



# ESTUDO DO PROJETO ELÉTRICO DE UMA SUBESTAÇÃO ELEVATÓRIA ALTA TENSÃO

**JOÃO PAULO GOUVEIA COUTO**

novembro de 2022

# ESTUDO DO PROJETO ELÉTRICO DE UMA SUBESTAÇÃO ELEVATÓRIA ALTA TENSÃO

João Paulo Gouveia Couto



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Eléctricos de Energia

2022

Relatório elaborado para satisfação dos requisitos da Unidade Curricular de TEDSEE –  
Dissertação/Estágio do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de  
Energia

Candidato: João Paulo Gouveia Couto, Nº 1171102, 1171102@isep.ipp.pt

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

Empresa: Proquality - Estudos e Projectos de Engenharia Lda

Supervisão: Engenheiro Nuno Topa, nunotopa@proquality.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

**2022**



## *Resumo*

A construção de novas subestações ou a ampliação das instalações existentes são projetos por vezes solicitados aos gabinetes de engenharia, no entanto, devido à sua complexidade, poucos são os gabinetes que se encontram familiarizados com o procedimento completo que permite que os projetos sejam realizados e concluídos com sucesso. Para resolver este desafio, esta dissertação propõe uma otimização da metodologia de trabalho, tendo por base as várias normas existentes para a construção e desenvolvimento do projeto elétrico de uma Subestação.

Esta otimização fundamentada nas normas aplicáveis, também resulta de uma vasta pesquisa de dissertações e artigos científicos sobre alguns temas essenciais para o dimensionamento de uma Subestação elétrica. Assim, nesta dissertação é realizado o estudo do projeto elétrico de uma Subestação elétrica elevatória, analisando na generalidade todos os diferentes conceitos, metodologias e normas a seguir.

Para validar e consolidar todos os conceitos e metodologias enunciados, analisou-se uma situação real com a realização do projeto elétrico da Subestação localizada em Nisa (Portugal), com uma potência instalada de 380 MVA 30/400 kV associada a um centro electroprodutor com painéis fotovoltaicos. Os resultados obtidos mostram efetivamente que é possível realizar o projeto elétrico de uma Subestação com a metodologia que foi analisada e desenvolvida, havendo sempre a necessidade de ajustamento dos diferentes parâmetros para as diferentes particularidades de cada Subestação a dimensionar.

Esta dissertação foi desenvolvida em parceria com a empresa *Proquality - Estudos e Projectos de Engenharia Lda* e contou com a supervisão e orientação do professor coordenador do *Instituto Superior de Engenharia do Porto (ISEP)*, Professor Doutor Engenheiro José António Beleza Carvalho.

### ***Palavras-Chave***

Equipamentos Alta Tensão, Níveis de Tensão, Produção Fotovoltaica, Projeto Elétrico, Subestação.



## *Abstract*

The construction of new substations or the expansion of existing installations are projects that are often requested from engineering offices due to the accelerated development of different technologies. However, due to its complexity, few of these offices are familiar with the complete process that allows these projects to be successfully completed. To solve this challenge, this dissertation proposes an optimization of the work methodology, based on the various existing standards, for the construction and development of the electrical project of a Substation.

This optimization, in addition to being fundamentally based on the applicable standards, results from a wide selection of dissertations and scientific articles already developed on some essential topics for the dimensioning of an electrical substation. Thus, in this dissertation, the study of the electrical design of a Pumping Electric Substation is carried out, covering in general all the different concepts and methodologies.

In order to validate and consolidate all the mentioned concepts and methodologies, a real case study was implemented with the development of the electrical project of the Substation located in Nisa (Portugal) with an installed power of 380 MVA 30/400 kV associated with an electricity production center with photovoltaic panels. The results show that it is effectively possible to carry out the electrical project of a Substation with the mentioned methodology, never forgetting the need to adjust the different parameters for the different particularities of each Substation to be dimensioned.

It should also be noted that the dissertation will be developed in partnership with the company *Proquality - Estudos e Projectos de Engenharia Lda* and will have the supervision and guidance of the coordinating professor of the *Instituto Superior de Engenharia do Porto* (ISEP), Professor Engineer José António Beleza Carvalho.

### ***Keywords***

Electrical Project, High Voltage Equipment, Photovoltaic Production Substation, Voltage Levels.



# *Índice*

<b>RESUMO .....</b>	<b>I</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>III</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>V</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>	<b>VII</b>
<b>ÍNDICE DE TABELAS .....</b>	<b>IX</b>
<b>SIGLAS E ACRÓNIMOS .....</b>	<b>XI</b>
<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1.ENQUADRAMENTO GERAL.....	1
1.2.OBJETIVOS.....	2
1.3.ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO.....	2
<b>2. SUBESTAÇÕES .....</b>	<b>3</b>
2.1.CLASSIFICAÇÃO DE SUBESTAÇÕES.....	3
2.2.EQUIPAMENTOS.....	7
2.3.CONCLUSÃO.....	21
<b>3. METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DO PROJETO ELÉTRICO DE UMA SUBESTAÇÃO.....</b>	<b>23</b>
3.1.DEFINIÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO.....	25
3.2.DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES E BARRAMENTOS.....	25
3.3.REDE DE TERRA.....	32
3.4.REDE DE TERRA AÉREA.....	42
3.5.TRANSFORMADORES DE CORRENTE E TRANSFORMADORES DE TENSÃO.....	44
3.6.COORDENAÇÃO DO ÍSOLAMENTO.....	47
3.7.CONCLUSÃO.....	48
<b>4. CASO DE ESTUDO: SUBESTAÇÃO ELEVADORA DE NISA 30/400 KV.....</b>	<b>49</b>
4.1.ESTUDO PRÉ-OPERABILIDADE.....	49
4.2.DESCRICÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO.....	50
4.3.PROJETO ELÉTRICO DA SUBESTAÇÃO DE NISA.....	51
4.4.CONCLUSÃO.....	69
<b>5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>71</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>73</b>

<b>ANEXO A. DIAGRAMA UNIFILAR ELÉTRICO DA SUBESTAÇÃO DE NISA .....</b>	<b>78</b>
<b>ANEXO B. LAYOUT GERAL DA SUBESTAÇÃO DE NISA.....</b>	<b>79</b>
<b>ANEXO C. ILUMINAÇÃO EXTERIOR SUBESTAÇÃO DE NISA .....</b>	<b>80</b>
<b>ANEXO D. PAINEL DE LINHA - TRANSFORMADOR SUBESTAÇÃO DE NISA .....</b>	<b>81</b>
<b>ANEXO E. PAINEL DE TRANSFORMADOR SUBESTAÇÃO DE NISA.....</b>	<b>82</b>
<b>ANEXO F. EDIFÍCIO DE COMANDO (IL. E IL.SEG) SUBESTAÇÃO DE NISA.....</b>	<b>83</b>
<b>ANEXO G. EDIFÍCIO DE COMANDO (TOM. E TERRAS) SUBESTAÇÃO DE NISA.....</b>	<b>84</b>
<b>ANEXO H. ESQUEMA GERAL SUBESTAÇÃO DE NISA.....</b>	<b>85</b>
<b>ANEXO I. CABOS UTILIZADOS.....</b>	<b>86</b>

## *Índice de Figuras*

Fig. 1 - Subestação elétrica [6]	4
Fig. 2 - Diagrama Rede de Distribuição[8]	5
Fig. 3 – Exemplo subestação AIS [10]	6
Fig. 4 – Exemplo subestação GIS [11]	7
Fig. 5 - Transformador de Potência [14]	9
Fig. 6 - Transformador Corrente 420kV [4]	10
Fig. 7 - Transformador Tensão 420kV [15]	10
Fig. 8 – Seccionadores tripolar de Alta Tensão [18]	12
Fig. 9 - Disjuntores Alta Tensão [20]	13
Fig. 10 - Evolução dos tempos de manutenção dos seccionadores e das tecnologias dos disjuntores [4].	14
Fig. 11 - Haste de Franklin [4]	15
Fig. 12 - Descarregadores de Sobretensões [22]	16
Fig. 13 - Barramento Único [24]	17
Fig. 14 - Configuração de barramento duplo-disjuntor duplo [24]	18
Fig. 15 - <i>Main</i> e Barramento de Transferência [24]	19
Fig. 16 - Configuração de barramento duplo-disjuntor simples [4]	20
Fig. 17 - Configuração do barramento em anel [24]	21
Fig. 18 - Esquema Equivalente para a cálculo da tensão de contacto [4]	36

Fig. 19 - Esquema Equivalente para a cálculo da tensão de passo[4]	37
Fig. 20 – Método da Esfera Rolante[30]	42
Fig. 21 - Curvas de tolerância máxima de saturação[32]	45
Fig. 22 – Esquema da rede e Curto-circuito no barramento de 30 kV	53
Fig. 23 – Esquema reduzido da rede	54
Fig. 24 - Curto-circuito no barramento de 30 kV com valores em p.u.	55

## *Índice de Tabelas*

Tabela 1 - Níveis de Tensão Elétrica Portugal[9]	6
Tabela 2 - Quadro-Resumo Dimensionamento de uma subestação (Metodologia) [5]	24
Tabela 3 – Corrente do Transformador de Potência do lado de 30kV (Is) e Corrente no painel de saída linha-transformador do lado de 400 kV	52
Tabela 4 – Corrente Curto-circuito Lado MAT (Icc)	52
Tabela 5 – Valor de base Sistema PU	53
Tabela 6 - Valores das correntes de curto-circuito em Nisa	64
Tabela 7 - Valores das correntes de nominais MT em Nisa	64
Tabela 8 - Características dos descarregadores de sobretensão	65
Tabela 9 - Condições ambientais exteriores de Nisa	66
Tabela 10 - Principais características dos Transformadores de Tensão	66
Tabela 11 - Principais características dos Transformadores de Corrente	67
Tabela 12 - Principais características dos transformadores de potência	67



## *Siglas e Acrónimos*

A	–	Ampère
AIS	–	<i>Air-Insulated substation</i>
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
CA	–	Corrente Alternada
CC	–	Corrente Contínua
cm	–	Centímetro
DS	–	Descarregador de Sobretensões
GIS	–	<i>Gas-Insulated substation</i>
IEEE	–	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
<i>in</i>	–	<i>Inches</i>
kV	–	Kilovolt
m	–	Metro
MAT	–	Muito Alta Tensão
MT	–	Média Tensão
MVA	–	Megavolt-Ampere
ODAF	–	<i>Oil Directed Air Forced</i>
ONAF	–	<i>Oil Natural Air Forced</i>

- ONAN – *Oil Natural Air Natural*
- s – Segundos
- SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition*
- SE – Subestação Elétrica
- SF6 – Hexafluoreto de Enxofre
- Std – *Standard*
- TC – Transformador de Corrente
- TT – Transformador de Tensão
- TP – Transformador de Potência
- Un – Tensão Nominal
- V – Volt
- W – Watt
- $\Omega$  – Ohm



# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. ENQUADRAMENTO GERAL

Atualmente, a energia gerada nas centrais produtoras é injetada na rede de transporte através de linhas de MAT (Muito Alta Tensão) ou AT (Alta Tensão). Esta ligação entre a produção e a rede é intermediada por uma subestação, isto é, eleva os níveis de tensão da energia produzida. Uma tensão elevada é mais adequada para transportar a energia elétrica a grandes distâncias, permitindo uma redução acentuada das perdas totais do sistema de transmissão [1], [2].

A nível local, onde as distâncias são mais reduzidas, não é economicamente vantajoso nem seguro para os habitantes nessas localidades da utilização de níveis muito elevados de tensão, uma vez que a diminuição das perdas não compensa o investimento elevado neste nível de tensão. Neste caso está-se no nível da rede de distribuição, que opera nos níveis de tensão de AT (Alta Tensão), MT (Média Tensão) e BT (Baixa Tensão) [3].

As transformações de tensão referidas anteriormente são efetuadas nas subestações elétricas, que também desempenham funções essenciais de operação e controlo da rede. Estas instalações são uma parte nuclear integrante da rede elétrica e são objeto de estudo nesta dissertação [1], [3].

As subestações elétricas são um dos campos mais complexos, desafiadores e emocionantes da engenharia eletrotécnica, estando várias empresas atualmente a desenvolver competências nesta área.

## **1.2. OBJETIVOS**

Esta dissertação baseia-se no estudo do projeto elétrico de uma subestação elevadora. Desta forma, os objetivos essenciais que são desenvolvidas nesta dissertação são os seguintes:

- Justificar a necessidade e a importância de uma subestação no sistema elétrico;
- Analisar os diversos tipos de subestações, a sua estruturação geral e configurações;
- Analisar os diversos tipos de equipamentos da subestação;
- Desenvolver Metodologia(s) para a concretização de um projeto elétrico de uma subestação;
- Desenvolvimento de um Caso de Estudo (Situação real): Projeto elétrico de uma Subestação Elevatória Alta Tensão.

## **1.3. ORGANIZAÇÃO DO RELATÓRIO**

O primeiro capítulo consiste na introdução, onde é realizado um enquadramento geral do tema e são apresentados os objetivos que se pretendem atingir com este trabalho. A calendarização e a estrutura de apresentação do trabalho também se encontram presentes neste capítulo.

No capítulo 2 apresenta-se a revisão do estado da arte referente às subestações elétricas. São abordados temas como: as várias classificações das subestações, os equipamentos elétricos constituintes da instalação e as várias tipologias de barramentos que se podem adotar.

No capítulo 3 são apresentadas as metodologias a seguir para a realização do projeto de uma subestação (caso de estudo), bem como as normas e legislações que serão tidas em conta aquando da realização do Caso de Estudo apresentado no capítulo seguinte.

No capítulo 4 apresenta-se o todo o dimensionamento do Caso de Estudo, bem como o diagrama geral da subestação e a sua respetiva memória descritiva.

No último capítulo, o 5º, abordam-se as principais conclusões deste trabalho, as limitações encontradas e são inumeradas algumas sugestões de trabalhos futuros que podem ser exploradas.

## 2. SUBESTAÇÕES

As subestações elétricas, de uma forma geral, são instalações que se inserem nas redes de transmissão e distribuição, servindo muitas das vezes como pontos de interligação e têm como função principal a adequação dos níveis de tensão e corrente nas linhas, assegurando a proteção do sistema elétrico e controlando o fluxo de potência desde a produção até ao consumidor (carga) [3], [4].

Neste capítulo realiza-se uma breve descrição das diferentes classificações para as subestações e apresentam-se alguns dos principais componentes e equipamentos constituintes de uma subestação.

### 2.1. CLASSIFICAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

Relativamente à classificação de uma subestação, esta baseia-se em quatro aspetos fundamentais, tais como [5]:

- Função: Elevadora, Abaixadora, de Manobra ou de Conversão;
- Aplicação: Distribuição, Transporte ou de Cliente;

- Níveis de tensão: Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) ou Muito Alta Tensão (MAT);
- Tipo de instalação: Exteriores ou Interiores.



Fig. 1 - Subestação elétrica [6]

### 2.1.1. FUNÇÃO

Quanto à função, as subestações podem ser divididas em subestações elevadoras, abaixadoras, de manobra ou de conversão[4], [5].

As subestações elevadoras localizam-se, normalmente, à saída de grandes centros produtores de energia elétrica, tendo como objetivo, aumentar/elevar a tensão de produção, de forma a que as perdas e o custo de transporte dessa energia produzida seja o mais baixo possível. Este será o tipo de subestação que será abordado no caso de estudo (Capítulo 4) pelo que apresenta especial relevância neste trabalho.

As subestações abaixadoras localizam-se junto aos consumidores, têm como objetivo baixar o nível de tensão, de forma a esta ser utilizada nos centros de consumo.

As subestações de manobra, normalmente denominadas por postos de seccionamento, servem, normalmente, de ponto de interligação e manobra de uma rede. Apresentam os mesmos componentes de uma subestação convencional com a exceção do transformador de potência [7].

As subestações de conversão, encontram-se associadas a sistemas de transmissão em corrente contínua (CC) e podem ser denominadas por subestações retificadoras ou

inversoras. Atualmente esta tecnologia encontra-se em desenvolvimento pois o transporte de energia a longas distâncias é mais vantajoso em corrente contínua que na tradicional corrente alternada (CA) [5].

