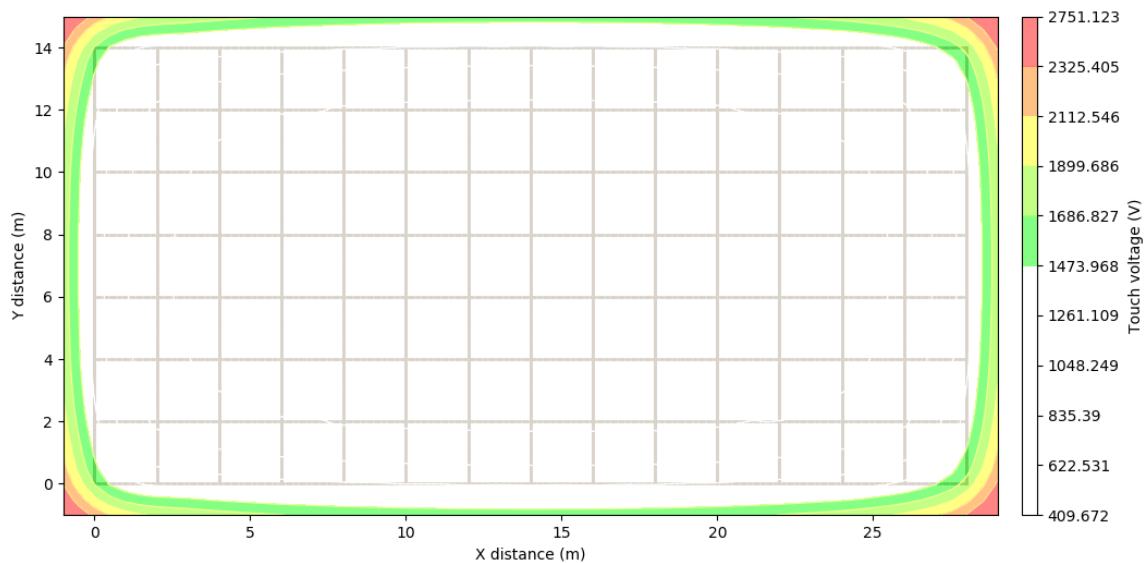


Figura 101 - Tensões de contato perigosas na instalação

Os resultados permitem verificar que não se espera que existam tensões de contacto perigosas dentro da instalação da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, provocadas por um eventual defeito à terra, uma vez que o limite da tensão de contato admissível pelo corpo humano é de 1316,306V, demonstrado no Passo 3, subcapítulo 6.5.4.

Contudo, verificam-se alguns problemas menores de tensão de contato na zona exterior da vedação, mais intensificados nos cantos da mesma.

Todavia, visto que a vedação será tipo NYLOFOR 2D da *Betafence*, ou similar, constituída por prumos e painéis eletricamente isolados até cerca de $4kV$, não se espera a ocorrência de tensões de contato perigosas provocadas pelo contato com a mesma, uma vez que estas não ultrapassam a tensão suportável pelo material isolante.

Recorrendo à folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* (Anexo A.7), verifica-se que a tensão de contato/malha é inferior à tensão de contato admissível, de acordo com a equação 3.225:

$$601 V < 1437 V$$

6.5.10. PASSO 10 – VERIFICAÇÃO DAS TENSÕES DE PASSO

A Figura 102, obtida igualmente a partir do relatório de cálculo do *SafeGrid* (Anexo A.7), apresenta os valores das tensões de passo dentro das instalações e nas proximidades da vedação para desenho da malha de terra definido no Anexo B.6.

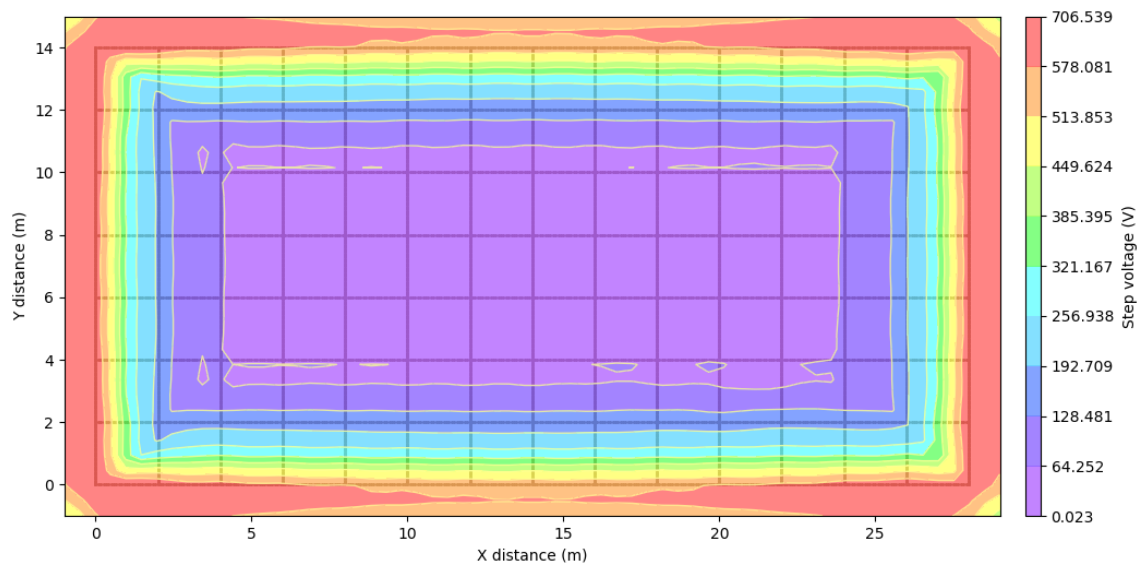


Figura 102 - Tensões de passo na instalação

De acordo com os resultados obtidos, verifica-se que dentro e nas proximidades da instalação da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, são esperadas tensões de passo inferiores ao admissível pelo corpo humano (4688,146V de acordo com os resultados obtidos no Passo 3, subcapítulo 6.5.4).

Recorrendo à folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel* (Anexo A.7), verifica-se que a tensão de passo é inferior à tensão de passo admissível, de acordo com a equação 3.226:

$$554 V < 5111 V$$

6.5.11. CONCLUSÕES

De acordo com os resultados obtidos através das duas vias de cálculo desenvolvidas segundo a mesma normativa aplicável, mais concretamente a IEEE Std 80, em que a primeira é um método de cálculo manual desenvolvido em *Excel*, e a segunda um método de cálculo automático realizado pelo *software SafeGrid Earthing V4.3*, verifica-se que a primeira via de cálculo demonstra-se mais preventiva, uma vez que tanto a nível de tensões máximas admissíveis, como a nível de resistência de terra, nota-se um ligeiro aumento face à segunda via, que se demonstra mais favorável e mais próxima do valor real que se espera medir futuramente em obra.

Estas pequenas diferenças de valores entre as diferentes vias de cálculo, deve-se ao facto do programa computacional *SafeGrid Earthing V4.3*, utilizar algoritmos baseados nos métodos de elementos finitos, sustentados pelas equações simplificadas aplicadas na folha de cálculo manual desenvolvida em *Excel*. Deste modo, optou-se por implementar na entrega do projeto os valores provenientes pelo *software*, uma vez que aparentam ser mais favoráveis, apresentando bases de cálculo mais fundamentadas, e apresenta gráficos 2D e 3D bastante detalhados que permitem a visualização da presença de tensões perigosas dentro e fora da instalação de forma simples e prática, como se demonstra no Anexo A.7.

Com base nos valores obtidos recorrendo a ambas as vias de cálculo, pode-se concluir que a configuração proposta para a rede de terra subterrânea da instalação da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro encontra-se validada, uma vez que cumpre todas as condições de segurança recomendadas pelas normativas aplicáveis, nomeadamente, as definidas na norma IEEE Std 80-2013 (“*IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*”).

A vedação plastificada do tipo Nylofor 2D, ou equivalente, conferirá um nível de isolamento à própria vedação, impedindo a ocorrência de alguma tensão de contato perigosa por toque com a mesma. No entanto, alerta-se que a entidade responsável pela instalação (E-REDES) deverá proceder a uma inspeção cuidada da vedação, garantindo que o isolamento da mesma se encontra intacto e que desta forma não exista nenhum risco de que uma pessoa que circule junto à vedação fique exposta a qualquer tensão de contato ao tocar na mesma.

6.6. ESTUDO LUMINOTÉCNICO - ILUMINAÇÃO EXTERIOR

Por forma a permitir uma boa circulação e corretas condições de operação da instalação no período noturno, foi realizado um estudo e cálculo luminotécnico referente à iluminação exterior da SE 60/30kV da CSF de Mogadouro, que teve em conta os níveis de iluminação recomendados pela norma EN 12464-2. Os níveis de iluminância considerados como referência são apresentados na Tabela 98.

Tabela 98 - Verificação dos valores requeridos no projeto de iluminação exterior

Zona	Nível de iluminância média previsto (E_m)	Nível mínimo de iluminância média (E_m)	Fator de uniformidade previsto (U_o)	Fator de uniformidade mínimo (U_o)
Painel AT	129 lux	100 lux	0,53	0,40
Painel MT	132 lux		0,52	
Painel do Gerador	118 lux		0,68	
Painel do TSA	170 lux		0,61	
Painel da RN	137 lux		0,43	

De acordo com os valores obtidos através da simulação realizada no *software DIALux evo*, verifica-se que tanto os níveis de iluminância média, como os fatores de uniformidade previstos nos vários painéis da SE, encontram-se acima dos requeridos pela norma EN 12464-2.

Para o cálculo luminotécnico considerou-se como referência os projetores do tipo LED. A opção por esta tecnologia apresenta com grande vantagem o baixo consumo e eficiência associados a este tipo de equipamentos.

O estudo luminotécnico é apresentado no Anexo A.8. A planta, bem como os pormenores, associados à iluminação exterior podem ser consultados no Anexo B.3, B10 e B.11.

Os modelos dos equipamentos considerados no estudo luminotécnico são apenas indicativos, devendo-se garantir que os projetores a instalar apresentarão características equivalentes.

7. CONCLUSÕES

7.1. CONCLUSÕES GERAIS

Esta dissertação, elaborada no âmbito da Unidade Curricular de Dissertação/Estágio, focou-se na componente eléctrica de uma SE. Devido à elevada dimensão do trabalho, face aos diferentes temas relevantes para o dimensionamento eléctrico, demonstrou-se de uma forma breve a abordagem técnica em que se basearam as escolhas tomadas ao nível do equipamento e das estruturas de protecção.

O tema da presente dissertação assume especial relevância, uma vez que as SEs são instalações de enorme complexidade, sendo o seu projeto transversal a muitas áreas da engenharia, onde é exigido um elevado nível fiabilidade, em que o sistema deverá garantir a continuidade de serviço com os níveis de qualidade legalmente exigidos. Durante todo o desenvolvimento do caso de estudo apresentado na dissertação, efetuou-se um acompanhamento do projeto eléctrico e da sua revisão de engenharia, descrevendo e detalhando as principais etapas do seu desenvolvimento. De salientar que, a compreensão da importância das SEs no contexto da rede eléctrica, é um dos principais pontos de partida para o estudo específico de uma SE.

A realização da dissertação demonstrou-se um ponto fulcral no desenvolvimento tanto pessoal, como profissional do aluno, uma vez que permitiu-o adquirir novas capacidades e competências técnicas, ampliando a sua visão e conhecimento na área e melhorando a linguagem técnica, devido ao intenso trabalho de pesquisa efetuado, assim como através do desenvolvimento das folhas de cálculo dos métodos apresentados.

Por toda a extensão do capítulo 6, realizaram-se análises de resultados por cada dimensionamento efetuado através dos métodos explanados no capítulo 3. Estas análises permitiram sustentar as ações de implementação tomadas no decorrer do projeto. De um modo geral, os resultados obtidos encontram-se dentro do expectável para uma boa execução de uma instalação como uma SE, que, como referido anteriormente, são instalações de grande importância onde é exigido níveis elevados de fiabilidade. Nos casos em que se recorreu a duas vias de cálculo, uma manual e outra automatizada, para o mesmo dimensionamento, verifica-se que os resultados obtidos são bastante exatos e precisos.

Uma das principais dificuldades identificadas no desenvolvimento da dissertação, prendeu-se com o facto de o tema apresentado ser tão vasto e transversal a diversas áreas da engenharia, o que exigiu especial atenção no critério de seleção da informação apresentada. No entanto, foi possível realizar uma abordagem concertada e abrangente à temática, envolvendo uma pluralidade de tópicos pormenorizados, e assim, demonstrar todo o procedimento de cálculo executado numa fase inicial de um projeto elétrico de uma SE.

A recolha bibliográfica desenvolvida na elaboração da dissertação, permitiu reforçar a familiarização com as opções que podem ser tomadas no projeto, desde o tipo de isolamento da instalação, à sua possibilidade de configuração e de expansão futura, bem como a compreensão da forma como os diferentes equipamentos são selecionados.

De acordo com o tema do projeto em estudo, conclui-se que a realização de todos os objetivos requeridos, assim como outros tópicos relevantes que não são ambicionados na proposta do tema em questão, foram executados com sucesso.

7.2. PERSPETIVAS DE TRABALHO FUTURO

O projeto elétrico de uma SE envolve várias fases, com diferentes temáticas necessárias abordar. Como perspetivas de trabalho futuro, prevê-se que numa fase de execução se desenvolva a especificação do projeto do Sistema de Proteção, Comando e Controlo numérico (SPCC) da SE, as especificações dos serviços auxiliares, de forma pormenorizada/detalhada, assim como o projeto de instalações elétricas gerais do edifício de comando, que incluem nomeadamente os sistemas de iluminação, tomadas e alimentações específicas. Numa fase de execução, também se espera que se efetue um dimensionamento dos TIs e TTs, assim como os critérios de seleção de DSTs, uma vez que no estudo apresentado foram selecionados os equipamentos requeridos pelo cliente, tendo em consideração os existentes noutras instalações.

Relativamente ao estudo do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA), como não se efetuou nenhuma análise de risco nesta fase de estudo prévio, implementou-se o nível de proteção 1, sendo este o nível mais conservador em termos de proteção, garantindo assim que todos os outros níveis também se encontram assegurados. Deste modo, se numa revisão futura do projeto for requerida uma justificação por parte do cliente, terá de se efetuar uma análise de risco, de modo a comprovar que toda a instalação se encontra salvaguardada.

Após a conclusão de todo o projeto elétrico da SE em estudo, será necessário elaborar um mapa de quantidades, onde se incluirá todos os materiais, equipamentos e elementos necessários, tidos em conta ao longo de todo processo de desenvolvimento da SE. Este mapa de quantidades é um dos componentes mais importantes para o cliente, uma vez que especificará todos os constituintes da SE e os respetivos custos e encargos.

Referências Bibliográficas

- [1] J. P. L. Gonçalves, “Estudo do Projeto Elétrico de uma Subestação Elevadora,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2017.
- [2] J. P. S. Paiva, *Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistemática*, IST Press, 2015.
- [3] M. Bolotinha, *Subestações - Projeto, Construção, Fiscalização*, Porto: Quântica Editora - Conteúdos Especializados, Lda, 2019.
- [4] A. A. Gomes, “Transporte e Distribuição de Energia Elétrica,” em *[Slides do PowerPoint] - Projeto de Instalações Elétricas II*, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2018.
- [5] E. E. Portal, “Substation Main Functions and Classification | EEP,” [Online]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/substation-main-functions-andclassification>. [Acedido em 16 01 2021].
- [6] J. D. McDonald, *Electric Power Substations Engineering*, CRC Press, 2012.
- [7] E. E. Portal, “Bus Design In Aboveground Substations,” [Online]. Available: <https://electrical-engineering-portal.com/bus-design-in-aboveground-substations>. [Acedido em 17 01 2021].
- [8] “Subestação Híbrida,” Grupo VISION, [Online]. Available: <http://www.grupovision.com.br/solucoes/subestacao-hibrida/>. [Acedido em 17 01 2021].
- [9] IEEE, “IEEE Std 605: Guide for Bus Design in Air Insulated Substations,” 2008.
- [10] “Subestações Elétricas,” [Online]. Available: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130058/mod_resource/content/1/Subestacoes-eletricas-1.pdf. [Acedido em 23 01 2021].
- [11] T. A. Nogueira, “Subestações e Postos de Transformação,” em *[Slides do PowerPoint] - Sistemas Elétricos de Energia II*, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2013.

- [12] J. A. B. Carvalho e A. A. A. Gomes, *Instalações Elétricas de Média Tensão - Postos de Transformação e Seccionamento*, Porto: Publindústria, Edições técnicas, 2018.
- [13] M. Bolotinha, “Regimes de neutro em instalações de muito alta, média e baixa tensão,” *Voltimum*, 05 04 2018. [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/regimes-de-neutro-em>. [Acedido em 23 01 2021].
- [14] H. D. Nogueira, “Transformadores: Noções de tensão de curto-circuito e razão de transformação,” *Voltimum*, 28 11 2017. [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/transformadores-nocoes-de>. [Acedido em 24 01 2021].
- [15] [Online]. Available: <https://sc01.alicdn.com/kf/HTB1ZmPHbE4WMKJjSspm763znpXa5/IEC-approved-copper-winding-11KV-22KV-33KV.png>. [Acedido em 24 01 2021].
- [16] “SF6 Gas Transformers,” Toshiba, [Online]. Available: <https://www.toshiba.com/tic/transmission-distribution-systems/sf6-gas-transformers>. [Acedido em 24 01 2021].
- [17] [Online]. Available: <http://pt.ybmagnetwire.com/transformer/dry-type-transformer/dry-type-transformer-manufacturer.html>. [Acedido em 24 01 2021].
- [18] A. A. Gomes, “Transformadores de Potência,” em *[Slides do PowerPoint] - Projeto de Instalações Elétricas II*, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2018.
- [19] “Informação Técnica DGPT2,” *Automation 2000*, 12 04 2019. [Online]. Available: <http://www.automation2000.com/wp-content/uploads/2019/04/DGPT2-por-7.pdf>. [Acedido em 24 01 2021].
- [20] F. A. M. Tavares, “Aplicação Informática para Dimensionamento de Barramentos em Subestações,” Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, 2015.
- [21] A. A. Gomes, “Aparelhagem de Seccionamento, Comando e Proteção de Média e Alta Tensão,” em *[Slides do PowerPoint] - Projeto de Instalações Elétricas II*, Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2018.
- [22] F. M. Barbosa, “Sobretensões de manobra,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2015.
- [23] M. Bolotinha, “Disjuntores de Muito Alta, Alta e Média Tensão,” *Voltimum*, 2018. [Online]. Available:

- https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/disjuntores_mat-at-mt.pdf. [Acedido em 30 01 2021].
- [24] RSSPTS, “Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Seccionamento,” Decreto nº 42895 de 31 de Março de 1960.
- [25] P. S. e. S. d. Costa, “Cálculo de Esforços Eletromecânicos,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2021.
- [26] M. Bolotinha, Distribuição de Energia Eléctrica em Média e Baixa Tensão, Quântica Editora – Conteúdos Especializados, Lda, 2019.
- [27] M. Bolotinha, “Conceitos Básicos de Linhas Aéreas de Alta e Muito Alta Tensão (Corrente Alternada),” Voltimum, 2018. [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/lmat-lat.pdf>. [Acedido em 30 01 2021].
- [28] “A importancia de uma rede de terras adequada,” Aplicaciones Tecnológicas, 05 07 2018. [Online]. Available: <https://at3w.com/pt-pt/blog/a-importancia-de-uma-rede-de-terras-adequada/>. [Acedido em 05 02 2021].
- [29] “Terra de Protecção,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, [Online]. Available: <https://paginas.fe.up.pt/~ee97153/Terras22.htm>. [Acedido em 05 02 2021].
- [30] Energia, “Nova subestação da Copel em Cambé entra em operação,” Agência Estadual de Notícias, 17 10 2017. [Online]. Available: <http://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=95879>. [Acedido em 06 02 2021].
- [31] “Sistemas de Protecção Contra Descargas Atmosféricas e Sistemas de Terra,” Infocontrol, 2019. [Online]. Available: <https://www.infocontrol.pt/wp-content/uploads/2019/11/catalogoprotec-2019.pdf>. [Acedido em 06 02 2021].
- [32] “Para-Raios e Acessórios,” Aplicaciones Tecnológicas, [Online]. Available: https://at3w.com/upload/ficheros/02_para-raios_e_acessorios_pt.pdf. [Acedido em 06 02 2021].
- [33] “5 passos para dimensionar uma Gaiola de Faraday,” Infocontrol, [Online]. Available: <https://www.infocontrol.pt/artigos-tecnicos/5-passos-dimensionar-gaiola-de-faraday/>. [Acedido em 07 02 2021].

- [34] “Soldadura exotérmica Apliweld® na instalação de tomadas de terra,” Aplicaciones Tecnológicas, 25 02 2013. [Online]. Available: <https://at3w.com/pt-pt/blog/soldadura-exotermica-apliweld-na-instalacao-de-tomadas-de-terra/>. [Acedido em 07 02 2021].
- [35] M. Bolotinha, Subestações – Montagem Electromecânica, Ensaios e Manutenção, Porto: Quântica Editora - Conteúdos Especializados, Lda, 2019.
- [36] T. Almeida, “Como funciona um Grupo Gerador de Energia,” Indústria Hoje, 02 10 2015. [Online]. Available: <https://industria hoje.com.br/como-funciona-um-grupo-gerador-de-energia>. [Acedido em 07 02 2021].
- [37] IEC, “IEC 61936-1: Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules,” 2010.
- [38] EDP Distribuição, “DRE-C10-001/N - INSTALAÇÕES ELÉCTRICAS, Guia de coordenação de isolamento, Regras de execução e de montagem,” 2008.
- [39] IEC, “IEC 60071-1: Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules,” 2006.
- [40] IEEE, “IEEE Std 738: IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors,” 2006.
- [41] IEC, “IEC 60287-1-1: Electric cables – Calculation of the current rating – Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor) and calculation of losses – General,” 2001.
- [42] IEC, “IEC 60909-0: Short-circuit currents in three-phase a.c. systems – Part 0: Calculation of currents,” 2001.
- [43] IEEE, “IEEE Std 141: Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants,” 1976.
- [44] IEC, “IEC 60865-1: Short-circuit currents – Calculation of effects – Part 1: Definitions and calculation methods,” 2011.
- [45] M. Bolotinha, “Influência do efeito peculiar nas perdas nas linhas aéreas de corrente alternada,” Voltimum, 24 09 2018. [Online]. Available: <https://www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/influencia-do-efeito>. [Acedido em 10 04 2021].
- [46] IEC, “IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV),” 2005.

- [47] IEC, “IEC 60949: Calculation of thermally permissible short-circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects,” 1988.
- [48] SOLIDAL - Condutores Eléctricos, S.A., QUINTAS & QUINTAS - Condutores Eléctricos, S.A., Guia Técnico, Norprint, 2007.
- [49] RSLEAT, “Edição DGE do Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão,” Lisboa, Abril 1993.
- [50] O. F. d. N. Madureira, “Dissertação para obtenção do grau de Mestre em Engenharia Industrial - Ramo Engenharia Electrotécnica,” Instituto Politécnico de Bragança, 2009.
- [51] IEEE, “IEEE Std 998: Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations,” 2012.
- [52] IEC, “IEC 62305-1: Protection against lightning – Part 1: General principles,” 2010.
- [53] NP, “NP 4426: Proteção contra descargas atmosféricas - Sistemas com dispositivo de ionização não radioativo,” 2013.
- [54] IEEE, “IEEE Std 80: Guide for Safety in AC Substation Grounding,” 2013.
- [55] E. D. “DRP-C13-530/N - INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO, Validação da rede geral de terra de subestações AT/MT pelo controlo das tensões de contacto e de passo,” 2007.
- [56] A. J. M. Flores, “Análise e Aplicação de Métodos para o Cálculo da Resistência de Terra em Sistemas com N Eléctrodos Instalados em Solos Heterogéneos,” Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.
- [57] IEEE, “IEEE Std 81: Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System,” 2012.
- [58] P. 3. Entegra, “Primtech – A solução para o projeto otimizado de subestações de alta tensão,” 2017.
- [59] A. S. d. Vasconcellos e L. Hernandes, “Aplicação de metodologia BIM no projeto e construção de grandes subestações,” 2015.

Anexo A – Cálculos Justificativos

A.1 – DISTÂNCIAS DE ISOLAMENTO E SEGURANÇA

A.2 – ESFORÇOS ELETROMECHANICOS NAS LIGAÇÕES ENTRE EQUIPAMENTOS

A.3 – DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO CABO NU 60kV

A.4 – DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO BARRAMENTO 30kV

A.5 – DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO CABOS ISOLADOS MT

A.6 – ESTUDO DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

A.7 – DIMENSIONAMENTO DA REDE DE TERRA SUBTERRÂNEA

A.8 – ESTUDO LUMINOTÉCNICO - ILUMINAÇÃO EXTERIOR



QUADRANTE

**DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA
PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES**



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

Documento: Escalão 30kV

Data: 02/08/2021

Normas de Referência: IEC 61936-1 2014; IEC 60071-1 2006; RSSPTS

Dados Iniciais

Tensão nominal do sistema (U_n)

30 kV

Tensão máxima do sistema (U_m)

36 kV

Tensão suportável ao impulso de descarga atmosférica ($LIWV$)

170 kV

Distâncias mínimas de isolamento (N):

fase-terra

360 mm

fase-fase

360 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

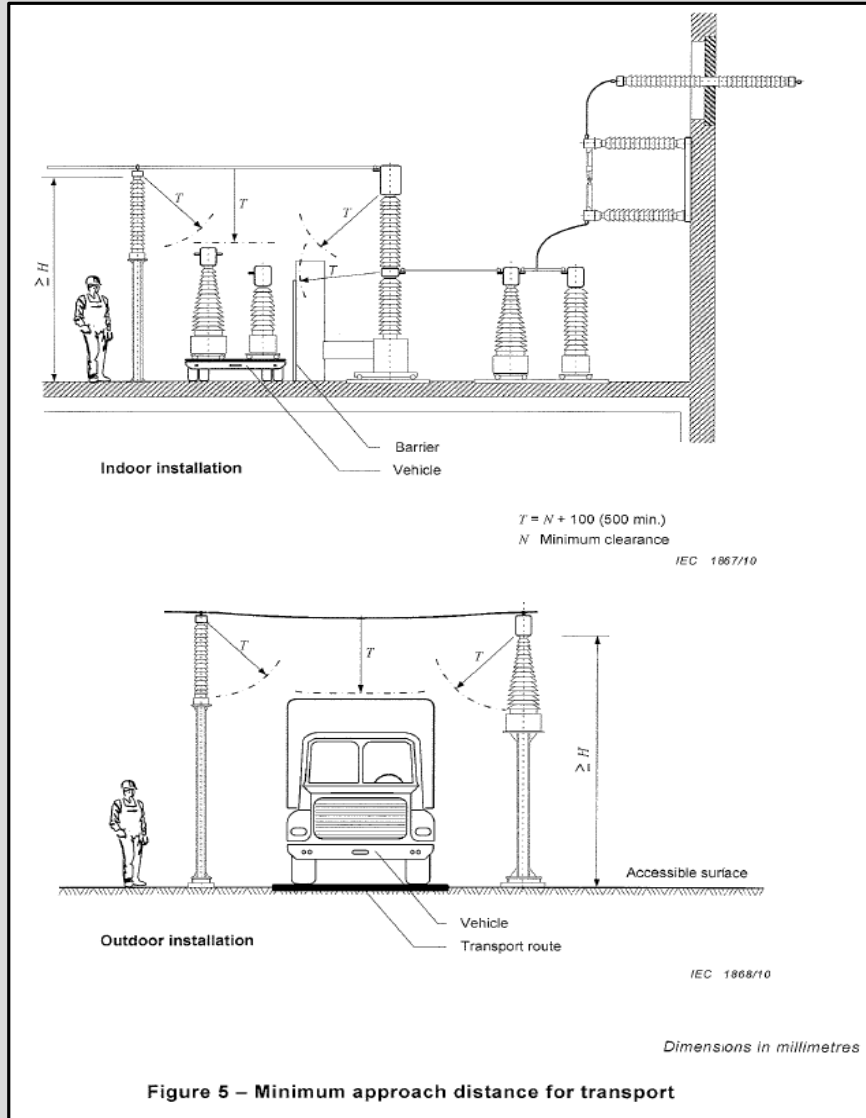
Revisão: 0

Documento: Escalão 30kV

Data: 02/08/2021

Distâncias mínimas para transportes/veículos

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Distância mínima de segurança para veículos (T):

500 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

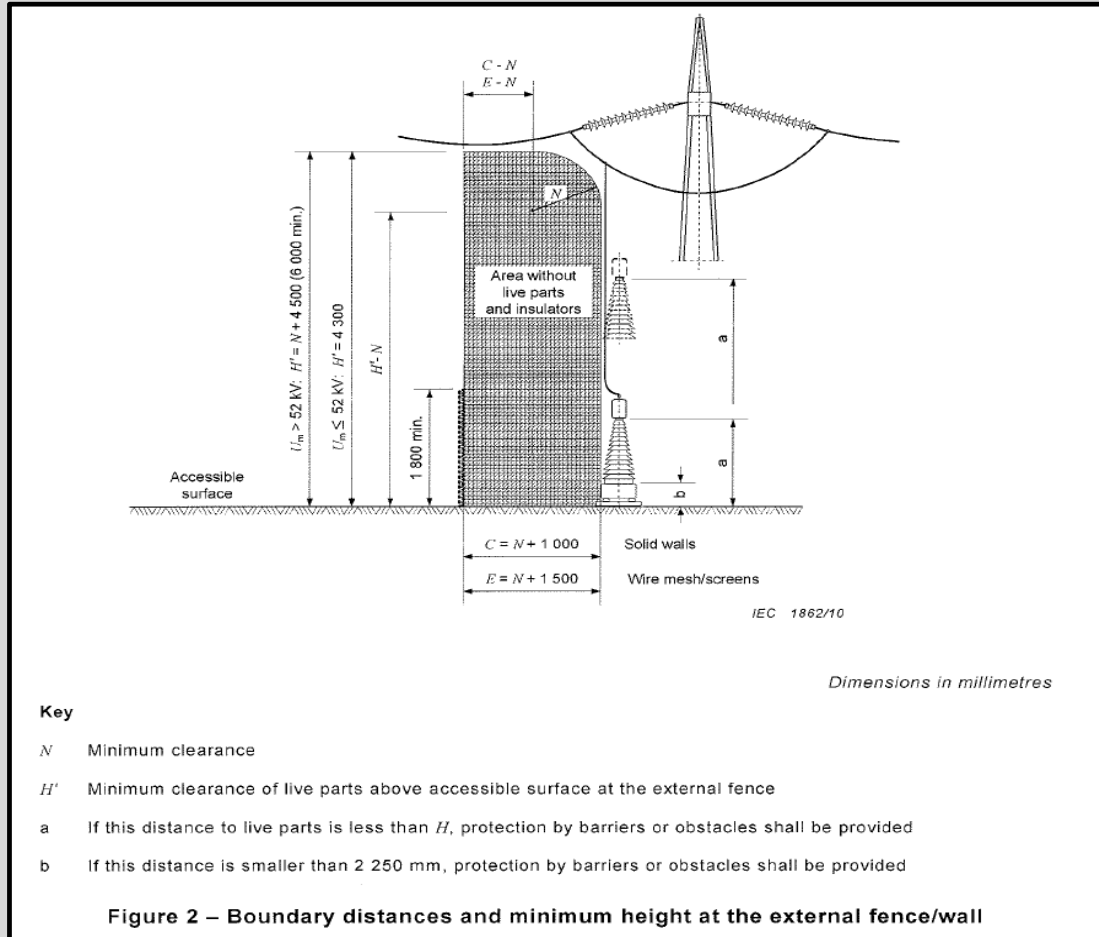
Revisão: 0

Documento: Escalão 30kV

Data: 02/08/2021

Distâncias e alturas mínimas às vedações/paredes exteriores

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Tipo de limitação exterior da subestação:

Distância mínima entre partes ativas e o limite da subestação (C/E):

Distância mínima entre partes ativas acésíveis pelo exterior da subestação (H'):