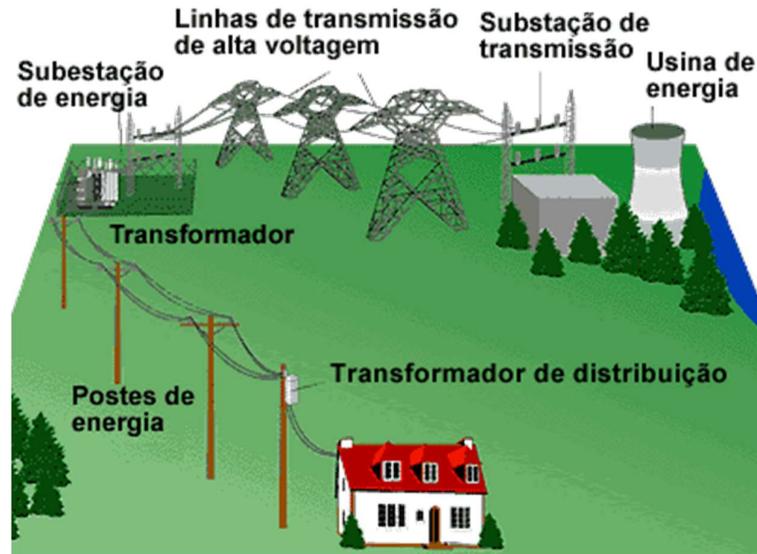


Fig. 2 - Diagrama Rede de Distribuição[8]

### 2.1.2. NÍVEIS DE TENSÃO (DIFERENÇA DE POTENCIAL)

As subestações podem-se classificar em MAT, AT, MT. Estas últimas são normalmente denominadas de postos de transformação, sendo os responsáveis pela ligação direta aos consumidores [1].

No Caso de Estudo apresentado no capítulo 4 será realizado e implementado em Portugal, é importante conhecer os diferentes níveis de tensão estipulados no país. Sendo assim, a BT vai até 1kV, com valores típicos de 400/230 V, a MT vai até 45kV, com valores típicos de 10, 15 e 30 kV, a AT até 110kV, com valor típico de 60 kV e para cima de 110kV é MAT, com valores típicos de 150 kV, 220 kV e 400 kV [4].

Tabela 1 - Níveis de Tensão Elétrica Portugal[9]

Níveis de tensão	Valor da tensão nominal	
	Em corrente alternada	Em corrente contínua
Tensão Reduzida	$U_n \leq 50 \text{ V}$	$U_n \leq 120 \text{ V}$
Baixa Tensão	$U_n \leq 1000 \text{ V}$	$120 < U_n \leq 1\,500 \text{ V}$
Média Tensão	$1 \text{ kV} < U_n \leq 45 \text{ kV}$	$U_n > 1\,500 \text{ V}$
Alta Tensão	$45 < U_n \leq 110 \text{ kV}$	
Muito Alta Tensão	$U_n > 110 \text{ kV}$	

### 2.1.3. CARACTERÍSTICAS DA INSTALAÇÃO

As instalações das subestações podem ser exteriores, sob céu aberto, com equipamentos instalado ao ar livre ou dentro de um edifício. Normalmente o tipo de instalação esta associado ao tipo de isolamento utilizado na instalação, podendo este ser feito ao ar (AIS – Figura 3) ou com o gás (GIS – Figura 4), normalmente hexafluoreto de enxofre (SF6).



Fig. 3 – Exemplo subestação AIS [10]

Uma subestação isolada com gás (GIS) utiliza um gás dielétrico, hexafluoreto de enxofre (SF6), a uma pressão moderada para isolamento entre fases e entre fase e terra. Os condutores de alta tensão, disjuntores, interruptores, transformadores de corrente (TC) e

transformadores de tensão (TT) são encapsulados em SF6 dentro de caixas metálicas. O isolamento do ar atmosférico utilizado num sistema convencional, a subestação isolada a ar (AIS) requer metros de isolamento de ar para fazer o que o SF6 pode fazer em centímetros. Um GIS é sobretudo utilizado onde o espaço é caro ou não disponíveis e as partes ativas são protegidas da deterioração da exposição ao ar atmosférico, humidade, contaminação, etc [5].



Fig. 4 – Exemplo subestação GIS [11]

Existe também uma opção híbrida, em que se juntam a tecnologia GIS e a tecnologia AIS. Neste caso, as celas no nível de tensão mais baixo podem ser isoladas em SF6 enquanto o nível de tensão superior fica isolado a ar. Esta solução permite a redução de custos usando um pouco mais de espaço, pelo que se apresenta como uma solução equilibrada. Também é adequada para uma futura expansão da subestação, sem haver necessidade de aumentar a área da instalação [4], [12].

## 2.2. EQUIPAMENTOS

Uma subestação é constituída por um grande número de equipamentos, podendo ser eles de transformação, de manobra, de compensação ou e de proteção. Nesta secção serão descritos e explicitados os principais equipamentos constituintes de uma subestação, tais como [4]:

- Transformadores de Potência;
- Transformadores de Medida;

- Seccionadores;
- Disjuntores;
- Barramentos;
- Equipamentos de Proteção contra sobretensões.

### **2.2.1. TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA**

Um transformador de potência (ver figura 5) é uma máquina elétrica estática usada para “transformar” energia de um circuito para outro sem alterar a sua frequência. Como não há partes rotativas ou móveis, um transformador é classificado como um dispositivo estático. Estas máquinas apresentam ainda um rendimento elevado, podendo assumir dimensões consideráveis que se tornam maiores de acordo com o nível de tensão de funcionamento.

É constituído, de uma forma geral, por dois componentes: os enrolamentos de material condutor e o núcleo de material magnético maciço. O princípio físico elementar de um transformador é a existência de indução mútua entre dois circuitos elétricos que se encontram ligados magneticamente através de um fluxo magnético comum, chamado fluxo principal [13].

A classificação dos transformadores de potência pode ser feita segundo: isolamento, número de fases e tipo de enrolamentos [14]:

- Isolamento: a óleo e a seco;
- Número de fases: monofásicos e trifásicos;
- Enrolamento: podem ter dois ou mais enrolamentos isolados eletricamente, primário (recebe energia a transformar), secundário (fornece a mesma energia com perdas).

Relativamente a sua constituição, é importante analisar o sistema de arrefecimento do transformador, o qual pode ser do tipo ONAN, ONAF e ODAF (óleo natural / ar natural, óleo natural/ ar forçado, óleo forçado / ar forçado). No sistema de arrefecimento do tipo ONAN, o calor é absorvido pelo óleo e dissipado por radiadores, com circulação natural do ar. No ONAF, o ar circula de forma forçada, ou seja, existe um mecanismo de circulação para o meio de arrefecimento interno. No caso do ODAF, a refrigeração dos transformadores

é feita direcionando o fluxo de óleo para os pontos mais quentes do transformador sendo necessária a circulação de ar forçada, pelo que se recorre ao uso de ventiladores de grande potência [5].

Para um correto dimensionamento e parametrização do transformador, é necessário conhecer alguns fatores, nomeadamente, a potência nominal, as tensões de funcionamento e a relação de tensão entre o primário e o secundário.



Fig. 5 - Transformador de Potência [14]

### 2.2.2. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

De uma forma semelhante aos transformadores de potência, os transformadores de medida destinam-se a “transformar” os valores de corrente (transformadores de corrente) e de tensão (transformadores de tensão) em valores adequados para serem analisados pelos contadores de energia, relés de proteção ou outros aparelhos de medida incorporados na subestação[4].

Os transformadores de corrente (TC), são dispositivos de medida onde a corrente secundária, em condições normais de uso, é proporcional à corrente primária, e tipicamente diferente em fase. Quanto ao tipo construtivo, os TC podem ser do tipo “*tore*” ou do tipo bobinado[4].



Fig. 6 - Transformador Corrente 420kV [4]

Os transformadores de tensão (TT) são transformadores de medida nos quais a tensão secundária é, em condições normais de utilização, praticamente proporcional à tensão primária e desfasada em relação a essa de um ângulo aproximadamente zero. Estes transformadores podem apresentar três configurações: Indutivos, capacitivos ou não-convencionais [15].



Fig. 7 - Transformador Tensão 420kV [15]

### 2.2.3. SECCIONADORES

Os seccionadores são concebidos para suportar continuamente correntes de carga e suportar, momentaneamente, correntes de curto-circuito por uma duração especificada (tipicamente definida em segundos). São concebidos para comutação, abertura ou fecho de circuitos em carga, ou em vazio. São dispositivos concebidos para o funcionamento em condições normais pelo que não são concebidos para interrupção de qualquer arco de corrente de magnitude significativa [5], [15].

Podem ser classificados com base em três características, tais como:

- Funcionalidade;
- Forma de operação;
- Tipo de abertura.

Quanto à funcionalidade, os seccionadores são utilizados normalmente para isolar alguns componentes ou equipamentos que têm de ser sujeitos a manutenção periódica. Para isso, são instalados em cada lado do equipamento e, estando em posição aberta, garantem que não passa corrente elétrica, podendo realizar-se a manutenção em segurança. Os seccionadores são também instalados para realizar o *by-pass* aos disjuntores ou outro equipamento e podem ainda ser utilizados para manobras da subestação quando há transferência de carga entre barramentos [5].

Quanto à forma de operação, é necessário esclarecer que os seccionadores só devem ser acionados (manualmente ou remotamente), depois de os disjuntores efetuarem o corte da carga naquele ramo. Por outro lado, quando se pretende recolocar em serviço o ramo, os seccionadores devem fechar antes do disjuntor voltar à posição de engate. O comando de operação de um seccionador pode ser realizado de forma manual ou automática, como já foi referido. Atualmente, o sistema mais utilizado é o automático podendo assim acionar ou colocar os dispositivos fora de serviço remotamente, estando o seccionador integrado no sistema de supervisão e controlo das subestações (SCADA)[14], [16].

Quanto ao tipo de abertura dos seccionadores, estes podem ser de abertura lateral, central, vertical ou apresentar uma combinação de tecnologias, ou seja, serem compostos por mais do que um tipo de abertura. Os seccionadores de abertura vertical são os mais usados, podendo ser instalados quando o espaço entre fases é mínimo e são ideais para instalações em localizações com correntes de defeito mais elevadas, incluem-se aqui os pantográficos e semipantográficos, que possuem uma lâmina articulada [16], [17].



Fig. 8 – Seccionadores tripolar de Alta Tensão [18]

#### 2.2.4. DISJUNTORES

Um disjuntor pode ser definido como um dispositivo de comutação mecânico capaz de fazer, transportar e interromper correntes em condições normais de circuito e também de fazer, transportar e interromper correntes durante um tempo especificado e em condições anormais especificadas, tais como um curto-circuito. Isto é, a principal função dos disjuntores é o corte da corrente de defeito no menor tempo possível, de forma a evitar ou limitar possíveis danos nos equipamentos associados ao sistema [19].

Os disjuntores (Figura 9) são geralmente classificados de acordo com o meio de interrupção utilizado para arrefecer e alongar o arco elétrico que permite a interrupção. Os tipos de disjuntores existentes são [19]:

- De óleo (pequeno volume);

- De hexafluoreto de enxofre (SF6);
- De vácuo.

Os disjuntores a óleo foram amplamente utilizados na indústria de serviços públicos no passado, mas foram substituídos por outras tecnologias de disjuntores para instalações mais recentes. Este disjuntor consiste numa tina com óleo, na qual existem dois contactos móveis que, ao afastarem-se, originam a interrupção da corrente. Os disjuntores de grande volume de óleo, devido à grande quantidade de óleo de que necessitam, têm um grande risco de incêndio e explosão, pelo que deixaram de ser usados com o passar dos anos [4], [5].

Os disjuntores a gás empregam SF6 como meio de interrupção e isolante. Nos mecanismos “single puffer”, a ampola é projetada para comprimir o gás durante a abertura e usar o gás comprimido como mecanismo de transferência para o arco elétrico, permitindo assim a sua extinção quando a corrente passa pelo zero [4], [5].

Os disjuntores de vácuo utilizam um interruptor que é um pequeno cilindro que envolve os contactos móveis sob um vácuo. Quando o disjuntor opera, um arco elétrico é formado resultando na erosão do contacto. Os produtos do arco são imediatamente forçados a ser depositados sobre um escudo metálico em redor dos contactos. Sem uma tensão restritiva presente para sustentar o arco, este é rapidamente extinto [4], [5].



Fig. 9 - Disjuntores Alta Tensão [20]

A figura 10 ilustra a evolução dos tempos de manutenção dos seccionadores e das tecnologias dos disjuntores.

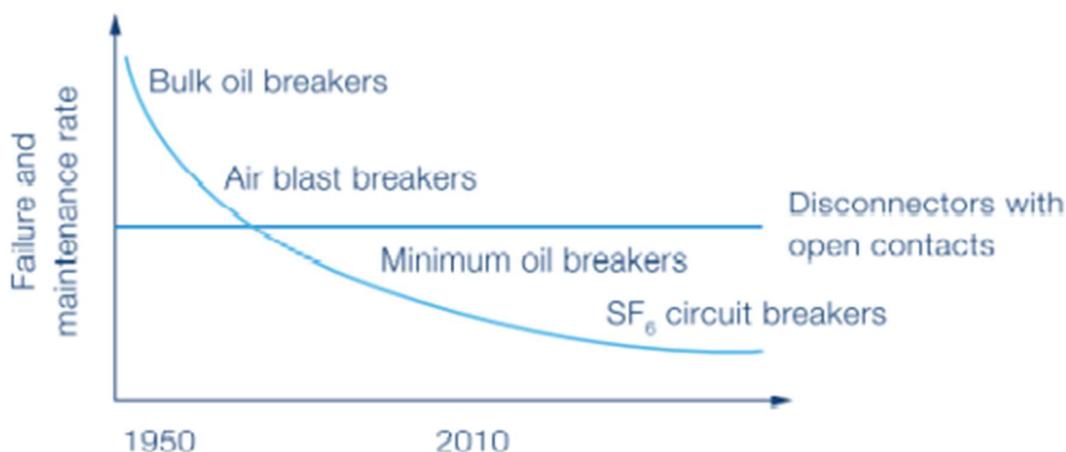


Fig. 10 - Evolução dos tempos de manutenção dos seccionadores e das tecnologias dos disjuntores [4].

### 2.2.5. PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÕES

O projeto da subestação envolve mais do que a instalação de aparelhos, dispositivos de proteção e equipamentos. Para uma operação contínua e confiável é necessário que a instalação esteja preparada para suportar fenômenos transitórios. Estas sobretensões podem ser ações de manobra, relâmpagos em linhas de transmissão conectadas à subestação ou relâmpagos diretos nas instalações da subestação [19].

Existe atualmente um conjunto de aparelhos que protege os equipamentos contra as sobretensões, quer atmosféricas quer de manobra, nomeadamente:

- Disruptores;
- Hastes de Franklin;
- Descarregadores de sobretensão.

Os disruptores consistem em duas hastes ou varas, uma ligada ao condutor a proteger e outra ligada à terra. Estes dispositivos apresentam um intervalo ajustável que permitir a disrupção caso as sobretensões da rede ultrapassem o nível de proteção desejado. Este equipamento não limita nem interrompe a corrente de descarga, devendo ser interrompido pelo disjuntor.

A utilização de disjuntores deve ser limitada a certas aplicações, como por exemplo redes de Média Tensão [5].

A Haste de Franklin (Figura 11) é uma Haste metálica que se destina a captar descargas atmosféricas, sendo simples, visível e barata. Encontra-se sempre em ligação à terra e tem menos eficiência que outros aparelhos de proteção [14].



Fig. 11 - Haste de Franklin [4]

Os Descarregadores de Sobretensões (Figura 12) são usados para proteger equipamentos e instalações das eventuais sobretensões de manobra, sendo normalmente classificados pela sua capacidade de descarga de corrente [14], [21].



Fig. 12 - Descarregadores de Sobretensões [22]

### 2.2.6. BARRAMENTOS

Vários fatores afetam a fiabilidade de uma subestação elétrica, uma das quais é a disposição dos barramentos e seus equipamentos de comutação. Os barramentos podem apresentar seis tipos de configurações, nomeadamente[23]:

- Barramento único;
- Barramento duplo-disjuntor duplo;
- Barramento principal e de transferência;
- Barramento duplo-disjuntor simples;
- Barramento em Anel;

#### 2.2.6.1. Configuração Barramento Único

Esta é a configuração de barramentos mais simples, consiste num único barramento e todas as ligações diretamente para esse barramento. A fiabilidade desta configuração é baixa, mesmo com proteção de relé adequada, pois uma falha no barramento principal ou entre o barramento principal e os disjuntores causará uma interrupção de toda a instalação.

O custo desta configuração é relativamente baixo, mas também é a sua flexibilidade operacional, isto é, a transferência de cargas de um circuito para outro exigiria dispositivos de comutação adicionais fora da subestação [5].

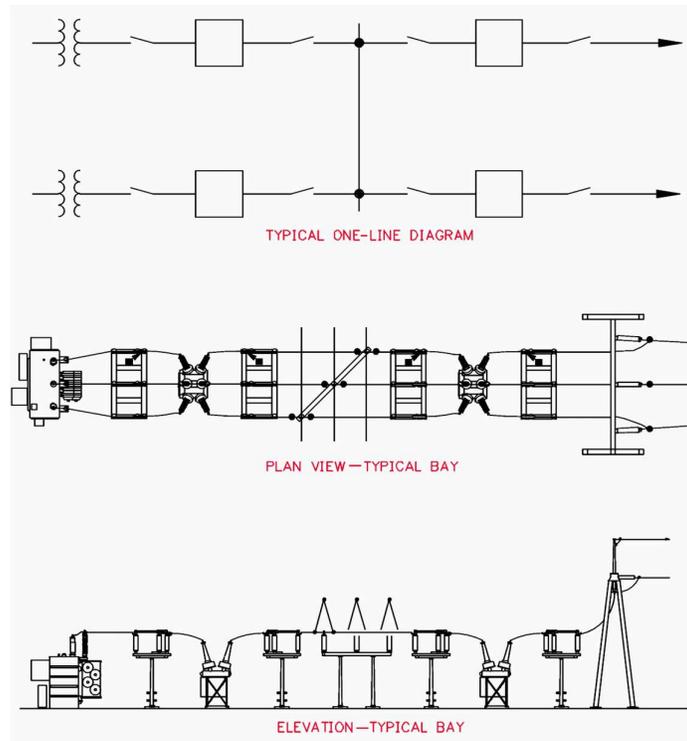


Fig. 13 - Barramento Único [24]

### 2.2.6.2. Configuração Barramento duplo-disjuntor duplo

A configuração de barramento duplo-disjuntor duplo envolve dois disjuntores e dois barramentos para cada circuito. Com dois disjuntores e dois barramentos por circuito, uma única falha de barramento pode ser isolada sem interromper nenhum circuito ou carga. Além disso, uma falha de um circuito não interromperá outros circuitos ou barramentos. Portanto, a fiabilidade desta configuração é extremamente alta [4], [5].

Quanto à manutenção de dispositivos de comutação esta configuração é muito simples e eficaz, pois os dispositivos de comutação podem ser colocados fora de serviço conforme necessário e os circuitos permanecem a operar com a ajuda da proteção parcial de relés de linha e um dos dois disjuntores.

Esta configuração de barramentos é aplicável para cargas que exigem alto grau de confiabilidade e mínimo tempo de interrupção. A configuração de barramento duplo-disjuntor duplo é expansível para várias configurações, por exemplo, um barramento em anel (*Ring bus*), que será discutido posteriormente[4], [5].

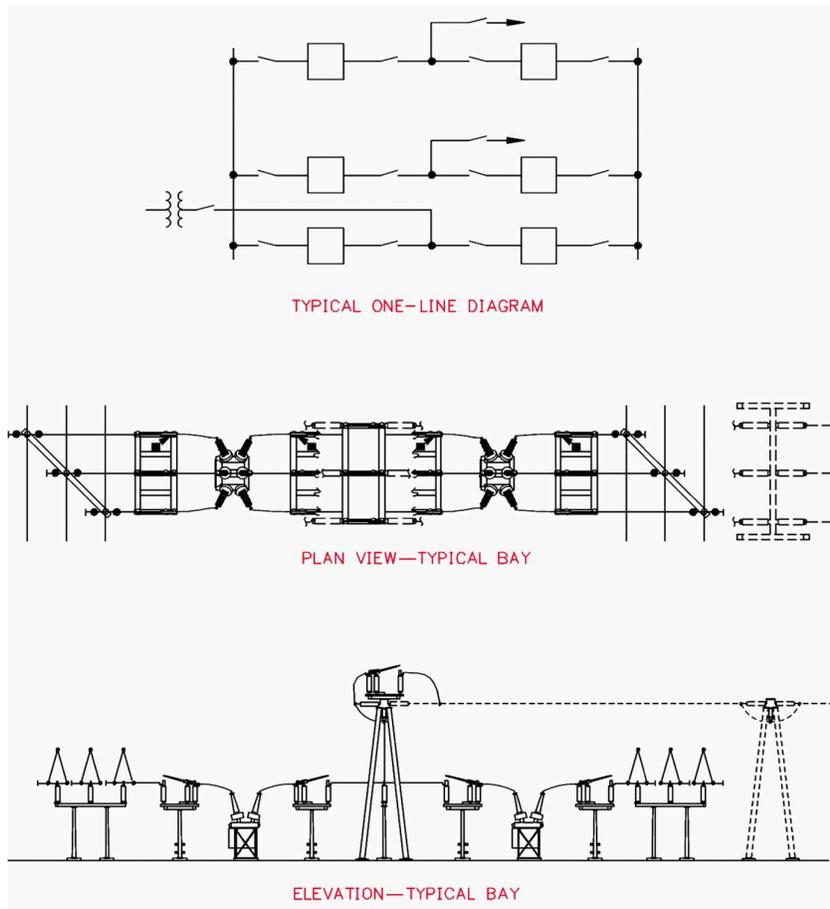


Fig. 14 - Configuração de barramento duplo-disjuntor duplo [24]

### 2.2.6.3. Configuração Barramento principal e de transferência

A configuração do barramento principal e de transferência liga todos os circuitos entre o barramento principal e um barramento de transferência. Esta configuração é semelhante à configuração de um único barramento, em que durante as operações normais, todos os circuitos são ligados ao barramento principal, contudo, com a existência do barramento de transferência o processo de manutenção é otimizado, sendo este utilizado sempre que necessário realizar reparações mantendo a instalação em funcionamento[4].

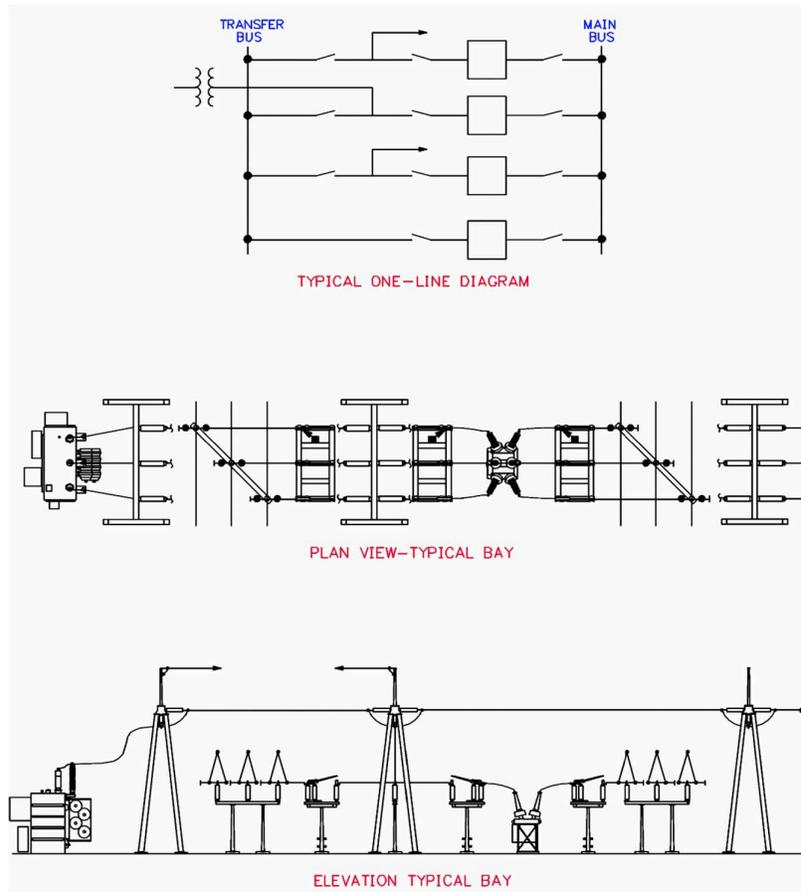


Fig. 15 - Main e Barramento de Transferência [24]

#### 2.2.6.4. Configuração de Barramento duplo-disjuntor simples

A configuração de barramento duplo-disjuntor simples liga cada circuito a dois barramentos e há um disjuntor de ligação entre os barramentos. Com o disjuntor acionado normalmente fechado, permite que cada circuito seja alimentado de qualquer barramento através dos seus seccionadores, proporcionando assim maior flexibilidade operacional e maior fiabilidade. Sendo assim, o custo desta configuração será superior à configuração de barramento único[5].

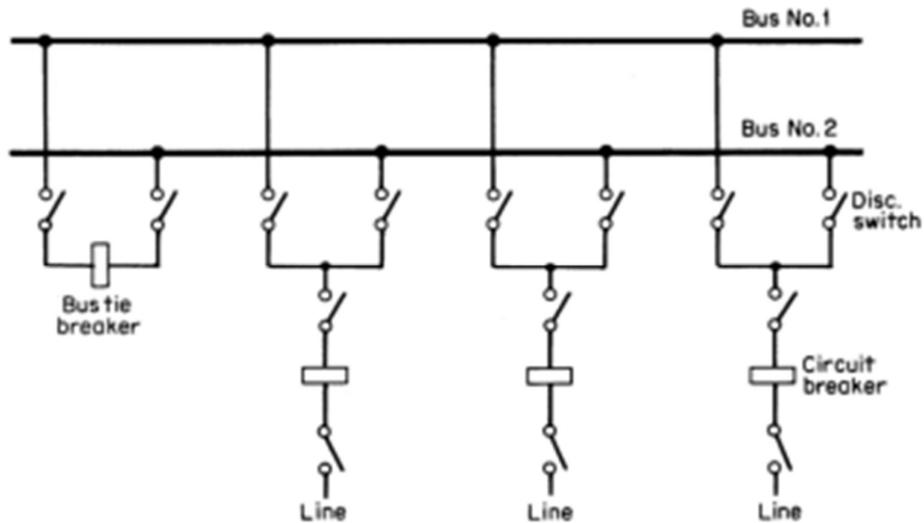


Fig. 16 - Configuração de barramento duplo-disjuntor simples [4]

#### 2.2.6.5. Configuração Barramento em Anel

Como o nome indica, todos os disjuntores são dispostos num anel com circuitos ligados entre dois disjuntores. Do ponto de vista da fiabilidade, esta configuração proporciona maior fiabilidade aos circuitos, pois com proteção do relé a operar corretamente, uma avaria em uma seção do barramento só interromperá o circuito nesse barramento e uma falha em um circuito não afetará nenhum outro dispositivo.

Do ponto de vista da manutenção, considera-se que oferece boa flexibilidade ao sistema. Um disjuntor pode ser aberto sem transferir ou deixar cair carga, pois um dos dois disjuntores pode permanecer em serviço e fornecer proteção de linha enquanto a outra está a ser reparada [5].

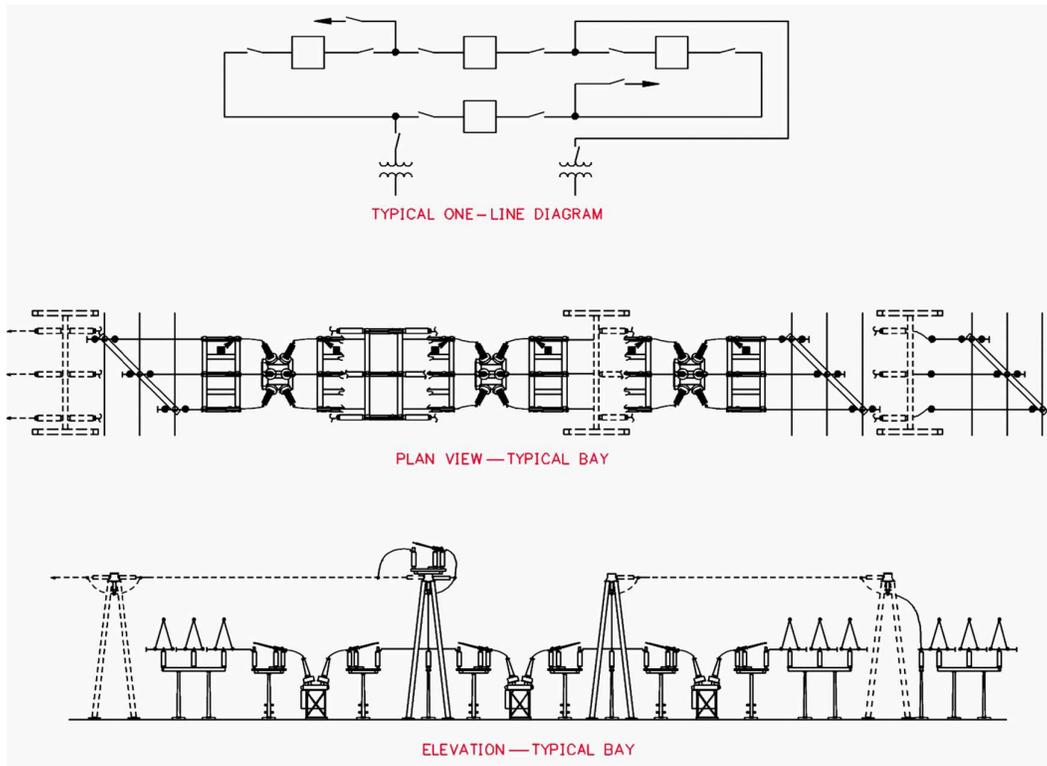


Fig. 17 - Configuração do barramento em anel [24]

### 2.3. CONCLUSÃO

Neste capítulo fez-se uma descrição das diferentes classificações para as subestações e apresentam-se alguns dos principais componentes e equipamentos constituintes de uma subestação elétrica.

Em suma, considera-se que foram atingidos todos os objetivos traçados para este capítulo, conseguindo uma explicação clara e concisa dos vários níveis de tensão em Portugal, bem como as características de cada tipo de subestação, culminando com a caracterização das possíveis configurações de Barramentos, sendo este um ponto muito relevante no que diz respeito ao desenvolvimento do Caso de Estudo apresentado no capítulo 4.



### 3. METODOLOGIA DE DESENVOLVIMENTO DO PROJETO ELÉTRICO DE UMA SUBESTAÇÃO

O projeto elétrico de uma subestação é constituído por várias etapas, sendo necessário realizar um conjunto de cálculos justificativos que preceda ao dimensionamento e escolha dos equipamentos a utilizar na subestação a construir. Neste capítulo apresentam-se os passos necessários para o desenvolvimento do caso de estudo.

Estes cálculos justificativos devem iniciar-se pela verificação das correntes nos níveis de tensão da subestação, quer em regime estacionário quer em regime de curto-circuito, calculando quais serão os níveis de intensidade verificados nos diferentes painéis da subestação. Seguidamente, podem ser dimensionados os condutores e barramentos da instalação, bem como as restantes estruturas que a envolvem e que apresentam um carácter muito importante para a proteção de pessoas, ou seja, as redes de terras proteção, serviço e a verificação dos níveis de isolamento [4].

Por último, procede-se à escolha dos equipamentos, tendo em conta todos os dados obtidos anteriormente, terminando com a elaboração dos diagramas unifilares da subestação e o seu respetivo *layout* elétrico, nunca esquecendo as exigências impostas pelo cliente, quer a nível financeiro, quer a nível estrutural.

Na tabela 2 apresenta-se uma lista de tarefas a seguir para o dimensionamento de uma subestação, com os pontos referidos anteriormente, referindo ainda que realizada esta etapa de dimensionamento é necessário definir o equipamento da subestação com a ajuda dos fabricantes. Salienta-se para o facto de esta lista apresentada poder ser alterada de acordo com as exigências de cada País.