Vedação
1860 mm
4300 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

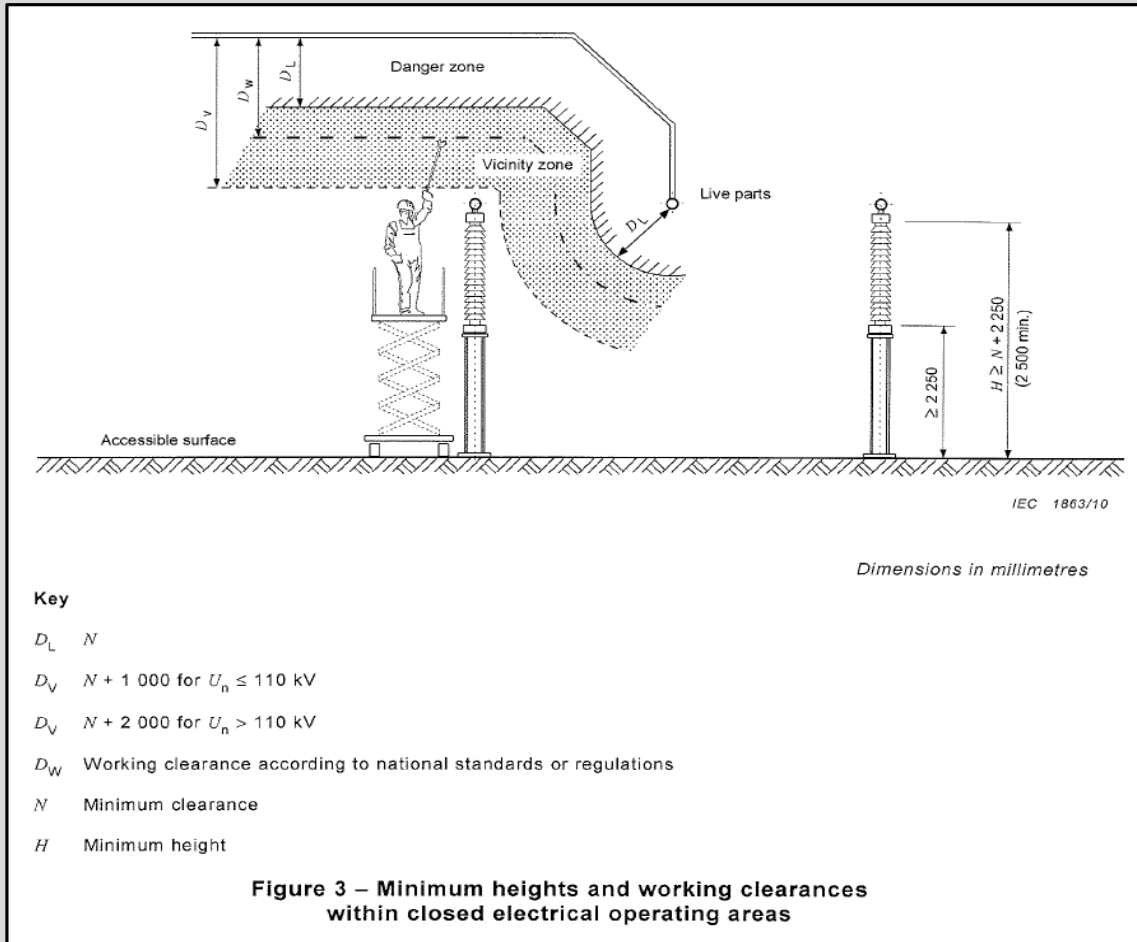
Revisão: 0

Documento: Escalão 30kV

Data: 02/08/2021

Alturas mínimas para áreas de acesso e para trabalhos sobre equipamentos

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Distância de segurança para trabalhos sobre equipamentos:

Fator de segurança assumido

Distância de segurança para trabalhos (D_W)

Distância de segurança para equipamentos em manutenção (D_V)

Altura da parte inferior do equipamento ao solo (**zona de segurança**)

Altura mínima entre partes ativas e o solo, para zonas com acesso de pessoas (H)

5 %

378 mm

1360 mm

2250 mm

2610 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

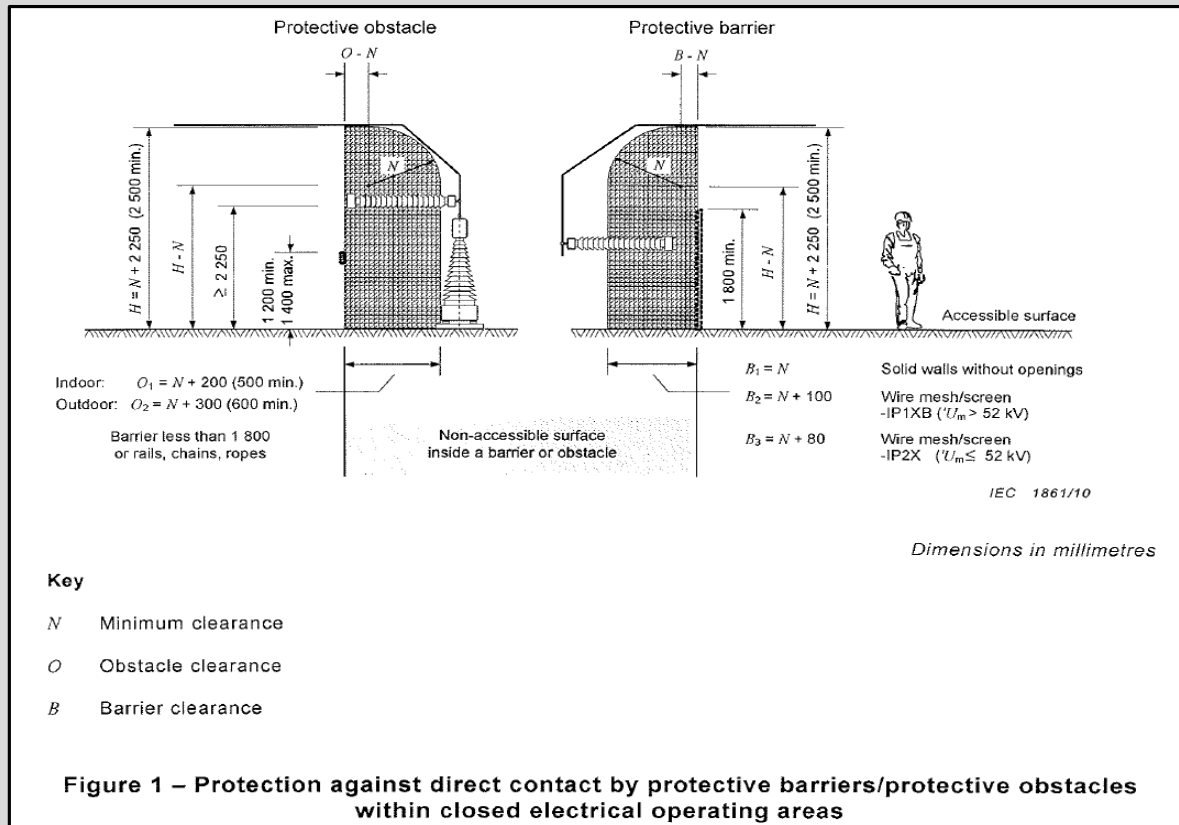
Documento: Escalão 30kV

Data: 02/08/2021

Alturas mínimas para áreas de acesso e para trabalhos sobre equipamentos

Para os casos em que as distâncias às partes ativas é inferior ao valor H , deverão ser implementadas barreiras/obstáculos de proteção.

Se a **zona de segurança** é inferior a 2250mm, deverão ser implementadas barreiras/obstáculos de proteção.



Modo de proteção:

Altura da barreira/obstáculo

Distância mínima entre partes ativas e vedações/obstáculos de proteção (O/B)

Barreira, Corrente, Corda

1200 mm

660 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

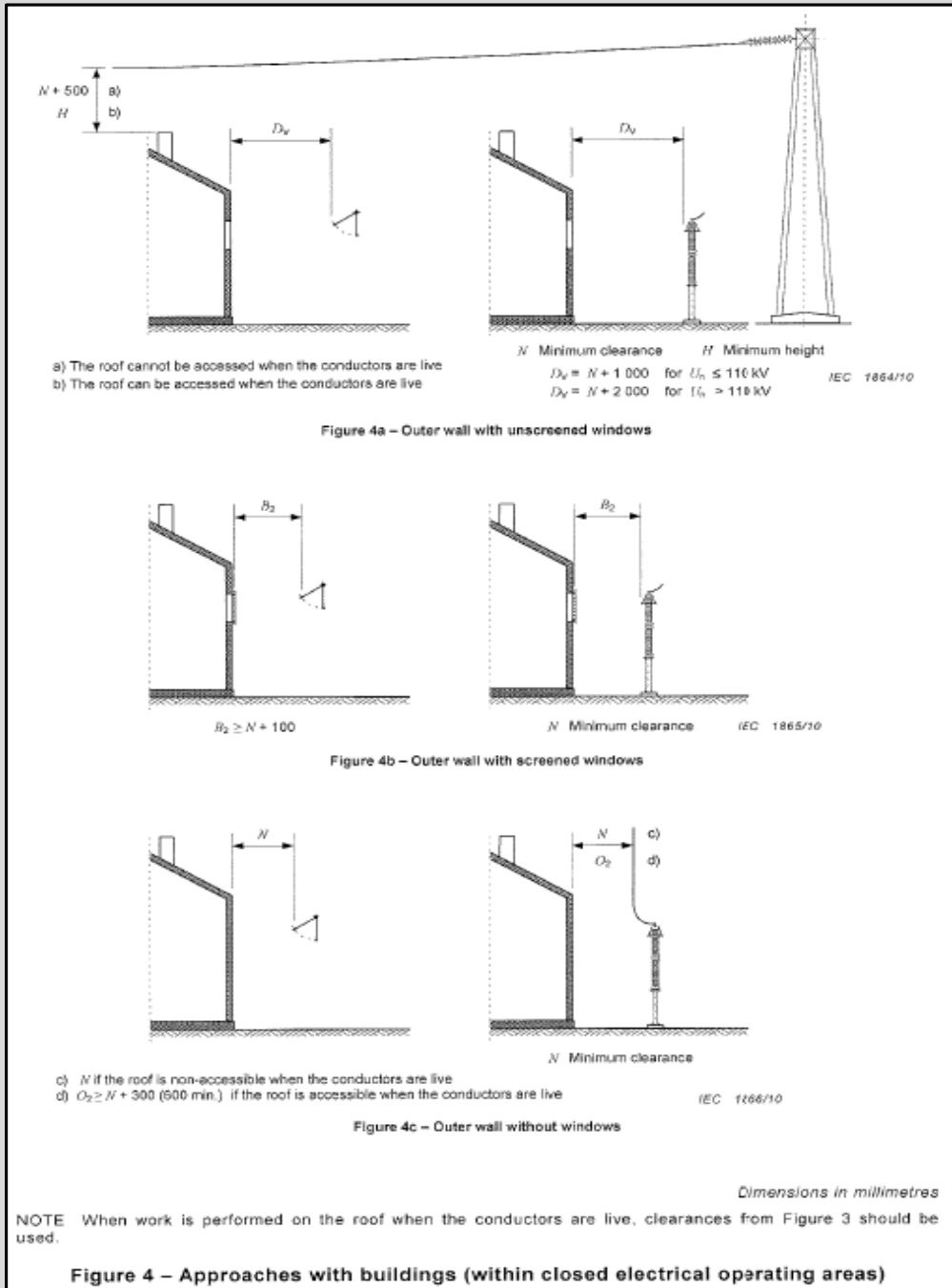
Revisão: 0

Documento: Escalão 30kV

Data: 02/08/2021

Distâncias mínimas a edifícios

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Telhado do edifício é acessível?

Altura mínima aos condutores nus que estão sobre o edifício:

Tipo de janelas do edifício:

Distância mínima entre as paredes exteriores e partes ativas

Não

860 mm

Sem grades

1360 mm



QUADRANTE

**DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA
PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES**



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

Documento: Escalão 60kV

Data: 02/08/2021

Normas de Referência: IEC 61936-1 2014; IEC 60071-1 2006; RSSPTS

Dados Iniciais

Tensão nominal do sistema (U_n)

60 kV

Tensão máxima do sistema (U_m)

72.5 kV

Tensão suportável ao impulso de descarga atmosférica ($LIWV$)

325 kV

Distâncias mínimas de isolamento (N):

fase-terra

630 mm

fase-fase

630 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

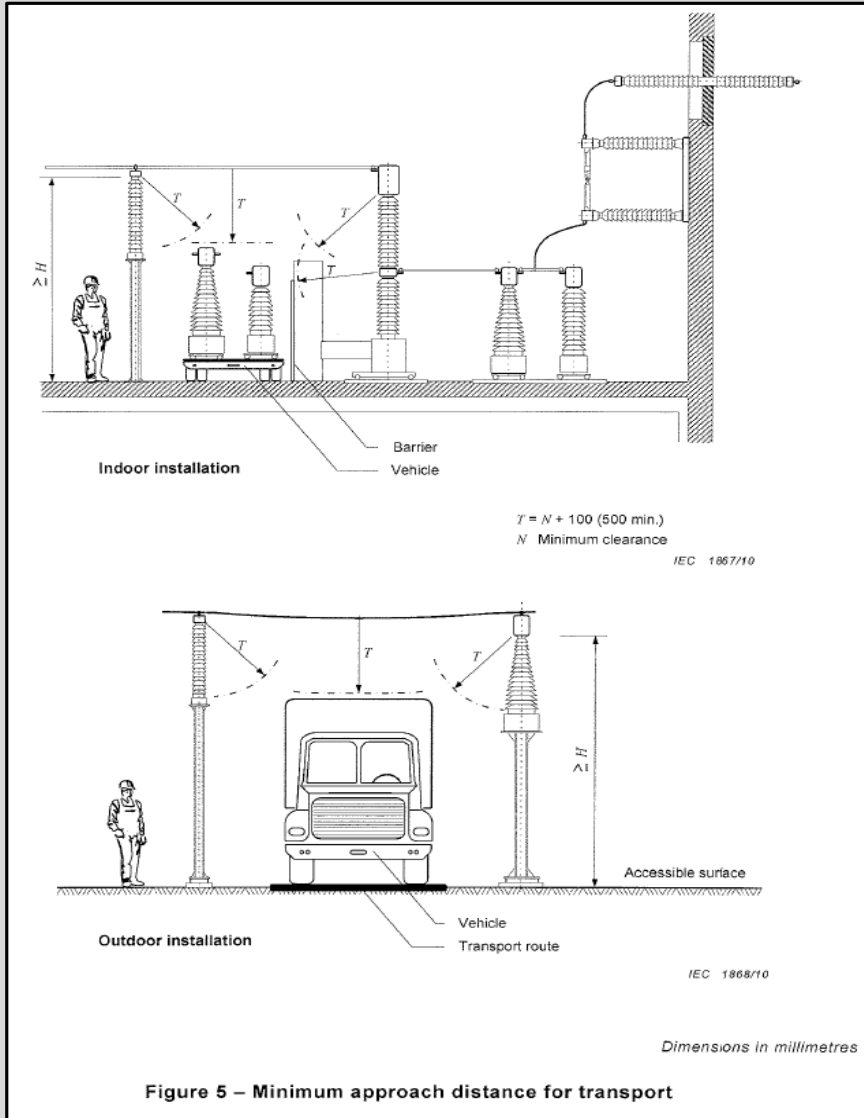
Revisão: 0

Documento: Escalão 60kV

Data: 02/08/2021

Distâncias mínimas para transportes/veículos

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Distância mínima de segurança para veículos (T) :

730 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

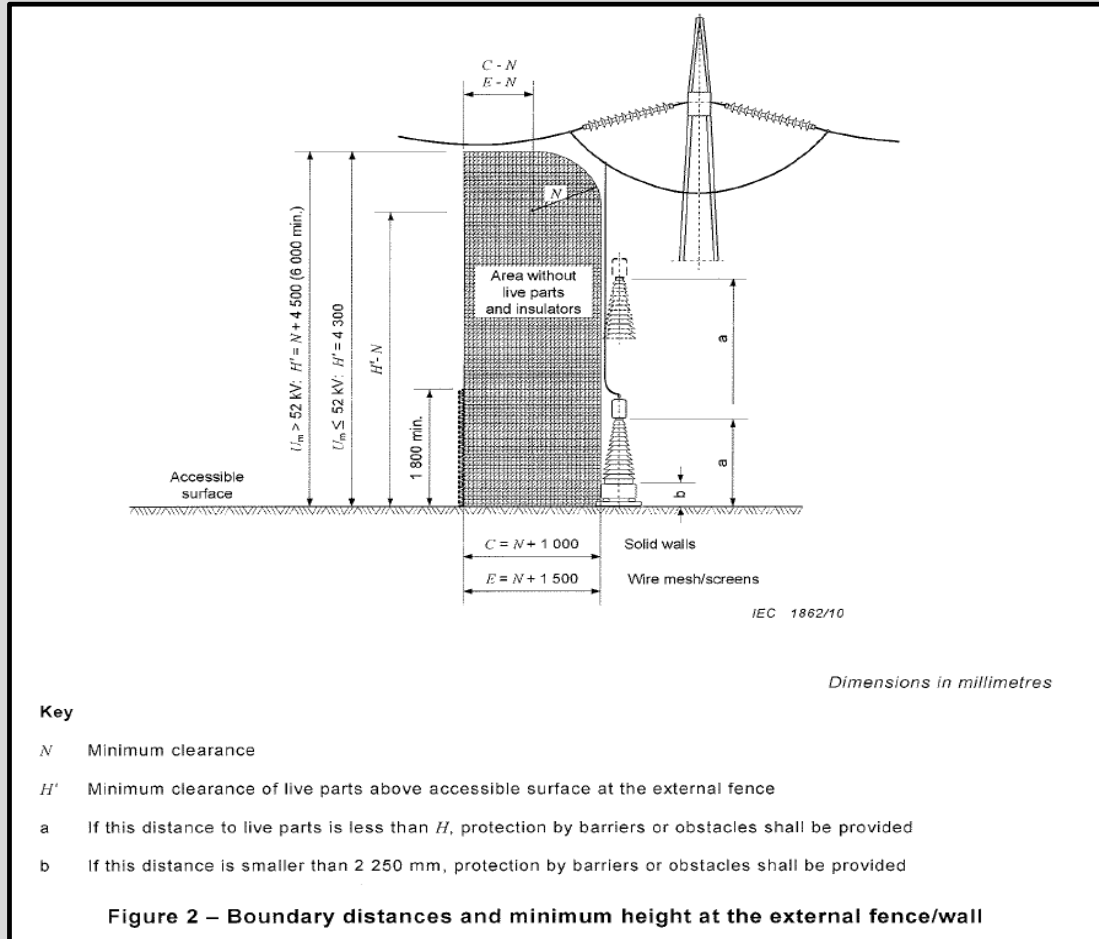
Revisão: 0

Documento: Escalão 60kV

Data: 02/08/2021

Distâncias e alturas mínimas às vedações/paredes exteriores

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Tipo de limitação exterior da subestação:

Distância mínima entre partes ativas e o limite da subestação (C/E):

Distância mínima entre partes ativas acésíveis pelo exterior da subestação (H'):

Vedação
2130 mm
6000 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

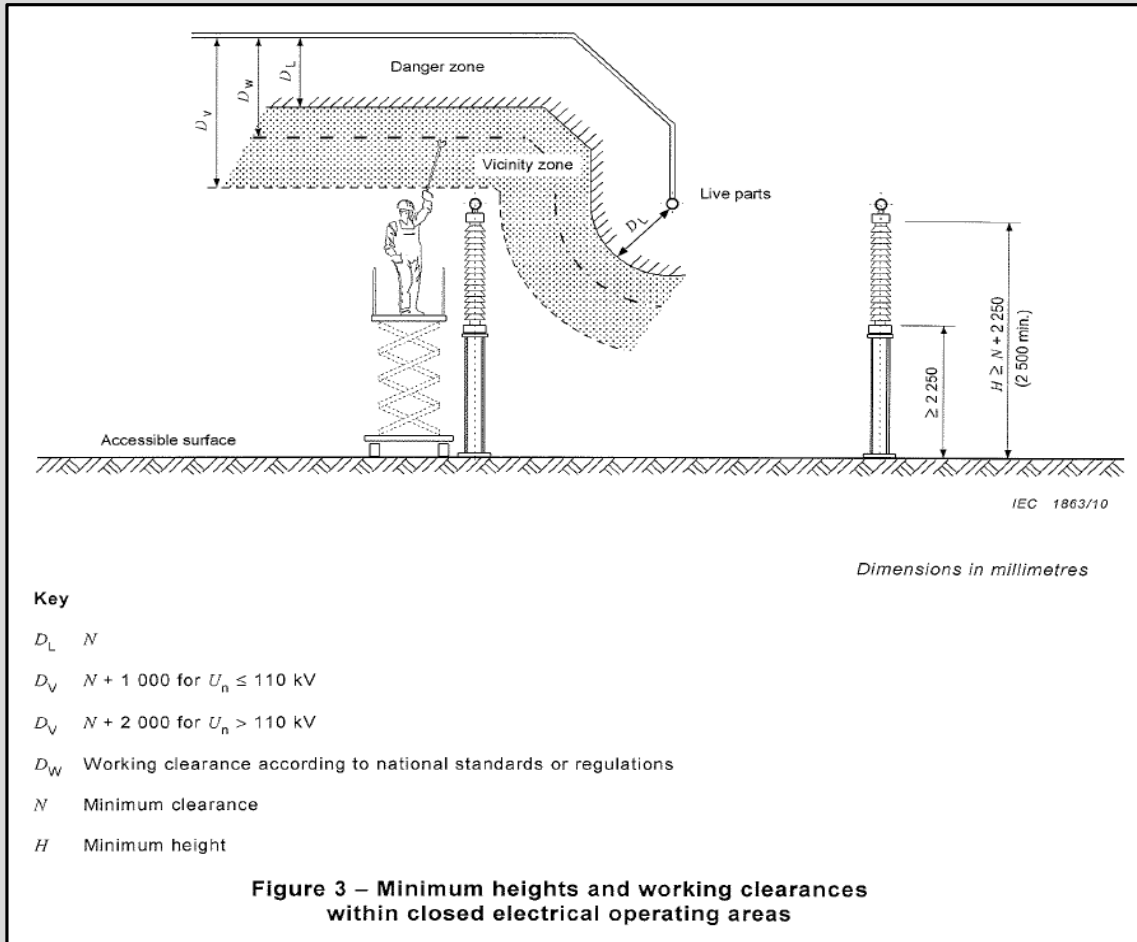
Revisão: 0

Documento: Escalão 60kV

Data: 02/08/2021

Alturas mínimas para áreas de acesso e para trabalhos sobre equipamentos

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Distância de segurança para trabalhos sobre equipamentos:

Fator de segurança assumido

Distância de segurança para trabalhos (D_W)

Distância de segurança para equipamentos em manutenção (D_V)

Altura da parte inferior do equipamento ao solo (**zona de segurança**)

Altura mínima entre partes ativas e o solo, para zonas com acesso de pessoas (H)

5 %

662 mm

1630 mm

2250 mm

2880 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

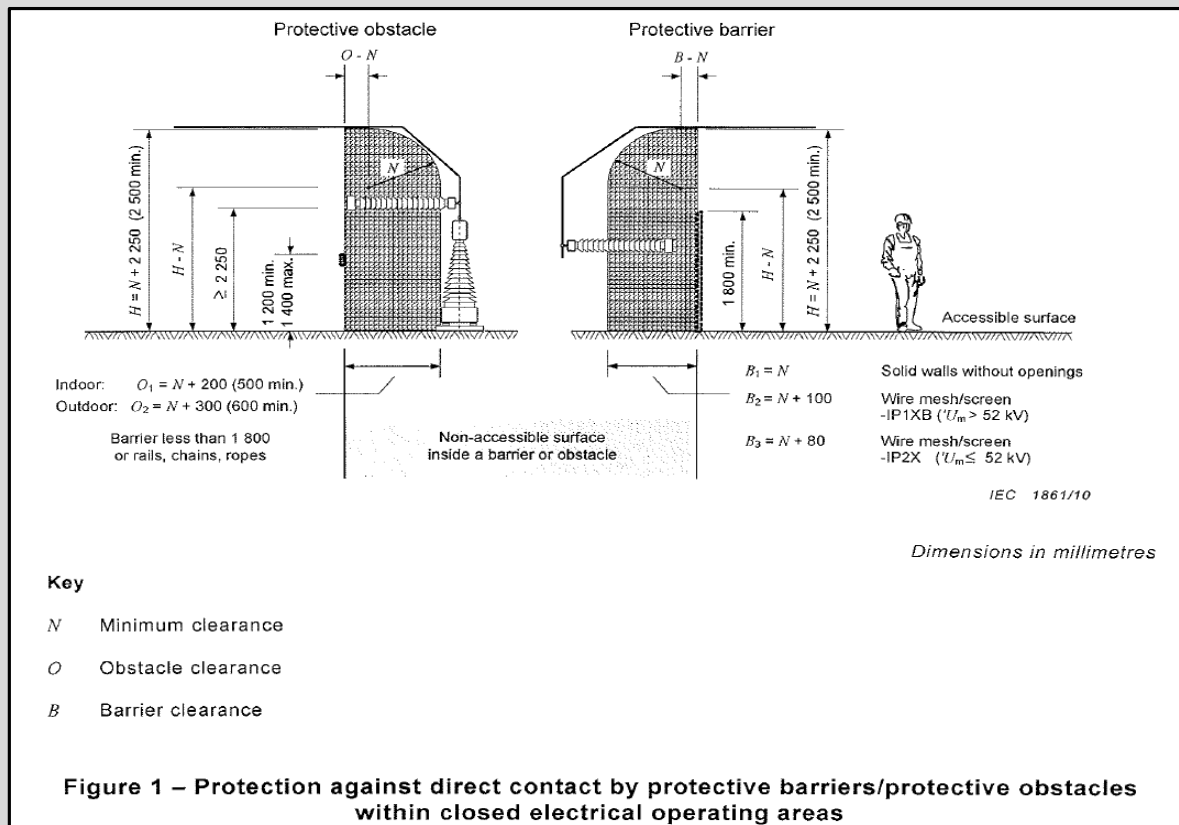
Documento: Escalão 60kV

Data: 02/08/2021

Alturas mínimas para áreas de acesso e para trabalhos sobre equipamentos

Para os casos em que as distâncias às partes ativas é inferior ao valor H , deverão ser implementadas barreiras/obstáculos de proteção.

Se a **zona de segurança** é inferior a 2250mm, deverão ser implementadas barreiras/obstáculos de proteção.



Modo de proteção:

Altura da barreira/obstáculo

Distância mínima entre partes ativas e vedações/obstáculos de proteção (O/B)

Barreira, Corrente, Corda

1200 mm

930 mm



QUADRANTE

DISTÂNCIAS DE SEGURANÇA PARA SUBESTAÇÕES EXTERIORES



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

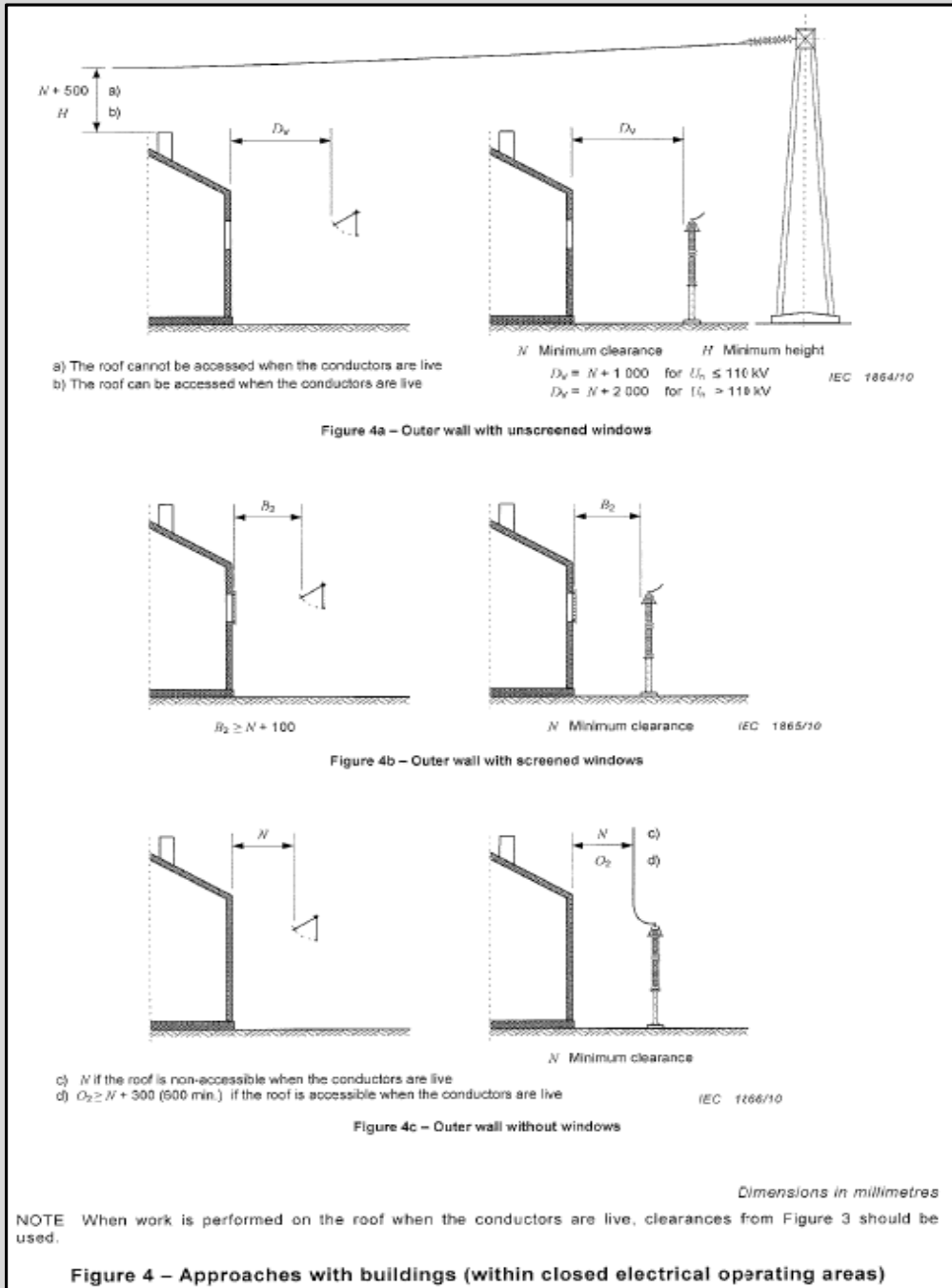
Revisão: 0

Documento: Escalão 60kV

Data: 02/08/2021

Distâncias mínimas a edifícios

Para este caso deverão ser garantidas as condições de acordo com a figura seguinte:



Telhado do edifício é acessível?

Altura mínima aos condutores nus que estão sobre o edifício:

Tipo de janelas do edifício:

Distância mínima entre as paredes exteriores e partes ativas

Não

1130 mm

Sem grades

1630 mm

Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV da Central Solar do Mogadouro		Revisão:	00
Local:	Mogadouro, Bragança, Portugal		Data:	06/10/2021
Documento:	Comparação de valores dos Esforços Eletromecânicos calculados através do software Primtech e das folhas Excel			

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: 60/30kV

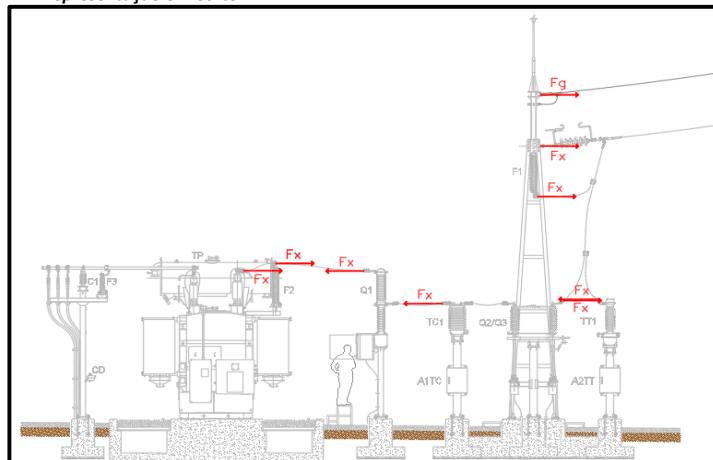
Tabela Resumo - Esforços Eletromecânicos

Características do Sistema:

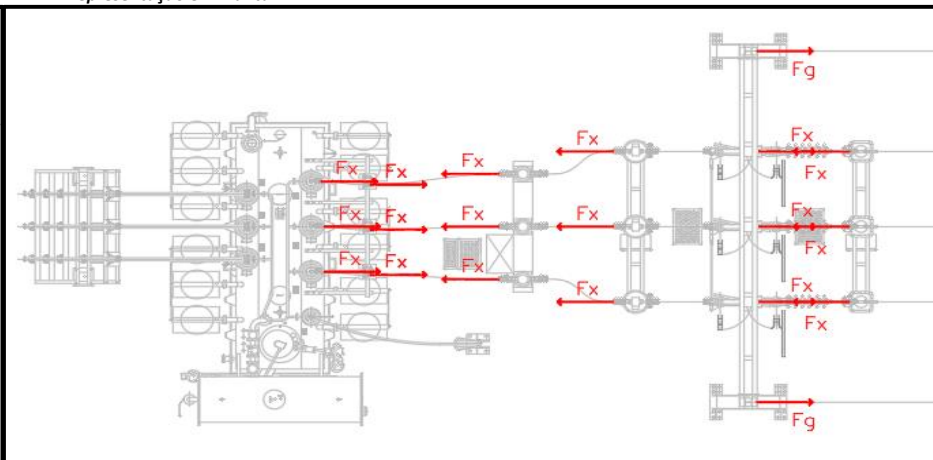
Caso:	Ligação (Baixada) entre o Cabo de Saída (Pórtico) ao (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3)	Ligação entre o Cabo de baixada ao (1).Descarregador de Sobretensões Linha (F1)	Ligação entre o Cabo de baixada ao (1).Transformador de Tensão (TT1)	Ligação - (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3) ao (2).Transformador de Corrente (TC1)
Condutor:	<i>Cabo Aster 851 (851-AL4)</i>	<i>Cabo Aster 851 (851-AL4)</i>	<i>Cabo Aster 851 (851-AL4)</i>	<i>Cabo Aster 851 (851-AL4)</i>
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso ao software Primtech:				
<i>Esforços Estáticos</i>	F_x 18 N	50 N	7 N	231 N
<i>Esforços Dinâmicos</i>	F_x ⁽¹⁾	⁽¹⁾	- ⁽¹⁾	838 N
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso às folhas Excel:				
<i>Esforços Estáticos</i>	F_x 20 N	44 N	18 N	198 N
<i>Esforços Dinâmicos</i>	F_x 874 N	422 N	-	818 N
Carga Estática máxima admissível por equipamento:				
<i>Equipamento (1)</i>	500 N	3970 N	500 N	500 N
<i>Equipamento (2)</i>	-	-	-	2500 N
Carga Estática e Dinâmica máxima admissível por equipamento:				
<i>Equipamento (1)</i>	1500 N	5670 N	-	1500 N
<i>Equipamento (2)</i>	-	-	-	3500 N

⁽¹⁾ O software Primtech não efetua cálculos de Esforços Dinâmicos para este tipo de ligações

Representação em Corte:



Representação em Planta:



Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV da Central Solar do Mogadouro		Revisão:	00
Local:	Mogadouro, Bragança, Portugal		Data:	06/10/2021
Documento:	Comparação de valores dos Esforços Eletromecânicos calculados através do software Primtech e das folhas Excel			

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

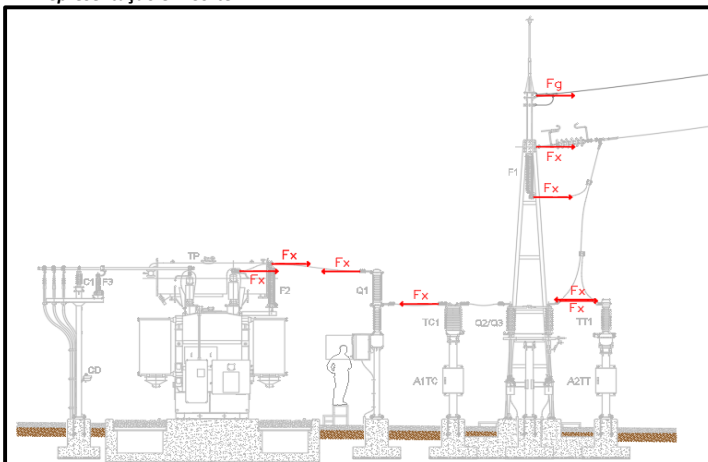
Caso: 60/30kV

Tabela Resumo - Esforços Eletromecânicos

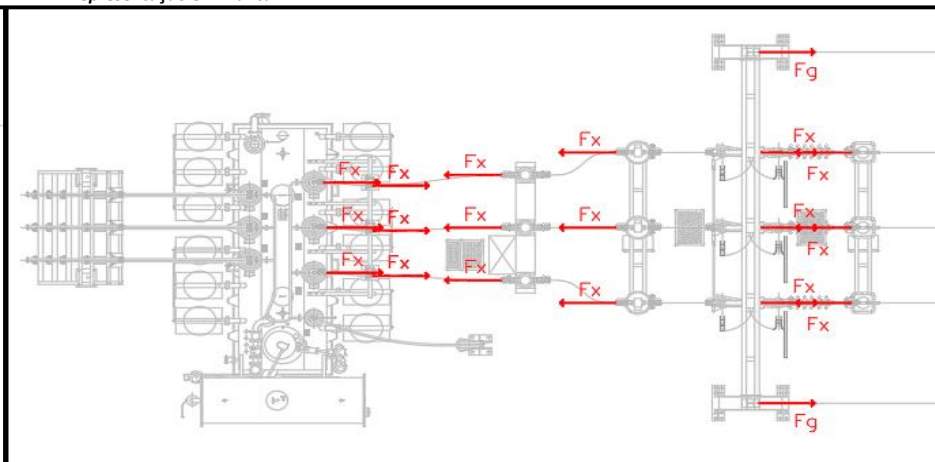
Características do Sistema:

Caso:	Ligação - (1).Transformador de Corrente (TC1) ao (2).Disjuntor (Q1)	Ligação - (1).Disjuntor (Q1) ao (2).Descarregador de Sobretensões TP (F2)	Ligação - (1).Descarregador de Sobretensões TP (F2) ao (2).Transformador de Potência (TP)	Ligação - Barramento MT suportado por (1).Coluna Isolante (C1)
Condutor:	<i>Cabo Aster 851 (851-AL4)</i>	<i>Cabo Aster 851 (851-AL4)</i>	<i>Cabo Aster 851 (851-AL4)</i>	<i>Tube Al 60/50mm</i>
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso ao software Primtech:				
<i>Esforços Estáticos</i>	F_x 208 N	221 N	102 N	290 N
<i>Esforços Dinâmicos</i>	F_x 1200 N	1790 N	848 N	493 N
Forças aplicadas por fase calculadas com recurso às folhas Excel:				
<i>Esforços Estáticos</i>	F_x 223 N	407 N	150 N	450 N
<i>Esforços Dinâmicos</i>	F_x 1033 N	2260 N	838 N	492 N
Carga Estática máxima admissível por equipamento:				
<i>Equipamento (1)</i>	2500 N	2000 N	3970 N	-
<i>Equipamento (2)</i>	2000 N	3970 N	2000 N	-
Carga Estática e Dinâmica máxima admissível por equipamento:				
<i>Equipamento (1)</i>	3500 N	3500 N	5670 N	4000 N
<i>Equipamento (2)</i>	3500 N	5670 N	4000 N	-

Representação em Corte:

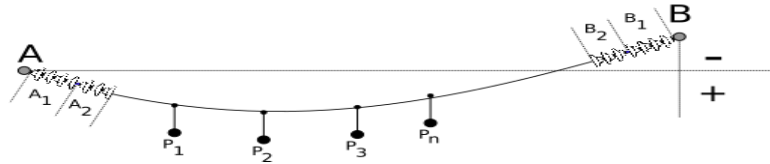


Representação em Planta:



Sag Calculation / Installation Table

All sag-data are given for one sub-conductor



Ligação (Baixada) entre o Cabo de Saída (Pórtico) ao (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3)

General Data

Calculation type:	Given sag
Horizontal span length:	1380.10 mm
Height difference of anchor points:	-4861.80 mm
Specified sag:	55.20 mm (at 80°C and 690.05mm)
Maximum horizontal tensile force:	17.07 N (at -10°C (Wind/Ice Layer))

Conductor data

Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number:	1
Diameter:	38.00 mm
Area (Aluminium):	850.70 mm ²
Area (Steel):	0.00 mm ²
Mass per unit length:	2360.70 kg/km
Young's modulus E:	52000.00 N/mm ²
Coefficient of thermal expansion:	23.00 10 ⁻⁶ /K

Additional loads

Temperature	Load	Ice load Conductor	Ice thickness Conductor	Ice load String	Ice thickness String	Wind pressure	Wind drag factor	Ice density
-10 °C	Wind/Ice Layer		10.00 mm		10.00 mm	300.00 N/m ²	1.00	900.00 kg/m ³
15 °C	Wind					750.00 N/m ²	1.00	

Conductor with individual loads

Temperature	Load	H-Tensile force	Left-Anchor V-Reaction	Right-Anchor V-Reaction	0.00 m	0.69 m	1.38 m
-10 °C		6 N	11 N	125 N	0.00 m	0.05 m	-4.86 m
-10 °C	Wind/Ice Layer	17 N	1 N	213 N	0.00 m	-0.65 m	-4.86 m
15 °C		6 N	11 N	125 N	0.00 m	0.05 m	-4.86 m
15 °C	Wind	15 N	1 N	193 N	0.00 m	-0.65 m	-4.86 m
80 °C		6 N	11 N	125 N	0.00 m	0.06 m	-4.86 m

Conductor without individual loads (Conductor installation table)

Temperature	H-Tensile force	0.00 m	0.69 m	1.38 m	Left mark	Right mark
-10 °C	6 N	0.00 m	0.05 m	-4.86 m	2.73 m	2.73 m
15 °C	10 N	0.00 m	-0.65 m	-4.86 m	1.89 m	1.89 m
80 °C	10 N	0.00 m	-0.64 m	-4.86 m	1.89 m	1.89 m



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (LIGAÇÕES TENDIDAS VERTICAIS PRINCIPAIS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento: 0	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação (Baixada) entre o Cabo de Saída (Pórtico) ao (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3)

Dados de entrada

Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico	I''	31.5	kA
Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito	κ	1.81	
Frequência do sistema	f	50	Hz
Altura da Baixa	h	1.3251	m
Largura da baixada	w	0.5518	m
Distância entre suportes	l	1.44	m
Comprimento do total do condutor da baixada	l_v	1.4791	m
Distância entre condutores	a	1.5	m
Distâncias entre peças de conexão/espaçadores	l_s	1.42	m
Distância entre subcondutores	a_s	0	m
Constante da elasticidade resultante dos suportes	S	100	N/mm
Condutor: ASTER 851			
Número de subcondutores	n	1	
Diâmetro dos subcondutores	d	38	mm
Secção dos subcondutores	A_s	850.7	mm ²
Massa por unidade de comprimento dos subcondutores	m'	2.3607	kg/m
Módulo Young	E	52000	N/mm ²
Valor da aceleração gravitacional convencional	g	9.81	m/s ²
Permeabilidade do vácuo	μ_0	1.26E-06	H/m
Fator v_2 (de acordo com a Figura 9 da norma IEC 60865-1)	v_2	N.A	
Parâmetro ξ (de acordo com a Figura 11 da norma IEC 60865-1)	ξ	N.A	

Cálculos

Força de tensão de curto-circuito e o deslocamento horizontal máximo			
Força de tensão durante o curto circuito	$F_{t,d}$	0.874	kN
Deslocamento horizontal máximo	b_h	0.15	m
Distância mínima no ar entre condutores (fase-fase) durante o curto-circuito	a_{min}	1.20	m
Força de tensão estática			
Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto inferior da baixada	H_s	6	N
Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto superior da baixada	V_s	34	N
Força de tensão estática média na baixada	$F_{s,t}$	20	N
Dimensões e parâmetros característicos			
Força de curto-circuito entre subcondutores	F_v	N.A	kN
Fatores de cálculo de F_v	v_1	N.A	
	v_3	N.A	
Módulo de Young real	$E_{eff,Tw}$	N.A	N/m ²
Norma de rigidez	N	N.A	N ⁻¹
Fatores de deformação	ϵ_{st}	N.A	
	ϵ_{pi}	N.A	
Parâmetro j	j	N.A	
Fator v_e	v_e	N.A	
Fator v_4	v_4	N.A	
Força de tensão devida à contração	$F_{pi,d}$	N.A	kN



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (LIGAÇÕES TENDIDAS VERTICAIS PRINCIPAIS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro	Revisão: 0
Local: Mogadouro, Portugal	Data: 06/10/2021
Documento: 0	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação (Baixada) entre o Cabo de Saída (Pórtico) ao (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3)

Conclusões

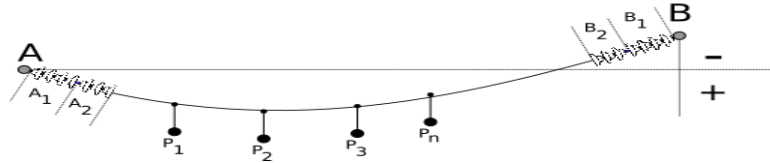
De acordo com a norma IEC 60865-1, o valor $F_{m\acute{a}x}$ deverá ser aplicado como um esforço estático às estruturas, aos isoladores, aos conectores e às fundações:

Força de tensão máxima	$F_{m\acute{a}x}$	0.874 kN
------------------------	-------------------	-----------------

-> O deslocamento horizontal é 0.15 m e a distância mínima entre fases é 1.19 m.

Sag Calculation / Installation Table

All sag-data are given for one sub-conductor



Ligação entre o Cabo de baixada ao (1).Descarregador de Sobretensões Linha (F1)

General Data

Calculation type:	Given sag
Horizontal span length:	1547.50 mm
Height difference of anchor points:	-405.90 mm
Specified sag:	61.90 mm (at 80°C and 773.75mm)
Maximum horizontal tensile force:	49.46 N (at -10°C (Wind/Ice Layer))

Conductor data

Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number:	1
Diameter:	38.00 mm
Area (Aluminium):	850.70 mm ²
Area (Steel):	0.00 mm ²
Mass per unit length:	2360.70 kg/km
Young's modulus E:	52000.00 N/mm ²
Coefficient of thermal expansion:	23.00 10 ⁻⁶ /K

Additional loads

Temperature	Load	Ice load Conductor	Ice thickness Conductor	Ice load String	Ice thickness String	Wind pressure	Wind drag factor	Ice density
-10 °C	Wind/Ice Layer		10.00 mm		10.00 mm	300.00 N/m ²	1.00	900.00 kg/m ³
15 °C	Wind					750.00 N/m ²	1.00	

Conductor with individual loads

Temperature	Load	H-Tensile force	Left-Anchor V-Reaction	Right-Anchor V-Reaction	0.00 m	0.77 m	1.55 m
-10 °C		28 N	11 N	28 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m
-10 °C	Wind/Ice Layer	49 N	20 N	49 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m
15 °C		28 N	11 N	28 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m
15 °C	Wind	45 N	18 N	45 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m
80 °C		28 N	11 N	28 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m

Conductor without individual loads (Conductor installation table)

Temperature	H-Tensile force	0.00 m	0.77 m	1.55 m	Left mark	Right mark
-10 °C	28 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m	0.26 m	0.26 m
15 °C	28 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m	0.26 m	0.26 m
80 °C	28 N	0.00 m	0.06 m	-0.41 m	0.27 m	0.27 m



CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (LIGAÇÕES TENDIDAS VERTICAIS PRINCIPAIS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		Revisão: 0
Local: Mogadouro, Portugal		
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação entre o Cabo de baixada ao (1). Descarregador de Sobretensões Linha (F1)

Dados de entrada

Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico	I''	31.5 kA
Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito	κ	1.81
Frequência do sistema	f	50 Hz
Altura da Baixa	h	0.61 m
Largura da baixada	w	1.60 m
Distância entre suportes	l	1.71 m
Comprimento do total do condutor da baixada	l_v	1.75 m
Distância entre condutores	a	1.5 m
Distâncias entre peças de conexão/espaçadores	l_s	1.45 m
Distância entre subcondutores	a_s	0 m
Constante da elasticidade resultante dos suportes	S	100 N/mm
Condutor: ASTER 851		
Número de subcondutores	n	1
Diâmetro dos subcondutores	d	38 mm
Secção dos subcondutores	A_s	850.7 mm ²
Massa por unidade de comprimento dos subcondutores	m'	2.3607 kg/m
Módulo Young	E	52000 N/mm ²
Valor da aceleração gravitacional convencional	g	9.81 m/s ²
Permeabilidade do vácuo	μ_0	1.26E-06 H/m
Fator v_2 (de acordo com a Figura 9 da norma IEC 60865-1)	v_2	N.A
Parâmetro ξ (de acordo com a Figura 11 da norma IEC 60865-1)	ξ	N.A

Cálculos

Força de tensão de curto-circuito e o deslocamento horizontal máximo		
Força de tensão durante o curto circuito	$F_{t,d}$	0.422 kN
Deslocamento horizontal máximo	b_h	0.15 m
Distância mínima no ar entre condutores (fase-fase) durante o curto-circuito	a_{min}	1.19 m
Força de tensão estática		
Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto inferior da baixada	H_s	48 N
Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto superior da baixada	V_s	41 N
Força de tensão estática média na baixada	$F_{s,t}$	44 N
Dimensões e parâmetros característicos		
Força de curto-circuito entre subcondutores	F_v	N.A kN
Fatores de cálculo de F_v	v_1	N.A
	v_3	N.A
Módulo de Young real	$E_{eff,Tw}$	N.A N/m ²
Norma de rigidez	N	N.A N ⁻¹
Fatores de deformação	ϵ_{st}	N.A
	ϵ_{pi}	N.A
Parâmetro j	j	N.A
Fator v_e	v_e	N.A
Fator v_4	v_4	N.A
Força de tensão devida à contração	$F_{pi,d}$	N.A kN



QUADRANTE

**CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS
(LIGAÇÕES TENDIDAS VERTICAIS PRINCIPAIS)**



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro	
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:	Data: 06/10/2021

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação entre o Cabo de baixada ao (1). Descarregador de Sobretensões Linha (F1)

Conclusões

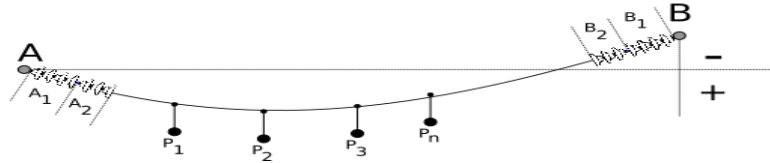
De acordo com a norma IEC 60865-1, o valor $F_{m\acute{a}x}$ deverá ser aplicado como um esforço estático às estruturas, aos isoladores, aos conectores e às fundações:

Força de tensão máxima	$F_{m\acute{a}x}$	0.422 kN
------------------------	-------------------	-----------------

-> O deslocamento horizontal é 0.15 m e a distância mínima entre fases é 1.19 m.

Sag Calculation / Installation Table

All sag-data are given for one sub-conductor



Ligação entre o Cabo de baixada ao (1).Transformador de Tensão (TT1)

General Data

Calculation type:	Given sag
Horizontal span length:	678.20 mm
Height difference of anchor points:	-1498.20 mm
Specified sag:	27.13 mm (at 80°C and 339.10mm)
Maximum horizontal tensile force:	6.54 N (at -10°C (Wind/Ice Layer))

Conductor data

Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number:	1
Diameter:	38.00 mm
Area (Aluminium):	850.70 mm ²
Area (Steel):	0.00 mm ²
Mass per unit length:	2360.70 kg/km
Young's modulus E:	52000.00 N/mm ²
Coefficient of thermal expansion:	23.00 10 ⁻⁶ /K

Additional loads

Temperature	Load	Ice load Conductor	Ice thickness Conductor	Ice load String	Ice thickness String	Wind pressure	Wind drag factor	Ice density
-10 °C	Wind/Ice Layer		10.00 mm		10.00 mm	300.00 N/m ²	1.00	900.00 kg/m ³
15 °C	Wind					750.00 N/m ²	1.00	

Conductor with individual loads

Temperature	Load	H-Tensile force	Left-Anchor V-Reaction	Right-Anchor V-Reaction	0.00 m	0.34 m	0.68 m
-10 °C		4 N	5 N	41 N	0.00 m	0.02 m	-1.50 m
-10 °C	Wind/Ice Layer	7 N	9 N	71 N	0.00 m	0.02 m	-1.50 m
15 °C		4 N	5 N	41 N	0.00 m	0.02 m	-1.50 m
15 °C	Wind	6 N	8 N	65 N	0.00 m	0.02 m	-1.50 m
80 °C		4 N	5 N	41 N	0.00 m	0.03 m	-1.50 m

Conductor without individual loads (Conductor installation table)

Temperature	H-Tensile force	0.00 m	0.34 m	0.68 m	Left mark	Right mark
-10 °C	4 N	0.00 m	0.02 m	-1.50 m	0.82 m	0.82 m
15 °C	4 N	0.00 m	0.02 m	-1.50 m	0.82 m	0.82 m
80 °C	4 N	0.00 m	0.03 m	-1.50 m	0.83 m	0.83 m



CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (LIGAÇÕES TENDIDAS VERTICAIS PRINCIPAIS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		Revisão: 0
Local: Mogadouro, Portugal		
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação entre o Cabo de baixada ao (1). Transformador de Tensão (TT1)

Dados de entrada

Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico	I''	31.5	kA
Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito	κ	1.81	
Frequência do sistema	f	50	Hz
Altura da Baixa	h	1.23	m
Largura da baixada	w	0.5	m
Distância entre suportes	l	1.33	m
Comprimento do total do condutor da baixada	l_v	1.38	m
Distância entre condutores	a	1.5	m
Distâncias entre peças de conexão/espaçadores	l_s	1.50	m
Distância entre subcondutores	a_s	0	m
Constante da elasticidade resultante dos suportes	S	100	N/mm
Condutor: ASTER 851			
Número de subcondutores	n	1	
Diâmetro dos subcondutores	d	38	mm
Secção dos subcondutores	A_s	850.7	mm ²
Massa por unidade de comprimento dos subcondutores	m'	2.3607	kg/m
Módulo Young	E	52000	N/mm ²
Valor da aceleração gravitacional convencional	g	9.81	m/s ²
Permeabilidade do vácuo	μ_0	1.26E-06	H/m
Fator v_2 (de acordo com a Figura 9 da norma IEC 60865-1)	v_2	N.A	
Parâmetro ξ (de acordo com a Figura 11 da norma IEC 60865-1)	ξ	N.A	

Cálculos

Força de tensão de curto-circuito e o deslocamento horizontal máximo			
Força de tensão durante o curto circuito	$F_{t,d}$	0.840	kN
Deslocamento horizontal máximo	b_h	0.16	m
Distância mínima no ar entre condutores (fase-fase) durante o curto-circuito	a_{min}	1.18	m
Força de tensão estática			
Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto inferior da baixada	H_s	5	N
Componente horizontal causada por um subcondutor no ponto superior da baixada	V_s	32	N
Força de tensão estática média na baixada	$F_{s,t}$	18	N
Dimensões e parâmetros característicos			
Força de curto-circuito entre subcondutores	F_v	N.A	kN
Fatores de cálculo de F_v	v_1	N.A	
	v_3	N.A	
Módulo de Young real	$E_{eff,Tw}$	N.A	N/m ²
Norma de rigidez	N	N.A	N ⁻¹
Fatores de deformação	ϵ_{st}	N.A	
	ϵ_{pi}	N.A	
Parâmetro j	j	N.A	
Fator v_e	v_e	N.A	
Fator v_4	v_4	N.A	
Força de tensão devida à contração	$F_{pi,d}$	N.A	kN



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (LIGAÇÕES TENDIDAS VERTICAIS PRINCIPAIS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro	
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:	Data: 06/10/2021

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação entre o Cabo de baixada ao (1). Transformador de Tensão (TT1)

Conclusões

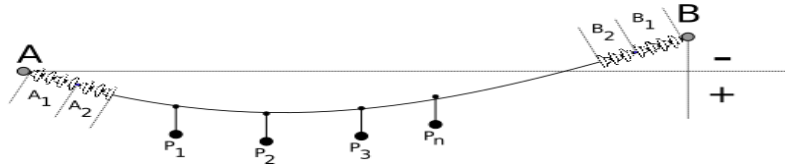
De acordo com a norma IEC 60865-1, o valor $F_{m\acute{a}x}$ deverá ser aplicado como um esforço estático às estruturas, aos isoladores, aos conectores e às fundações:

Força de tensão máxima	$F_{m\acute{a}x}$	0.840 kN
------------------------	-------------------	-----------------

-> O deslocamento horizontal é 0.15 m e a distância mínima entre fases é 1.18 m.

Sag Calculation / Installation Table

All sag-data are given for one sub-conductor



Ligação - (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3) ao (2).Transformador de Corrente (TC1)

General Data

Calculation type:	Given sag
Horizontal span length:	1378.90 mm
Height difference of anchor points:	-20.90 mm
Specified sag:	55.16 mm (at 80°C and 689.45mm)
Maximum horizontal tensile force:	181.51 N (at -10°C (Wind/Ice Layer))

Conductor data

Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number:	1
Diameter:	38.00 mm
Area (Aluminium):	850.70 mm ²
Area (Steel):	0.00 mm ²
Mass per unit length:	2360.70 kg/km
Young's modulus E:	52000.00 N/mm ²
Coefficient of thermal expansion:	23.00 10 ⁻⁶ /K

Additional loads

Temperature	Load	Ice load Conductor	Ice thickness Conductor	Ice load String	Ice thickness String	Wind pressure	Wind drag factor	Ice density
-10 °C	Wind/Ice Layer		10.00 mm		10.00 mm	300.00 N/m ²	1.00	900.00 kg/m ³
15 °C	Wind					750.00 N/m ²	1.00	

Conductor with individual loads

Temperature	Load	H-Tensile force	Left-Anchor V-Reaction	Right-Anchor V-Reaction	0.00 m	0.69 m	1.38 m
-10 °C		104 N	14 N	18 N	0.00 m	0.04 m	-0.02 m
-10 °C	Wind/Ice Layer	182 N	25 N	31 N	0.00 m	0.04 m	-0.02 m
15 °C		97 N	15 N	18 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m
15 °C	Wind	154 N	23 N	28 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m
80 °C		84 N	15 N	17 N	0.00 m	0.06 m	-0.02 m

Conductor without individual loads (Conductor installation table)

Temperature	H-Tensile force	0.00 m	0.69 m	1.38 m	Left mark	Right mark
-10 °C	104 N	0.00 m	0.04 m	-0.02 m	0.05 m	0.05 m
15 °C	97 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m	0.06 m	0.06 m
80 °C	84 N	0.00 m	0.06 m	-0.02 m	0.07 m	0.07 m

Mechanical Effects of Short-Circuit Current acc. IEC 60865-1

Ligação - (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3) ao (2).Transformador de Corrente (TC1)

Input data

Three-phase a.c system/single-phase a.c. system:	Three-phases short-circuit current
System frequency f:	50.00 Hz
Initial symmetrical short-circuit current I''k:	31.50 kA
Factor for the calculation of the peak short-circuit current κ:	1.81
Duration of first short-circuit current flow T_k1:	3.00 s
Center-line distance between supports l:	1378.90 mm
Length of both insulator chains 2*l_i:	0.00 mm
Center-line distance between main conductors a:	1500.00 mm
Effective distance between sub-conductors a_s:	0.00 mm
Number of sets of spacers k:	0
Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number of sub-conductors n:	1
Diameter of a flexible conductor d_s:	38.00 mm
Cross-section of sub-conductor (Aluminium) A_s:	850.70 mm ²
Cross-section of sub-conductor (Steel) A_s:	0.00 mm ²
Mass per unit length of main conductor m'_s:	2360.70 kg/km
Young's module E:	52000.00 N/mm ²
Static tensile force in the main conductor F_st at -10°C:	104.04 N
Static tensile force in the main conductor F_st at 80°C:	84.13 N
Resulting spring constant of both supports S:	100.00 N/mm

Short-circuit tensile forces and displacement of conductors

Maximum short-circuit tensile force in main conductor F_t,d at -10°C:	776.15 N
Maximum drop force in Main conductor F_f,d at 80°C:	896.50 N
Rating of connectors:	1164.22 N
Rating of supports and insulators:	896.50 N
Maximum horizontal displacement b_h at = 90.00°:	100.00 mm
Minimum air clearance between two main conductors a_min:	1300.00 mm
Maximum dynamic sag fed:	100.00 mm

Intermediate results

	-10 °C	80 °C
Cord length of main conductor in the span l_c:	1378.90 mm	1378.90 mm
Relation l_c/l:	1.00	1.00
Mass per unit length including individual loads:	2.36 kg/m	2.36 kg/m
Electromagnetic force per unit length:	99.23 N/m	99.23 N/m
Parameter r:	4.29	4.29
Angular direction of the force δ_1:	76.87 °	76.87 °
Dynamic sag fed:	91.44 mm	100.00 mm
Equivalent static conductor sag at midspan b_c:	52.89 mm	65.40 mm
Period of conductor oscillation T:	0.41 s	0.46 s
Resulting period of conductor oscillation T_res:	0.22 s	0.25 s
Used duration of the first short-circuit current flow T_k1:	0.17 s	0.18 s
Relation T_k1/T_res:	0.74	0.74
Static stress of conductor:	0.12 N/mm ²	0.10 N/mm ²
Actual Young's modulus E_s:	15739.85 N/mm ²	15713.09 N/mm ²
Stiffness norm N:	7326.84 10 ⁻⁹ /N	7326.97 10 ⁻⁹ /N
Stress factor ζ:	5.15	9.73
Swing-out-Angle δ_k:	153.73 °	153.73 °
Factor χ:	-3.29	-3.29
Maximum swing-out angle δ_m:	180.00 °	180.00 °
Factor φ:	10.20	10.20
Factor ψ:	0.63	0.73
Short-circuit tensile force in main conductor F_t,d:	776.15 N	709.66 N
Drop force in main conductor F_f,d:	810.71 N	896.50 N
Elastic expansion ε_ela:	4.92 10 ⁻³	4.58 10 ⁻³
Material constant c_th:	0.27 10 ⁻¹⁸	0.27 10 ⁻¹⁸
Thermal expansion ε_th:	0.02 10 ⁻³	0.02 10 ⁻³
Dilatation factor C_D:	1.50	1.33
Form factor C_F:	1.15	1.15
Maximum horizontal displacement b_h:	91.44 mm	100.00 mm
Minimum air clearance between two main conductors a_min:	1317.11 mm	1300.00 mm
Center-line distance between 2 spacers l_s:	1378.90 mm	1378.90 mm

Sub-Conductors clash together effectively



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3) ao (2).Transformador de Corrente (TC1)

Dados de entrada		
Corrente de curto circuito trifásica simétrica inicial	I_k''	31.5 kA
Duração da corrente de curto-circuito	T_{k1}	3 s
Comprimento efetivo do vão de ligação	l_{eff}	1.2 m
Distância entre condutores:	f	50 Hz
Lado 1	a_1	1.5 m
Lado 2	a_2	1.5 m
Constante da elasticidade resultante dos suportes	S	100 N/mm
Condutor:		ASTER 851
Número de subcondutores	n	1
Área de secção do subcondutor	A_s	850.7 mm ²
Massa por unidade de comprimento	m'_s	2.3607 kg/m
Módulo de Young	E	52000 N/mm ²
Força de tração estática do condutor principal:		
Temperatura mínima de inverno local	$F_{st,Tw}$	198 N
Temperatura máxima de operação permanente do condutor	$F_{st,Tmax}$	87 N
Valor convencional da aceleração da gravidade	g	9.81 m/s ²
Fator ψ (de acordo com a Figura 7 da norma IEC 60865-1)	ψ_{Tw}	0.307
	ψ_{Tmax}	0.653
Constante de material do condutor	c_{th}	2.7E-19 m ⁴ /(A ² s)

Cálculos		
Carga electromagnética e parâmetros característicos		
Distância equivalente entre condutores	a	1.5 m
Carga eletromagnética característica por unidade de comprimento	F'	99.2 N
Relação entre a força electromecânica sobre um condutor sobre condições de curto-circuito, e a força gravítica	r	4.28
Direção da força resultante exercida no condutor	δ_1	76.9 °
Flechas estáticas equivalentes do condutor no ponto intermédio do vão	$f_{es,Tw}$	0.021 m
	$f_{es,Tmax}$	0.048 m
Períodos de oscilação dos condutores	T_{Tw}	0.260 s
	T_{Tmax}	0.393 s
Períodos resultantes da oscilação do condutor durante curto-circuito	$T_{res,Tw}$	0.140 s
	$T_{res,Tmax}$	0.211 s
Módulos de Young real	$E_{eff,Tw}$	1.59E+10 N/m ²
	$E_{eff,Tmax}$	1.57E+10 N/m ²
Normas de rigidez	N_{Tw}	8.407E-06 1/N
	N_{Tmax}	8.408E-06 1/N



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Seccionador de Linha (Q2/Q3) ao (2).Transformador de Corrente (TC1)

Fatores de tensão mecânica	ζ_{TW}	0.49
	ζ_{Tmax}	5.85
T_{K1} a utilizar	$T_{k1,Tw}$	0.1 s
	$T_{k1,Tmax}$	0.2 s
Angulo de balanço do condutor no fim do curto-circuito	$\delta_{end,Tw}$	153.7 °
	$\delta_{end,Tmax}$	153.7 °
Magnitudes para o ângulo máximo de balanço	$\chi_{end,Tw}$	-3.28
	$\chi_{end,Tmax}$	-3.28
Angulo máximo de balanço no fim do curto-circuito	$\delta_{max,Tw}$	180.0 °
	$\delta_{max,Tmax}$	180.0 °

Força de tensão durante o curto-circuito causado pelo balanço dos condutores

Parâmetros de carga	Φ_{TW}	10.20
	Φ_{Tmax}	10.20
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{t,d,Tw}$	0.82 kN
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	0.66 kN
Força de tensão máxima durante curto-circuito	$F_{t,d}$	0.82 kN

Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão

Expansão elástica	ϵ_{ela}	4.86E-03
Expansão térmica	ϵ_{th}	1.294E-05
Fator de dilatação	C_D	1.46
Fator de forma	C_F	1.15
Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão	f_{ed}	0.08 m

Força de tensão após curto-circuito causado pela caída dos condutores

Força de tensão após curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{f,d,Tw}$	0.53 kN
Força de tensão após curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	0.72 kN
Força de tensão máxima após curto-circuito	$F_{t,d}$	0.72 kN

Deslocamento horizontal do vão e distância mínima no ar entre condutores

Deslocamento horizontal máximo dos condutores	b_h	0.08 m
Distância mínima no ar entre condutores	a_{min}	1.34 m

Conclusões

De acordo a norma IEC 60865-1:2011, os suportes (equipamentos, isoladores de poste e estruturas metálicas) e as fundações devem suportar a seguinte força de flexão:

-> $\max\{F_{t,d}; F_{f,d}\}$	0.818 kN
-------------------------------	-----------------

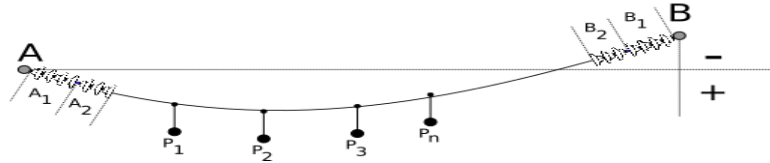
O sistema de fixação do condutor deverá ser especificado para as seguintes cargas máximas:

Carga Estática	0.198 kN
Carga Dinâmica	1.227 kN

-> O deslocamento horizontal é 0.08 m e a distância mínima entre fases é 1.33 m.