Tabela 2 - Quadro-Resumo Dimensionamento de uma subestação (Metodologia) [5]

Tópico:	Situações a avaliar:	Regulamentação a consultar:
1. Escolha da Localização	Opinião da Comunidade	-----
	Localização de áreas ambientais sensíveis	
	Nível de contaminação da zona	
	Tipos de vizinhança	
	Requisitos e regulamentos em vigor na zona de construção	
	Acessibilidades	
2. Dimensionamento de Condutores e Barramentos	Cabos Aéreos - Capacidade de transporte em Regime Permanente	Norma IEEE Std 738™ 2012 - IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors
	Cabos Aéreos - Capacidade do condutor num Curto-Circuito	
	Cabos Aéreos - Efeito Coroa	
	Cabos de MT - Corrente máxima admissível	
	Cabos de MT - Corrente de Curto-circuito admissível	
3. Rede de Terra	Seleção do Condutor	Norma IEEE Std 80-2013 - IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
	Resistência da Malha de Terra	
	Corrente de defeito à terra	
	Corrente Tolerável pelo corpo humano	
	Tensões de Toque e de Passo admissíveis e reais	
4. Rede de Terra Aérea	Proteção do Parque Exterior da Subestação	Norma IEEE Std 998-2012 - IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations
	Cálculo da probabilidade de descarga	
	Cálculo do risco de falha	
5. Escolha dos TC's e TT's	Transformadores de Corrente	Norma IEC 61869-2:2012 Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers
	Transformadores de Tensão	Norma IEC 61869-3:2011 Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers
6. Coordenação do Isolamento	Sobretensões Representativas	Norma IEC 60071-2:2022 Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines
	Determinação das tensões de coordenação suportadas ( $U_{cw}$ )	
	Determinação das tensões suportadas estipuladas ( $U_{rw}$ )	
	Conversão a valores de tensões suportadas normalizadas	

### **3.1. DEFINIÇÃO DA LOCALIZAÇÃO DA SUBESTAÇÃO**

A determinação da localização de uma subestação elétrica recai em alguns fatores, nomeadamente, fatores sociais, ambientais e financeiros. Sendo que nos dias de hoje os estes três grandes grupos de fatores são igualmente importantes, podendo em situações muito particulares condicionar fortemente todo o dimensionamento dessa mesma subestação. No entanto, deve existir sempre área suficiente para serem respeitadas também as regras de segurança a nível elétrico e a capacidade de uma manutenção de qualidade dos equipamentos. Os principais fatores a pesar na escolha do local da subestação são [4], [14]:

- Comunidade e Tipo de Vizinhança: Para a construção de uma subestação, várias entidades necessitam de várias autorizações que podem ser alteradas e condicionadas pela opinião pública da comunidade, pelo facto de esta poder influenciar no seu dia a dia, na sua qualidade de vida, na paisagem, etc;
- Áreas ambientais sensíveis e Nível de contaminação: Deve ser incluído um projeto prévio desenvolvimento do terreno, isto é, incluir uma descrição da área utilizada, os seus contornos, as delimitações das áreas aguadas e canais de escoamento, indicação de zonas tendencialmente inundáveis, distância de acesso a água subterrânea e alerta para a possível existência de animais selvagens e de migrações;
- Requisitos e Regulamentos: Dependendo do país onde será realizada a construção da subestação, as normas e regulação que regem o projeto podem diferir consideravelmente;
- Acessibilidades: É um dos fatores mais importantes e que se baseia na facilidade de acesso à subestação, seja para questões de manutenção, seja para questões extremas, como por exemplo, incêndios ou tempestades.

### **3.2. DIMENSIONAMENTO DE CONDUTORES E BARRAMENTOS**

Depois de todo o planeamento e definição da localização da subestação, é necessário inicialmente fazer o dimensionamento dos condutores e barramentos, de forma a atribuir o equipamento mais adequado para as exigências da subestação. É de salientar que os cálculos variam consoante o tipo e local de instalação do condutor, seja ele cabo ou barramento.

### 3.2.1. CABOS AÉREOS

O dimensionamento dos cabos aéreos baseia-se na norma IEEE, Std 738-2012 “*Standard for calculating the current – temperature relationship of bare overhead conductors*” [25].

#### 3.2.1.1. Capacidade de transporte em regime permanente

##### Corrente máxima admissível

A corrente máxima admissível que pode circular no condutor à temperatura de regime permanente é dada por [25]:

$$I_{ADM} = \sqrt{\frac{q_c + q_R - q_s}{R(T_c)}} \quad (3.1)$$

Onde,

$q_c$  é a potência térmica dissipada por convecção [W/m];

$q_R$  é a potência térmica dissipada por radiação [W/m];

$q_s$  é a potência térmica solar absorvida [W/m];

$R(T_c)$  é a resistência AC linear do condutor em função da  $T^\circ$  de regime [ $\Omega/m$ ].

Os diferentes fatores de potência térmica podem ser calculados pelas seguintes expressões:

- Potência Térmica Dissipada por convecção ( $q_c$ ) [25]:

$$q_c = \left[ 1,01 + 0,371 * \left( \frac{D\rho V}{\mu} \right)^{0,52} \right] * k * (T_c - T_a) \left[ \frac{W}{ft} \right] \quad (3.2)$$

Onde,

$D$  é o diâmetro do condutor [m];

$\rho$  é a densidade do ar [ $g/m^3$ ];

$V$  é a velocidade do vento [m/s];

$\mu$  é a viscosidade do ar [g/m.h];

$k$  é a condutividade térmica do ar [W/m °C];

$T_c$  é a temperatura do condutor [°C];

$T_a$  é a temperatura ambiente [°C].

- Potência Térmica Dissipada por radiação ( $q_r$ ) [25]:

$$q_R = 0,138 * D * \varepsilon * \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \left[ \frac{W}{ft} \right] \quad (3.3)$$

Onde,

$D$  é o diâmetro do condutor [in];

$\varepsilon$  é o coeficiente de emissividade;

$T_c$  é a temperatura do condutor [°C];

$T_a$  é a temperatura do ambiente [°C].

- Potência Térmica Solar absorvida ( $q_s$ ) [25]:

$$q_s = \alpha * A' * Q_e * \text{sen}(\theta) \quad (3.4)$$

Onde,

$\alpha$  é o coeficiente de absorção solar;

$A'$  é a proteção da área do condutor;

$Q_e$  é a radiação do sol [W/ft<sup>2</sup>].

$$\theta = \cos^{-1}[(\cos H_c) \cos(Z_c - Z_l)] \quad (3.5)$$

Onde,

$H_c$  é a altitude do sol em graus sexagesimais;

$Z_c$  é o azimute do sol em graus sexagesimais;

$Z_l$  é o azimute da linha em graus sexagesimais.

- Resistência do condutor à temperatura de regime permanente ( $R(T_c)$ ) [25]

$$R(T_c) = \left[ \frac{R(T_{high}) - R(T_{low})}{T_{high} - T_{low}} \right] * (T_c - T_{low}) + R(T_{low}) \quad [\Omega/m] \quad (3.6)$$

Onde,

$T_c$  é a temperatura do condutor 75° [°C];

$T_{low}$  é a temperatura do condutor 20° [°C];

$R(T_{high})$  é a resistência do condutor a 75° [°C];

$R(T_{low})$  é a resistência do condutor a 20° [°C].

### **Corrente permanente no condutor**

A corrente que vai circular no condutor, de forma permanente, é dado pela fórmula [25]:

$$I_{max} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} * U * \cos \varphi} \quad (3.7)$$

Onde,

$S_{max}$  é potência máxima em regime permanente no condutor [MVA];

$U$  é o nível de tensão composta [V];

$\cos \varphi$  é o fator de Potência.

Depois de obtidos os valores de corrente máxima admissível e os valores de corrente permanente é possível determinar se o condutor em estudo é adequado para a instalação em estudo ( $I_{ADM} > I_{max}$ ).

### 3.2.1.2. Capacidade do condutor num Curto-circuito

O efeito Joule é um fenómeno físico que consiste na transformação de energia elétrica em calor. Esse fenómeno ocorre quando um condutor é atravessado por uma corrente elétrica, ou seja, as constantes colisões que ocorrem entre os eletrões e os átomos que compõem a estrutura do corpo fazem com que a temperatura desse mesmo corpo aumente, fazendo com que parte da energia elétrica contida nesses condutores seja convertida em calor.

Como tal, é necessário escolher um condutor com secção suficiente para que a temperatura alcançada pelo cabo/condutor não ultrapasse o valor máximo admissível, dentro de um intervalo de tempo correspondente ao da atuação das proteções do barramento.

Sabendo que a valor máximo será atingido em situação de curto-circuito, deve-se garantir que a capacidade do condutor tem de ser superior ao curto-circuito real verificado, e é determinado pela seguinte fórmula [25]:

$$\left(\frac{I_{cc}}{A}\right)^2 * t = K * \ln\left(\frac{1 + \alpha_{20}(T_2 - 20)}{1 + \alpha_{20}(T_1 - 20)}\right) [A] \quad (3.8)$$

Onde,

$I_{cc}$  é a corrente de curto-circuito [kA];

$t$  é o tempo de duração do defeito [s];

$A$  é a secção do condutor [ $mm^2$ ];

$\alpha_{20}$  é o coeficiente de variação da resistência com a temperatura [ $1/^\circ C$ ];

$T_2$  é a temperatura do condutor depois do defeito [ $^\circ C$ ];

$T_1$  é a temperatura do condutor antes do defeito [ $^\circ C$ ];

$K$  é a constante que depende do condutor, incluindo resistividade, densidade e calor específico.

### 3.2.1.3. Efeito Coroa

Se o condutor elétrico atinge a tensão crítica disruptiva, ou seja, adquire um potencial suficientemente elevado para dar lugar a um gradiente de campo elétrico radial, igual ou superior à rigidez dielétrica do ar, junto do condutor, produzem-se correntes de fuga, análogas à condutância dos isoladores, provocando perdas de potência. Nos condutores aéreos o fenómeno é visível na escuridão, podendo observar-se um círculo luminoso, azulado e de secção transversal circular. Ao valor de gradiente para o qual o efeito coroa começa a ser denotado visualmente chama-se tensão crítica visual, que é superior à disruptiva [26].

O efeito de coroa é o fenómeno que resulta de uma descarga parcial no ar, provocada pela sua ionização quando um condutor é percorrido pela corrente elétrica e verifica-se quando o valor do gradiente do campo elétrico é suficiente para ionizar o meio, mas não para provocar a sua rutura dielétrica ou um arco elétrico entre os condutores. Este fenómeno verifica-se sobretudo quando a distância entre condutores é grande quando comparada com o seu diâmetro [26].

Nos cálculos das perdas de potência devidas ao efeito coroa consideram-se sempre os valores da disruptiva e não da visual. As perdas por coroa começam a produzir-se a partir do momento em que a tensão crítica disruptiva é menor que a tensão da linha. A tensão crítica disruptiva é dada pela seguinte fórmula, dada por Peek [25]:

$$U_c = \frac{29,8}{\sqrt{2}} * \sqrt{3} * m_c * \delta * m_t * r * 2,302 * \lg \left( \frac{D_{eq}}{r_{eq}} \right) [kV_{ef}] \quad (3.9)$$

Onde,

$\delta$  é o fator de correção da densidade do ar;

$b$  é a pressão barométrica em centímetro de coluna de mercúrio;

$T$  é a temperatura média ambiente [° C];

$m_c$  é o coeficiente de rugosidade do condutor;

$r$  é o raio do condutor [cm];

$r_{eq}$  é o raio do condutor ou equivalente para a viga dos condutores [cm]. Para uma viga de  $n$  condutores:

$$r_{eq} = \sqrt[n]{r_c * l^{n-1}} \quad [cm] \quad (3.10)$$

Onde,

$r_c$  é o raio do subcondutor [cm];

$l$  é a distância entre os subcondutores [cm];

$D_{eq}$  é a distância média geométrica entre fases [cm]. Onde, para três condutores paralelos:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} * D_{13} * D_{23}} \quad [cm] \quad (3.11)$$

### 3.2.2. CABOS DE MÉDIA TENSÃO (MT)

Para os cabos de Média Tensão (MT), é necessário a utilização de um método ligeiramente diferente relativamente ao apresentado anteriormente. Este método consiste no cálculo da corrente máxima admissível ( $I_{max}$ ) e no cálculo da corrente de Curto-circuito admissível ( $I_{cc}$ ), sendo que para um correto dimensionamento do condutor a  $I_{max} > I_{cc}$  [25].

#### Corrente máxima admissível

$$I_{max} = n * I_{cond} * C_1 * C_2 * C_3 \quad (3.12)$$

Onde,

$n$  é o número de condutores em paralelo;

$I_{cond}$  é a corrente nominal do condutor [A];

$C_1$  é o coeficiente de correção por agrupamento de listas de cabos unipolares, em contacto entre si, dispostos sobre estruturas;

$C_2$  é o coeficiente de correção pelo aumento de 15°C da temperatura do ar na canalização;

$C_3$  é o coeficiente de correção por listas de cabo em paralelo.

### **Corrente Curto-circuito admissível**

$$I_{cc} = \frac{K * S}{\sqrt{t}} \quad (3.13)$$

Onde,

$K$  é o coeficiente dependente do tipo de condutor (93 para alumínio e 142 para cobre);

$S$  é a secção do condutor [ $mm^2$ ];

$t$  é a duração do CC [s].

### **3.3. REDE DE TERRA**

Uma das partes mais importantes para a segurança de uma subestação elétrica é a sua rede de terra. Não é possível projetar uma rede de terra que seja aplicável em todas as localizações, uma vez que as tensões estão dependentes do local em que a instalação se situa, ou seja, existem fatores, como por exemplo a tensão da rede, a resistividade do solo, a composição orgânica da superfície e o tempo do defeito que fazem variar todo o dimensionamento da rede de terra da subestação [27].

A rede de terra, na sua generalidade, tem como principais objetivos:

- Assegurar que pessoas ou animais que se encontrem nas proximidades da instalação ligada à terra, não sejam sujeitas a perigos de eletrocussão;
- Conduzir / Encaminhar as correntes elétricas para a terra em condições normais ou de defeito sem afetar a continuidade de serviço da rede.

Todos os equipamentos da subestação têm a sua massa metálica ligada à malha de terra. Esta malha controla a distribuição de potencial à superfície da terra, algo que tem uma implicação direta na segurança das pessoas, nomeadamente aquelas que efetuam trabalhos de reparação ou manutenção da instalação.

Os cálculos apresentados de seguida são referentes ao dimensionamento da rede de terra e terão por base a norma IEEE Std 80 “*Guide for Safety in AC Substation Grounding*”[28].

### 3.3.1. SELEÇÃO DO CONDUTOR

A malha de terra deve obrigatoriamente de resistir às intensidades máximas provocadas pelos defeitos, protegendo assim os equipamentos e as pessoas que se encontram na instalação. Segunda a norma, a secção do condutor que é usada na malha é obtida pela seguinte expressão [28]:

$$A = \frac{I * \sqrt{t_c * \alpha_r * \rho_r * 10000}}{\sqrt{TCAP + L_n \frac{K_0 + T_M}{K_0 + T_a}}} \quad (3.14)$$

Onde,

$I$  é a Intensidade máxima para a rede de terras em valor eficaz [kA];

$t_c$  é o tempo de duração do defeito [s];

$\alpha_r$  é o coeficiente térmico de resistividade no tempo de referência [ $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ]  $K_0 = 1/\alpha_0$  [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$\rho_r$ : Resistividade do condutor à temperatura de referência [ $\mu\Omega \cdot \text{cm}$ ];

$T_{CAP}$ : Fator de capacidade térmica para o Cu [ $\text{J}/\text{cm}^3 \text{ } ^{\circ}\text{C}$ ];

$T_M$ : Temperatura máxima permissível 200 [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$T_a$ : Temperatura ambiente [ $^{\circ}\text{C}$ ].

### 3.3.2. MALHA DE TERRA

A determinação da resistência da malha de terra é um dos primeiros passos para determinar o tamanho e o *layout* básico da estrutura. A resistência da rede de terra é determinada, essencialmente, pelas resistividade e área ocupada do solo pela subestação em questão. Para subestações de transmissão e de grandes dimensões, a resistência da malha é de 1  $\Omega$  ou menos[29]. Podemos estimar um valor mínimo da resistência da malha para uma resistividade uniforme do solo, pode ser obtido através da seguinte expressão [28]:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad (3.15)$$

Onde,

$R_g$  é a resistência da malha de terra da subestação [ $\Omega$ ];

$\rho$  é a resistividade do solo em [ $\Omega.m$ ];

$A$  é a área ocupada pela rede de terra [ $m^2$ ].

O valor máximo da resistência da malha para uma resistividade uniforme do solo, pode ser obtido através da seguinte expressão:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L_T} \quad (3.16)$$

Onde,

$R_g$  é a resistência da malha de terra da subestação [ $\Omega$ ];

$\rho$  é a resistividade do solo em [ $\Omega.m$ ];

$A$  é a área ocupada pela rede de terra [ $m^2$ ];

$L_T$  é o comprimento total dos condutores enterrados [m].

Os efeitos dos elétrodos de terra dependem da sua localização, profundidade e resistividade do solo. Na maioria das situações, adicionar um elétrodo de terra à rede, em vez de acrescentar um condutor à malha de terra, torna mais eficiente a descarga de corrente para a terra [29].

### 3.3.3. CORRENTE DE DEFEITO À TERRA E CORRENTE TOLERÁVEL PELO CORPO HUMANO

A corrente de defeito máxima tem de ser determinada tendo em conta a sua influência nas tensões de contacto e de passo que se irão verificar.

Para o cálculo da corrente tolerável pelo corpo humano terá de ser considerada a constante de fibrilação ventricular, este conceito irá estabelecer o limite tolerável para o corpo. Assim, a intensidade e duração das correntes a 50 Hz ou 60 Hz terão de estar abaixo deste valor.

A corrente tolerável para o corpo humano é dada pela seguinte expressão [28]:

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_s}} \quad (3.17)$$

Onde,

$I_B$  é corrente máxima suportada pelo corpo humano [A];

$t_s$  é a duração de exposição à corrente [s];

$k = \sqrt{SB}$ , é a constante empírica relacionada com a energia do choque elétrico tolerada por 99,5% da população. Para pessoas com, aproximadamente, 70 kg será  $k=0,157$ . Esta equação baseia-se em testes entre períodos de 0,03 s e 3,0 s, não sendo válido para tempos superiores.

#### **3.3.4. TENSÕES DE PASSO E DE CONTACTO ADMISSÍVEIS**

As tensões de passo e de contacto surgem entre os pés de um indivíduo ou entre os pés e uma parte do corpo (geralmente a mão e o pé), respetivamente. O método de cálculo apresentado tem por base a norma do IEEE para malhas de terra de subestações [28].

##### **Tensão de Contacto**

É 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, aonde os pés da pessoa estão assentes [28].

$$U_C = U_{malha} - U_{Solo} \quad (3.18)$$

Onde,

$U_c$  é a tensão de contacto [V];

$U_{malha}$  é o potencial do sistema de terra [V];

$U_{solo}$  é o potencial à superfície do solo no ponto onde a pessoa se encontra [V].

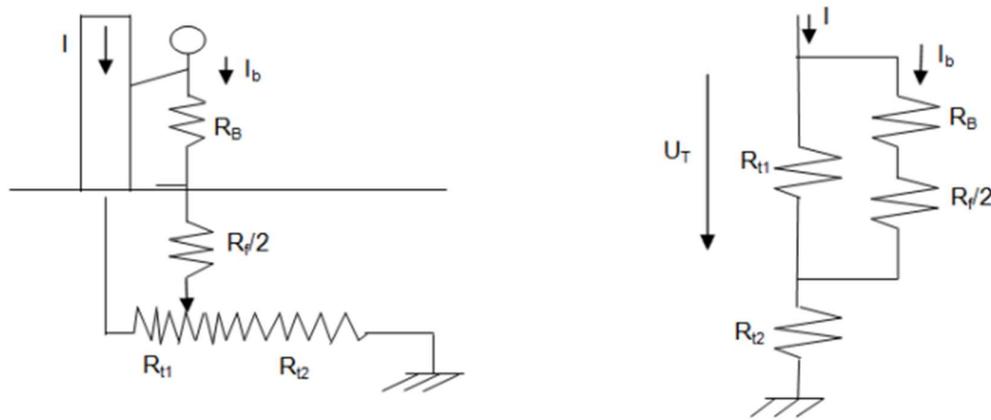


Fig. 18 - Esquema Equivalente para a cálculo da tensão de contacto [4]

A figura 18 representa a tradução elétrica do contacto dum pessoa num objeto metálico ligado à terra.  $R_{t1}$  é a resistividade do objeto a ser tocado e  $R_{t2}$  a resistividade do solo,  $R_B$  é a resistência do corpo, valor que normalmente se considera  $1000 \Omega$ , para efeitos de cálculo.  $R_f/2$  é a resistência equivalente dos dois pés em paralelo, sendo  $I_b$  a corrente que passa pelo corpo humano. A tensão de contacto pode-se calcular pela fórmula [28]:

$$U_{Passo} = I_b \times \left( R_B + \frac{R_f}{2} \right) \quad (3.19)$$

A resistência pé-solo ( $R_f$ ) é dada por uma chapa metálica de raio  $b$  (0,08) em metros, numa superfície de resistividade  $\rho$  homogénea (em  $\Omega$ ). A sua fórmula é [28]:

$$R_f = \frac{\rho}{4b} = 3 * \rho_s \quad (3.20)$$

Numa subestação, muitas vezes, é colocada uma camada fina de material altamente resistivo ao longo da superfície da terra de forma a aumentar a resistividade entre o solo e os pés de uma pessoa, reduzindo a corrente de corpo e assegurando uma maior proteção do indivíduo [28].

$$R_f = 3 * \rho_s * C_s \quad (3.21)$$

$C_s$  é o fator corretivo para calcular a resistência de pé caso exista à superfície do solo a respectiva camada. Este fator corretivo é dado pela expressão [28]:

$$C_s = 1 - \frac{0,09(1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0,09} \quad (3.22)$$

Onde,

$\rho$  é a resistividade do solo por baixo da camada de material resistivo [ $\Omega.m$ ];

$\rho_s$  é a resistividade da camada de material acrescentada no solo da subestação [ $\Omega.m$ ];

$h_s$  é a espessura da camada de material à superfície [m].

### Tensão de passo

A tensão de passo é a diferença de potencial que ocorre entre os pés de um indivíduo ou animal em contato com o solo.

Pode-se observar na figura 19 um esquema semelhante ao que foi apresentado na figura 18, mas relativamente à tensão de passo.

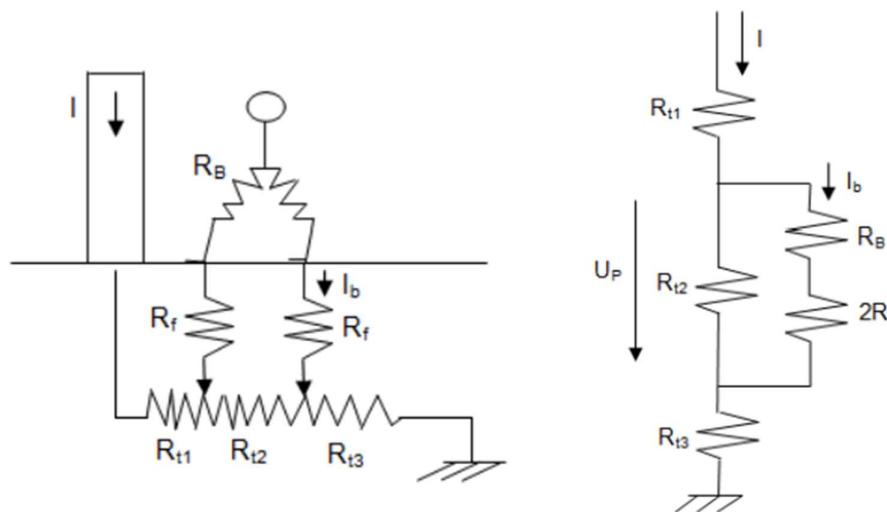


Fig. 19 - Esquema Equivalente para a cálculo da tensão de passo[4]

Assim, para o cálculo da tensão de passo tolerável obtém-se a seguinte fórmula [28]:

$$U_{Passo} = I_b * (R_B + 2R_f) \quad (3.23)$$

Neste caso, pode-se ver pelo esquema elétrico que os dois pés se encontrarão em série. Assim, em vez de se resolver o paralelo, a sua resistividade será somada ( $2R_f$ ).  $R_{t1}$  é a resistividade do objeto a ser tocado e de uma porção do solo,  $R_{t2}$  é a resistividade do solo entre os dois pés e  $R_{t3}$  é a resistividade do solo até à rede de terra.

Admitindo uma pessoa com um peso de 50 kg ( $k=0,116$ ), para determinar as correntes de contacto e passo toleráveis e uma resistência de corpo de 1000  $\Omega$ , usam-se as seguintes fórmulas [28]:

$$U_{Contacto} = (1000 + 1,5 * C_s * \rho_s) + \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.24)$$

$$U_{Passo} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \quad (3.25)$$

Em que as tensões serão em volts e  $t_s$  será a duração da corrente.

### 3.3.5. TENSÕES DE CONTACTO E DE PASSO REAIS

Os cálculos apresentados de seguida representam as tensões de contacto e de passo verificadas na subestação, que deverão ser mais baixas que as tensões admissíveis apresentadas anteriormente. Considera-se por base a norma IEEE Std 80 “*Guide for safety in AC substation grounding*” [28].

#### Tensão de Contacto

A tensão de contacto real é obtida por [28]:

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I_G}{L_M} \quad (3.26)$$

Onde,

$\rho$  é a resistividade do solo;

$K_m$  é o fator geométrico baseado na configuração da rede;

$K_i$  é um fator de correção, que representa alguns erros introduzidos por suposições feitas ao derivar  $K_m$ ;

$(I_G/L_M)$  é a corrente média por unidade de comprimento de condutor enterrado que faz parte do sistema de terra.

O fator geométrico é dado pela seguinte fórmula:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right] \quad (3.27)$$

Para redes de terra com elétrodos ou varas rígidas de terra ao longo do seu perímetro, ou para redes com elétrodos nas suas extremidades, ao longo do perímetro e pela área da rede, considera-se  $K_{ii} = 1$ . Para redes sem elétrodos de terra ou com apenas algumas varas que não estejam nos cantos nem no perímetro da rede [28]:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \quad (3.28)$$

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (3.29)$$

Usando quatro componentes em forma de rede, o número de condutores paralelos,  $n$ , numa dada rede, pode ser aplicado para redes de terra retangulares e para redes de forma irregular, que representem o número de condutores paralelos de uma malha retangular [28]:

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (3.29)$$

Onde,

$$n_a = 2 * (LC/Lp);$$

$n_b = 1$ , para redes de terra quadradas;

$n_c = 1$ , para redes quadradas e retangulares;

$n_d = 1$ , para redes quadradas, retangulares e em forma de L.

Não se verificando tal,

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}} \quad (3.30)$$

$$n_c = \left[ \frac{L_x L_y}{A} \right]^{0,7A/L_x L_y} \quad (3.31)$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \quad (3.32)$$

Onde,

$L_c$  é o comprimento total do condutor na rede horizontal [m];

$L_p$  é o comprimento periférico da rede [m];

$A$  é a área da rede [ $m^2$ ];

$L_x$  é o comprimento máximo na direção  $x$  [m];

$L_y$  é o comprimento máximo na direção  $y$  [m];

$D_m$  é a distância máxima entre quaisquer dois pontos na malha [m];

$D$  é o espaçamento entre condutores paralelos [m];

$h$  é a profundidade dos condutores da rede de terra [m];

$d$  é o diâmetro do condutor da rede [m];

$I_c$  é a corrente máxima da rede de terra [A].

O fator de irregularidade,  $K_i$ , usado em conjugação com  $n$  acima definido, é dado por [28]:

$$K_i = 0,644 + 0,148n \quad (3.33)$$

Para redes sem elétrodos de terra, ou com apenas alguns espalhados pela malha sem ser nos cantos ou perímetro, o comprimento do condutor enterrado é [28]:

$$L_M = L_C + L_R \quad (3.34)$$

Em que  $L_R$  é o comprimento total dos elétrodos enterrados [m].

Para redes sem elétrodos de terra, o comprimento enterrado dos condutores é:

$$L_M = L_C + \left[ 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R \quad (3.35)$$

Onde,

$L_r$  é o comprimento de cada vara [m].

### Tensão de Passo

O seu valor máximo ocorre sobre uma distância de um metro. É dada pelo produto do fator geométrico,  $K_s$ ; do fator corretivo,  $K_i$ ; da resistividade do solo,  $\rho$ ; da corrente média por unidade de condutor da rede de terra enterrado ( $I_G/L_s$ ) [28]:

$$E_s = \frac{\rho * K_s * K_i * I_G}{L_s} \quad (3.36)$$

Onde,

Para as redes de terra, com ou sem varas de terra, o comprimento efetivo de condutor enterrado,  $L_s$ , é dado por [28]:

$$L_s = 0,75 * L_C + 0,85 * L_R \quad (3.37)$$

Para a profundidade de enterro típica  $0,25 < h < 2,5$  m, o fator corretivo é definido por [28]:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (3.38)$$

Nota: O fator de irregularidade,  $K_i$ , é calculado da mesma forma que para a tensão de contacto.

### 3.4. REDE DE TERRA AÉREA

Os elementos da subestação e seus respectivos equipamentos também necessitam de proteção contra descargas atmosféricas diretas. Para tal, usam-se hastes de Franklin na parte superior dos pórticos e em postes erguidos mais alto que o resto dos equipamentos. Estas estruturas aéreas serão projetadas de acordo com o método eletrogeométrico, presente na norma do IEEE Std 998 (ver tabela 3) [30], [31].

Este método baseia-se no princípio de atração dos raios pelos elementos de supressão de corrente (hastes de Franklin ligadas à terra), não se dirigindo para os objetos protegidos. Assim, sabendo a distância de descarga, que consiste no raio de ação do para-raios, pode-se determinar a localização que a estrutura de proteção deve ter relativamente ao objeto a proteger.

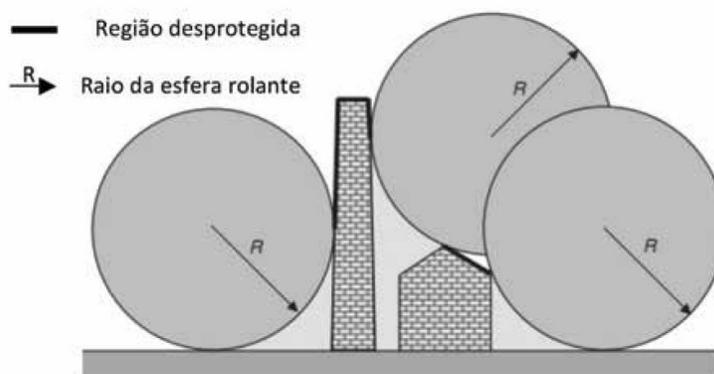


Fig. 20 – Método da Esfera Rolante[30]

O método da esfera rolante consiste em simular a colocação de uma esfera com raio pré-definido em função do nível de proteção sobre a edificação ou instalação. Todos os locais que a esfera “tocar” é considerado um provável ponto de impacto e, conseqüentemente, é o local onde deverá ser instalado um captor. À medida que são adicionados captores, esta simulação deve ser realizada novamente até que a estrutura esteja totalmente protegida, assim como representado na Figura 20 [30].

### 3.4.1. PROTEÇÃO DA ÁREA EXTERIOR DA SUBESTAÇÃO

O cálculo da superfície coberta pela proteção aérea realiza-se com base em dois passos [31]:

- Cálculo do raio da Circunferência: Determina a superfície coberta a uma dada altura e é dado pela seguinte equação:

$$r(e) = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2} \quad (3.39)$$

Onde,

$r(e)$  é o raio da circunferência que determina a superfície coberta a uma altura  $h(e)$  [m];

$S_m$  é a distância de descarga ou raio de ação da ponta franklin [m];

$h(m)$  é a altura da ponta franklin [m].;

$h(e)$  é a altura a proteger [m].

- Cálculo do raio de junção: Aplicado apenas a Casos em que sejam necessárias várias varas para a proteção da instalação, para determinar uma cobertura conjunta, tem de se calcular o raio de junção entre as diferentes superfícies de cobertura, que é dado pela seguinte equação [31]:

$$r_{emp} = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2} \quad (3.40)$$

### 3.4.2. CÁLCULO DA PROBABILIDADE DE DESCARGA E DO RISCO DE FALHA

O cálculo da probabilidade de descarga baseia-se no cálculo da corrente crítica de descarga ( $I_c$ ) e é dada pela seguinte expressão [31]:

$$I_c = 0,041 * S_m^{1,54} \quad (3.41)$$

A probabilidade de a corrente ser excedida é dada por [31]:

$$P(I_c) = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} \quad (3.42)$$

O risco de falha é o número de anos durante os quais é esperado que não ocorra falha do sistema de proteção aérea. O seu cálculo é feito pelo seguinte método [31]:

$$GFD = 0,12 * N_i \quad (3.43)$$

Onde,

*GFD* é o número médio de descargas à terra por unidade de área e unidade tempo em determinado local [descargas/*km*<sup>2</sup>/ano];

*N<sub>i</sub>* é o nível ceráunio (dias de trovoada numa determinada região por ano).

O número de descargas para uma determinada área, calcula-se por [31]:

$$N_s = \frac{GFD * A}{1000^2} \quad (3.44)$$

### **3.5. TRANSFORMADORES DE CORRENTE E TRANSFORMADORES DE TENSÃO**

Um dos elementos indispensáveis de uma subestação são os transformadores de corrente e de tensão. Estes equipamentos fornecem informação às funções de proteção e medição, relativa às correntes que circulam na subestação [4].