Sag Calculation / Installation Table

All sag-data are given for one sub-conductor



Ligação - (1).Transformador de Corrente (TC1) ao (2).Disjuntor (Q1)

General Data

Calculation type:	Given sag
Horizontal span length:	1591.20 mm
Height difference of anchor points:	-24.90 mm
Specified sag:	63.65 mm (at 80°C and 795.60mm)
Maximum horizontal tensile force:	207.83 N (at -10°C (Wind/Ice Layer))

Conductor data

Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number:	1
Diameter:	38.00 mm
Area (Aluminium):	850.70 mm ²
Area (Steel):	0.00 mm ²
Mass per unit length:	2360.70 kg/km
Young's modulus E:	52000.00 N/mm ²
Coefficient of thermal expansion:	23.00 10 ⁻⁶ /K

Additional loads

Temperature	Load	Ice load Conductor	Ice thickness Conductor	Ice load String	Ice thickness String	Wind pressure	Wind drag factor	Ice density
-10 °C	Wind/Ice Layer		10.00 mm		10.00 mm	300.00 N/m ²	1.00	900.00 kg/m ³
15 °C	Wind					750.00 N/m ²	1.00	

Conductor with individual loads

Temperature	Load	H-Tensile force	Left-Anchor V-Reaction	Right-Anchor V-Reaction	0.00 m	0.80 m	1.59 m
-10 °C		119 N	17 N	20 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m
-10 °C	Wind/Ice Layer	208 N	29 N	36 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m
15 °C		111 N	17 N	20 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m
15 °C	Wind	177 N	27 N	32 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m
80 °C		97 N	17 N	20 N	0.00 m	0.06 m	-0.02 m

Conductor without individual loads (Conductor installation table)

Temperature	H-Tensile force	0.00 m	0.80 m	1.59 m	Left mark	Right mark
-10 °C	119 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m	0.06 m	0.06 m
15 °C	111 N	0.00 m	0.05 m	-0.02 m	0.07 m	0.07 m
80 °C	97 N	0.00 m	0.06 m	-0.02 m	0.08 m	0.08 m

Mechanical Effects of Short-Circuit Current acc. IEC 60865-1

Ligação - (1).Transformador de Corrente (TC1) ao (2).Disjuntor (Q1)

Input data

Three-phase a.c system/single-phase a.c. system:	Three-phases short-circuit current
System frequency f:	50.00 Hz
Initial symmetrical short-circuit current I''k:	31.50 kA
Factor for the calculation of the peak short-circuit current κ:	1.81
Duration of first short-circuit current flow T_k1:	3.00 s
Center-line distance between supports l:	1591.20 mm
Length of both insulator chains 2*li:	0.00 mm
Center-line distance between main conductors a:	1050.00 mm
Effective distance between sub-conductors a_s:	0.00 mm
Number of sets of spacers k:	0
Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number of sub-conductors n:	1
Diameter of a flexible conductor d_s:	38.00 mm
Cross-section of sub-conductor (Aluminium) A_s:	850.70 mm ²
Cross-section of sub-conductor (Steel) A_s:	0.00 mm ²
Mass per unit length of main conductor m'_s:	2360.70 kg/km
Young's module E:	52000.00 N/mm ²
Static tensile force in the main conductor F_st at -10°C:	119.13 N
Static tensile force in the main conductor F_st at 80°C:	96.59 N
Resulting spring constant of both supports S:	100.00 N/mm

Short-circuit tensile forces and displacement of conductors

Maximum short-circuit tensile force in main conductor F_t,d at -10°C:	1199.10 N
Maximum drop force in Main conductor F_f,d at 80°C:	1036.28 N
Rating of connectors:	1798.65 N
Rating of supports and insulators:	1199.10 N
Maximum horizontal displacement b_h at = 90.00°:	125.59 mm
Minimum air clearance between two main conductors a_min:	798.82 mm
Maximum dynamic sag fed:	125.59 mm

Intermediate results

	-10 °C	80 °C
Cord length of main conductor in the span l_c:	1591.20 mm	1591.20 mm
Relation l_c/l:	1.00	1.00
Mass per unit length including individual loads:	2.36 kg/m	2.36 kg/m
Electromagnetic force per unit length:	141.75 N/m	141.75 N/m
Parameter r:	6.12	6.12
Angular direction of the force δ_1:	80.72 °	80.72 °
Dynamic sag fed:	116.83 mm	125.59 mm
Equivalent static conductor sag at midspan b_c:	61.51 mm	75.86 mm
Period of conductor oscillation T:	0.45 s	0.49 s
Resulting period of conductor oscillation T_res:	0.20 s	0.23 s
Used duration of the first short-circuit current flow T_k1:	0.18 s	0.20 s
Relation T_k1/T_res:	0.87	0.87
Static stress of conductor:	0.14 N/mm ²	0.11 N/mm ²
Actual Young's modulus E_s:	15760.13 N/mm ²	15729.83 N/mm ²
Stiffness norm N:	6359.15 10 ⁻⁹ /N	6359.30 10 ⁻⁹ /N
Stress factor ζ:	5.26	9.87
Swing-out-Angle δ_k:	161.45 °	161.45 °
Factor χ:	-5.12	-5.12
Maximum swing-out angle δ_m:	180.00 °	180.00 °
Factor φ:	15.61	15.61
Factor ψ:	0.58	0.68
Short-circuit tensile force in main conductor F_t,d:	1199.10 N	1115.47 N
Drop force in main conductor F_f,d:	938.22 N	1036.28 N
Elastic expansion ε_ela:	6.87 10 ⁻³	6.48 10 ⁻³
Material constant c_th:	0.27 10 ⁻¹⁸	0.27 10 ⁻¹⁸
Thermal expansion ε_th:	0.02 10 ⁻³	0.02 10 ⁻³
Dilatation factor C_D:	1.65	1.44
Form factor C_F:	1.15	1.15
Maximum horizontal displacement b_h:	116.83 mm	125.59 mm
Minimum air clearance between two main conductors a_min:	816.33 mm	798.82 mm
Center-line distance between 2 spacers l_s:	1591.20 mm	1591.20 mm

Sub-Conductors clash together effectively



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Transformador de Corrente (TC1) ao (2).Disjuntor (Q1)

Dados de entrada		
Corrente de curto circuito trifásica simétrica inicial	I_k''	31.5 kA
Duração da corrente de curto-circuito	T_{k1}	3 s
Comprimento efetivo do vão de ligação	l_{eff}	1.35 m
Distância entre condutores:	f	50 Hz
Lado 1	a_1	1.5 m
Lado 2	a_2	1.05 m
Constante da elasticidade resultante dos suportes	S	100 N/mm
Condutor:		ASTER 851
Número de subcondutores	n	1
Área de secção do subcondutor	A_s	850.7 mm ²
Massa por unidade de comprimento	m'_s	2.3607 kg/m
Módulo de Young	E	52000 N/mm ²
Força de tração estática do condutor principal:		
Temperatura mínima de inverno local	$F_{st,Tw}$	223 N
Temperatura máxima de operação permanente do condutor	$F_{st,Tmax}$	98 N
Valor convencional da aceleração da gravidade	g	9.81 m/s ²
Fator ψ (de acordo com a Figura 7 da norma IEC 60865-1)	ψ_{Tw}	0.292
	ψ_{Tmax}	0.627
Constante de material do condutor	c_{th}	2.7E-19 m ⁴ /(A ² s)

Cálculos		
Carga electromagnética e parâmetros característicos		
Distância equivalente entre condutores	a	1.3 m
Carga eletromagnética característica por unidade de comprimento	F'	116.7 N
Relação entre a força electromecânica sobre um condutor sobre condições de curto-circuito, e a força gravítica	r	5.04
Direção da força resultante exercida no condutor	δ_1	78.8 °
Flechas estáticas equivalentes do condutor no ponto intermédio do vão	$f_{es,Tw}$	0.024 m
	$f_{es,Tmax}$	0.054 m
Períodos de oscilação dos condutores	T_{Tw}	0.276 s
	T_{Tmax}	0.417 s
Períodos resultantes da oscilação do condutor durante curto-circuito	$T_{res,Tw}$	0.138 s
	$T_{res,Tmax}$	0.209 s
Módulos de Young real	$E_{eff,Tw}$	1.59E+10 N/m ²
	$E_{eff,Tmax}$	1.57E+10 N/m ²
Normas de rigidez	N_{Tw}	7.481E-06 1/N
	N_{Tmax}	7.482E-06 1/N



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		Revisão: 0
Local: Mogadouro, Portugal		
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Transformador de Corrente (TC1) ao (2).Disjuntor (Q1)

Fatores de tensão mecânica	ζ_{TW}	0.49
	ζ_{Tmax}	5.83
T_{K1} a utilizar	$T_{k1,Tw}$	0.1 s
	$T_{k1,Tmax}$	0.2 s
Angulo de balanço do condutor no fim do curto-circuito	$\delta_{end,Tw}$	157.6 °
	$\delta_{end,Tmax}$	157.6 °
Magnitudes para o ângulo máximo de balanço	$\chi_{end,Tw}$	-4.04
	$\chi_{end,Tmax}$	-4.04
Angulo máximo de balanço no fim do curto-circuito	$\delta_{max,Tw}$	180.0 °
	$\delta_{max,Tmax}$	180.0 °

Força de tensão durante o curto-circuito causado pelo balanço dos condutores

Parâmetros de carga	φ_{TW}	12.42
	φ_{Tmax}	12.42
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{t,d,Tw}$	1.03 kN
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	0.86 kN
Força de tensão máxima durante curto-circuito	$F_{t,d}$	1.03 kN

Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão

Expansão elástica	ϵ_{ela}	5.69E-03
Expansão térmica	ϵ_{th}	1.278E-05
Fator de dilatação	C_D	1.53
Fator de forma	C_F	1.15
Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão	f_{ed}	0.09 m

Força de tensão após curto-circuito causado pela caída dos condutores

Força de tensão após curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{f,d,Tw}$	0.59 kN
Força de tensão após curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	0.81 kN
Força de tensão máxima após curto-circuito	$F_{t,d}$	0.81 kN

Deslocamento horizontal do vão e distância mínima no ar entre condutores

Deslocamento horizontal máximo dos condutores	b_h	0.09 m
Distância mínima no ar entre condutores	a_{min}	1.09 m

Conclusões

De acordo a norma IEC 60865-1:2011, os suportes (equipamentos, isoladores de poste e estruturas metálicas) e as fundações devem suportar a seguinte força de flexão:

-> $\max\{F_{t,d}; F_{t,d}\}$	1.033 kN
-------------------------------	-----------------

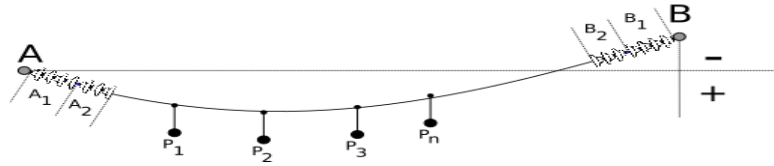
O sistema de fixação do condutor deverá ser especificado para as seguintes cargas máximas:

Carga Estática	0.223 kN
Carga Dinâmica	1.549 kN

-> O deslocamento horizontal é 0.09 m e a distância mínima entre fases é 1.08 m.

Sag Calculation / Installation Table

All sag-data are given for one sub-conductor



Ligação - (1).Disjuntor (Q1) ao (2).Descarregador de Sobretensões TP (F2)

General Data

Calculation type:	Given sag
Horizontal span length:	2357.60 mm
Height difference of anchor points:	-397.10 mm
Specified sag:	94.30 mm (at 80°C and 1178.80mm)
Maximum horizontal tensile force:	101.87 N (at -10°C (Wind/Ice Layer))

Conductor data

Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number:	1
Diameter:	38.00 mm
Area (Aluminium):	850.70 mm ²
Area (Steel):	0.00 mm ²
Mass per unit length:	2360.70 kg/km
Young's modulus E:	52000.00 N/mm ²
Coefficient of thermal expansion:	23.00 10 ⁻⁶ /K

Additional loads

Temperature	Load	Ice load Conductor	Ice thickness Conductor	Ice load String	Ice thickness String	Wind pressure	Wind drag factor	Ice density
-10 °C	Wind/Ice Layer		10.00 mm		10.00 mm	300.00 N/m ²	1.00	900.00 kg/m ³
15 °C	Wind					750.00 N/m ²	1.00	

Conductor with individual loads

Temperature	Load	H-Tensile force	Left-Ancor V-Reaction	Right-Ancor V-Reaction	0.00 m	1.18 m	2.36 m
-10 °C	Wind/Ice Layer	58 N	18 N	39 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m
-10 °C		102 N	32 N	68 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m
15 °C		58 N	18 N	39 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m
15 °C	Wind	92 N	29 N	62 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m
80 °C		57 N	18 N	39 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m

Conductor without individual loads (Conductor installation table)

Temperature	H-Tensile force	0.00 m	1.18 m	2.36 m	Left mark	Right mark
-10 °C	58 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m	0.28 m	0.28 m
15 °C	58 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m	0.29 m	0.29 m
80 °C	57 N	0.00 m	0.09 m	-0.40 m	0.29 m	0.29 m

Mechanical Effects of Short-Circuit Current acc. IEC 60865-1

Ligação - (1).Disjuntor (Q1) ao (2).Descarregador de Sobretensões TP (F2)

Input data

Three-phase a.c system/single-phase a.c. system:	Three-phases short-circuit current
System frequency f:	50.00 Hz
Initial symmetrical short-circuit current I ^{''} k:	31.50 kA
Factor for the calculation of the peak short-circuit current κ:	1.81
Duration of first short-circuit current flow T _{k1} :	3.00 s
Center-line distance between supports l:	2357.60 mm
Length of both insulator chains 2 [*] l _i :	0.00 mm
Center-line distance between main conductors a:	900.00 mm
Effective distance between sub-conductors a _s :	0.00 mm
Number of sets of spacers k:	0
Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number of sub-conductors n:	1
Diameter of a flexible conductor d _s :	38.00 mm
Cross-section of sub-conductor (Aluminium) A _s :	850.70 mm ²
Cross-section of sub-conductor (Steel) A _s :	0.00 mm ²
Mass per unit length of main conductor m _s :	2360.70 kg/km
Young's module E:	52000.00 N/mm ²
Static tensile force in the main conductor F _{st} at -10°C:	58.38 N
Static tensile force in the main conductor F _{st} at 80°C:	56.72 N
Resulting spring constant of both supports S:	100.00 N/mm

Short-circuit tensile forces and displacement of conductors

Maximum short-circuit tensile force in main conductor F _{t,d} at -10°C	1082.66 N
Maximum drop force in Main conductor F _{f,d} at 80°C	2417.56 N
Rating of connectors:	2417.56 N
Rating of supports and insulators:	2417.56 N
Maximum horizontal displacement b _h at α = 90.00°:	344.01 mm
Minimum air clearance between two main conductors a _{min} :	211.98 mm
Maximum dynamic sag f _{ed} :	344.01 mm

Intermediate results

	-10 °C	80 °C
Cord length of main conductor in the span l _c :	2357.60 mm	2357.60 mm
Relation l _c /l:	1.00	1.00
Mass per unit length including individual loads:	2.36 kg/m	2.36 kg/m
Electromagnetic force per unit length:	165.38 N/m	165.38 N/m
Parameter r:	7.14	7.14
Angular direction of the force δ ₁ :	82.03 °	82.03 °
Dynamic sag f _{ed} :	335.69 mm	344.01 mm
Equivalent static conductor sag at midspan b _c :	275.53 mm	283.57 mm
Period of conductor oscillation T:	0.94 s	0.96 s
Resulting period of conductor oscillation T _{res} :	0.40 s	0.41 s
Used duration of the first short-circuit current flow T _{k1} :	0.38 s	0.38 s
Relation T _{k1} /T _{res} :	0.94	0.94
Static stress of conductor:	0.07 N/mm ²	0.07 N/mm ²
Actual Young's modulus E _s :	15678.47 N/mm ²	15676.25 N/mm ²
Stiffness norm N:	4316.58 10 ⁻⁹ /N	4316.59 10 ⁻⁹ /N
Stress factor ζ:	144.54	157.56
Swing-out-Angle δ _k :	164.06 °	164.06 °
Factor χ:	-6.14	-6.14
Maximum swing-out angle δ _m :	180.00 °	180.00 °
Factor φ:	18.64	18.64
Factor ψ:	0.94	0.95
Short-circuit tensile force in main conductor F _{t,d} :	1082.66 N	1056.47 N
Drop force in main conductor F _{f,d} :	2383.13 N	2417.56 N
Elastic expansion ε _{ela} :	4.42 10 ⁻³	4.32 10 ⁻³
Material constant c _{th} :	0.27 10 ⁻¹⁸	0.27 10 ⁻¹⁸
Thermal expansion ε _{th} :	0.04 10 ⁻³	0.04 10 ⁻³
Dilatation factor C _D :	1.06	1.05
Form factor C _F :	1.15	1.15
Maximum horizontal displacement b _h :	335.69 mm	344.01 mm
Minimum air clearance between two main conductors a _{min} :	228.62 mm	211.98 mm
Center-line distance between 2 spacers l _s :	2357.60 mm	2357.60 mm

Sub-Conductors clash together effectively



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Disjuntor (Q1) ao (2).Descarregador de Sobretensões TP (F2)

Dados de entrada

Corrente de curto circuito trifásica simétrica inicial	I_k''	31.5 kA
Duração da corrente de curto-circuito	T_{k1}	3 s
Comprimento efetivo do vão de ligação	l_{eff}	2.45 m
Distância entre condutores:	f	50 Hz
Lado 1	a_1	0.9 m
Lado 2	a_2	1.05 m
Constante da elasticidade resultante dos suportes	S	100 N/mm
Condutor:		ASTER 851
Número de subcondutores	n	1
Área de secção do subcondutor	A_s	850.7 mm ²
Massa por unidade de comprimento	m'_s	2.3607 kg/m
Módulo de Young	E	52000 N/mm ²
Força de tração estática do condutor principal:		
Temperatura mínima de inverno local	$F_{st,Tw}$	407 N
Temperatura máxima de operação permanente do condutor	$F_{st,Tmax}$	178 N
Valor convencional da aceleração da gravidade	g	9.81 m/s ²
Fator ψ (de acordo com a Figura 7 da norma IEC 60865-1)	ψ_{Tw}	0.268
	ψ_{Tmax}	0.582
Constante de material do condutor	c_{th}	2.7E-19 m ⁴ /(A ² s)

Cálculos

Carga electromagnética e parâmetros característicos

Distância equivalente entre condutores	a	1.0 m
Carga eletromagnética característica por unidade de comprimento	F'	152.7 N
Relação entre a força electromecânica sobre um condutor sobre condições de curto-circuito, e a força gravítica	r	6.59
Direção da força resultante exercida no condutor	δ_1	81.4 °
Flechas estáticas equivalentes do condutor no ponto intermédio do vão	$f_{es,Tw}$	0.043 m
	$f_{es,Tmax}$	0.098 m
Períodos de oscilação dos condutores	T_{Tw}	0.371 s
	T_{Tmax}	0.561 s
Períodos resultantes da oscilação do condutor durante curto-circuito	$T_{res,Tw}$	0.164 s
	$T_{res,Tmax}$	0.248 s
Módulos de Young real	$E_{eff,Tw}$	1.61E+10 N/m ²
	$E_{eff,Tmax}$	1.58E+10 N/m ²
Normas de rigidez	N_{Tw}	4.154E-06 1/N
	N_{Tmax}	4.156E-06 1/N



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Disjuntor (Q1) ao (2).Descarregador de Sobretensões TP (F2)

Fatores de tensão mecânica	ζ_{TW}	0.48
	ζ_{Tmax}	5.73
T_{K1} a utilizar	$T_{k1,Tw}$	0.1 s
	$T_{k1,Tmax}$	0.2 s
Angulo de balanço do condutor no fim do curto-circuito	$\delta_{end,Tw}$	162.7 °
	$\delta_{end,Tmax}$	162.7 °
Magnitudes para o ângulo máximo de balanço	$\chi_{end,Tw}$	-5.59
	$\chi_{end,Tmax}$	-5.59
Angulo máximo de balanço no fim do curto-circuito	$\delta_{max,Tw}$	180.0 °
	$\delta_{max,Tmax}$	180.0 °

Força de tensão durante o curto-circuito causado pelo balanço dos condutores

Parâmetros de carga	Φ_{TW}	17.00
	Φ_{Tmax}	17.00
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{t,d,Tw}$	2.26 kN
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	1.94 kN
Força de tensão máxima durante curto-circuito	$F_{t,d}$	2.26 kN

Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão

Expansão elástica	ϵ_{ela}	7.32E-03
Expansão térmica	ϵ_{th}	1.521E-05
Fator de dilatação	C_D	1.65
Fator de forma	C_F	1.15
Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão	f_{ed}	0.19 m

Força de tensão após curto-circuito causado pela caída dos condutores

Força de tensão após curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{f,d,Tw}$	1.07 kN
Força de tensão após curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	1.46 kN
Força de tensão máxima após curto-circuito	$F_{t,d}$	1.46 kN

Deslocamento horizontal do vão e distância mínima no ar entre condutores

Deslocamento horizontal máximo dos condutores	b_h	0.19 m
Distância mínima no ar entre condutores	a_{min}	0.60 m

Conclusões

De acordo a norma IEC 60865-1:2011, os suportes (equipamentos, isoladores de poste e estruturas metálicas) e as fundações devem suportar a seguinte força de flexão:

-> $\max\{F_{t,d}; F_{t,d}\}$	2.260 kN
-------------------------------	-----------------

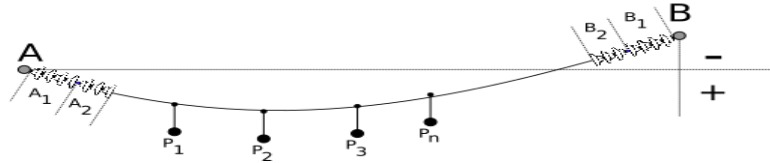
O sistema de fixação do condutor deverá ser especificado para as seguintes cargas máximas:

Carga Estática	0.407 kN
Carga Dinâmica	3.390 kN

-> O deslocamento horizontal é 0.18 m e a distância mínima entre fases é 0.6 m.

Sag Calculation / Installation Table

All sag-data are given for one sub-conductor



Ligação - (1).Descarregador de Sobretensões TP (F2) ao (2).Transformador de Potência (TP)

General Data

Calculation type:	Given sag
Horizontal span length:	1135.00 mm
Height difference of anchor points:	-116.10 mm
Specified sag:	45.40 mm (at 80°C and 567.50mm)
Maximum horizontal tensile force:	67.29 N (at -10°C (Wind/Ice Layer))

Conductor data

Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number:	1
Diameter:	38.00 mm
Area (Aluminium):	850.70 mm ²
Area (Steel):	0.00 mm ²
Mass per unit length:	2360.70 kg/km
Young's modulus E:	52000.00 N/mm ²
Coefficient of thermal expansion:	23.00 10 ⁻⁶ /K

Additional loads

Temperature	Load	Ice load Conductor	Ice thickness Conductor	Ice load String	Ice thickness String	Wind pressure	Wind drag factor	Ice density
-10 °C	Wind/Ice Layer		10.00 mm		10.00 mm	300.00 N/m ²	1.00	900.00 kg/m ³
15 °C	Wind					750.00 N/m ²	1.00	

Conductor with individual loads

Temperature	Load	H-Tensile force	Left-Anchor V-Reaction	Right-Anchor V-Reaction	0.00 m	0.57 m	1.14 m
-10 °C		39 N	9 N	18 N	0.00 m	0.04 m	-0.12 m
-10 °C	Wind/Ice Layer	67 N	16 N	31 N	0.00 m	0.04 m	-0.12 m
15 °C		38 N	9 N	18 N	0.00 m	0.04 m	-0.12 m
15 °C	Wind	60 N	15 N	28 N	0.00 m	0.04 m	-0.12 m
80 °C		37 N	10 N	17 N	0.00 m	0.05 m	-0.12 m

Conductor without individual loads (Conductor installation table)

Temperature	H-Tensile force	0.00 m	0.57 m	1.14 m	Left mark	Right mark
-10 °C	39 N	0.00 m	0.04 m	-0.12 m	0.10 m	0.10 m
15 °C	38 N	0.00 m	0.04 m	-0.12 m	0.10 m	0.10 m
80 °C	37 N	0.00 m	0.05 m	-0.12 m	0.10 m	0.10 m

Mechanical Effects of Short-Circuit Current acc. IEC 60865-1

Ligação - (1).Descarregador de Sobretensões TP (F2) ao (2).Transformador de Potência (TP)

Input data

Three-phase a.c system/single-phase a.c. system:	Three-phases short-circuit current
System frequency f:	50.00 Hz
Initial symmetrical short-circuit current I''k:	31.50 kA
Factor for the calculation of the peak short-circuit current κ:	1.81
Duration of first short-circuit current flow T_k1:	3.00 s
Center-line distance between supports l:	1135.00 mm
Length of both insulator chains 2*L_i:	0.00 mm
Center-line distance between main conductors a:	900.00 mm
Effective distance between sub-conductors a_s:	0.00 mm
Number of sets of spacers k:	0
Description:	Conductor Aster 851-AL4
Number of sub-conductors n:	1
Diameter of a flexible conductor d_s:	38.00 mm
Cross-section of sub-conductor (Aluminium) A_s:	850.70 mm ²
Cross-section of sub-conductor (Steel) A_s:	0.00 mm ²
Mass per unit length of main conductor m'_s:	2360.70 kg/km
Young's module E:	52000.00 N/mm ²
Static tensile force in the main conductor F_st at -10°C:	38.56 N
Static tensile force in the main conductor F_st at 80°C:	36.61 N
Resulting spring constant of both supports S:	100.00 N/mm

Short-circuit tensile forces and displacement of conductors

Maximum short-circuit tensile force in main conductor F_t,d at -10°C:	667.09 N
Maximum drop force in Main conductor F_f,d at 80°C:	1010.34 N
Rating of connectors:	1010.34 N
Rating of supports and insulators:	1010.34 N
Maximum horizontal displacement b_h at = 90.00°:	131.04 mm
Minimum air clearance between two main conductors a_min:	637.92 mm
Maximum dynamic sag f_ed:	131.04 mm

Intermediate results

	-10 °C	80 °C
Cord length of main conductor in the span l_c:	1135.00 mm	1135.00 mm
Relation l_c/l:	1.00	1.00
Mass per unit length including individual loads:	2.36 kg/m	2.36 kg/m
Electromagnetic force per unit length:	165.38 N/m	165.38 N/m
Parameter r:	7.14	7.14
Angular direction of the force δ_1:	82.03 °	82.03 °
Dynamic sag f_ed:	126.27 mm	131.04 mm
Equivalent static conductor sag at midspan b_c:	96.68 mm	101.84 mm
Period of conductor oscillation T:	0.56 s	0.57 s
Resulting period of conductor oscillation T_res:	0.24 s	0.24 s
Used duration of the first short-circuit current flow T_k1:	0.22 s	0.23 s
Relation T_k1/T_res:	0.94	0.94
Static stress of conductor:	0.05 N/mm ²	0.04 N/mm ²
Actual Young's modulus E_s:	15651.83 N/mm ²	15649.21 N/mm ²
Stiffness norm N:	8885.68 10 ⁻⁹ /N	8885.69 10 ⁻⁹ /N
Stress factor ζ:	56.47	66.00
Swing-out-Angle δ_k:	164.06 °	164.06 °
Factor χ:	-6.14	-6.14
Maximum swing-out angle δ_m:	180.00 °	180.00 °
Factor φ:	18.64	18.64
Factor ψ:	0.87	0.89
Short-circuit tensile force in main conductor F_t,d:	667.09 N	642.79 N
Drop force in main conductor F_f,d:	984.58 N	1010.34 N
Elastic expansion ε_ela:	5.58 10 ⁻³	5.39 10 ⁻³
Material constant c_th:	0.27 10 ⁻¹⁸	0.27 10 ⁻¹⁸
Thermal expansion ε_th:	0.02 10 ⁻³	0.02 10 ⁻³
Dilatation factor C_D:	1.14	1.12
Form factor C_F:	1.15	1.15
Maximum horizontal displacement b_h:	126.27 mm	131.04 mm
Minimum air clearance between two main conductors a_min:	647.46 mm	637.92 mm
Center-line distance between 2 spacers l_s:	1135.00 mm	1135.00 mm

Sub-Conductors clash together effectively



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Descarregador de Sobretensões TP (F2) ao (2).Transformador de Potência (TP)

Dados de entrada

Corrente de curto circuito trifásica simétrica inicial	I_k''	31.5 kA
Duração da corrente de curto-circuito	T_{k1}	3 s
Comprimento efetivo do vão de ligação	l_{eff}	0.85 m
Distância entre condutores:	f	50 Hz
Lado 1	a_1	0.9 m
Lado 2	a_2	0.9 m
Constante da elasticidade resultante dos suportes	S	100 N/mm
Condutor:		ASTER 851
Número de subcondutores	n	1
Área de secção do subcondutor	A_s	850.7 mm ²
Massa por unidade de comprimento	m'_s	2.3607 kg/m
Módulo de Young	E	52000 N/mm ²
Força de tração estática do condutor principal:		
Temperatura mínima de inverno local	$F_{st,Tw}$	150 N
Temperatura máxima de operação permanente do condutor	$F_{st,Tmax}$	64 N
Valor convencional da aceleração da gravidade	g	9.81 m/s ²
Fator ψ (de acordo com a Figura 7 da norma IEC 60865-1)	ψ_{Tw}	0.246
	ψ_{Tmax}	0.559
Constante de material do condutor	c_{th}	2.7E-19 m ⁴ /(A ² s)

Cálculos

Carga electromagnética e parâmetros característicos

Distância equivalente entre condutores	a	0.9 m
Carga eletromagnética característica por unidade de comprimento	F'	165.4 N
Relação entre a força electromecânica sobre um condutor sobre condições de curto-circuito, e a força gravítica	r	7.14
Direção da força resultante exercida no condutor	δ_1	82.0 °
Flechas estáticas equivalentes do condutor no ponto intermédio do vão	$f_{es,Tw}$	0.014 m
	$f_{es,Tmax}$	0.033 m
Períodos de oscilação dos condutores	T_{Tw}	0.212 s
	T_{Tmax}	0.325 s
Períodos resultantes da oscilação do condutor durante curto-circuito	$T_{res,Tw}$	0.090 s
	$T_{res,Tmax}$	0.139 s
Módulos de Young real	$E_{eff,Tw}$	1.58E+10 N/m ²
	$E_{eff,Tmax}$	1.57E+10 N/m ²
Normas de rigidez	N_{Tw}	1.184E-05 1/N
	N_{Tmax}	1.184E-05 1/N



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECÂNICOS (TENDIDOS ENTRE EQUIPAMENTOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 06/10/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2

Caso: Ligação - (1).Descarregador de Sobretensões TP (F2) ao (2).Transformador de Potência (TP)

Fatores de tensão mecânica	ζ_{TW}	0.40
	ζ_{Tmax}	5.31
T_{K1} a utilizar	$T_{k1,Tw}$	0.1 s
	$T_{k1,Tmax}$	0.1 s
Angulo de balanço do condutor no fim do curto-circuito	$\delta_{end,Tw}$	164.1 °
	$\delta_{end,Tmax}$	164.1 °
Magnitudes para o ângulo máximo de balanço	$\chi_{end,Tw}$	-6.14
	$\chi_{end,Tmax}$	-6.14
Angulo máximo de balanço no fim do curto-circuito	$\delta_{max,Tw}$	180.0 °
	$\delta_{max,Tmax}$	180.0 °

Força de tensão durante o curto-circuito causado pelo balanço dos condutores

Parâmetros de carga	Φ_{TW}	18.63
	Φ_{Tmax}	18.63
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{t,d,Tw}$	0.84 kN
Força de tensão durante curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	0.73 kN
Força de tensão máxima durante curto-circuito	$F_{t,d}$	0.84 kN

Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão

Expansão elástica	ϵ_{ela}	7.83E-03
Expansão térmica	ϵ_{th}	8.375E-06
Fator de dilatação	C_D	1.72
Fator de forma	C_F	1.15
Flecha dinâmica do condutor no ponto intermédio do vão	f_{ed}	0.07 m

Força de tensão após curto-circuito causado pela caída dos condutores

Força de tensão após curto-circuito (Temperatura mínima)	$F_{f,d,Tw}$	0.37 kN
Força de tensão após curto-circuito (Temperatura máxima)	$F_{t,d,Tmax}$	0.50 kN
Força de tensão máxima após curto-circuito	$F_{t,d}$	0.50 kN

Deslocamento horizontal do vão e distância mínima no ar entre condutores

Deslocamento horizontal máximo dos condutores	b_h	0.07 m
Distância mínima no ar entre condutores	a_{min}	0.77 m

Conclusões

De acordo a norma IEC 60865-1:2011, os suportes (equipamentos, isoladores de poste e estruturas metálicas) e as fundações devem suportar a seguinte força de flexão:

-> $\max\{F_{t,d}; F_{t,d}\}$ **0.838 kN**

O sistema de fixação do condutor deverá ser especificado para as seguintes cargas máximas:

Carga Estática	0.150 kN
Carga Dinâmica	1.257 kN

-> O deslocamento horizontal é 0.06 m e a distância mínima entre fases é 0.76 m.