Os transformadores de corrente devem fazer a transformação de forma precisa e sem entrar em saturação. Um dos fatores a ter em atenção no seu dimensionamento é o valor da resistência do enrolamento do secundário, pois este influencia a tensão de saturação e a carga total que se liga a ele [32].

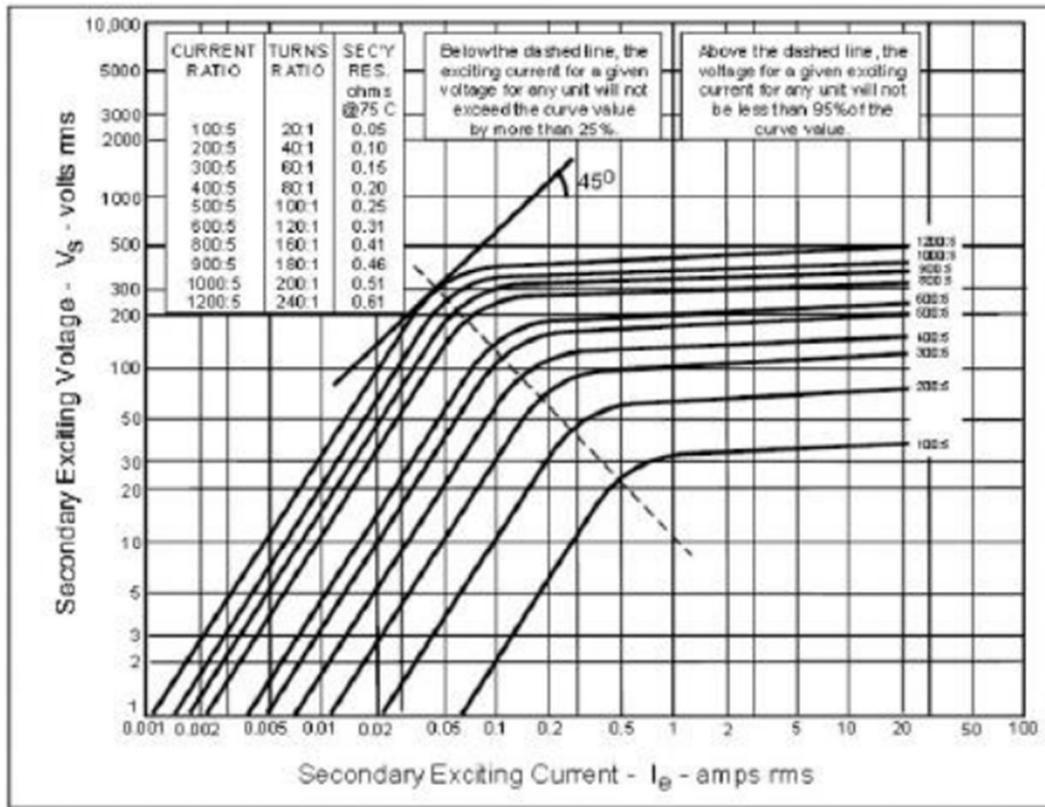


Fig. 21 - Curvas de tolerância máxima de saturação[32]

Os cálculos de obtenção do TC baseiam-se na norma IEC 61869-2 [33]. Assim, a escolha da resistência do secundário do transformador de corrente é feita pela equação seguinte:

$$R_{CT-calculado} = \frac{RTC_{calculado}}{RTC_{base}} * R_{CT-base} \tag{3.45}$$

Onde,

$R_{CT-calculado}$ : Resistência do secundário do TC a ser calculado;

$R_{CT-base}$ : Resistência do secundário do TC a 75 °C (Ver figura 21);

$RTC_{calculado}$ : Relação de transformação do TC a ser calculado;

$RTC_{base}$ : Relação de transformação do TC base (Ver figura 21).

Os níveis de corrente do enrolamento primário dos transformadores de corrente são escolhidos com base nas correntes máximas dos diferentes locais da subestação onde se vão

inserir. A seleção dos TC's também considera os valores da corrente de curto-circuito. Assim, o TC é adequado se respeitar a seguinte condição [33]:

$$V_{SN} = FLP_N * I_S * \left( R_{CT} + \frac{S_n}{I_S^2} \right) \geq \frac{I_{cc}}{RTC} * \left( R_{CT} + \frac{S_R}{I_S^2} \right) = V_{SR} \quad (3.46)$$

Onde,

$V_{SN}$  é a tensão secundária do transformador de corrente com carga nominal;

$V_{SR}$  é a tensão secundária do transformador de corrente com carga real;

$R_{CT}$  é a resistência de enrolamento secundário;

$I_S$  é a corrente secundária do transformado de corrente;

$S_n$  é a carga secundária nominal conectada ao transformador de corrente;

$S_R$  é a carga secundária real conectada ao transformador de corrente;

$I_{pn}$  é a corrente primária nominal;

$I_{sn}$  é a corrente secundária nominal;

$I_{cc}$  é a corrente de curto-circuito;

$RTC$  é a relação de transformação;

$FLPN$  é o fator limite de precisão nominal;

$FLPN$  é o fator limite de precisão requerido para a corrente de curto-circuito dada.

- $FLPR * 1\varphi = I_{cc}1\varphi/I_{pn}$
- $FLPR * 3\varphi = I_{cc}3\varphi/I_{pn}$

Os Transformadores de Tensão também têm de ser dimensionados com base na norma IEC 61869-3, que especifica que os seus núcleos de medida e proteção com carga nominal entre 10 e 100 VA, devem conter uma carga real entre 25% e 100% da carga nominal [34], [35].

### **3.6. COORDENAÇÃO DO ISOLAMENTO**

A coordenação de isolamento tem como objetivo fundamental o estudo das sobretensões que afetam a subestação e podem ser de origem interna ou externa. Assim, serve para estudar e, sobretudo, conhecer o tipo de solicitações a que o sistema pode ser sujeito, verificando se existem quebras na continuidade de serviço e se os níveis de isolamento são ou não adequados [36].

Na norma IEC 60071 estabelecem-se os níveis de isolamento aplicáveis ao projeto. De acordo com a altura a que se encontram instalados os equipamentos na subestação, os níveis de isolamento diferenciam-se por [37]:

- Isolamento interno: No qual a altitude da subestação não tem influência;
- Isolamento externo: Onde ocorrem variações importantes nas propriedades de isolamento do ar em função da altitude a que se encontram os equipamentos.

Ainda com base na mesma norma (IEC 60071), as solicitações de tensão podem-se classificar em diferentes origens [37]:

- Tensões permanentes (à frequência industrial);
- Sobretensões temporárias (origem por defeitos à terra ou por perdas de carga);
- Sobretensões de frente lenta;
- Sobretensões de frente rápida;
- Sobretensões combinadas.

É de salientar ainda que as sobretensões podem surgir em qualquer nível de tensão, sendo caracterizadas pelas suas amplitudes, duração e forma de onda [36].

### **3.7. CONCLUSÃO**

Neste capítulo apresentou-se, essencialmente, a metodologia que será utilizada no próximo capítulo com o desenvolvimento do caso de estudo.

No capítulo seguinte serão aplicadas as expressões e equações que foram enunciadas neste capítulo para a escolha dos equipamentos, a elaboração dos diagramas unifilares da subestação e o seu respetivo *layout* elétrico, tendo sempre presente as exigências impostas pelo cliente.

Em suma, considera-se que foram atingidos todos os objetivos traçados para este capítulo, conseguindo uma descrição concisa de todos os elementos de cálculo necessários para o correto dimensionamento de uma subestação elétrica.

# 4. CASO DE ESTUDO: SUBESTAÇÃO ELEVADORA DE NISA 30/400 KV

## 4.1. ESTUDO PRÉ-OPERABILIDADE

Antes de se projetar a subestação realizou-se um estudo em conjunto com a REN (Rede Energéticas Nacionais), designado estudo pré-operabilidade, que tem como finalidade os temas abordados no subcapítulo 3.1. Neste caso concreto, pretendeu-se avaliar a forma como a introdução do centro produtor de Nisa e a subestação vão afetar os diferentes parâmetros da rede elétrica nacional, quer seja em termos de carga total do sistema ou corrente de curto-circuito.

A Central fotovoltaica de Nisa ficará localizada na união de freguesias de Arez e Amieira do Tejo, Concelho de Nisa, distrito de Portalegre e foi sujeita a um Estudo de Impacto Ambiental, tendo obtido uma Declaração de Impacto Ambiental (DIA) favorável condicionada [38].

Este complexo (Centro produtor + subestação) irá ocupar uma área total de aproximadamente 300 ha e o seu terreno encontra-se caracterizado, pela Camara Municipal de Ourique, como rústico e o uso de um tal terreno para o fim pretendido é compatível, pelo que não existem condicionantes à construção de toda a instalação.

Dos casos simulados pelos técnicos especializados da REN, mostra-se que, com a entrada do projeto, que gera uma potência nominal de, aproximadamente, 380 MVA, não se observam sobrecargas em nenhum elemento de transmissão perto da zona do centro fotovoltaico e os níveis de tensão dos barramentos mantêm-se dentro das margens permitidas. Assim, conclui-se que as condições de operação normal do centro electroprodutor de Nisa não afetam negativamente o sistema.

Por último, realizou-se uma análise de curto-circuitos, ou seja, depois das estimações de carga e de produção previstas, os níveis de corrente determinados não ultrapassam a capacidade máxima de rutura do equipamento de corte existente nas subestações localizadas junto ao centro produtor. É de notar que a subestação irá suportar uma corrente de Curto-circuito de 12,5 kA no lado de 30 kV e de 40 kA no lado de 400 kV.

## **4.2. DESCRIÇÃO GERAL DA SUBESTAÇÃO**

A subestação será uma instalação mista, com aparelhagem de montagem exterior, a instalar no parque exterior, e de montagem interior, a instalar no edifício de comando.

No parque exterior de aparelhagem, será instalado o escalão de 400 kV, isolado a ar, e composto por um barramento, e três painéis onde serão instalados todos os equipamentos de Muito Alta Tensão (MAT). Também serão instalados no parque exterior os transformadores de potência MAT/MT, e os equipamentos complementares de MT, tais como, os transformadores de serviços auxiliares, os descarregadores de sobretensões e as impedâncias limitadoras da corrente de defeito à terra.

No edifício de comando ficará instalado o equipamento principal de MT, composto por três barramentos, em quadros metálicos, e os sistemas de proteção, comando e controlo (integrados em armários próprios para o efeito).

Os quadros metálicos de MT serão do tipo blindado, estando os equipamentos de MT e BT dispostos no interior de compartimentos distintos e completamente fechados em todas as suas faces por divisórias metálicas.

A construção da subestação foi regida pela satisfação simultânea dos seguintes princípios básicos:

- Segurança geral das pessoas e bens;
- Simplificação e padronização da construção;
- Facilidade de condução e manutenção.

A elaboração do projeto, teve em consideração a regulamentação de segurança em vigor, nomeadamente:

- "Regulamento de Segurança de Subestações e de Postos de Transformação e de Seccionamento" publicado pelo DL n.º 42 895, de 31 de março de 1960 e respetivas alterações;
- Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão (11 setembro de 2006);
- Diretivas europeias transpostas para o nosso enquadramento legal pelos DL n.º 441/91, de 14 de novembro e DL n.º 155/95, de 1 de julho, regulamentada pela Portaria n.º 101/96, de 3 de abril;
- Norma Portuguesa NP ENV 206 (1993);
- Método de validação da rede geral de terras de subestações pelo controlo das tensões de contacto e de passo, em conformidade com o HD 637 S1: 1999.

### **4.3. PROJETO ELÉTRICO DA SUBESTAÇÃO DE NISA**

#### **4.3.1. CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

##### **4.3.1.1. Cálculo de Correntes em Regime Contínuo**

Para iniciar o projeto elétrico, é necessário realizar o cálculo das correntes nos níveis de tensão de 400 kV e 30 kV, em funcionamento contínuo regime contínuo.

Tabela 3 – Corrente do Transformador de Potência do lado de 30kV ( $I_s$ ) e Corrente no painel de saída linha-transformador do lado de 400 kV

$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} * V_p}$	Potência Produção (MVA)	Tensão (U)	I (A)
$I_s$ (A) - Lado 30 kV	62,5	30000	1202,81
$I_p$ (A) - Lado 400 kV	380	400000	548,48

#### 4.3.1.2. Cálculo de Correntes em Regime de Curto-circuito

Depois de realizados os cálculos de corrente em regime contínuo é necessário verificar as correntes para a situação de regime de Curto-circuito.

##### Lado MAT

Tabela 4 – Corrente Curto-circuito Lado MAT ( $I_{cc}$ )

$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} * V_p}$	Potência Produção (MVA)	Tensão (U)	I (A)
$I_{cc}$ (A) - Lado 400 kV	1026	400000	1480,90

A corrente de curto-circuito previsível máxima na entrada da subestação da Falagueira é de 14,80 kA (1026 MVA) e os equipamentos da subestação deverão ser projetados para suportar correntes superiores a este valor.

##### Lado MT

Para o lado da média Tensão é necessário ter um conhecimento geral de toda a rede. É de salientar que o dimensionamento e desenvolvimento do parque fotovoltaico foi realizado por uma outra entidade e forneceu as seguintes considerações:

- Transformador 33/0.4 kV: 12.5 MVA e  $u_{cc}(\%) = 6\%$ ;
- Potência de produção fotovoltaica (incluindo Inversores): 10MVA;
- Número de Entradas de Condutores de Média Tensão na subestação: 5 por cada Transformador de 400/30 kV.

Na figura 22 apresenta-se a rede com os valores descritos anteriormente e dá-se início ao cálculo da impedância equivalente do circuito. Para tal, convertem-se as magnitudes elétricas em valores por unidade (p.u.) para simplificar os cálculos. Na tabela 6 são apresentados os valores de base considerados, isto é, a Potência de Base ( $S_b$ ) e as tensões de base ( $U_b$ ). Note-se ainda que como cada barramento de 33kV apresenta os mesmos elementos com as mesmas potências nominais de produção podemos considerar um esquema mais reduzido da rede (Figura 23) a converter em valores por unidade (p.u.).

Tabela 5 – Valor de base Sistema PU

$S_b$ (MVA)	$U_{b1}$ (kV)	$U_{b2}$ (kV)	$U_{b3}$ (kV)
180	400	30	0,4

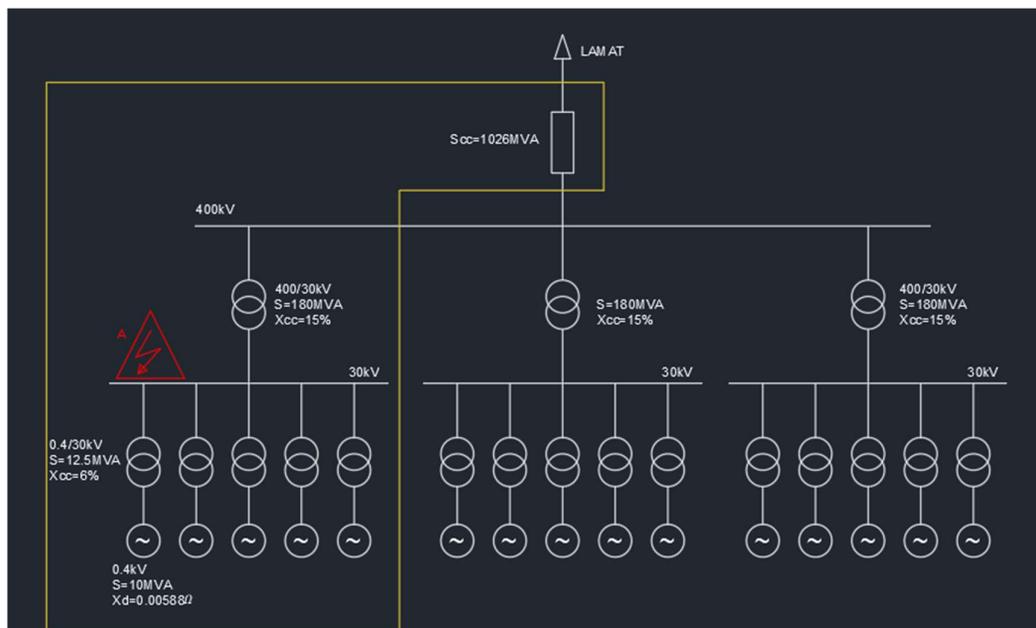


Fig. 22 – Esquema da rede e Curto-circuito no barramento de 30 kV

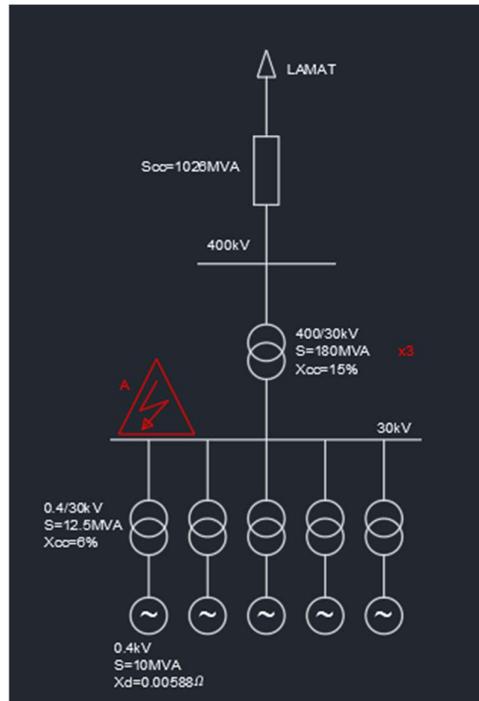


Fig. 23 – Esquema reduzido da rede

Barramento de 400 kV:

$$S_{cc} = S_{FL} = 1026 \text{ MVA}$$

$$X_{FL} \approx Z_{FL}(p.u.) = U^2(p.u.) \times \frac{S_b}{S_{FL}} (MVA) = 1 \times \frac{180}{1026} = 0,175 \text{ p.u.}$$

Transformador de Potência 400/30 kV (T1):

$$X_{T1} \approx Z_{T1}(p.u.) = \frac{u_{cc}(\%)}{100} \times \frac{U_{T1}}{U_b} \times \frac{S_b}{S_{T1}} = \frac{15}{100} \times \frac{400kV}{400kV} \times \frac{180}{180} = 0,150 \text{ p.u.}$$

Transformador de Potência 0.4/30 kV (T2):

$$X_{T2} \approx Z_{T2}(p.u.) = \frac{u_{cc}(\%)}{100} \times \frac{U_{T2}}{U_b} \times \frac{S_b}{S_{T2}} = \frac{6}{100} \times \frac{400V}{400V} \times \frac{180}{12,5} = 0,864 \text{ p.u.}$$

Painéis Fotovoltaicos (g):

$$X_d(\%) = X_d(\Omega) = \frac{S(MVA)}{U^2} \times 100 = 0,00588 \times \frac{(10 \times 10^6)}{400^2} \times 100 = 36,70\%$$

$$X_g(p.u.) = X_d(\Omega) = \frac{X_{cc}(\%)}{100} \times \frac{S_b}{S} = \frac{36,7}{100} \times \frac{180}{10} = 6,606 p.u.$$

Conjunto transformador (T2) + Painéis Fotovoltaico (d):

$$X_G(p.u.) = X_{T2} + X_g = 0,864 + 6,606 = 7,470 p.u.$$

Depois de calculados todos os elementos da rede em p.u., obtemos um novo esquema apresentado na figura 24.

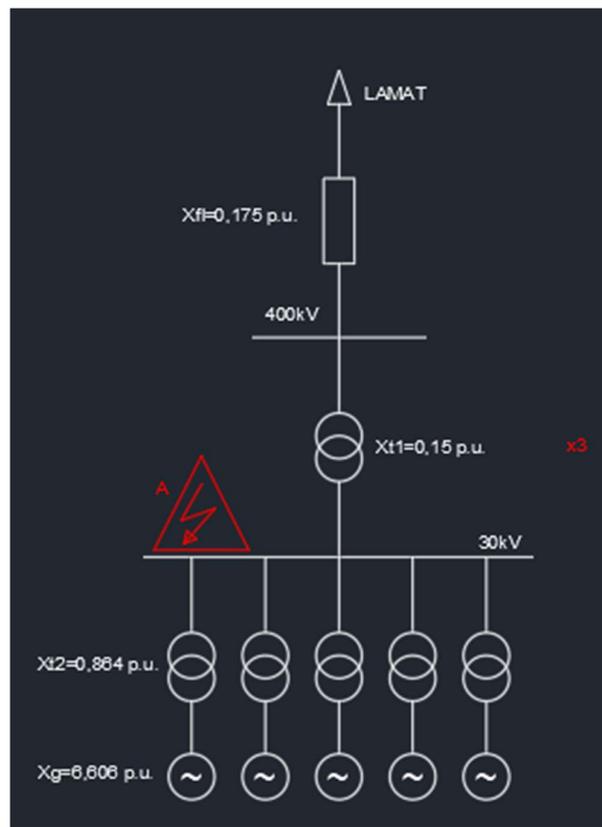


Fig. 24 - Curto-circuito no barramento de 30 kV com valores em p.u.

Desprezando as impedâncias dos condutores de 400 kV pelo que a impedância equivalente do circuito a montante do barramento de 30 kV é igual e independentemente do ponto onde se calcule. As reatâncias dos 5 conjuntos Painéis Fotovoltaicos-Transformador 0.4/30 kV do parque eletroprodutor resultam em:

$$X_{G \text{ final}} = \frac{X_G}{5} = \frac{7,470}{5} = 1.494 \text{ p. u.}$$

Assim a reatância equivalente da rede é a soma do paralelo das reatâncias calculadas.

$$\frac{1}{Z_A} = \frac{1}{X_G} + \frac{1}{X_{FL} + X_{T1}} \Leftrightarrow \frac{1}{Z_A} = \frac{1}{1,494} + \frac{1}{0,175 + 0,15} \Leftrightarrow Z_A = 0,1626 \text{ p. u.}$$

$$S_A(MVA) = \frac{S_b}{Z_A} = \frac{180}{0.1626} = 110,01 \text{ MVA}$$

$$I_A(kA) = \frac{S_A}{\sqrt{3} \times U} = \frac{1107,01 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 33 \times 10^3} = 19,36 \text{ kA}$$

Conclui-se então que o estudo de curto-circuito realizado estabeleceu que as celas de MT vão suportar uma corrente de curto-circuito até 25 kA, pelo que é superior ao máximo que se vai verificar (19,36 kA), estando o sistema bem dimensionado.

#### 4.3.1.3. Dimensionamento de Condutores e Barramentos

##### 1. Lado 400kV (linhas aéreas de Muito alta Tensão)

Para o dimensionamento adequado das linhas de saída em 400 kV, é necessário ter em conta fatores como a corrente máxima, a temperatura ambiente, a velocidade do vento e a radiação solar. Todo este dimensionamento é baseado na norma “IEEE Std 738”.

O dimensionamento das linhas de saídas a 400 kV da subestação de Nisa ficaram a cargo de um departamento especializado e certificado pela REN onde foram dimensionados todos os condutores a 400kV que interligam a subestação de Nisa à subestação da Falagueira.

##### 2. Lado 30kV (ligação das celas de proteção ao transformador)

Para esta parte da subestação serão instalados cabos subterrâneos de Média Tensão para a ligação do secundário dos transformadores às respetivas celas de proteção. Os dados a salientar para esta parte do dimensionamento são:

- Tensão Nominal: 30 kV;
- Frequência Nominal: 50 Hz;

- Potência do parque fotovoltaico em regime normal por cada transformador 400/30kV: 62,5 MVA (12,5 MVA\* 5 entradas);

$$S(MVA) = 5 \times 12,5 MVA = 62,5 MVA$$

Nota: Considerou-se a potência total do parque electroprodutor a potência total de cada transformador de 30/0.4kV, de forma a prever situações de expansão do parque.

Projetaram-se dois condutores por fase, sendo usado um cabo isolado do tipo RHZ1-OL 20/36 kV de cobre com secção de  $630 \text{ mm}^2$ , parte em canal prefabricado e parte enterrado em tubo revestido em betão. Assim, não sendo cabos aéreos nem estando expostos à radiação solar, o seu cálculo não vai seguir a mesma norma que o do lado de 400 kV. O comprimento do ramo enterrado não é significativo para se considerar a aplicação de coeficientes corretores de corrente (<5m).

Assim, a potência a transportar e a corrente máxima esperada são as apresentadas na tabela 4. A corrente máxima admissível é dada pela expressão 3.12:

$$I_{max}(A) = n \times I_{cond} \times C_1 \times C_2 \times C_3 = 2 \times 1035 \times 0,65 = 1345,5A > 1202,81A$$

A corrente de Curto-circuito admissível é dada pela expressão 3.13, tendo em atenção que a malha terra nos transformadores do parque fotovoltaico é constituída por condutores de cobre (K=142) e por disjuntores com um tempo de atuação de 1 segundo.

$$I_{cc}(kA) = \frac{K \times S}{\sqrt{t}} = \frac{142 \times 630}{\sqrt{1}} = 89,46 kA > 19,36 kA < 25 kA$$

Verifica-se então que a corrente de curto-circuito máxima admissível do cabo a instalar para o lado de 30 kV é superior ao valor máximo esperado dessa corrente. Os equipamentos para as celas de MT foram projetados para suportar uma corrente de Curto-circuito de 25 kA, valor também superior ao verificado. O canal pré-fabricado será colocado a entre 1,1 m e 1,2 m de profundidade e apresenta 1,3 m de largura, com bandejas perfuradas com separação vertical de 0,3 m. Na mesma canalização deixou-se espaço para inclusão dos circuitos das baterias de condensadores que poderão ser instaladas utilizando o mesmo tipo de cabo dimensionado para a ligação do secundário do transformador às celas de proteção respetivas.

#### 4.3.1.4. Malha de Terra Enterrada

A malha de terra é um elemento essencial na subestação, tendo de suportar as intensidades provocadas pelos defeitos, protegendo assim todos os equipamentos e as pessoas que se encontram na instalação.

O estudo da resistividade do solo que precedeu o dimensionamento da malha de terra da subestação concluiu que a resistividade do terreno é praticamente constante ao longo da superfície e até 3,5 metros de profundidade, diminuindo ligeiramente e de forma constante.

A corrente de curto-circuito esperada no barramento de 400 kV da subestação, para o pior caso, é de 14,8 kA. Os cálculos apresentados de seguida baseiam-se na norma do IEEE Std 80 e nas expressões 3.14 e 3.15 apresentadas no capítulo anterior.

$$A = \frac{I \times \sqrt{T_c \times ar \times \rho_r \times 10000}}{\sqrt{TCAP + \ln \frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}}} = \frac{14,8 \times \sqrt{1 \times 0,00397 \times 1,72 \times 10000}}{\sqrt{3,42 + \ln \frac{234+2}{234}}} = 6,19 \text{ mm}^2$$

Assim, irá utilizar-se um cabo de cobre nu do tipo 4/0 AWG de 107,2 mm<sup>2</sup>. O facto de a secção ser muito maior que o necessário, segundo a fórmula, está relacionado com questões construtivas que foram solicitadas pelo departamento de Engenharia Civil. O cabo estará disposto em quadrículas de 4x4 metros no interior da subestação, estando enterrado a uma profundidade de 0,80 m. As dimensões exteriores da subestação serão de 127,0 x 140,0 m. Sabemos, através do estudo da resistividade prévio, que a resistividade média do solo é de aproximadamente 345,88 Ω.m. A área ocupada pela rede será de 17.780 metros quadrados, sendo sua resistência da malha (uniforme) dada pela expressão 3.15:

$$R = \frac{\rho}{4} \times \sqrt{\frac{\pi}{A}} = \frac{345,88}{4} \times \sqrt{\frac{\pi}{17780}} = 1,149 \Omega$$

- Tensão de contacto e de passo admissíveis:

Na subestação de Nisa foi solicitado pelo departamento de Engenharia Civil a colocação de uma camada de 0,100 m de gravilha em certos locais da instalação e essa gravilha introduzida terá uma resistividade de aproximadamente 3100 Ω.m. Assim, esta resistividade terá de se

multiplicar pelo fator corretivo para chegar ao valor da resistividade superficial equivalente do solo. O fator corretivo é dado pela expressão 3.22 presente no capítulo anterior:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \times (1 - \frac{\rho}{\rho_s})}{2h_s + 0,09} = 1 - \frac{0,09 \times (1 - \frac{345,88}{3100})}{2 \times 0,1 + 0,09} = 0,726$$

Assim, os valores máximos admissíveis para as tensões de passo e de contacto serão dados pelas expressões 3.24 e 3.25, considerando sempre uma pessoa de 50 kg ( $k=0,116$ ):

$$U_{toque} = (1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = (1000 + 1,5 \times 0,726 \times 3100) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

$$= 717,84 V$$

$$U_{passo} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho \text{ sup}) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_s}}$$

$$= (1000 + 6 \times 0,726 \times (3100 \times 0,726)) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} = 2608,22 V$$

#### 4.3.1.5. Malha de Terra Aérea

- Proteção Parque exterior

Com base na norma “IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations”, é possível determinar a localização das pontas de Franklin na subestação de Nisa. Para o pátio exterior da subestação, a altura a proteger será de 8,3 metros, sendo superior aos equipamentos. Sabendo que as hastes de franklin têm um raio de ação de 50 metros estas serão colocadas em postes que estarão a 15 metros de altura (Zona dos Transformadores) e as que forem postas sobre pórticos estarão a 28 metros. Os seus raios de circunferência para as hastes colocadas em postes e hastes colocadas em pórticos são, respetivamente:

$$r_{(e1)} = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2}$$

$$= \sqrt{50^2 - (50 - 15)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 8,3)^2} = 8,12 m$$

$$r_{(e2)} = \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2}$$

$$= \sqrt{50^2 - (50 - 28)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 8,3)^2} = 17,31 m$$

O edifício de controlo da subestação será protegido por duas hastes de franklin, sendo a altura a das arestas laterais do telhado a proteger de 4,8 metros. As hastes serão colocadas a 9,5 metros. Assim, o cálculo dos raios de cada uma será:

$$\begin{aligned} r_{(e3)} &= \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(m))^2} - \sqrt{S_m^2 - (S_m - h(e))^2} \\ &= \sqrt{50^2 - (50 - 9,5)^2} - \sqrt{50^2 - (50 - 4,8)^2} = 7,94 \text{ m} \end{aligned}$$

- Probabilidade de Descarga:

A corrente crítica de descarga é dada pela seguinte expressão:

$$I_c = 0,041 \times S_m^{1,54} = 0,041 \times 50^{1,54} = 16,45 \text{ kA}$$

A probabilidade de esta ser excedida é de:

$$P_{(I_c)} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_c}{31}\right)^{2,6}} = \frac{1}{1 + \left(\frac{16,95}{31}\right)^{2,6}} = 0,83$$

A probabilidade de esta ser excedida é de 0,83, ou seja, significa que a probabilidade da corrente crítica ser excedida e ocorrer uma descarga é de 83%.

#### 4.3.1.6. Baterias de Condensadores

Assumindo que a produção com a tecnologia atual dos painéis fotovoltaicos pode variar entre uma produção com um  $\cos \varphi$  entre 0,96 indutivo e 0,96 capacitivo. O objetivo fundamental é procurar maximizar a produção de potência ativa do parque fotovoltaico, ou seja, são compensadores estáticos de energia reativa. Isso será conseguido com um  $\cos \varphi$  o mais próximo possível de 1. Assim, considerando a pior situação possível, em que a produção do parque fotovoltaico é máxima ( $S=187,5$  MVA) e o  $\cos \varphi=0,96$  indutivo, temos que [39]:

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \Leftrightarrow P = 0,96 \times 187,5 = 180 \text{ MW}$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q}{S} \Leftrightarrow Q = 0,28 \times 187,5 = 52,5 \text{ MVAr}$$

Onde,

P, é a potência ativa (MW);

Q, é a potência reativa (MVar);

S, é a potência aparente (MVA)

Com a instalação de baterias de condensadores podemos reduzir este consumo de energia reativa que é bastante penalizador em termos financeiros.

Assim, instalando-se duas baterias de condensadores, cada uma de 11 MVar, podem-se realizar compensações de forma a não se requerer tanta potência reativa da rede. Sendo a compensação máxima possível de reativa 22 MVar, pode-se fazer o seguinte cálculo:

$$Q' = Q_{max} - Q_{bat} = 52,5 - 22 = 30,5 \text{ MVar}$$

$$\sin(\varphi) = \frac{Q'}{S} \Leftrightarrow (\varphi) = \arcsin\left(\frac{30,5}{187,5}\right) = 9,36^\circ$$

$$\cos(9,36) = 0,99$$

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \Leftrightarrow P = 0,99 \times 187,5 = 185,62 \text{ MW}$$

$$Pf = 185,62 - 180 = 5,62 \text{ MW}$$

Assim, com a introdução das baterias de Condensadores será possível produzir mais 5,62 MW e o consumo relativo à rede irá reduzir substancialmente.