Mechanical Effects of Short-Circuit Currents on Tubular Bus Bars according to IEC 60865-1

Ligação - Barramento MT suportado por (1).Coluna Isolante (C1)

Input data

Three-phase a.c system/single-phase a.c. system:	Three-phases short-circuit current
System frequency f:	50.00 Hz
Initial symmetrical short-circuit current I''k:	10.00 kA
Factor for the calculation of the peak short-circuit current κ:	1.80
3-phase autoreclosure:	Yes
Center line distance between supports l:	2850.00 mm
Number of supports:	One span
Center-line distance between conductors a:	650.00 mm
Outer diameter of tube d:	63.00 mm
Wall thickness of tube t:	5.00 mm
Conductor material:	Tube 63x5 E-AlMgSi 0.5 F22
Density of conductor material ρ:	2700.00 kg/m ³
Young's modulus E:	70000.00 N/mm ²
Yield stress, min. value f _y :	160.00 N/mm ²
Yield stress, max. value f _y :	240.00 N/mm ²
Partial safety factor for forces γ _f :	1.00
Calculation with/without natural frequency:	With

Stresses and forces on Supports

Bending stress σ _{st,m,k} (static loads):	2 N/mm ²
Bending stress σ _{m,d} (force between main conductors):	15 N/mm ²
Total conductor stress σ _{tot,d} :	15 N/mm ²
Permitted bending stress q*f _y :	220 N/mm ²
Force F _{r,d} on support A horizontal:	290 N
Force F _{r,d} on support A vertical:	34 N
Force F _{r,d} on support B horizontal:	290 N
Force F _{r,d} on support B vertical:	34 N

Intermediate results

Peak short-circuit current i _p :	25.456 kA
Specific weight of main conductor:	24.123 N/m
Section modulus of main conductor W _m :	1.225E-05 m ³
Second moment of main conductor area J _m (main cond. freq.):	3.859E-07 m ⁴
α _A :	0.500
α _B :	0.500
β:	1.000
γ:	1.570
Force between main conductors F _m :	492.116 N
Factor of plasticity q:	1.378
Natural frequency of main conductor f _c :	20.257 Hz
f _c /f:	0.405
V _{σm} acc. fig. 4:	0.848
V _F acc. fig. 4:	0.949
V _{rm} acc. fig. 5:	1.241



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECAÑNICOS (TUBOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro	
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:	Data: 06/10/2021

Caso: Ligação - Barramento MT suportado por (1).Coluna Isolante (C1)

Normas de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2; IEEE Std 605

Dados de Entrada

Características do sistema:

Tensão nominal	$U_n =$	30 kV
Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico	$I''_K =$	10 kA
Frequência	$f =$	50 Hz
Relação X/R	$X/R =$	13.11

Características dos condutores:

<u>-Tubo de Alumínio 60/50</u>		
Diâmetro exterior	$D =$	0.0600 m
Diâmetro interior	$d =$	0.0500 m
Espessura	$t =$	0.005 m
Secção do nominal	$A_c =$	8.64E-04 m ²
Área da superfície do condutor por unidade de comprimento	$A_s =$	1.88E-01 m ² /m
Massa por unidade de comprimento	$m'_m =$	2.46 kg/m ³
Módulo de Young	$E =$	7.00E+10 N/m ²
Tensão mecânica correspondente ao limite elástico	$f_y =$	1.60E+08 N/m ²
Momento de inércia	$J_m =$	3.29E-07 m ⁴
Módulo da flexão	$W_m =$	1.10E-05 m ⁴

Características dos isoladores:

<u>-Isolador de classe C4-170</u>		
Carga de ruptura à flexão	$F_{r,d máx} =$	4000 N
Altura do isolador	$h_i =$	0.445 m
Altura do ligador	$h_l =$	0.1 m

Configuração do barramento:

Distância entre eixos de suportes adjacentes	$l =$	2.85 m
Distância entre eixos dos condutores	$a =$	0.65 m

Características dos suportes:

Tipo do suporte A	Fixo	
Tipo do suporte B	Simples	
Coeficientes associados aos suportes, que dependem do tipo e do número de suporte, em conformidade com a Tabela 3 da norma IEC 60865-1.	$\alpha A =$	0.625
	$\alpha B =$	0.375
	$\beta =$	0.73
	$\gamma =$	2.45

Constantes de dimensionamento:

Permeabilidade do vácuo	$\mu_0 =$	1.26E-06 H/m
-------------------------	-----------	--------------



QUADRANTE

CÁLCULO DOS ESFORÇOS ELETROMECAÑICOS (TUBOS)



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro	
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:	Data: 06/10/2021

Caso: Ligação - Barramento MT suportado por (1).Coluna Isolante (C1)

Cálculos

Esforços eletromecânicos - Capacidade de resistência mecânica em situação de curto-circuito:

Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito	$\chi =$	1.80
Valor de pico da corrente de curto-circuito	$i_p =$	25.45 kA
Força máxima sobre o condutor central principal	$F_{m3} =$	492 N
Frequência própria de vibração do condutor	$f_{cm} =$	29.20 Hz
Frequência própria de vibração do condutor	$f_{cm}/f =$	0.584
Fatores que contabilizam os fenômenos dinâmicos, obtidos em função de f_{cm} de acordo com os gráficos das figuras 4 e 5 da norma IEC 60865-1.	$V_{\sigma m} =$	0.935
	$V_{r m} =$	1.144
	$V_F =$	1.045
Tensão mecânica de flexão causada pelas forças entre condutores principais	$\sigma_{m,d} =$	1.25E+07 N/m²
Fator de plasticidade	$q =$	1.383
Tensão mecânica admissível no condutor	$q \cdot f_y =$	2.21E+08 N/m²
O condutor do barramento suportará as forças de curto-circuito se: $q \cdot f_y \geq \sigma_{m,d}$		VERIFICADO
Força estática equivalente sobre os suportes (A)	$F_{r,d(A)} =$	367 N
Força estática equivalente sobre os suportes (B)	$F_{r,d(B)} =$	220 N
Força estática máxima resultante, tendo em conta a altura do ligador (Cálculo dos momentos na base do isolador)	$F_{r,d res} =$	450 N
Os suportes/isoladores serão adequados se: $F_{r,d res} \leq F_{r,d máx}$		VERIFICADO

Verificação da frequência de ressonância:

Frequência própria de vibração do condutor	$f_{cm} =$	29.20 Hz
Dever-se-á verificar que a frequência própria não se encontra nos seguintes limites: $[0,9f ; 1,1f] \cup [1,8f ; 2,2f]$		VERIFICADO



QUADRANTE

CÁLCULO DAS CORRENTES ADMISSÍVEIS (CABOS NÚS)


CJR
RENEWABLES

Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

Documento:
Data: 02/08/2021

Caso: Cabo 851-AL4 (Aster 851)

Normas de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2; IEEE Std 605; IEE Std 738

Dados de Entrada

Características do sistema:

Tensão nominal	$U_n =$	60 kV
Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico	$I''_K =$	31.5 kA
Corrente permanente de curto-circuito trifásico simétrico	$I'_K =$	31.5 kA
Corrente nominal	$I_n =$	481 A
Frequência	$f =$	50 Hz
Relação X/R	$X/R =$	13.15

Parâmetros de dimensionamento:

Velocidade do vento	$v_w =$	0.60 m/s
Temperatura de referência	$\theta_{ref} =$	20 °C
Temperatura ambiente máxima	$\theta_{a.máx} =$	40 °C
Temperatura máxima do condutor em regime permanente	$\theta_{c.máx} =$	80 °C
Temperatura máxima do condutor no fim do curto-circuito	$\theta_{c.sc} =$	200 °C
Altitude (elevação relativamente ao nível do mar)	$H_e =$	750 m
Latitude	$Lat =$	41.3391 °N
Condições atmosféricas		Industrial
Duração do curto-circuito	$T_K =$	3 s
Tempo de curta duração estipulado	$T_{Kr} =$	1 s

Características dos condutores:

<u>-Cabo 851-AL4 (Aster 851)</u>		
Número de condutores	$n =$	1
Diâmetro exterior	$D =$	0.038 m
Secção nominal	$A_c =$	0.000851 m ²
Emissividade	$\varepsilon =$	0.5
Absorção solar	$\alpha =$	0.5
Resistência linear d.c do condutor à temperatura de referência	$R_{\theta_{ref}} =$	3.94E-05 Ω/m
Resistividade elétrica à temperatura de referência	$\rho_0 =$	3.35E-08 Ωm ² /m
Capacidade calorífica	$C =$	910 J/(kg.°C)
Massa específica	$\rho =$	2700 kg/m ³
Condutividade específica à temperatura de referência	$\kappa_{20} =$	3.48E+07 m/Ωm ²
Coeficiente de variação da resistência elétrica	$\alpha_{20} =$	0.004 °C ⁻¹



QUADRANTE

CÁLCULO DAS CORRENTES ADMISSÍVEIS (CABOS NÚS)


CJR
RENEWABLES

Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

Documento:
Data: 02/08/2021

Caso: Cabo 851-AL4 (Aster 851)

Cálculos

Cálculo da corrente máxima admissível em regime permanente (Ampacidade):

Cálculo das perdas por convecção:		
Diferença de temperatura entre a superfície do condutor e do ar envolvente	$\Delta T =$	40 °C
Média entre a temperatura do condutor e a temperatura do ar envolvente	$T_{film} =$	60 °C
Viscosidade dinâmica do ar	$\mu_a =$	2.00E-05 kg/(m.s)
Condutividade térmica do ar	$k_a =$	2.87E-02 W/(m. °C)
Densidade do ar	$\rho_a =$	0.969 kg/m ³
Ângulo de direção do vento	$\phi =$	90 °
Fator de direção do vento	$K_\phi =$	1
Perdas por convecção forçada	$q_{c1} =$	60.49 W/m
	$q_{c2} =$	57.78 W/m
Perdas por convecção natural	$q_{cn} =$	31.07 W/m
Perdas por convecção a considerar	$q_c =$	60.49 W/m
Cálculo das perdas por radiação:		
Total de perdas por radiação	$q_r =$	20.05 W/m
Cálculo dos ganhos por aquecimento solar:		
Ângulo horário, relativamente ao meio dia	$\omega =$	0 °
Dias decorridos no ano	$N =$	227 dias
Inclinação solar	$\delta =$	13.79 °
Altitude do sol	$H_c =$	62.45 °
Variável para cálculo do azimute solar	$\chi =$	0
Constante para cálculo do azimute solar (em função de ω e de χ)	$C =$	180 °
Azimute solar	$Z_c =$	180 °
Azimute da linha	$Z_l =$	90 °
Ângulo de incidência solar	$\theta =$	90 °
Fluxo de calor solar irradiado	$Q_s =$	781 W/m ²
Fator de correção da altitude	$K_s =$	1.08
Total de ganhos por aquecimento solar	$q_s =$	16.02 W/m
Cálculo da resistência:		
Resistência linear do condutor à temperatura Tc	$R_{Tc} =$	4.89E-05 Ω
Cálculo da ampacidade:		
Valor da corrente máxima admissível	$I_{adm} =$	1149 A
O condutor escolhido terá capacidade de condução da corrente em regime permanente se: $I_{adm} \geq I_n$		VERIFICADO



QUADRANTE

CÁLCULO DAS CORRENTES ADMISSÍVEIS (CABOS NÚS)


CJR
RENEWABLES

Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

Documento:
Data: 02/08/2021

Caso: Cabo 851-AL4 (Aster 851)

Capacidade de condução da corrente em regime de curto-circuito (Esforços térmicos)

Cálculo da corrente térmica equivalente de curto-circuito		
Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito	$\chi =$	1.80
Relação entre as corrente inicial e final de curto-circuito	$I_K''/I_K^{\square} =$	1.00
Fator que considera o efeito da componente continua do curto-circuito	$m =$	0.01
Fatores para cálculo de n (de acordo com a norma IEC 60909-0)	$I_K''/I_K^{\square} =$	0.95
	$T_d' =$	3.26
Fator que considera o efeito da componente alternada do curto-circuito	$n =$	1.00
Corrente térmica equivalente de curto-circuito	$I_{th}^{\square} =$	31.73 kA
Cálculo da densidade de corrente suportada		
Densidade de corrente térmica equivalente de curto-circuito	$S_{th}^{\square} =$	3.73E+07 A/m ²
Valor estipulado da densidade de corrente suportada de curta duração	$S_{thr}^{\square} =$	8.36E+07 A/m ²
O condutor terá resistência térmica de curta duração suficiente se:		VERIFICADO
$S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{Kr}}{T_k}}$		



QUADRANTE

VERIFICAÇÃO DO EFEITO DE COROA



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local:	Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:		Data: 02/08/2021

Normas/Documentos de Referência: IEEE Std 605-2008

Caso: Cabo 851-AL4 (Aster 851)

Dados básicos para cálculo do efeito de Coroa

Tensão nominal do sistema	U_n	60 kV
Altura do condutor relativamente ao solo	h	10 m
Distância entre fases da linha	D	1.5 m
Número de condutores por fase	n	1
Espaçamento entre subcondutores	s	0 m
Altitude da subestação	A	0.75 km
Temperatura ambiente (Verão)	T	40 °C
Temperatura considerada para determinação das constantes empíricas E_0 e C	T_0	25 °C
Constantes empíricas	E_0	21.1 kV/cm (rms)
	C	0.301 cm ⁻¹
	g	1

Dados do condutor

Condutor	Aster 851	
Raio do condutor	r	1.9 cm
Fator de irregularidade do condutor	m	0.85
Raio equivalente do conjunto de condutores por fase	r_e	1.900 cm

Cálculo do gradiente de tensão admissível

Densidade relativa do ar	D_a	0.881
Gradiente de tensão admissível	E_c	19.5 kV/cm

Cálculo do gradiente de tensão máximo verificado nos condutores

Tensão simples máxima	V_1	38.1 kV
Distância equivalente entre o centro do condutor ao plano do solo	h_e	74.8 cm
Gradiente de tensão médio à superfície do condutor	E_a	4.6 kV/cm
Gradiente de tensão máximo à superfície do condutor	E_m	4.7 kV/cm

Conclusão

Para um funcionamento satisfatório do sistema, E_m deverá ser menor que E_c **VERIFICADO**



CÁLCULO DAS CORRENTES ADMISSÍVEIS BARRAMENTOS



QUADRANTE

Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

Documento:

Data: 02/08/2021

Caso: Barramento MT 30kV

Normas de Referência: IEC 60865-1; IEC 60865-2; IEEE Std 605; IEEE Std 738

Dados de Entrada

Características do sistema:

Tensão nominal	$U_n =$	30 kV
Corrente inicial de curto-circuito trifásico simétrico	$I''_K =$	10 kA
Corrente permanente de curto-circuito trifásico simétrico	$I''_{K\infty} =$	10 kA
Corrente nominal	$I_n =$	962 A
Frequência	$f =$	50 Hz
Relação X/R	$X/R =$	13.11
Fator empírico para o cálculo do valor de pico da corrente de curto-circuito	$\chi =$	1.80

Parâmetros de dimensionamento:

Velocidade do vento	$v_w =$	0.60 m/s
Temperatura de referência	$\theta_{ref} =$	20 °C
Temperatura ambiente máxima	$\theta_{a.m\acute{a}x} =$	40 °C
Temperatura máxima do condutor em regime permanente	$\theta_{c.m\acute{a}x} =$	85 °C
Temperatura máxima do condutor no fim do curto-circuito	$\theta_{c.sc} =$	200 °C
Altitude (elevação relativamente ao nível do mar)	$H_e =$	750 m
Latitude	$Lat =$	41.3391 °N
Condições atmosféricas		Industrial
Duração do curto-circuito	$T''_K =$	1 s
Tempo de curta duração estipulado	$T''_{Kr} =$	1 s

Características dos condutores:

<u>-Tubo de Alumínio Al-Mg-Si 0,5 60/50</u>		
Diâmetro exterior	$D =$	0.06 m
Diâmetro interior	$d =$	0.05 m
Espessura	$t =$	0.005 m
Secção nominal	$A_c =$	8.64E-04 m ²
Área da superfície do condutor por unidade de comprimento	$A_s =$	0.188 m ²
Emissividade	$\epsilon =$	0.5
Resistividade elétrica à temperatura de referência	$\alpha =$	3.33E-08 $\Omega m^2/m$
Capacidade calorífica	$C =$	910 J/(kg.°C)
Massa específica	$\rho =$	2700 kg/m ³
Condutividade específica à temperatura de referência	$\kappa_{20} =$	3.00E+07 m/ Ωm^2
Coeficiente de variação da resistência elétrica	$\alpha_{20} =$	0.0036 °C ⁻¹



QUADRANTE

CÁLCULO DAS CORRENTES ADMISSÍVEIS BARRAMENTOS


CJR
RENEWABLES

Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Local: Mogadouro, Portugal

Revisão: 0

Documento:
Data: 02/08/2021

Caso: Barramento MT 30kV

Cálculos

Cálculo da corrente máxima admissível em regime permanente (Ampacidade):

Cálculo das perdas por convecção:		
Número de Prandtl	$Pr =$	0.70
Número de Reynolds	$Re =$	1723
Diferença de temperatura entre a superfície do condutor e do ar envolvente	$\Delta T =$	45 °C
Média entre a temperatura do condutor e a temperatura do ar envolvente	$T_{film} =$	62.5 °C
Viscosidade dinâmica do ar	$\mu_a =$	2.01E-05 kg/(m.s)
Condutividade térmica do ar	$k_a =$	2.89E-02 W/(m.°C)
Densidade do ar	$\rho_a =$	0.962 kg/m ³
Viscosidade cinemática	$\nu_a =$	2.09E-05 m ² /s
Ângulo de direção do vento	$\phi =$	90 °
Fator de direção do vento	$K_\phi =$	1
Perdas por convecção forçada	$q_c =$	93.07 W/m
Cálculo das perdas por radiação:		
Total de perdas por radiação	$q_r =$	36.49 W/m
Cálculo dos ganhos por aquecimento solar:		
Ângulo horário, relativamente ao meio dia	$\omega =$	0 °
Dias decorridos no ano	$N =$	227 dias
Inclinação solar	$\delta =$	13.79 °
Altitude do sol	$H_c =$	62.45 °
Variável para cálculo do azimute solar	$\chi =$	0
Constante para cálculo do azimute solar (em função de ω e de χ)	$C =$	180 °
Azimute solar	$Z_c =$	180 °
Azimute da linha	$Z_l =$	90 °
Ângulo de incidência solar	$\theta =$	90 °
Fluxo de calor solar irradiado	$Q_s =$	781 W/m ²
Fator de correção da altitude	$K_s =$	1.08
Total de ganhos por aquecimento solar	$q_s =$	25.30 W/m
Cálculo da resistência:		
Resistência linear do condutor à temperatura Tc	$R_{Tc} =$	4.72E-05 Ω
Cálculo da ampacidade:		
Valor da corrente máxima admissível	$I_{adm} =$	1486 A
O condutor escolhido terá capacidade de condução da corrente em regime permanente se: $I_{adm} \geq I_n$		VERIFICADO



CÁLCULO DAS CORRENTES ADMISSÍVEIS BARRAMENTOS



QUADRANTE

Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro	
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:	Data: 02/08/2021
Caso: Barramento MT 30kV	

Capacidade de condução da corrente em regime de curto-circuito (Esforços térmicos)	
Cálculo da corrente térmica equivalente de curto-circuito	
Relação entre as corrente inicial e final de curto-circuito $I''_K / I'_K =$	1.00
Fator que considera o efeito da componente continua do curto-circuito $m =$	0.04
Fatores para cálculo de n (de acordo com a norma IEC 60909-0) $I'_K / I''_K =$	0.95
	$T'_d =$ 3.26
Fator que considera o efeito da componente alternada do curto-circuito $n =$	1.00
Corrente térmica equivalente de curto-circuito $I_{th} =$	10.22 kA
Cálculo da densidade de corrente suportada	
	$S_{th} =$ 0.00
Densidade de corrente térmica equivalente de curto-circuito $S_{th} =$	1.18E+07 A/m²
Valor estipulado da densidade de corrente suportada de curta duração $S_{thr} =$	7.70E+07 A/m²
O condutor terá resistência térmica de curta duração suficiente se: $S_{th} \leq S_{thr} \sqrt{\frac{T_{Kr}}{T_k}}$	VERIFICADO



QUADRANTE

VERIFICAÇÃO DO EFEITO DE COROA



Nome do Projeto: Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro		
Local: Mogadouro, Portugal	Revisão: 0	
Documento:	Data: 02/08/2021	

Normas/Documentos de Referência: IEEE Std 605-2008**Caso:** Tubo de Alumínio Al-Mg-Si 0,5 60/50**Dados básicos para cálculo do efeito de Coroa**

Tensão nominal do sistema	U_n	30 kV
Altura do condutor relativamente ao solo	h	4.423 m
Distância entre fases da linha	D	0.65 m
Número de condutores por fase	n	1
Espaçamento entre subcondutores	s	0 m
Altitude da subestação	A	0.75 km
Temperatura ambiente (Verão)	T	40 °C
Temperatura considerada para determinação das constantes empíricas E_0 e C	T_0	25 °C
Constantes empíricas	E_0	21.1 kV/cm (rms)
	C	0.301 cm ⁻¹
	g	1

Dados do condutor

Condutor	Al-Mg-Si 0,5 60/50	
Raio do condutor	r	3 cm
Fator de irregularidade do condutor	m	0.85
Raio equivalente do conjunto de condutores por fase	r_e	3.000 cm

Cálculo do gradiente de tensão admissível

Densidade relativa do ar	D_a	0.881
Gradiente de tensão admissível	E_c	18.7 kV/cm

Cálculo do gradiente de tensão máximo verificado nos condutores

Tensão simples máxima	V_1	19.1 kV
Distância equivalente entre o centro do condutor ao plano do solo	h_e	32.4 cm
Gradiente de tensão médio à superfície do condutor	E_a	2.1 kV/cm
Gradiente de tensão máximo à superfície do condutor	E_m	2.3 kV/cm

ConclusãoPara um funcionamento satisfatório do sistema, E_m deverá ser menor que E_c **VERIFICADO**



QUADRANTE

DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO DE CABOS MT
18/30 (36) kV



Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV - Mogadouro		
Local:	Mogadouro Portugal	Revisão:	01
Documento:		Data:	02/08/2021

Normas/Documentos de Referência: IEC 60502-2; Guia Técnico Solidal

Circuito:	1	2	2
Origem:	QMMT	QMMT	QMMT
Destino:	TP	TSA	RN
Cabo:	LXHIOV 3[3(1x240/16mm2)]	LXHIOV 3(1x120/16mm2)	LXHIOV 3(1x120/16mm2)

Dados de Entrada**Características gerais da instalação:**

Tensão nominal composta	$U =$	30	30	30 kV
Tensão nominal simples	$U_0 =$	17.3	17.3	17.3 kV
Tensão máxima do sistema	$U_m =$	36	36	36 kV
Frequência	$f =$	50	50	50 Hz
cos φ	$\cos \varphi =$	0.8	0.8	0.8
Potência aparente de serviço	$S =$	50.00	0.05	0.3 MVA
Corrente de curto circuito	$I_{cc} =$	10	10	10 kA
Duração do curto-circuito	$t_{cc} =$	1	1	1 s

Comprimento	$L =$	20	16	16 m
Número de cabos por fase	$n =$	3	1	1
Modo de Instalação		Ar	Enterrado	Enterrado
Disposição dos condutores		Triângulo	Esteira	Esteira

Características dos cabos:

Designação		LXHIOV	LXHIOV	LXHIOV
Tipo		Monopolar	Monopolar	Monopolar
Isolação		PEX	PEX	PEX
Material da alma condutora		Al	Al	Al
Material do écran metálico		Cu	Cu	Cu
Tensões	$U_0/U(U_m) =$	18/30(36)	18/30(36)	18/30(36) kV
Secção nominal do condutor	$S_c =$	240	120	120 mm ²
Corrente máxima admissível em regime permanente	$I_p =$	480	281	281 A
Resistência linear da alma condutora à temperatura de 20°C	$R_{20^\circ} =$	0.1250	0.2530	0.2530 Ω/km
Reatância linear da alma condutora	$X_p =$	0.1068	0.1728	0.1728 Ω/km
Diâmetro exterior do condutor	$D =$	44.50	39.00	39.00 mm
Diâmetro da alma condutora	$d_a =$	17.48	12.36	12.36 mm
Diâmetro médio com o écran metálico	$d_e =$	42.20	36.90	36.90 mm
Secção do écran metálico	$S_e =$	16.00	16.00	16.00 mm ²
Espessura do isolamento	$e_i =$	8.00	8.00	8.00 mm
Resistência linear da do écran à temperatura de 20°C	$R_{e20^\circ} =$	1.0938	1.0938	1.0938 Ω/km

Condições de dimensionamento:

Temperatura do solo	$\theta_s =$	20	20	20 °C
Temperatura de referência do solo	$\theta_{s,ref} =$	20	20	20 °C
Temperatura do ar ambiente	$\theta_a =$	40	40	40 °C
Temperatura de referência do ar	$\theta_{a,ref} =$	30	30	30 °C



QUADRANTE

DIMENSIONAMENTO ELÉTRICO DE CABOS MT
18/30 (36) kV



Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV - Mogadouro	
Local:	Mogadouro Portugal	Revisão: 01
Documento:		Data: 02/08/2021

Normas/Documentos de Referência: IEC 60502-2; Guia Técnico Solidal

Circuito:	1	2	2
Origem:	QMMT	QMMT	QMMT
Destino:	TP	TSA	RN
Cabo:	LXHIOV 3[3(1x240/16mm2)]	LXHIOV 3(1x120/16mm2)	LXHIOV 3(1x120/16mm2)

Cálculos**Regime permanente (Serviço normal):**

Determinação da corrente de serviço na canalização:			
Corrente de serviço	$I_B =$	962.3	1.0
			5.8 A
Condição de Aquecimento:			
Fatores para cabos enterrados:			
Fator de correção da temperatura do solo	$f_{c1} =$	N.A.	1.00
Fator de correção para entubamento	$f_{c2} =$	N.A.	0.95
Fator de correção para a profundidade de enterramento	$f_{c3} =$	N.A.	1.00
Fator de correção para a resistividade térmica do solo	$f_{c4} =$	N.A.	1.00
Fator de correção para a proximidade de canalizações	$f_{c5} =$	N.A.	0.79
Fatores para cabos colocado ao ar:			
Fator de correção da temperatura do ambiente	$f_{c1} =$	0.91	N.A.
Fator de correção para a proximidade de canalizações	$f_{c2} =$	1.00	N.A.
Fator de correção para confinamento do ar	$f_{c3} =$	0.85	N.A.
Fator de correção para entubamento	$f_{c4} =$	1.00	N.A.
Fator de correção total	$f_c =$	0.78	0.75
Corrente de serviço de projeto corrigida por cabo	$I_B^c =$	413.4	1.3
Corrente máxima admissível da canalização para as condições de instalação existentes	$I_Z =$	1117.4	209.8
			209.8 A
Verificação da CONDIÇÃO DE AQUECIMENTO: $I_B \leq I_Z$		Verificado	Verificado
Condição de queda de tensão:			
Resistência D.C. do condutor, à temperatura de funcionamento da canalização	$R_{d.c. \theta_p} =$	0.1603	0.3244
Resistência A.C. do condutor, à temperatura de funcionamento da canalização	$R_{a.c. \theta_p} =$	0.1611	0.3247
Queda de tensão	$\Delta U =$	1.44	0.01
Queda de tensão em percentagem	$\Delta U\% =$	0.005	2.3E-05
Queda de tensão admissível	$\Delta U\%_{max} =$	2.5	2.5
Verificação da CONDIÇÃO DE QUEDA DE TENSÃO: $\Delta U \leq \Delta U_{max}$		Verificado	Verificado
Regime de curto-circuito:			
Coefficiente K	$K =$	94	94
Corrente de curto-circuito admissível na canalização	$I_{cc.adm} =$	22.56	11.28
Verificação da CONDIÇÃO DE CURTO-CIRCUITO: $I_{cc} \leq I_{cc.adm}$		Verificado	Verificado
Cálculo das perdas:			
Perdas (por cabo)	$P_{cabo} =$	2.31	3.748E-06
Total de perdas no circuito	$P =$	20.83	1.1E-05
Total de perdas no circuito em percentagem	$P(\%) =$	0.04	2.3E-08
Total de perdas admissíveis no circuito	$P(\%)_{max} =$	1	1
Verificação da CONDIÇÃO DE PERDAS: $P(\%) \leq P(\%)_{max}$		Verificado	Verificado



QUADRANTE

ESTUDO DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

(Utilizando Pára-raios com Dispositivo de Ionização)



Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro	
Local:	Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:	Proteção contra descargas atmosféricas com PDI	Data: 17/09/2021

Normas/Documentos de Referência: NP 4426-2013; IEC 62305

Dados Iniciais

Nível de proteção contra descargas atmosféricas assumido
 Tempo de avanço à ignição do PDI (ΔT)
 Altura da extremidade do pára-raios (relativamente ao nível do solo) (h_{pr})

I
60 μs
11.84 m

Raios de proteção assegurados pelo pára-raios

Raio da esfera fictícia (de acordo com o nível de proteção (r))

20 m

Altura ao solo do objeto a proteger (H)	Raio de proteção máximo assegurado pelo para-raios para o objeto com altura H (R_p)
1 m	79 m
2 m	79 m
3 m	79 m
4 m	79 m
4.8 m	79 m
5 m	79 m
6 m	79 m
7 m	76 m
8 m	60 m
9 m	44 m
10 m	ERRO m
11 m	ERRO m
12 m	ERRO m
13 m	ERRO m
14 m	ERRO m
15 m	ERRO m
16 m	ERRO m
17 m	ERRO m
18 m	ERRO m
19 m	ERRO m
20 m	ERRO m
21 m	ERRO m
22 m	ERRO m
23 m	ERRO m
24 m	ERRO m
25 m	ERRO m
26 m	ERRO m
27 m	ERRO m
28 m	ERRO m
29 m	ERRO m
30 m	ERRO m
31 m	ERRO m
32 m	ERRO m

Verificação de que determinado objeto se encontra protegido

Altura do objeto a proteger (relativamente ao nível do solo) (h_{ob})
 Distância horizontal entre objeto a proteger e o pára-raios (x_{ob})
 Altura da extremidade do pára-raios relativamente ao plano horizontal do ponto mais alto do objeto a proteger

4.8 m

9.24 m

7.04 m

O objeto encontra-se protegido?

Sim



QUADRANTE

DIMENSIONAMENTO DA REDE DE TERRAS



Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV - Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro	
Local:	Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:		Data: 16/10/2021

Normas/Documentos de Referência: IEEE Std 80-2013

Passo 1 - Dados da instalação

Frequência do sistema (f)	50 Hz
Resistividade média do solo (assumida) (ρ)	40.84 $\Omega.m$
Corrente máxima de defeito (I)	15000 A
Tempo de duração do defeito (t_f)	0.3 s
Temperatura Ambiente (T_a)	40 °C
Usar camada superficial de proteção no solo?	Sim
Material da camada superficial de proteção	Gravilha
Espessura da camada de proteção	0.15 m
Dados do condutor a utilizar na rede de terras:	
Material do condutor	Cobre
Diâmetro do condutor (S)	95 mm ²
Fator de divisão de Corrente (S_f)	0.565

Passo 2 - Dimensionamento do condutor a utilizar na Rede de Terras

Seção mínima dos dos condutores de terra (S_{min})	29.4 mm ²
Diâmetro mínimo dos condutores de terra (d_{min})	6.12 mm
Diâmetro do condutor escolhido (d)	11.00 mm

Conclusões: Verifica-se que o cabo com uma secção de 95 mm² cumpre o valor mínimo calculado

Passo 3 - Cálculo das tensões de passo (U_p) e de contacto (U_c) admissíveis

Resistividade da camada superficial	5000 $\Omega.m$
Fator de redução relativo à camada superficial de proteção (C_s)	0.77
Tensões admissíveis considerando um pessoa com um peso de 50 kg, como indicado na norma IEEE Std 80-2013:	
Tensão de passo admissível (E_{step50})	5111 V
Tensão de contacto admissível ($E_{touch50}$)	1437 V



QUADRANTE

DIMENSIONAMENTO DA REDE DE TERRAS



Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV - Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro	
Local:	Mogadouro, Portugal	Revisão: 0
Documento:		Data: 16/10/2021

Passo 4/11- Desenho da Rede de Terras

Comprimento total efetivo do condutor enterrado, incluído cabos e piquets (L_{τ})

444.0 m

Comprimento total de condutor de terra (L_c)

434.0 m

Quantidade de Piquets

5 un.

Comprimento de cada piquet (L_r)

2 m

Comprimento total dos piquets (L_R)

10 m

Profundidade de enterramento da malha de terra (h)

1 m

Área ocupada pela Rede de Terras (A)392.0 m²Espaçamento dos condutores (D)

2 m

Comprimento do perímetro da rede de terras (L_P)

434.0 m

Qual o tipo de configuração da rede de terras:

Tipo 1 - Malha com piquets ao longo do perímetro, ou nos vertices, bem como ao longo do perímetro e dentro da malha.

Tipo 2 - Malha sem piquets ou com alguns piquets, nenhum localizado nos vertices ou ao longo do perímetro.

Comprimento máximo da rede terras na direção X (L_x)

28.0 m

Comprimento máximo da rede terras na direção Y (L_y)

14.0 m

Distância máxima entre dois pontos da malha de terras (D_m)

31.3 m

Tipo 1

Passo 5 - Determinação da resistência de terra (R_g)Resistência de terra (R_g)0.929 Ω Passo 6 - Cálculo da Corrente máxima da rede de terras (I_G)Fator de depreciação da corrente (D_f)

1.00

Corrente máxima que circulará na rede de terras (I_G)

8484 A

Passo 7 - Verificação da condição $I_G \cdot R_g \leq U_{touch50}$ Elevação o potencial de terra ($I_G \cdot R_g$ ou GPR)

7886 V

Tensão de contacto admissível ($E_{touch50}$)

1437 V

Conclusões: Não é possível validar a rede de terras. É necessário realizar a validação da mesma a partir das tensões de malha e de passo (passo 8,9,10))



QUADRANTE

DIMENSIONAMENTO DA REDE DE TERRAS



Nome do Projeto:	Subestação 60/30kV - Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro	Revisão:	0
Local:	Mogadouro, Portugal	Data:	16/10/2021
Documento:			

Passo 8 - Cálculo da tensão de malha (E_m) e Cálculo da tensão de passo (E_s)

Fator de espaçamento da rede de terras para a tensão de malha (K_m)	0.58
Fator de geometria da rede de terras (K_i)	1.34
Comprimento efetivo dos elementos enterrados para a tensão de malha (L_M)	450 m
Tensão de malha (E_m)	601 V
Comprimento efetivo dos elementos enterrados para a tensão de passo (L_s)	334 m
Fator de espaçamento da rede de terras para a tensão de passo (K_s)	0.40
Tensão de passo (E_s)	554 V

Passo 9 - Verificação da tensão de contacto

Tensão de malha (E_m)	601 V
Tensão de contacto admissível ($E_{touch50}$)	1437 V

Conclusões: *Verifica-se que a tensão de malha é inferior à tensão de contacto admissível. É necessário, agora, verificar a tensão de passo (passo 10)*

Passo 10 - Verificação da tensão de passo

Tensão de passo (E_s)	554 V
Tensão de passo admissível (E_{step50})	5111 V

Conclusões: *Verifica-se que a tensão de passo é inferior à tensão de passo admissível. Assim, juntamente com o passo 9 validado, é possível validar o desenho da rede de terras.*

Passo 12 - Validação da Rede de Terras

Conclusões: De acordo com a norma IEEE Std 80-2013, com base nos passos 9 e 10 da metodologia de cálculo utilizada, é possível validar o desenho da Rede de Terras projetada. Considera-se, assim, que a rede de terras projetada permite: a dissipação de correntes elétrica através da terra sem exceder os limites de operação dos equipamentos; assegurar que as pessoas na proximidade das instalações ligadas à rede de terras não serão expostas a choques elétricos perigosos.



Project:
 Subestação 60/30kV - Central Solar Fotovoltaica de Mogadouro
 Scenario:
 Dimensionamento da rede de terra subterrânea através do software SafeGrid

Design Inputs

Table 1 Soil characteristics

Model	Determine values using soil modelling program (S-RES)
Top layer resistivity (Ohm.m)	40.838
Top layer depth (m)	Inf
Bottom layer resistivity (Ohm.m)	40.838

Refer to separate page for LM-RES soil modelling.

Table 2 Grid energisation

Source	Specify ground fault current
Units	Current (A)
Magnitude (real)	8851
Magnitude (imag)	0

Table 3 Grid and rod conductor size

Method	Specify grid conductor radius
Conductor radius (mm)	5.499

Table 4 Measurement units

Units	Metric
-------	--------

Table 5 System

Frequency (Hz)	50
----------------	----

Levenberg-Marquardt Soil Resistivity (LM-RES) Modelling

Table 6 User Inputs

Soil model	Uniform
Measurement method	Wenner
Measurement values	Resistivity (Ohm.m)
Account for probe depth? (True/False)	FALSE
Driven depth at short spacings (m)	-
Remove outliers? (True/False)	FALSE

Table 7 Field measurements (Dataset 1)

	Spacing (m)	Resistivity (Ohm.m)	Included? (True/False)
R1	2.2	46.152	TRUE
R2	3.907	40.484	TRUE
R3	4.4	43.068	TRUE
R4	5.2	41.704	TRUE
R5	6.507	42.481	TRUE
R6	7.8	35.524	TRUE
R7	9.107	204.318	FALSE

Table 8 Results

Top layer soil resistivity (Ohm.m)	40.838
Top layer depth (m)	Inf
Bottom layer soil resistivity (Ohm.m)	40.838



Figure 1 Linear model fit to field measurements

Buried Grid Model

Table 9 Segments

No. of segments accounting for intersections only	219
No. of segments after segmentation (for accuracy)	219
Fault location (segment no.)	1
Total length of conductor network (m)	444

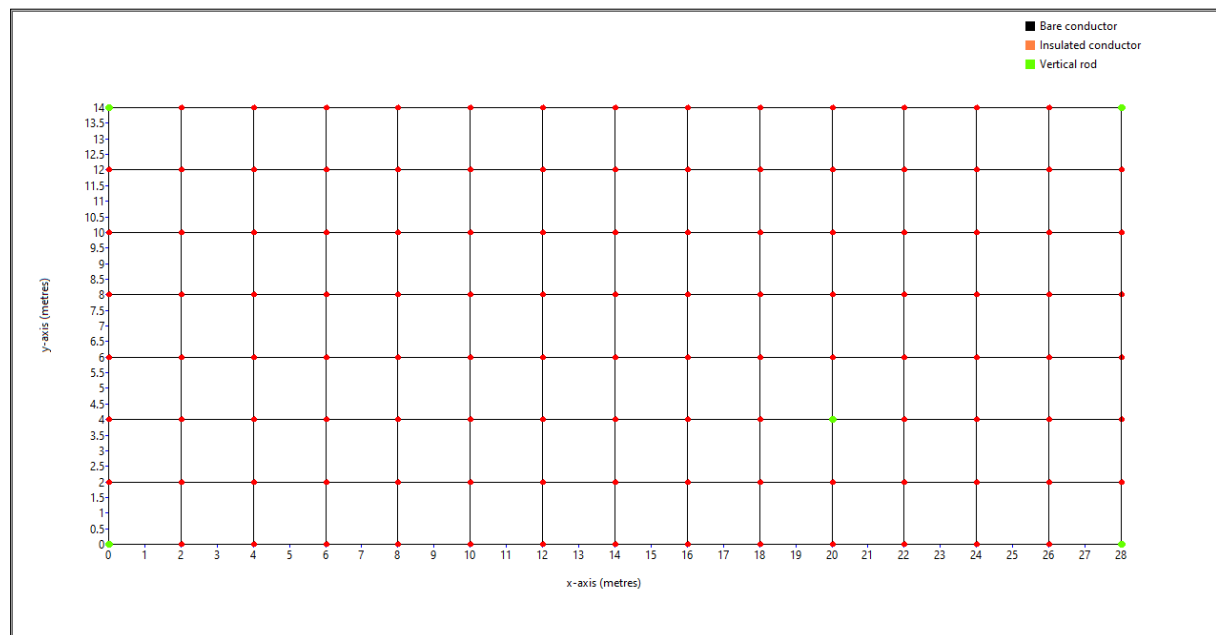


Figure 2 Buried grid preview

Safety Criteria Calculation

Table 10 User Inputs

Safety standard (body resistance)	IEEE
Fibrillation current method	50kg - IEEE
Body resistance curve (IEC)	-
Conditions (IEC)	-
Foot resistance calculation method	IEEE80:2013
Additional series resistance (i.e. shoe or glove) (Ohms)	0
Fault clearing time (s)	0.3
System frequency (Hz)	50
System X/R ratio	20
Decrement factor	Default
Decrement factor value	1.101

Sub-surface layer resistivity (Ohm.m)	40.838
Use top layer soil resistivity? (True/False)	TRUE
Surface material resistivity (Ohm.m)	5000
Surface layer depth (m)	0.15

Table 11 Results

Allowable Touch Voltage Limit (V)	1316.306
Allowable Step Voltage Limit (V)	4688.146
Permissible body current (A)	0.212
Body resistance - 1 hand to both feet (Ohms)	1000
Body resistance - 1 foot to other foot (Ohms)	1000

Earthing System Performance

Table 12 Results

Grid Impedance, Z (Ohms)	0.839
Grid Impedance Angle (degrees)	0.019
Grid Voltage Rise, GVR (V)	7428.683
Grid Voltage Rise Angle (degrees)	0.019

Table 13 Summary of Inputs

Top soil layer resistivity (Ohm.m)	40.84
Depth top soil layer (m)	Inf
Bottom soil layer resistivity (Ohm.m)	40.84
Excitation current (A)	8851+j0
Faulted segment no.	1
Final no. of segments	219
Conductor radius (m)	0.005499
Conductivity of buried conductor (S/m)	57E+6
Frequency (Hz)	50
Calculation delta	0.001

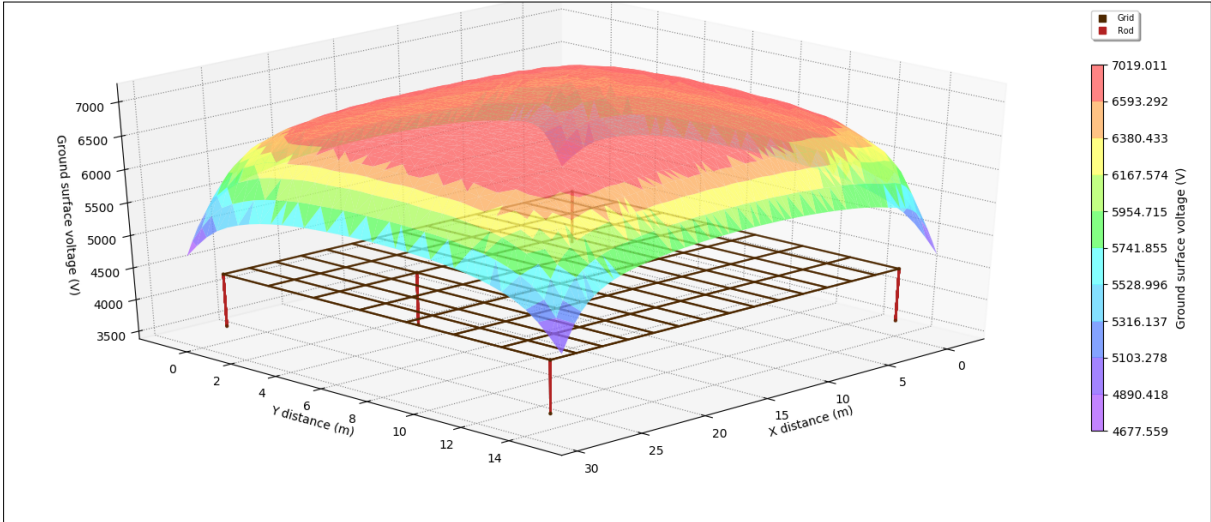


Figure 3 Surface voltages (V) - 3D view

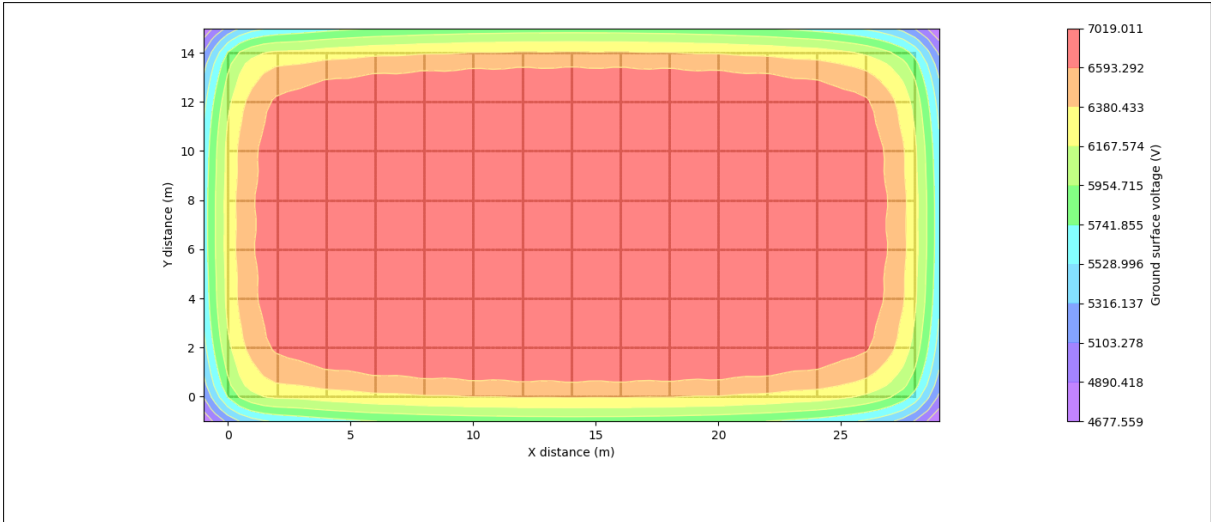


Figure 4 Surface voltages (V) - 2D view

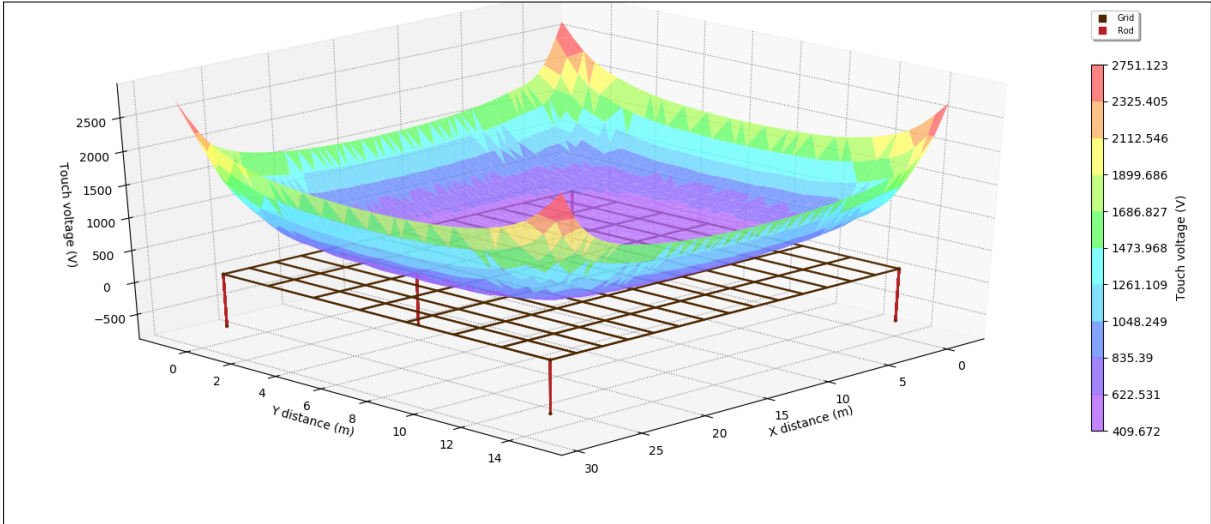


Figure 5 Touch voltages (V) - 3D view

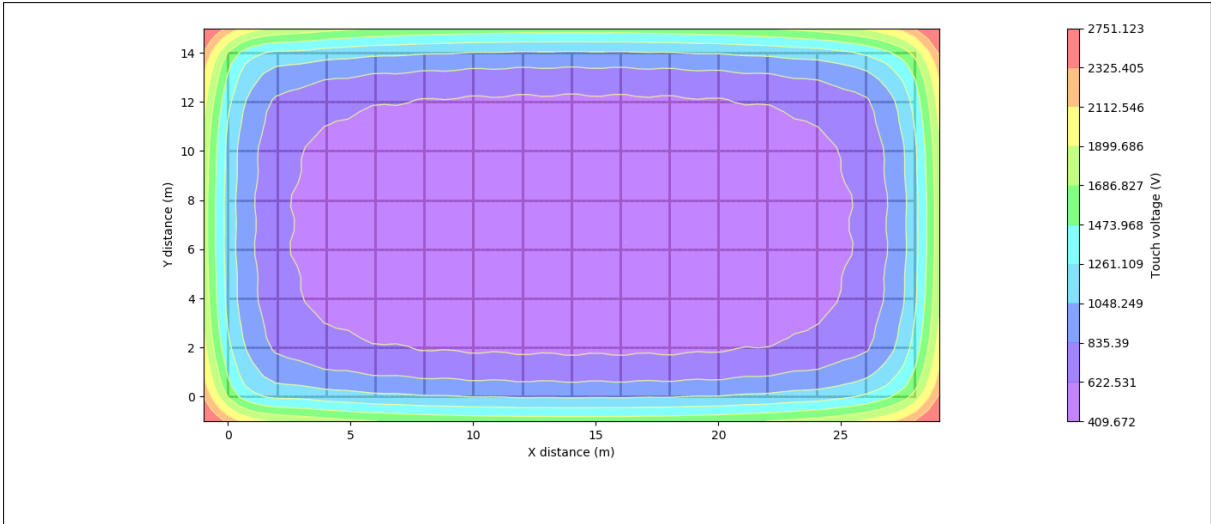


Figure 6 Touch voltages (V) - 2D view

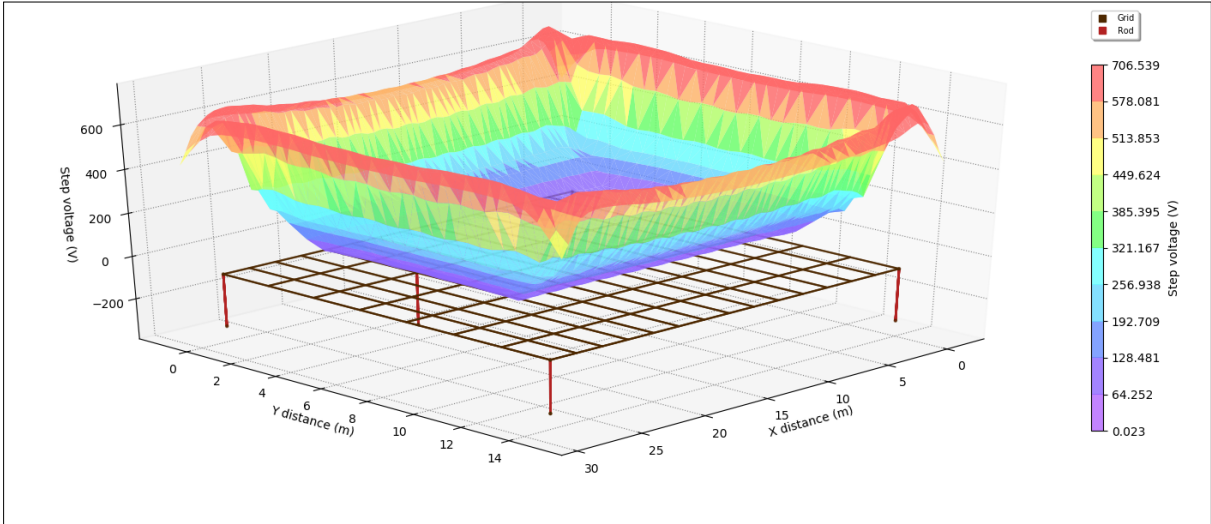


Figure 7 Step voltages (V) - 3D view

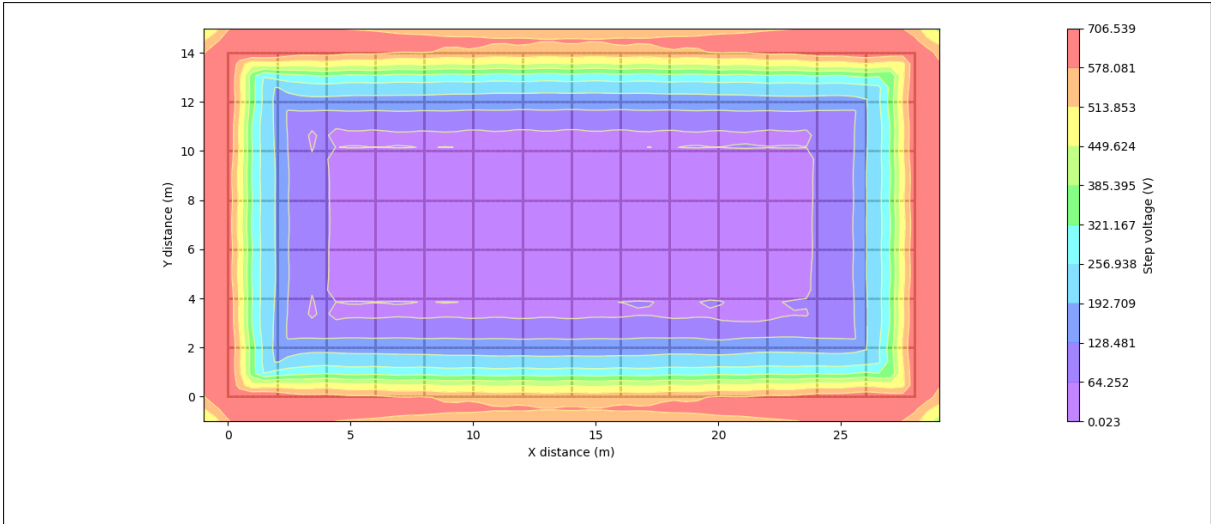
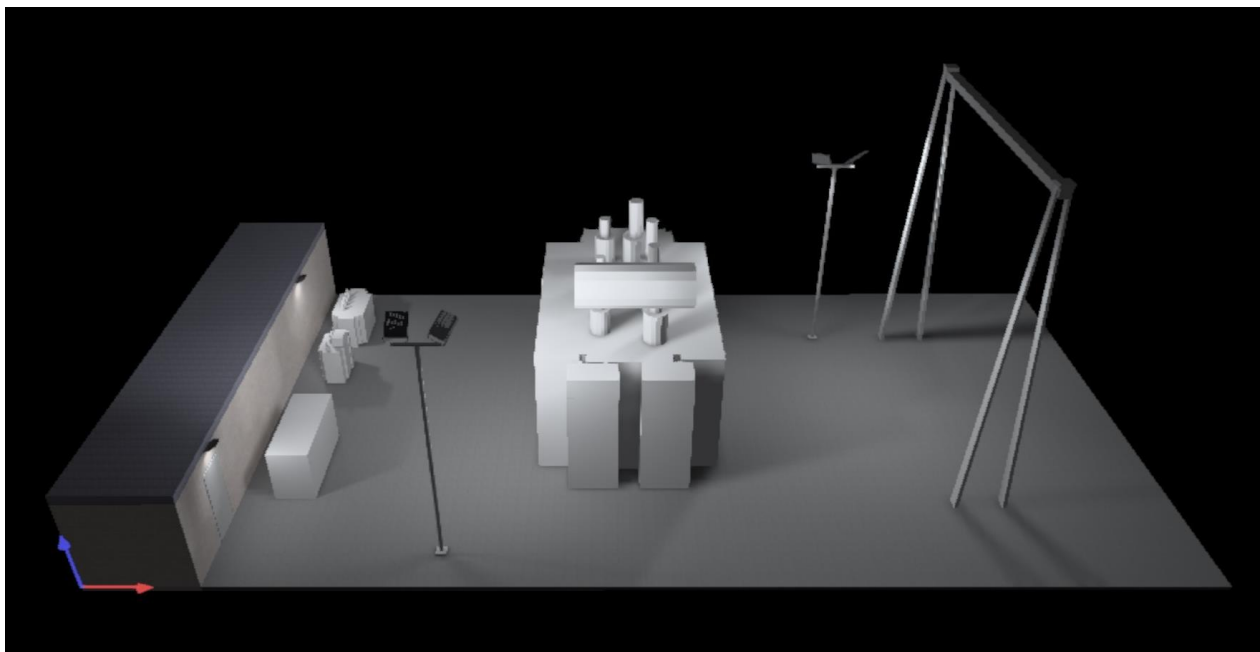


Figure 8 Step voltages (V) - 2D view

Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Estudo Luminotécnico Iluminação exterior



Conteúdo

Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

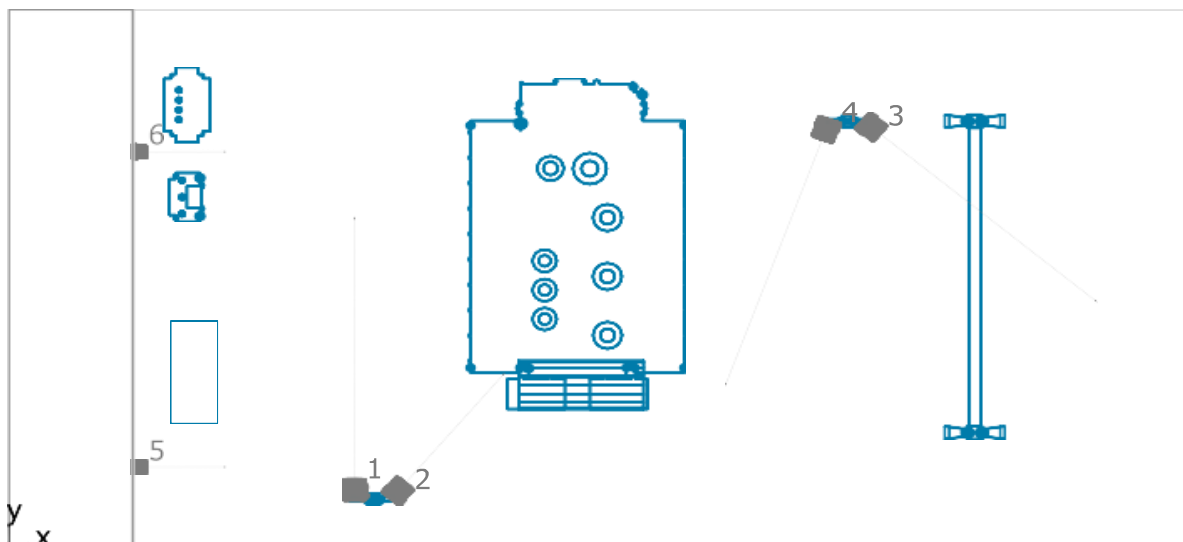
Lista de luminárias	3
Terreno 1	
Esquema de posição de luminárias	4
Superfícies de cálculo	5
Geral / Potência luminosa vertical (adaptivo)	6

Subestação 60/30kV - Central Solar Mogadouro

Quantidade	Luminária (Emissão luminosa)		
2	<p>Schröder - NEOS 1 LED / 5120 / 16 LEDs 350mA WW / 331782 Emissão luminosa 1 Equipagem: 1x16 LEDs 350mA WW Grau de actuação operacional: 84.29% Fluxo luminoso de lâmpada: 2576 lm Fluxo luminoso da luminária: 2171 lm Potência: 18.0 W Rendimento luminoso: 120.6 lm/W</p> <p>Indicações colorimétricas 1x16 LEDs 350mA WW: CCT 3000 K, CRI 100</p>		
4	<p>Schröder - OMNIflood 3 / 5120 / 72 LEDs 700mA NW / 387252 Emissão luminosa 1 Equipagem: 1x72 LEDs 700mA NW Grau de actuação operacional: 77.49% Fluxo luminoso de lâmpada: 22676 lm Fluxo luminoso da luminária: 17573 lm Potência: 157.0 W Rendimento luminoso: 111.9 lm/W</p> <p>Indicações colorimétricas 1x72 LEDs 700mA NW: CCT 3000 K, CRI 100</p>		

Fluxo luminoso total das lâmpadas: 95856 lm, Fluxo luminoso total das luminárias: 74634 lm, Potência total: 664.0 W, Rendimento luminoso: 112.4 lm/W

Terreno 1

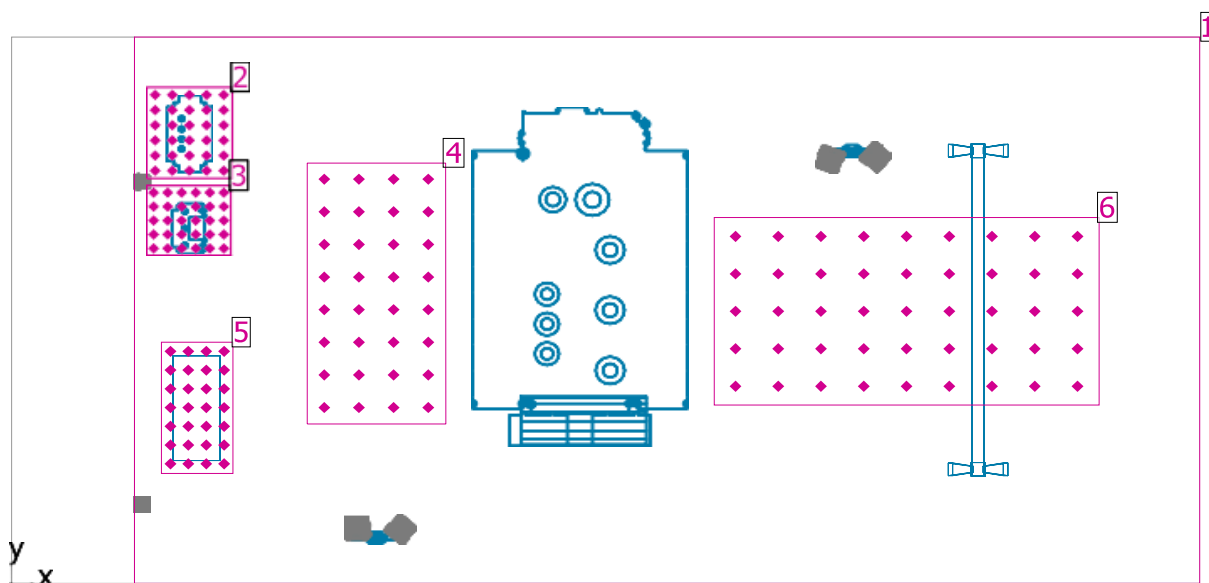
**Schröder OMNiflood 3 / 5120 / 72 LEDs 700mA NW / 387252**

Nº	X [m]	Y [m]	Altura de montagem [m]	Factor de manutenção
1	7.200	1.360	6.000	0.80
2	8.200	1.300	6.000	0.80
3	18.100	9.280	6.000	0.80
4	17.000	9.180	6.000	0.80

Schröder NEOS 1 LED / 5120 / 16 LEDs 350mA WW / 331782

Nº	X [m]	Y [m]	Altura de montagem [m]	Factor de manutenção
5	2.620	1.724	2.400	0.80
6	2.620	8.816	2.400	0.80

Terreno 1



Factor de manutenção: 0.80

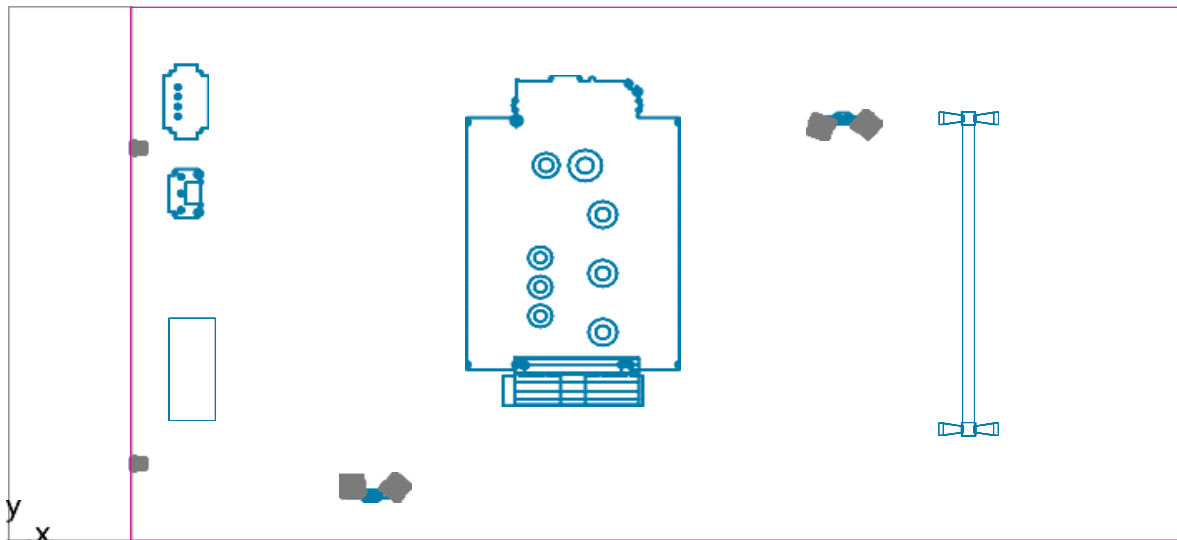
Geral

Superfície	Resultado	Médio (Nominal)	Min	Máx	Mín/Médio	Mín/ Máx
4 Painel MT	Potência luminosa vertical [lx] Altura: 1.500 m	132	68.5	220	0.52	0.31
5 Painel do Gerador	Potência luminosa vertical [lx] Altura: 1.350 m	118	79.8	201	0.68	0.40
6 Painel AT	Potência luminosa vertical [lx] Altura: 1.500 m	129	68.2	202	0.53	0.34
3 TSA	Potência luminosa vertical [lx] Altura: 1.300 m	170	103	284	0.61	0.36
2 RN	Potência luminosa vertical [lx] Altura: 1.300 m	137	58.4	274	0.43	0.21

Objetos de resultado de superfície

1 Geral	Potência luminosa vertical (adaptivo) [lx]	61.5	0.000	149	0.00	0.00
	Densidade de luminância [cd/m ²]	5.42	0.000	13.1	0.00	0.00

Geral / Potência luminosa vertical (adaptivo)



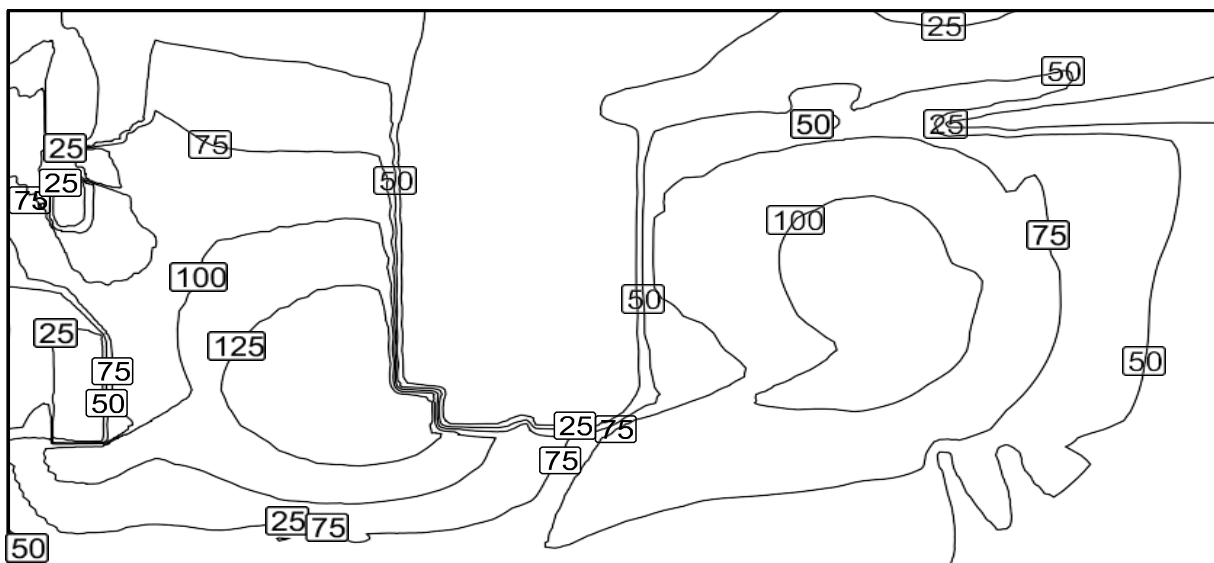
Factor de manutenção: 0.80

Geral: Potência luminosa vertical (adaptivo) (Superfície)

Cenário de Luz: Cenário de Luz 1

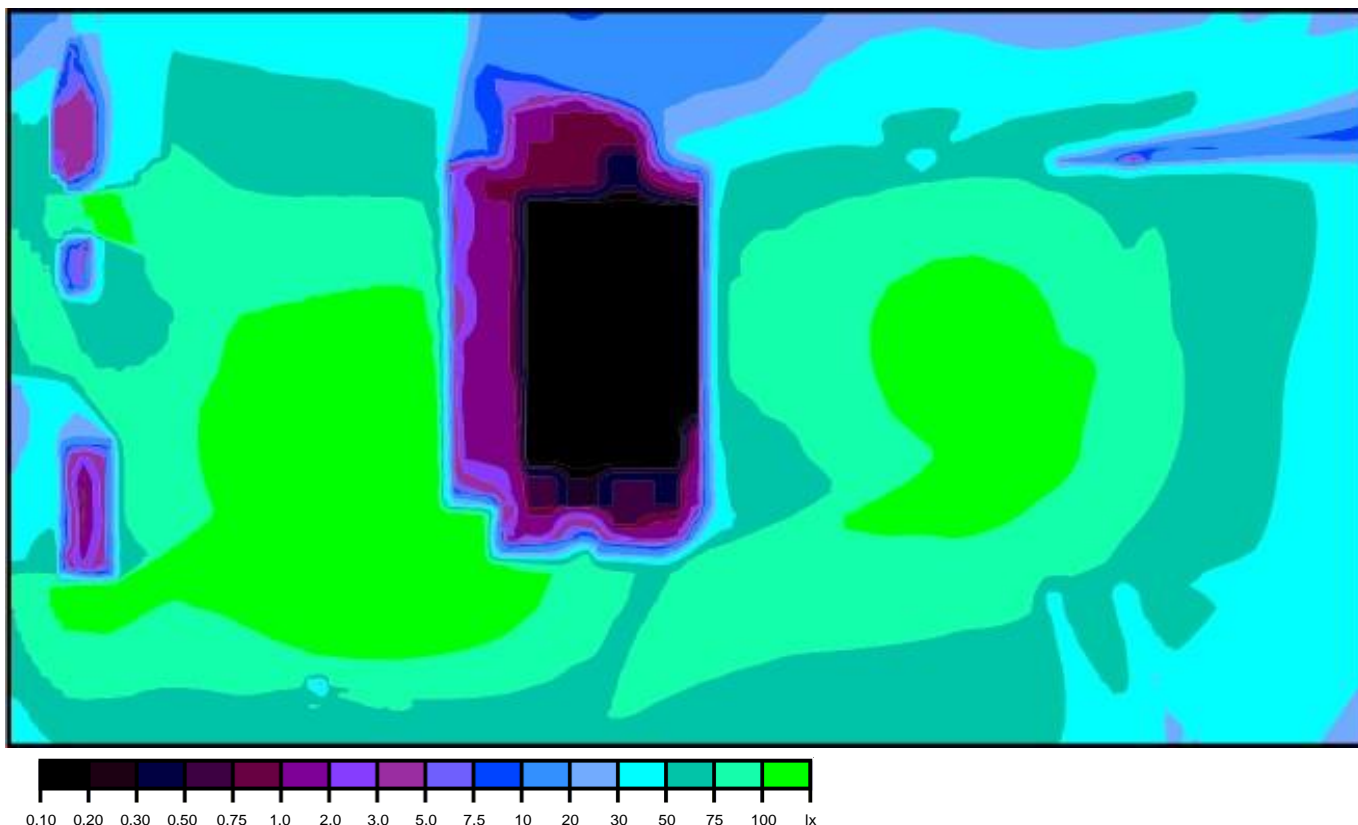
Médio: 61.5 lx, Min: 0.000 lx, Máx: 149 lx, Mín/Médio: 0.00, Mín/ Máx: 0.00

Linhas isográficas [lx]



Escala: 1 : 200

Cores falsas [lx]



Escala: 1 : 200

Grelha de valores [lx]

+23	+44	+48	+46	+13	+13	+16	+23	+37	+35	+37	+40	+36
+4.4	+82	+69	+67	+1.7	+0.81	+12	+58	+64	+72	+33	+38	+38
+16	+96	+92	+96	+1.5	0.00	+0.02	+85	+99	+102	+81	+67	+50
+60	+94	+115	+126	+1.4	0.00	+0.03	+83	+105	+109	+98	+67	+45
+19	+91	+130	146	+3.5	+0.23	+1.3	+66	+97	+109	+89	+63	+43
+105	+102	+117	+132	+124	+88	+91	+87	+87	+84	+59	+48	+37
+74	+73	+74	+76	+77	+68	+74	+68	+65	+61	+47	+42	+33

Escala: 1 : 200

Anexo B – Peças Desenhadas

PLANOS GERAIS

B.1 – PLANO GERAL N° CJR180713.P.CD.D.E.012001

B.2 – PLANO GERAL N° CJR180713.P.CD.D.C.051002

B.3 – PLANO GERAL N° CJR180713.P.CD.D.E.051002

B.4 – PLANO GERAL N° CJR180713.P.CD.D.E.081001

B.5 – PLANO GERAL N° CJR180713.P.CD.D.E.091002

B.6 – PLANO GERAL N° CJR180713.P.CD.D.E.061001

PLANOS DE MONTAGEM

B.7 – PLANO DE MONTAGEM N° CJR180713.P.CD.D.E.021001

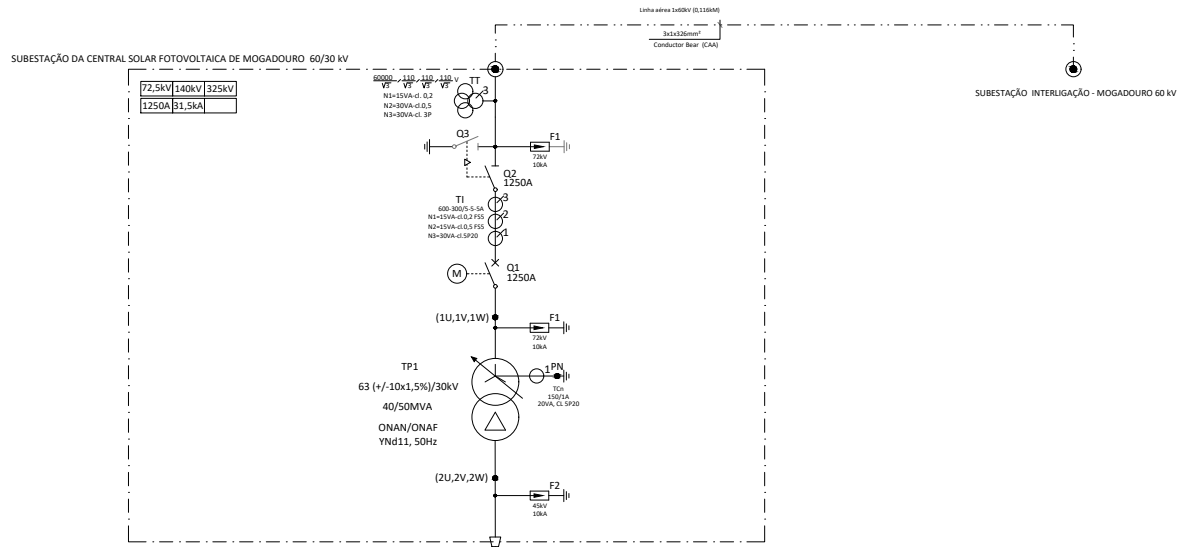
B.8 – PLANO DE MONTAGEM N° CJR180713.P.CD.D.E.023001

B.9 – PLANO DE MONTAGEM N° CJR180713.P.CD.D.E.023008

B.10 – PLANO DE MONTAGEM N° CJR180713.P.CD.D.E.083003

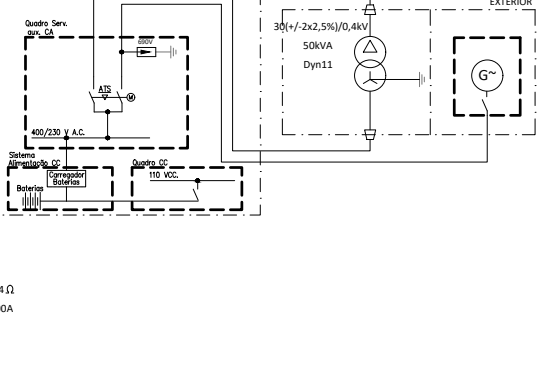
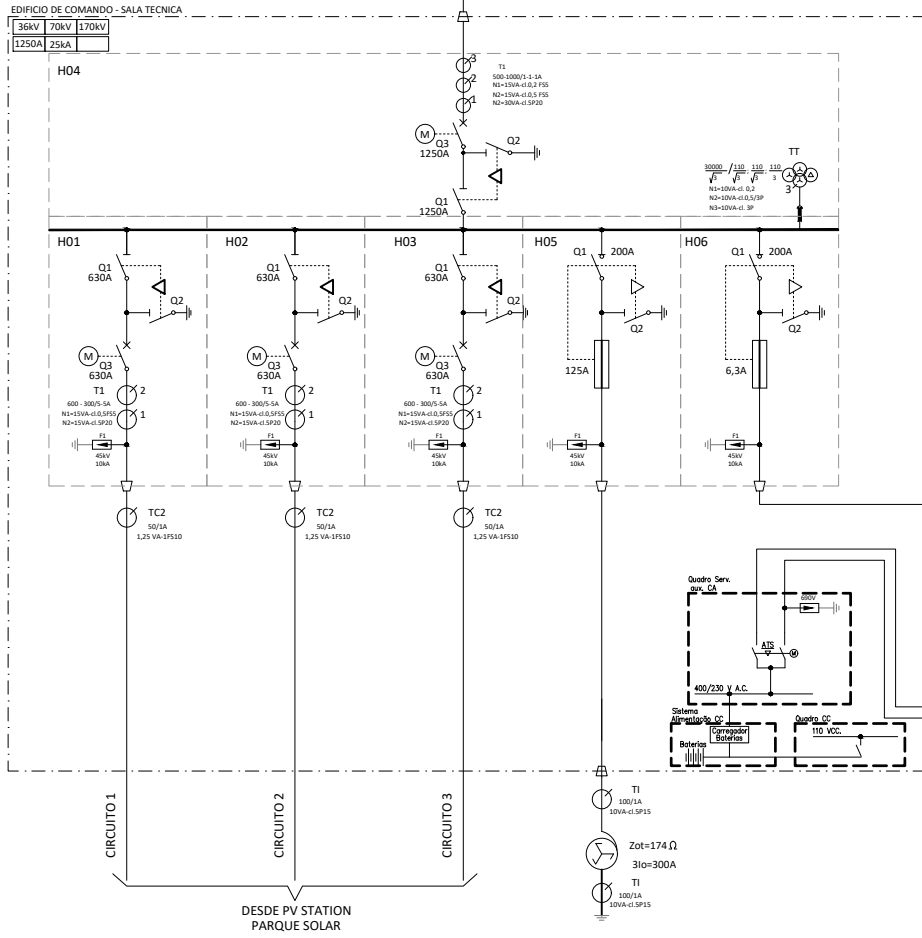
PLANOS DE ESTRUTURAS

B.11 – PLANO DE ESTRUTURA N° CJR180713.P.CD.D.C.054010



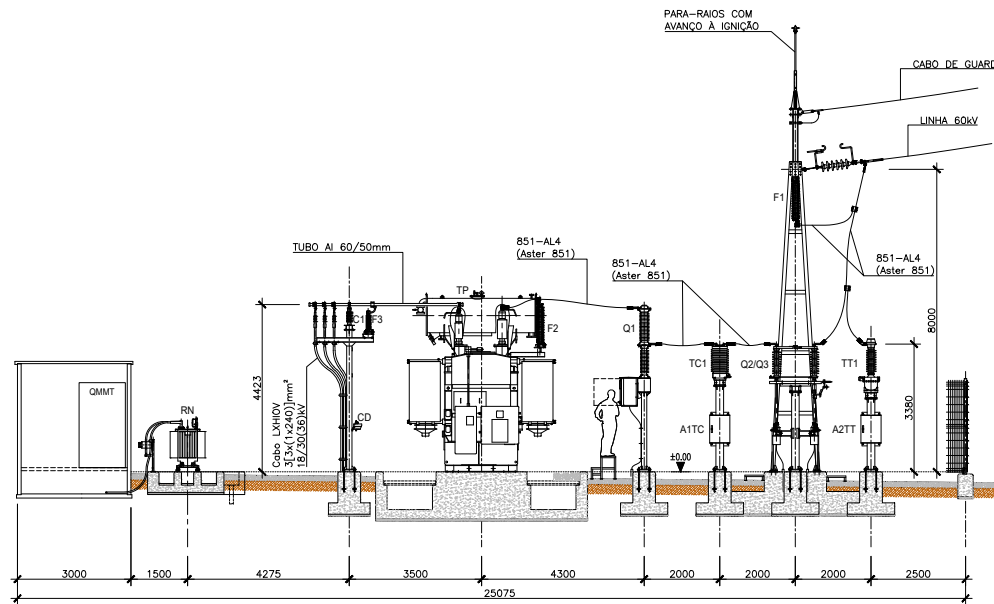
SUBESTAÇÃO INTERLIGAÇÃO - MOGADOURO 60 kV

- LEGENDA:**
- Disjuntor Motorizado
 - Seccionador Motorizado com secc. terra
 - Seccionador Não Motorizado com secc. terra
 - Seccionador Motorizado sem secc. terra
 - Protecção Contra Sobretensões
 - Transformador de tensão
 - Transformador de corrente
 - Pórtico de Chegada LAT
 - Transformador
 - Reactância de Neutro
 - H1 - Cela Protecção Geral
 - H2 a H5 - Cela Protecção Circuito I a IV
 - H6 - Cela Protecção TSA
 - H7 - Cela Protecção Reactância de Neutro

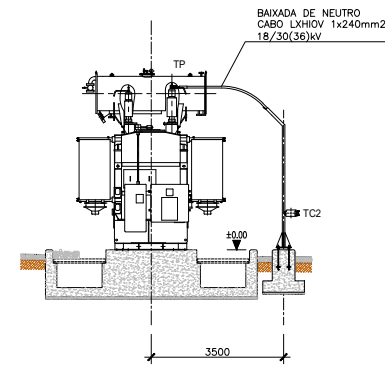


PARA APROVAÇÃO

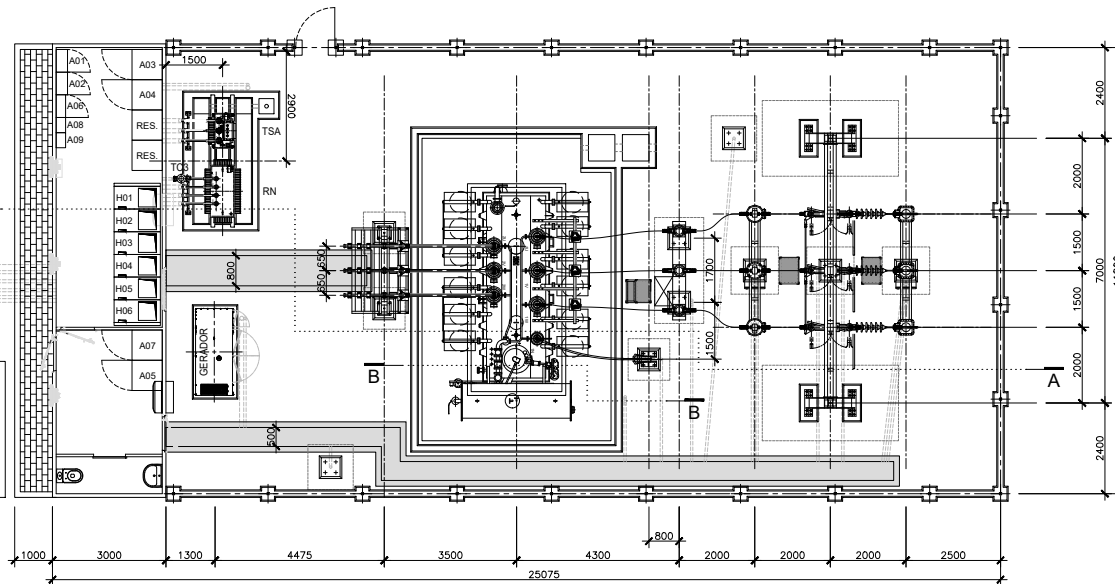
Projeto		Revisão	
Proj.:	CR	Rev.:	01
Rua do Loureiro, 447 Lote 5 - Espinho 4800-214 Guimarães		T. (+351) 253 500 210 F. (+351) 253 508 211 www.cjr-energia.com	
Título do projeto		Data	
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO MOGADOURO - PORTUGAL		11/2013	
Título do desenho		Data	
ESTUDO PRÉVIO		11/2013	
Elaborou		Verificou	
Desenho Nº		Revisão	
CJR180713.P.CD.D.E.012001		0A	
ESQUEMA LINHAR SIMPLIFICADO SUBESTAÇÃO 30/60 kV		T. (+351) 253 500 200 F. (+351) 253 508 299 www.cjr-energia.com	
Escala		Folha	
S.E.		1/21	



CORTE A-A
ESCALA 1:100



CORTE B-B
ESCALA 1:100



PLANTA
ESCALA 1:100

NOTAS GERAIS

- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS

- Todas as cotas são em milímetros, exceto onde indicado;
- A cota relativa ±0.00 corresponde à cota final do topo dos muros;
- Todas as cotas deverão ser confirmadas em obra;
- Dever-se-á verificar em conjunto com os Planos de Montagem e Documentação Técnica dos Equipamentos associados;
- A ligação das estruturas e equipamentos à terra, deve ser confirmada de acordo com o Plano Geral de Rede de Terras.

LEGENDA

- PARQUE EXTERIOR:
 - F1 - DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES LINHA 72.5kV, 10kA
 - TT1 - TRANSFORMADOR DE TENSÃO 60kV, $\frac{60000}{\sqrt{3}} \frac{100}{\sqrt{3}} \frac{100}{\sqrt{3}} \frac{100}{\sqrt{3}}$ V
 - A2TT - ARMÁRIO DE REAGRUPAMENTO DE CABOS BT DE TENSÕES
 - Q2/Q3 - SECCIONADOR DE LINHA C/ FACAS DE TERRA 72.5kV, 1250A, 31.5kA
 - Q1 - DISJUNTOR 72.5kV, 2150A, 31.5kA
 - TC1 - TRANSFORMADOR DE CORRENTE 1000/5-5-5A
 - A1TC - ARMÁRIO DE REAGRUPAMENTO DE CABOS BT DE CORRENTES
 - F2 - DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES TP 72.5kV, 10kA
 - TP - TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA 60/30kV, 40/50MVA, YNd11
 - F3 - DESCARREGADOR DE SOBRETENSÕES MT 36kV, 10kA
 - C1 - COLUNA ISOLANTE 36kV - C4 170
 - TSA - TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES 300kV, 4kV, 50kVA
 - RN - REATÂNCIA DE NEUTRO 36kV, 300A/10s
 - CD - CONTADOR DE DESCARGAS
 - TC2 - TRANSFORMADOR DE CORRENTE TOROIDAL 150/1A
 - TC3 - TRANSFORMADOR DE CORRENTE TOROIDAL 100/5A
- EDIFÍCIO DE COMANDO:
 - PAINÉIS DE BAIXA TENSÃO E DE CONTROLO:
 - A01 - ARMÁRIO DE SERVIÇOS AUXILIARES CA (SACA)
 - A02 - ARMÁRIO DE SERVIÇOS AUXILIARES CC (SACC)
 - A03 - ARMÁRIO DE RETIFICADORES E BATERIAS 110Vcc
 - A04 - ARMÁRIO DE PROTEÇÃO LINHA + TP MAT
 - A05 - RTU + HMI
 - A06 - ARMÁRIO DE CONTAGEM
 - A07 - POWER PLANT CONTROL
 - A08 - CENTRAL DE INCENDIO
 - A09 - QUADRO CCTV
 - PAINÉIS DE MÉDIA TENSÃO:
 - H01 - CIRCUITO 1
 - H02 - CIRCUITO 2
 - H03 - CIRCUITO 3
 - H04 - TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA
 - H05 - TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES
 - H06 - REATÂNCIA DE NEUTRO

PARA APROVAÇÃO

Rev.	Descrição	Data	Elaborou	Verificou	Aprovou

Projetor

Projeto



Rua do Louredo, 447
Selho S. Lourenço
4800-214 Guimarães
T. (+351) 253 559 210
F. (+351) 253 559 211
www.cjr-renewables.com



Estrada do Seminário, 4
Edif. C - Piso 1 Sul
2614-523 Amadora
T. (+351) 210 067 200
F. (+351) 210 067 209
www.ed-eng.com

Elaborou

Verificou

Aprovou

Obra
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO
MOGADOURO - PORTUGAL

Título do desenho

ESTUDO PRÉVIO

Título do desenho

PLANTA GERAL E CORTE DA SUBESTAÇÃO

Desenho Nº

CJR180713.P.CD.C.051002

Escala
1:100



Data

Folha
1/1

Revisão

0A

LEGENDA

-  - Para-raios com avanço à ignição
-  - Baixada do para-raios

NOTAS GERAIS

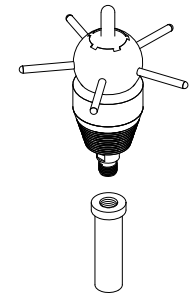
- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS

- Todas as cotas são em metros exceto onde indicado;
- O para-raios deverá ser instalado a pelo menos 11,84m de altura. Deverá ser confirmado que o captor encontra-se instalado a pelo menos 2 metros acima de qualquer estrutura a proteger.
- Para a determinação das zonas de proteção do para-raios foi considerado o nível de proteção I, de acordo com as normas IEC 62305 e NP 4426.
- Este desenho deverá ser consultado juntamente com o plano CJR180713.P.CD.D.E.023008 - Portico 60 KV.

Raios de proteção assegurados pelo para-raios

Altura (H) do elemento a proteger, relativamente ao solo	Raio de proteção máximo (R _p) assegurado pelo para-raios para o respetivo elemento com altura H
4 m	79 m
5 m	79 m
6 m	79 m
7 m	76 m



PORMENOR DO PÁRA-RAIOS COM AVANÇO À IGNIÇÃO
ESCALA S/ESC.

PARA APROVAÇÃO

Rev.	Descrição	Data	Elaborou	Verificou	Aprovou

Promotor

Projeto



Rua do Louredo, 447
Selho S. Lourenço
4800-214 Guimarães

T. (+351) 253 559 210
F. (+351) 253 559 211
www.cjr-renewables.com

Obra
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO
MOGADOURO - PORTUGAL



Estrada do Seminário, 4
Edif. C - Piso 1 Sul
2614-523 Amadora

T. (+351) 210 067 200
F. (+351) 210 067 209
www.ad-emg.com

Tipo de
ESTUDO PRÉVIO

Elaborou

Verificou

Aprovou

Título do desenho

Desenho Nº

Revisão

PLANTA E DETALHES DA REDE DE TERRAS AÉREAS

CJR180713.P.CD.D.E.051002

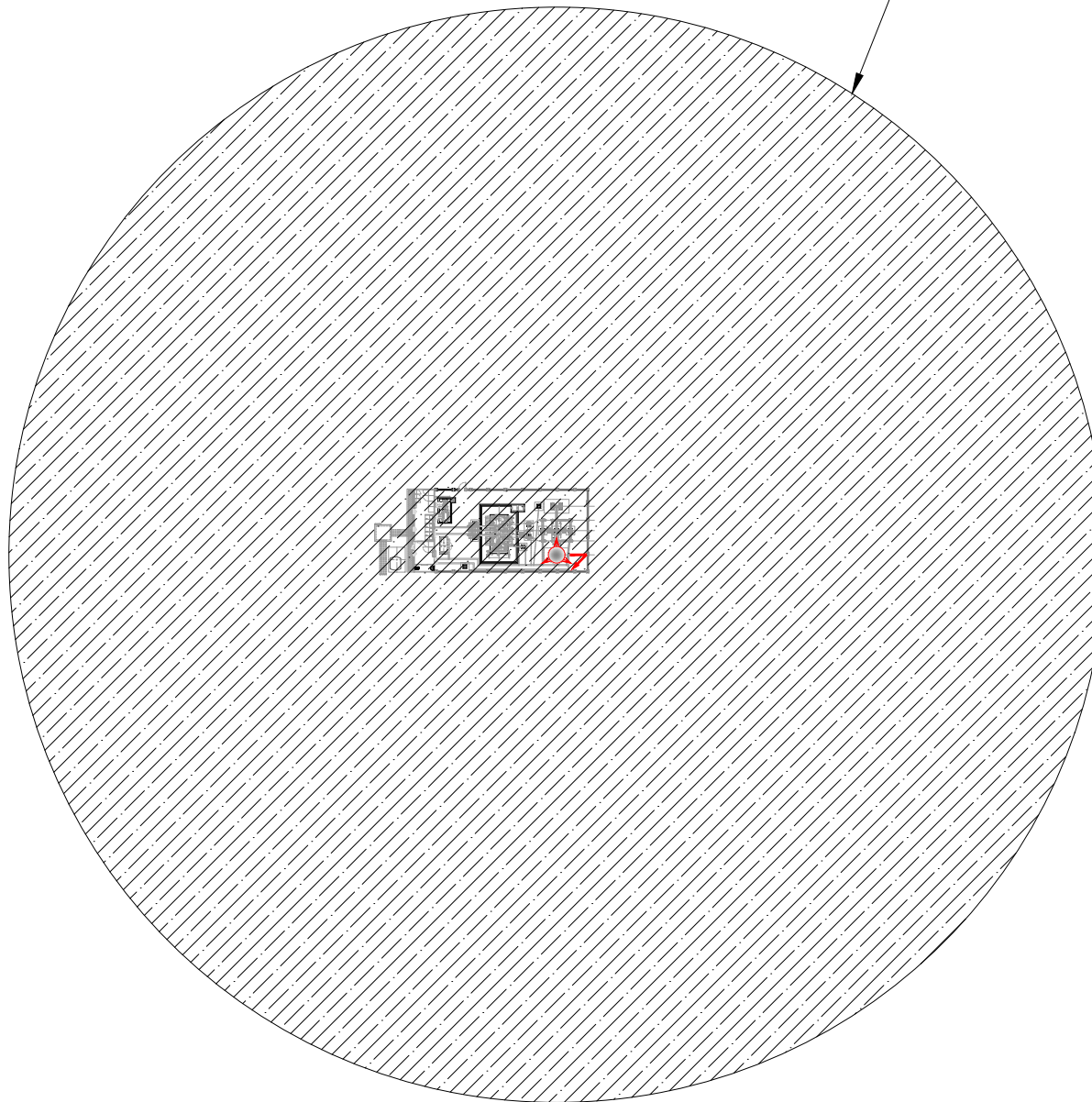
Escala
1:500

Data

Folha
1/1

0A

ENVOLVENTE DE PROTEÇÃO:
Altura de proteção: 4,8m
Raio de proteção: 79m



PLANTA GERAL E ENVOLVENTE DE PROTEÇÃO - PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
ESCALA 1:500

LEGENDA

- P1.X** - Projetor orientável do tipo: OMNIFlood 3 / 5120 / 157W / 72 LEDS 700mA NW / 387252 - Schröder ou equivalente; instalado em travessa de Coluna Octogonal
- P2.X** - Projetor orientável do tipo: NEOS 1 LED / 5120 / 18W / 16 LEDS 350mA WW / 331782; instalado nas fachadas do contentor
- Coluna Octogonal de 6m com travessa de 1m
- Caixa de derivação de cabo saliente estanque
- Cabo instalado em rede de tubos enterrados ou em calreira
- Cabo entubado à vista em paredes ou tetos

NOTAS GERAIS

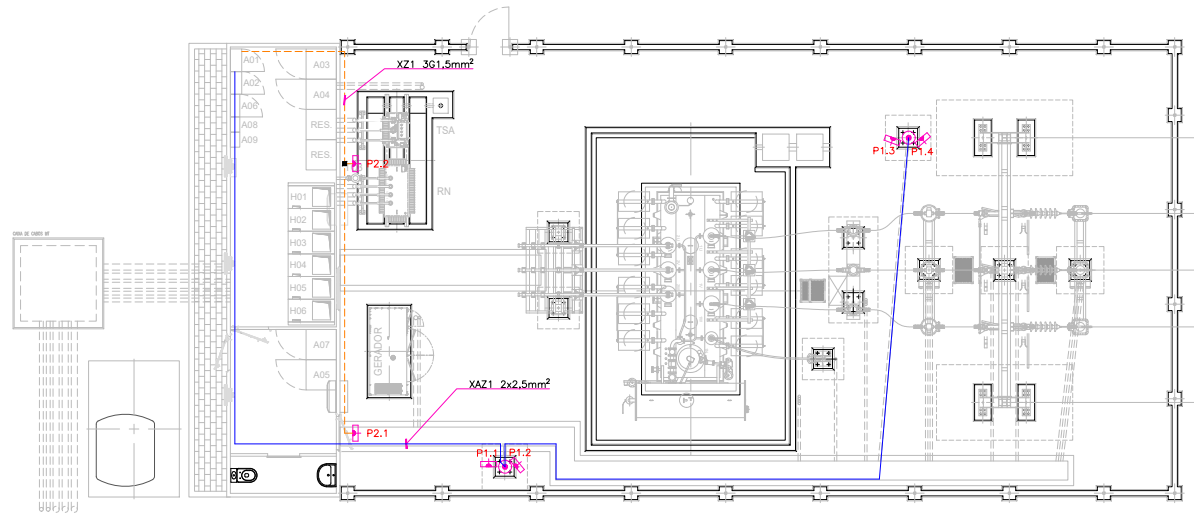
- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS

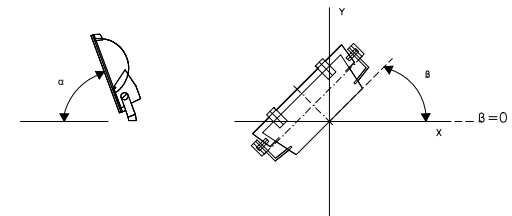
- Todas as cotas são em metros exceto onde indicado;
- A localização das luminárias foi determinada de acordo com os estudos luminotécnicos apresentados no documento CJR180713.P.CD.W.E.013001 e, com a utilização luminárias tipo referidas; as alterações à localização das luminárias, ou a instalação de luminárias não equivalentes, deverá ser confirmado junto do dono de obra ou do projetista.

PLANOS A CONSULTAR

- CJR180713.P.CD.D.E.083003 - Plano de Montagem do Poste de Iluminação
- CJR180713.P.CD.D.C.054010 - Estrutura de Iluminação.



PLANTA
ESCALA 1:100



LUMINÁRIAS - SUBESTAÇÃO ELÉTRICA MOGADOURO

Fase	Designação	h(m)	Potência (W)	Ângulo α	Ângulo β	Designação
	P1.1	6.0	157	45'	0'	Iluminação em coluna
	P1.2	6.0	157	45'	50'	Iluminação em coluna
	P1.3	6.0	157	45'	20'	Iluminação em coluna
	P1.4	6.0	157	45'	40'	Iluminação em coluna
	P2.1	2.4	18	35'	0'	Iluminação no EC
	P2.2	2.4	18	35'	0'	Iluminação no EC

PARA APROVAÇÃO

Rev. Descrição Data Elaborou Verificou Aprovou

Projeto



Rua do Loureiro, 447
Selho S. Lourenço
4800-214 Guimarães
T. (+351) 253 559 210
F. (+351) 253 559 211
www.cjr-renewables.com

Obra
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO
MOGADOURO - PORTUGAL



Estrada do Seminário, 4
Edif. C - Piso 1 Sul
2614-523 Amadora
T. (+351) 210 067 200
F. (+351) 210 067 209
www.ed-previo.com

Tipo:
ESTUDO PRÉVIO

Elaborou Verificou Aprovou

Título do desenho

Desenho Nº Revisão







PLANTA E DETALHES DE ILUMINAÇÃO EXTERIOR

CJR180713.P.CD.D.E.081001

Escala 1:100 Data Folha 1/1

0A

LEGENDA

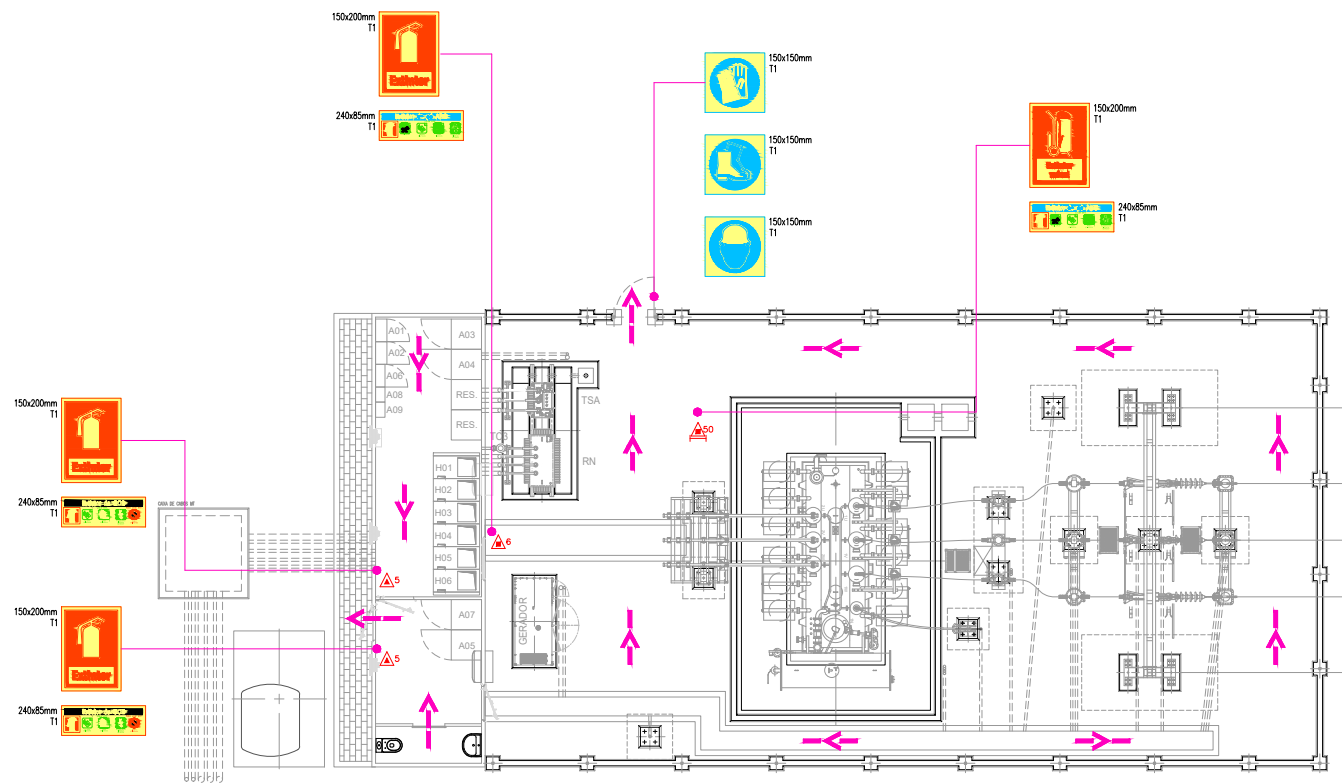
-  - Extintor CO2 8kg - portátil
-  - Extintor ABC 6kg - portátil
-  - Extintor ABC 50kg - Estrutura com carrinho
-  T1 - Sinal fotoluminescente de uma face para montagem saliente
-  → - Rota de Evacuação
-  → - Final / Saída da Rota de Evacuação

NOTAS GERAIS

- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS


- A localização exata dos equipamentos das instalações projetadas deve ser confirmada pelo dono de obra.
- Os desenhos devem ser consultados em conjunto com os restantes e a documentação técnica.



PLANTA GERAL - EVACUAÇÃO, SINALÉTICA E EXTINTORES
ESCALA 1:100

PARA APROVAÇÃO

Rev.	Descrição	Data	Elaborou	Verificou	Aprovou

<p>Promotor</p> <p>Obra CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO MOGADOURO - PORTUGAL</p> <p>Título do desenho SEGURANÇA EVACUAÇÃO, SINALÉTICA E EXTINTORES</p>	 <p>Projeto</p> <p>Elaborou</p> <p>Verificou</p> <p>Aprovou</p>	<p>Rua do Louredo, 447 Selho S. Lourenço 4800-214 Guimarães</p> <p>T. (+351) 253 559 210 F. (+351) 253 559 211 www.cjr-renewables.com</p> <p>Estrada do Seminário, 4 Edif. C - Piso 1 Sul 2614-523 Amadora</p> <p>T. (+351) 210 067 200 F. (+351) 210 067 209 www.ad-emg.com</p>
<p>Escala 1:100</p>	<p>Desenho Nº CJR180713.P.CD.D.E.091002</p> <p>Data</p> <p>Folha 1/1</p>	<p>Revisão 0A</p>

NOTAS GERAIS

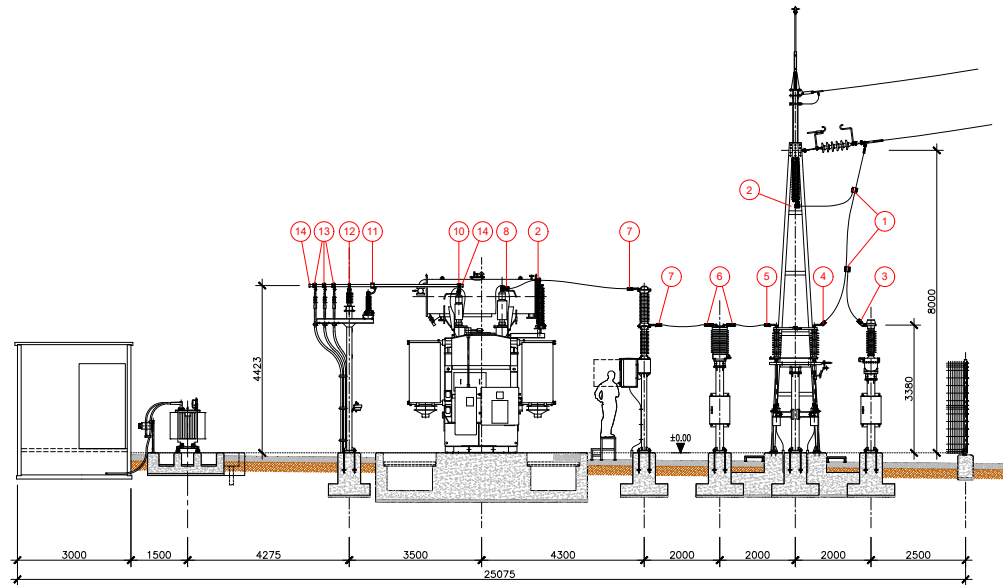
- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS

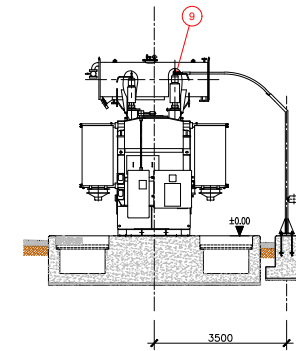
- Todos os Ligadores AT/MT deverão ser confirmadas em obra;
- Dever-se-á verificar em conjunto com a Documentação Técnica dos Equipamentos associados.

PLANOS A CONSULTAR

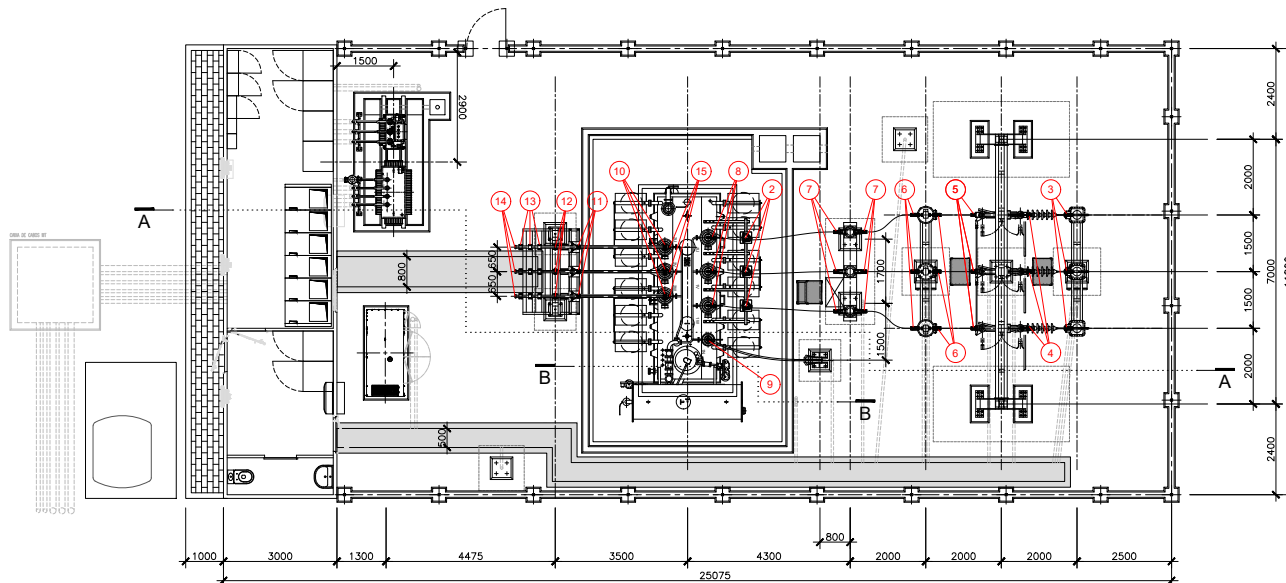
DETALHE DE PEÇAS DE LIGAÇÃO - Plano Nº CJR180713.P.CD.D.E.023001



CORTE A-A
ESCALA 1:100



CORTE B-B
ESCALA 1:100



PLANTA
ESCALA 1:100

PARA APROVAÇÃO

Rev.	Descrição	Data	Elaborou	Verificou	Aprovou

Promotor

Obra
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO
MOGADOURO - PORTUGAL

Fase
ESTUDO PRÉVIO

Título do desenho

PLANTA GERAL E CORTES DE CONDUTORES
E LIGADORES

Projeto



Rua do Louredo, 447
Selho S. Lourenço
4800-214 Guimarães

T. (+351) 253 559 210
F. (+351) 253 559 211
www.cjr-renewables.com

Elaborou

Verificou

Aprovou

Desenho Nº

CJR180713.P.CD.D.E.021001

Escala
1:100

Data

Folha
1/1

Revisão

0A

NOTAS GERAIS

- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS

- Todas as cotas são em milímetros, exceto onde indicado;
- Todos os Ligadores AT/MT deverão ser confirmadas em obra;
- Dever-se-á verificar em conjunto com a Documentação Técnica dos Equipamentos associados.

PLANOS A CONSULTAR

PLANTA GERAL E CORTES DE CONDUTORES E LIGADORES - Plano Nº CJR180713.P.CD.D.E.021001

LIGADORES	Nº	1	2	3	4	5	6
"CROQUIS" DE REPRESENTAÇÃO							
ELEMENTOS A LIGAR		Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Cabo 851-AL4 (Aster 851) B= Cabo 851-AL4 (Aster 851) C= - Quant.: 6	Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Cabo 851-AL4 (Aster 851) B= Borne Al #30mm C= - Quant.: 6	Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Borne Al #30mm B= Cabo 851-AL4 (Aster 851) C= - Quant.: 3	Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Cabo 851-AL4 (Aster 851) B= Patilha Al 125x125mm C= - Quant.: 3	Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Cabo 851-AL4 (Aster 851) B= Patilha Al 125x125mm C= - Quant.: 3	Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Borne Al #30mm B= Cabo 851-AL4 (Aster 851) C= - Quant.: 6
LIGADORES	Nº	7	8	9	10	11	
"CROQUIS" DE REPRESENTAÇÃO					BIMETÁLICO 		
ELEMENTOS A LIGAR		Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Cabo 851-AL4 (Aster 851) B= Patilha Al 100x100mm C= - Quant.: 6	Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Borne Al #30mm B= Cabo 851-AL4 (Aster 851) C= - Quant.: 3	Un: 60kV In/lcc: 1250A/31,5kA(3s) A= Borne Al #30mm B= Cabo 851-AL4 (Aster 851) C= - Quant.: 1	Un: 30kV In/lcc: 1250A/10kA(1s) A= Tubo Al #60/50mm B= Borne Cobre M48 C= - Quant.: 3	Un: 30kV In/lcc: 1250A/10kA(1s) A= Tubo Al #60/50mm B= Borne Al #30mm C= - Quant.: 3	
LIGADORES	Nº	12	13	14			
"CROQUIS" DE REPRESENTAÇÃO							
ELEMENTOS A LIGAR		Un: 30kV In/lcc: 10kA(1s) A= Tubo Al #60/50mm B= Base #95mm C= - Quant.: 3	Un: 30kV In/lcc: 1250A/10kA(1s) A= Tubo Al #60/50mm B= Patilha Al 80x80mm C= - Quant.: 9	Un: 30kV In/lcc: 10kA(1s) A= Tubo Al #60/50mm B= - C= - Quant.: 6			

PARA APROVAÇÃO

Rev.	Descrição	Data	Elaborou	Verificou	Aprovou
------	-----------	------	----------	-----------	---------

Projeto

CJR RENEWABLES

Rua do Louredo, 447
Selho S. Lourenço
4800-214 Guimarães

T. (+351) 253 559 210
F. (+351) 253 559 211
www.cj-renewables.com

Obra
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO
MOGADOURO - PORTUGAL

Estrada do Seminário, 4
Edif. C - Piso 1 Sul
2614-523 Amadora

T. (+351) 210 067 200
F. (+351) 210 067 209
www.ad-emg.com

Estudo PRÉVIO

Elaborou: _____ Verificou: _____ Aprovou: _____

Desenho Nº: CJR180713.P.CD.D.E.023001

Revisão: **0A**

Detalhe de peças de ligação AT/MT

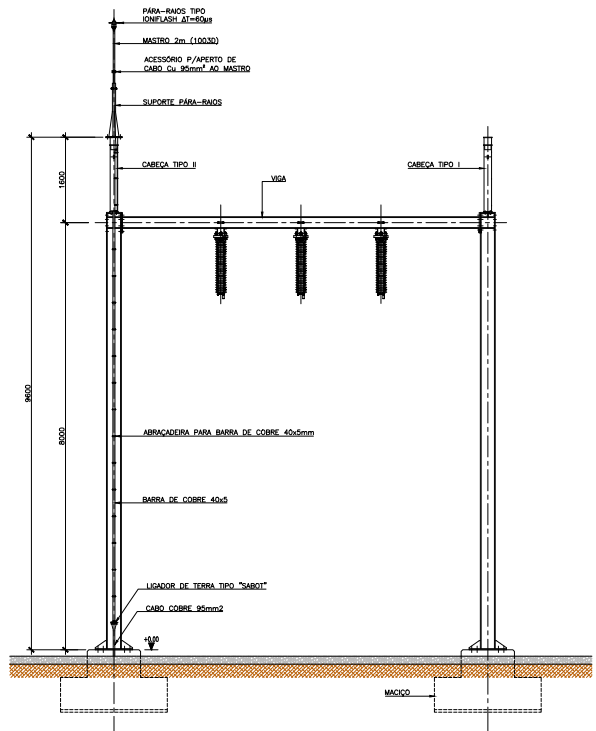
Escala: S/E Data: _____ Folha: 1/1

NOTAS GERAIS

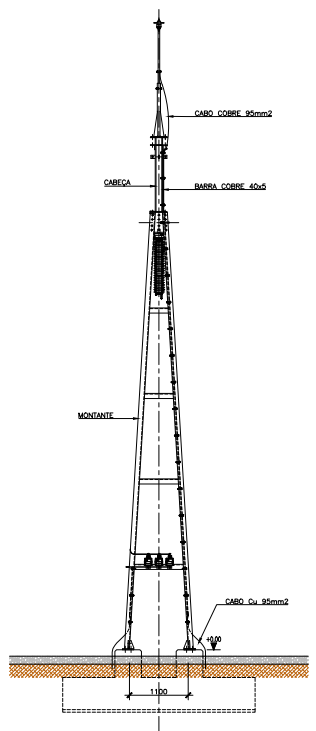
- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, o mesmo deverá de imediato ser comunicado por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras páginas do projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS

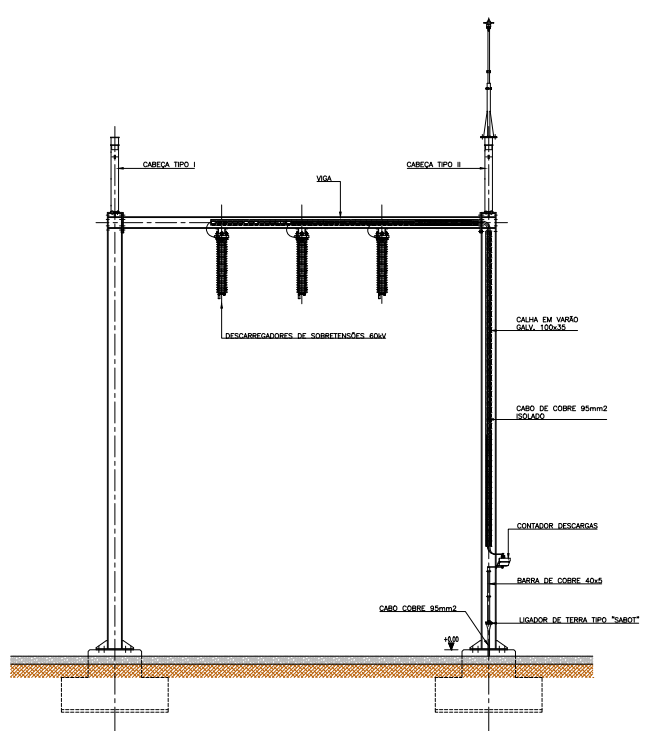
- Todas as cotas são em milímetros, exceto onde indicado;
- A cota relativa ±0.00 corresponde à cota final do topo dos maciços;
- Todas as cotas deverão ser confirmadas em obra;
- Dever-se-á verificar em conjunto com os Planos de Estruturas Metálicas e Documentação Técnica dos Equipamentos associados;
- A implantação e orientação das estruturas e equipamentos, deve ser confirmada de acordo com os planos de disposição de equipamentos em planta;
- A ligação das estruturas e equipamentos à terra, deve ser confirmada de acordo com o plano geral de rede de terras;
- Antes da produção das estruturas metálicas todas as trações para fixação dos equipamentos deverão ser confirmadas de acordo com os planos finais de banco dos mesmos.



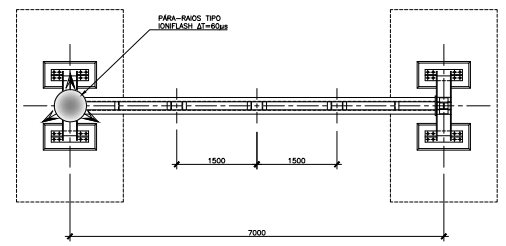
PÓRTICO - VISTA LATERAL ESQUERDA
ESCALA 1:50



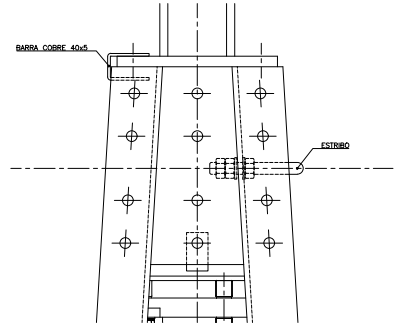
PÓRTICO - VISTA FRONTAL
ESCALA 1:50



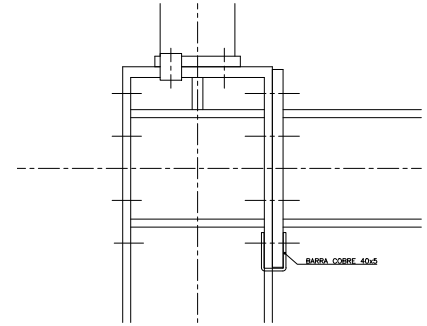
PÓRTICO - VISTA LATERAL DIREITA
ESCALA 1:50



PÓRTICO - VISTA SUPERIOR
ESCALA 1:50



PORMENOR
ESCALA 1:5

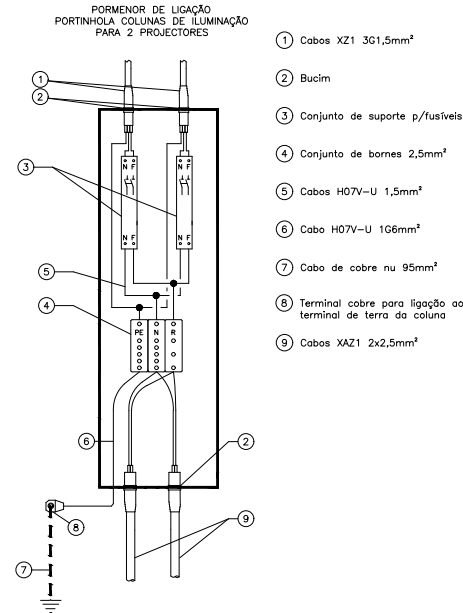
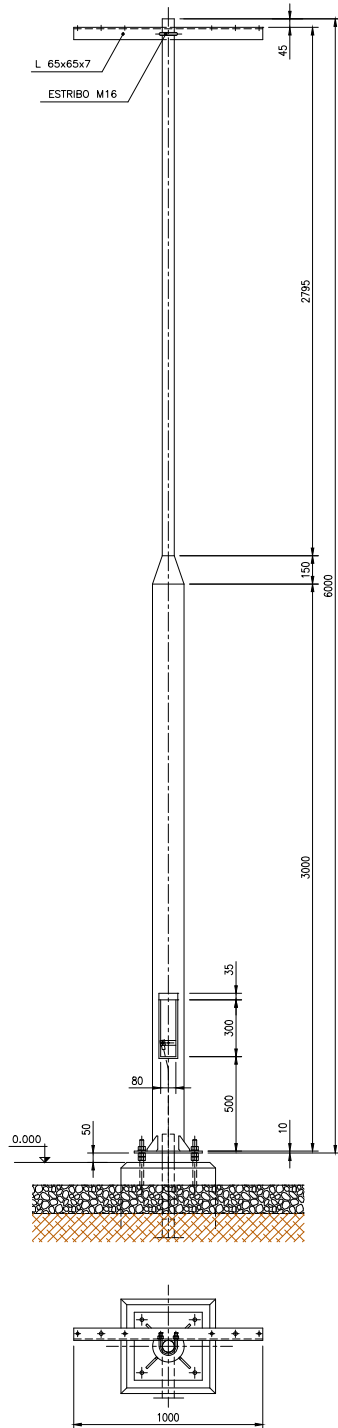


PORMENOR
ESCALA 1:5

PARA APROVAÇÃO

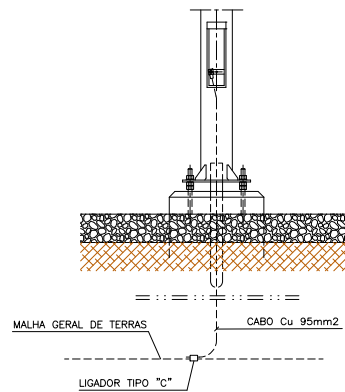
Rev.	Descrição	Data	Elaborado	Verificado	Aprovado

Projeto CJR180713.P.CD.D.E.023008 Título do desenho PLANO DE MONTAGEM PÓRTICO 60 KV	Estabelecimento CR Rua de Laranjeira, 447 Galpão 5, Lousença 4800-214 Guimarães T: (+351) 251 559 210 F: (+351) 251 559 211 www.cr-movetiles.com	Autor CR Estrada de Sernambá, 4 568 - Póvoa do Varim 2845-513 Amadora T: (+351) 210 067 200 F: (+351) 210 067 299 www.crd.com
--	--	---



- ① Cabos XZ1 3G1,5mm²
- ② Bucim
- ③ Conjunto de suporte p/fusíveis
- ④ Conjunto de bornes 2,5mm²
- ⑤ Cabos H07V-U 1,5mm²
- ⑥ Cabo H07V-U 1G6mm²
- ⑦ Cabo de cobre nu 95mm²
- ⑧ Terminal cobre para ligação ao terminal de terra da coluna
- ⑨ Cabos XAZ1 2x2,5mm²

PORMENOR DE LIGAÇÃO DE PORTINHOLA PARA COLUNAS DE ILUMINAÇÃO COM 2 PROJETORES
ESCALA S/E



PORMENOR DE LIGAÇÃO À REDE GERAL DE TERRAS

NOTAS GERAIS

- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

NOTAS

- Todas as cotas são em milímetros, exceto onde indicado;
- A cota relativa ±0.00 corresponde à cota final do topo dos muros;
- Todas as cotas deverão ser confirmadas em obra;
- Dever-se-á verificar em conjunto com os Planos de Estruturas Metálicas e Documentação Técnica dos Equipamentos associados;
- A implantação e orientação das estruturas e equipamentos, deve ser confirmada de acordo com os planos de disposição de equipamentos em planta;
- A ligação das estruturas e equipamentos à terra, deve ser confirmada de acordo com o plano geral de rede de terras;
- Antes da produção das estruturas metálicas todas as furações para fixação dos equipamentos deverão ser confirmadas de acordo com os planos finais de fabrico dos mesmos.

PLANOS A CONSULTAR

ESTRUTURA POSTE ILUMINAÇÃO - Plano Nº CJR180713.P.CD.D.C.054010

PARA APROVAÇÃO

Rev.	Descrição	Data	Elaborou	Verificou	Aprovou

Promotor

Obra
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA DE MOGADOURO
MOGADOURO - PORTUGAL

Fase:
ESTUDO PRÉVIO

Título do desenho
PLANO DE MONTAGEM
POSTE DE ILUMINAÇÃO

Projeto



Rua do Louredo, 447
Selho S. Lourenço
4800-214 Guimarães

T. (+351) 253 559 210
F. (+351) 253 559 211
www.cjr-renewables.com

Elaborou

Verificou

Aprovou

Desenho Nº

CJR180713.P.CD.D.E.083003

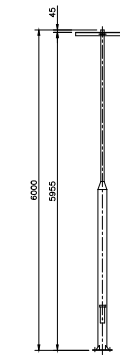
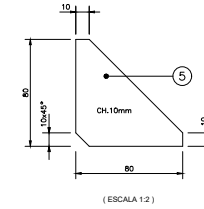
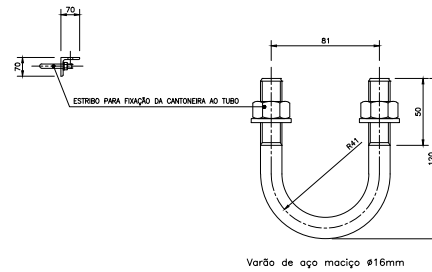
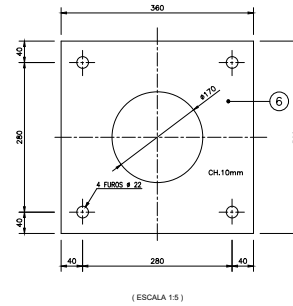
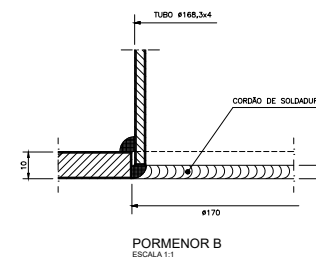
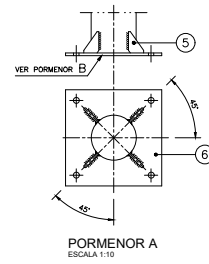
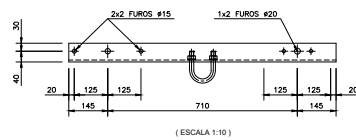
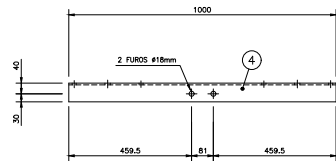
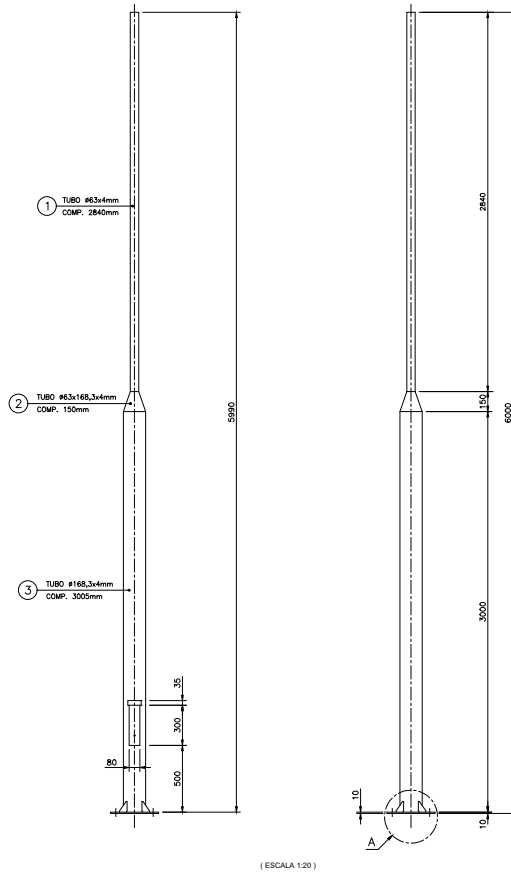
Revisão

0A

Escala
1:20

Data

Folha
1/1



NOTAS GERAIS

- Caso se verifique qualquer incompatibilidade no presente projeto, a mesma deverá de imediato ser comunicada por escrito para o projetista;
- Este desenho carece de consulta e análise de outras peças de projeto;
- Deverão ser verificadas em obra todas as condicionantes assumidas no projeto.

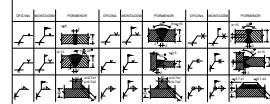
NOTAS

- Todas as cotas são em milímetros, exceto onde indicado;
- A cota relativa a 0.00 corresponde à cota final do topo dos maciços;
- Todas as cotas deverão ser confirmadas em obra;
- Dever-se-á verificar em conjunto com os Planos de Montagem dos Equipamentos associados;
- A implantação e orientação das estruturas e equipamentos, deve ser confirmada de acordo com os planos de disposição de equipamentos em planta;
- Antes da produção das estruturas metálicas todas as furações para fixação dos equipamentos deverão ser confirmadas de acordo com os planos finais de fabrico dos mesmos;
- Todos os perfis e chapas deverão ser galvanizados a quente com um revestimento de zinco com 90 microns de espessura mínima (norma ISO 1461).

MATERIAIS

- AÇOS: F430B (S235JR) Em Chapas e Perfis;
- PARAFUSARIA: Parafusos (DIN 933), Porcas (DIN 934) e Anilhas (DIN 125) Aço Inox A4-80 Em Parafusos M10 a M12 Classe 8.8 ou 10.9 Em Parafusos M16, M20 e M24 zincado por imersão a quente.

SOLDADURAS



- Verificação das Soldaduras: R2 - For Ripado A, LR - For Ultra-Sonic, LP - For Ligadas Pontuais
- Preparação e execução das soldaduras segundo o Regulamento de Estruturas de Aço para Edifícios, Artigo 26 a 27, 66, 65, NP1515, e cumprimento das recomendações do EuroCode 3 sobre execução e controlo de qualidade;
- Soldaduras de canto em geral: a = 0,7a (menor das espessuras a ligar)
- As soldaduras deverão ser executadas em corte contínuo e alongadas nas zonas de ligação de peças.

PLANOS A CONSULTAR

- PLANO DE MONTAGEM DE ESTRUTURA DE ILUMINAÇÃO
- Plano N° CJR180713.P.C.D.D.E.08/003

PARA APROVAÇÃO

Projeto: **CJR180713.P.C.D.D.E.08/003**

Título do desenho: **ESTRUTURA POSTE DE ILUMINAÇÃO**

Edição: _____ Data: _____ Folha: 1/1

Revisão: _____

Projeto: **CJR180713.P.C.D.D.E.08/003**

Título do desenho: **ESTRUTURA POSTE DE ILUMINAÇÃO**

Edição: _____ Data: _____ Folha: 1/1

Revisão: _____

Projeto: **CJR180713.P.C.D.D.E.08/003**

Título do desenho: **ESTRUTURA POSTE DE ILUMINAÇÃO**

Edição: _____ Data: _____ Folha: 1/1

Revisão: _____

REF. PEÇA	QUANT. PEÇAS	DESCRIÇÃO DA PEÇA	MATERIAL	PESO		OBSERVAÇÕES
				UNIT.	TOTAL	
1	1	TUBO #63x4mm	AÇO LAMINADO	15,00	15,00	
2	1	TUBO #63x168,3x4mm	AÇO LAMINADO	1,80	1,80	QUANTIDADE DE CONJUNTOS = 2
3	1	TUBO #168,3x4mm	AÇO LAMINADO	48,60	48,60	PESO POR CONJUNTO = 84,4kg
4	1	L 70x70x7mm	AÇO LAMINADO	7,40	7,40	PESO TOTAL = 168,8kg
4	4	CHAPA 80x10mm	AÇO LAMINADO	0,30	1,20	
6	1	CHAPA 360x10mm	AÇO LAMINADO	10,20	10,20	
7	1	VARÃO #16mm	AÇO LAMINADO	0,40	0,40	