#### 4.3.1.7. Transformadores de Medida

- Transformadores de Corrente:

Utilizou-se, como exemplo a adotar no dimensionamento dos TC, a seleção da resistência do secundário de um transformador de corrente de relação 2000/1, tomando como base os valores de um Transformador de corrente com a relação 20/1 com resistência de secundário 0,05 ohm, como é ilustrado na figura 21.

$$R_{CT-calculado} = \frac{RTC_{Calculado}}{RTC_{Base}} \times R_{CT-base} = \frac{2000}{20} \times 0,056 = 5\Omega$$

Considerou-se para os valores das cargas dos relés de proteção e medidores de energia os seguintes valores:

- Medidor de Energia: 0,05 VA;
- Relé de Proteção: 0,6 VA;
- Controlador: 0,1 VA.

Sabendo que as correntes máximas suportadas pelo equipamento são 40 kA para 400 kV e 12,5 kA para 30 kV e a carga nominal ligada aos transformadores de corrente é 10 VA. Assim, o TC é adequado se cumprir a seguinte relação:

$$V_{Sn} = FLP_N \times I_S \times (R_{CT} + \frac{S_n}{I_S^2}) \geq \frac{I_{cc}}{RTC} \times (R_{CT} + \frac{S_R}{I_S^2}) = V_{Sr}$$

$$V_{Sn} = 20 \times 1 \times (5 + \frac{10}{1}) \geq \frac{40000}{2000} \times (5 + \frac{5,9}{1}) = V_{Sr}$$

$$V_{Sn} = 300 V \geq 218 V = V_{Sr}$$

Conclui-se então que este transformador de corrente respeita a condição, sendo assim permitido a sua instalação na subestação de Nisa num local onde a sua corrente primária não seja ultrapassada pelo valor de funcionamento normal.

- Transformadores de Tensão:

À semelhança dos transformadores de corrente, os transformadores de tensão, para cumprir com a precisão exigida, em núcleos de medida e proteção com cargas entre 10 e 100 VA, devem ter uma carga real entre 25 e 100% da carga nominal.

#### **4.3.2. MEMÓRIA DESCRITIVA**

##### **4.3.2.1. Descrição Geral**

A subestação de Nisa apresenta uma instalação mista, isto é, com o equipamento de montagem exterior a instalar no parque exterior de aparelhagem e de montagem interior a instalar no edifício de comando. Assim, ao nível do isolamento, a subestação será híbrida, não estando toda compactada num edifício como é o caso de uma GIS.

Apresentará um parque exterior de aparelhagem, em que o isolamento entre as ligações é o ar. Neste parque exterior é onde estarão os equipamentos de AT, sendo o corte dos disjuntores feito em SF6. O lado de MT estará compactado em celas de MT isoladas em SF6 no edifício de comando.

Resumindo, a subestação será constituída por:

- Edifício de comando e controlo aonde estarão inseridas as celas de média tensão (30kV), os equipamentos auxiliares, os painéis de controlo, de medida, de proteção, de corrente contínua, etc.
- Três transformadores de potência trifásico a óleo, com 180MVA de potência e relação de transformação 400/30 kV.
- Barramento simples de 400 kV, com a possibilidade de se expandir para outra disposição. Este barramento terá os respetivos equipamentos de manobra, medida e proteção.
- Possibilidade de inclusão das duas baterias de condensadores compactas para instalação exterior, ambas com potências nominais totais de 11 MVar, 30 kV, 50 Hz e um nível de isolamento de 36 kV com um trio de reatâncias cada uma.

Todos os elementos da subestação estarão dentro do recinto vedado, com 140 x 127 m. Esta área inclui todo o sistema de 400 kV, o edifício de comando e acessos rodoviários e de estacionamento.

#### **4.3.2.2. Disposição do equipamento**

O escalão de 400 kV que recebe a energia produzida no parque, possuirá um barramento, constituído por barramentos rígidos pintados (barramentos tubulares), ao qual ligam por seccionadores do tipo vertical os três painéis transformador.

O equipamento MAT será disposto ao mesmo nível dos seccionadores de barras e ao longo dos respetivos módulos, sendo as ligações entre aparelhos também elas efetuadas pelo mesmo tipo de condutores.

Os painéis de MAT serão caracterizados por possuírem uma conceção modular, com 21 m de largura, e distâncias entre aparelhagem que assegurarão a realização de futuras

intervenções com a instalação em serviço, de acordo com o Regulamento e normas de Segurança.

Assim, todas as ligações em MAT apresentam um afastamento entre fases de 5,75 m, com a exceção das ligações ao transformador de potência MAT/MT.

A aparelhagem de corte e seccionamento será do tipo apoiado, suportada por estruturas metálicas, e dotada de comandos motorizados, tendo sempre a possibilidade de comando manual, que se sobrepõe ao comando elétrico, inibindo-o.

Os neutros dos Transformadores de Potência, no escalão MAT, serão ligados diretamente à terra.

A disposição da aparelhagem situada no Parque Exterior está definida na planta geral, disponível em anexo.

#### 4.3.2.3. Correntes Nominais e de Curto-circuito

Os valores das correntes de curto-circuito considerados no presente projeto são os indicados na tabela 7. A corrente nominal, dos principais elementos constituintes dos painéis MAT, é de 3150 A.

Tabela 6 - Valores das correntes de curto-circuito em Nisa

Características	Rede MAT	Rede MT
Tensão Estipulada (kV)	420	36
Valor Eficaz da Corrente Estipulada de Curta Duração (kA)	40 (1 s)	12,5 (3 s)
Valor de Pico da Corrente Estipulada de Curta Duração (kA)	100	31,5

Nos painéis MT, as correntes nominais serão as seguintes.

Tabela 7 - Valores das correntes de nominais MT em Nisa

Painel	Corrente Nominal [A]
Barramento	4000
Linha	630
Transformador de Potência	4000
Transformador de Serviços Auxiliares/RN	630

#### 4.3.2.4. Coordenação de Isolamento

A classificação dos locais quanto ao nível de poluição é determinante na escolha dos isoladores. Estando a subestação implementada numa zona rural do interior, considerou-se neste projeto o nível de poluição Médio [36], [38].

A este nível de poluição, corresponde uma linha de fuga específica de 20 mm/kV (relativamente ao valor eficaz mais elevado de tensão composta), pelo que o comprimento mínimo da linha de fuga é de 720 mm nos isoladores de 30 kV e de 8400 mm nos isoladores de 400 kV [36].

De acordo com os princípios de coordenação de isolamento, o painel de linha MAT será protegido contra sobretensões vindas do exterior, através da montagem de descarregadores de sobretensão na entrada do painel. Esta medida visa sobretudo a proteção do disjuntor de linha quando estiver aberto ou em fase de abertura. Os transformadores de potência serão também eles protegidos contra sobretensões por intermédio de descarregadores de sobretensão, em todos os níveis de tensão. Serão utilizados descarregadores de sobretensões de óxido de zinco e apresentam as seguintes características principais.

Tabela 8 - Características dos descarregadores de sobretensão

Modo de ligação	fase-terra/neutro-terra
Tipo de montagem	apoiada
Corrente nominal de descarga	10 kA
Classe de descarga de longa duração	4 (400kV) e 2 (30kV)

#### 4.3.2.5. Condições ambientais e do Sistema

As condições ambientais exteriores, consideradas no projeto são as apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 9 - Condições ambientais exteriores de Nisa

Temperatura máxima do ar ambiente	[°C]	40
Temperatura mínima do ar ambiente	[°C]	-10
Temperatura média do ar ambiente	[°C]	<30
Pressão máxima do vento	[Pa]	750
Nível de poluição		Médio
Altitude	[m]	<1000
Ações sísmicas (*)		Zona B

#### 4.3.2.6. Transformadores de Corrente e Transformadores de Tensão

Nos quadros seguintes resumem-se algumas das principais características dos transformadores de Tensão e de Corrente, quer em MAT, quer em MT.

Tabela 10 - Principais características dos Transformadores de Tensão

		Painel	Linha	Barramento 400 kV	Barramento celas 30 kV
Tensão mais elevada	kV		420	420	36
Tensão nominal primária	kV		$400/\sqrt{3}$	$400/\sqrt{3}$	$30/\sqrt{3}$
Enrolamento de medida:					
. Tensão nominal secundária	V		$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$
. Potência de precisão	VA		50	50	10
. Classe de precisão			0,2	0,5	0,5
Enrolamento de proteção:					
. Tensão nominal secundária	V		$100/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	
. Potência de precisão	VA		50	50	
. Classe de precisão			3P	3P	
Enrolamento de compensação:					
. Tensão nominal secundária	V		$100/3$	$100/3$	$100/3$
. Potência de precisão	VA		60	60	30
. Classe de precisão			3P	3P	3P
Fator de sobretensão:					
. Em permanência			1,2	1,2	1,2
. Durante 30 s			1,5	1,5	1,5

Tabela 11 - Principais características dos Transformadores de Corrente

		Painel Linha	Painel TP	Cela Linha	Cela TP
Tensão mais elevada	kV	420	420	36	36
Corrente de sobrecarga	A	1,2 In	1,2 In	1,2 In	1,2 In
Correntes primárias (In)	A	400-600	250-500	250-500	2000-3000
Corrente secundária (núcleos todos)	A	1	1	1	1
Icc - valor eficaz	kA	40	40	12,5	12,5
Icc - valor de crista	kA	100	100	31,5	31,5
Núcleos de contagem:					
. N° de núcleos		1	-	-	-
. Potência de precisão	VA	2,5	-	-	-
. Classe de precisão		0,2	-	-	-
. Fator de segurança		≤ 5	-	-	-
Núcleos de medida:					
. N° de núcleos		1	1	1	1
. Potência de precisão	VA	10	10	10	10
. Classe de precisão		0,5	0,5	0,5	0,5
. Fator de segurança		≤ 5	≤ 5	≤ 5	≤ 5
Núcleos de proteção:					
. N° de núcleos		3	2	1	1
. Potência de precisão	VA	30	30	30	30
. Classe de precisão		5P	5P	5P	5P
. Fator limite de precisão		20	20	20	20

#### 4.3.2.7. Transformadores de Potência

Os transformadores de potência a instalar terão as características principais apresentadas na tabela seguinte.

Tabela 12 - Principais características dos transformadores de potência

Potência nominal (Sn)	180 MVA
Tensão nominal primária U <sub>1</sub>	400 kV
Tensão nominal secundária U <sub>2</sub>	30 kV
Tipo de regulação de tensão	Em carga
Gama de regulação de tensão	+7% 400kV / 30kV -17% (25 tomadas)
Grupo de ligações	YNd11
Reactância de curto-circuito primário-secundário em todas as tomadas	X <sub>12</sub> = 15 %
Tipo de arrefecimento	ONAF

## **Transformadores de Serviços Auxiliares e Reatâncias de Neutro**

A pedido do Cliente serão instalados os Serviços Auxiliares de Corrente Alternada da subestação que têm a sua alimentação assegurada por duas fontes distintas, que correspondem aos dois Transformadores de Serviços Auxiliares (TSA's) 30/0,4 kV, de 200 kVA, instalados no exterior, alimentados a partir dos Barramentos MT). Para garantir a alimentação dos Serviços Auxiliares de Corrente Alternada em caso de falha da fonte em serviço existirá um sistema automático que garante a comutação para a outra fonte, Grupo Diesel de Socorro (GS), com a potência de 60 kVA, também disponível no Edifício de Comando (Sala de Gerador).

O Sistema de Alimentação em Corrente Contínua, a 110 V, é constituído por dois armários de retificadores – bateria, que se encontram em funcionamento simultâneo, os quais se encontram ligados a um barramento ao qual estão ligadas duas baterias de 110 V DC e de onde derivam duas alimentações para um outro barramento seccionado, a partir do qual se alimentam as diferentes cargas.

Previu-se ainda a instalação de reactâncias de neutro (RN) de 30 kV, partilhando as saídas das celas MT para alimentação dos Transformadores de Serviços Auxiliares. As reactâncias limitarão a corrente de curto-circuito fase-terra a 1000 A e permitirão a criação do neutro artificial MT. As RN serão trifásicas, com enrolamentos com isolamento uniforme, separados, em cobre, imersos em óleo mineral e herméticas à penetração do ar exterior, equipadas com quatro travessias iguais, do tipo exterior. Os enrolamentos serão ligados em zig-zag e o terminal de neutro estará acessível. O arrefecimento será do tipo ONAN.

### **4.3.2.8. Sistema de Contagem**

Está prevista a contagem de energia ativa e reativa no painel de linha de 400 kV, com o concentrador instalado num armário “SIME” na Sala de contagem do Edifício de Comando [40].

#### **4.3.2.9. Edifício de Comando**

Será construído um edifício de comando, paralelamente à via dos transformadores, o qual possuirá na sua configuração final:

- Três Salas de MT, cada uma delas com capacidade de instalar até 9 celas MT, formando assim cinco barramentos de 30 kV distintos;
- Uma sala de quadros, onde serão instalados todos os equipamentos pertencentes aos sistemas de comando, controlo e proteção e serviços auxiliares;
- Uma sala destinada à contagem com porta direta para o exterior;
- Uma sala de telecomunicações;
- Uma sala para o grupo gerador;
- Instalações sanitárias.

Os Sistemas de Iluminação, Iluminação de Segurança e Tomadas do edifício de comando serão alimentados a partir do Quadro Geral do Edifício de Comando, que por sua vez será alimentado a partir do QSA (Quadro de serviços auxiliares). Os circuitos de BT previstos no edifício de comando serão embebidos ou instalados no interior de calhas técnicas.

O Parque Exterior de Aparelhagem será equipado com um sistema de iluminação principal, conforme peças desenhadas nos anexos F, G e H.

#### **4.4. CONCLUSÃO**

A Central fotovoltaica Nisa e a sua subestação estarão localizadas na união de freguesias de Arez e Amieira do Tejo, Concelho de Nisa, distrito de Portalegre.

A subestação projetada será uma instalação do tipo mista, ou seja, com aparelhagem de montagem exterior, a instalar no parque exterior, e de montagem interior, a instalar no edifício de comando.

Terminado o desenvolvimento do Caso de estudo verificou-se que todos os objetivos propostos para este capítulo foram atingidos, conseguindo uma apresentação e justificação dos elementos constituintes da subestação de Nisa.



# 5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

A realização desta dissertação foi estruturada essencialmente em três fases, que consistiram na realização da recolha bibliográfica relativa às subestações e ao Sistema Elétrico Nacional, de seguida, realizou-se o levantamento de todas as informações necessárias presentes nas normas e documentos técnicos para o correto dimensionamento de uma subestação elétrica, terminando com a aplicação num caso de estudo real com o desenvolvimento de um projeto elétrico de uma subestação em Nisa, Portugal.

Na primeira fase, a recolha bibliográfica efetuada permitiu uma familiarização com os equipamentos aplicados no caso de estudo, desde o tipo de isolamento da instalação, à sua configuração e possibilidade de expansão futura. Na segunda e terceira fase foram seguidas as normas aplicadas, realizados os cálculos justificativos e definidos os equipamentos a implementar na subestação.

Como principais conclusões pode-se afirmar que a rede de terra subterrânea é uma estrutura nuclear na proteção da subestação e à proteção de pessoas. Quando aplicada uma camada de material protetor à superfície do solo verificou-se que deve-se levar em conta o uso de uma resistividade bastante superior à do solo subjacente, para que as correntes tenham tendência a permanecer nesta camada, permitindo assim aumentar a tensão tolerável pelo corpo humano.

Relativamente à escolha dos equipamentos foi justificada pelos valores das tensões e correntes a suportar dos regimes permanente e de curto-circuito, e também pelas indicações obtidas por parte do cliente com vista trabalhos futuros de expansão, nomeadamente, a aplicação de transformadores de potência com capacidade acima das exigências atuais do sistema. De forma complementar, realizou-se um estudo para a aplicação de baterias de condensadores, permitindo uma produção extraordinária na ordem dos 5 MW do estudo de. Assim, o projeto foi concluído com a apresentação dos diagramas unifilares e do layout elétrico da instalação.

É de salientar que o facto de o tema ser tão vasto e transversal foi, sem dúvida, umas das principais dificuldades. Isso exigiu algum critério na escolha da informação apresentada e reconhecimento de certas limitações que foram sendo descobertas perante a complexidade do tema em questão. No entanto, desde início que o foco foi realizar uma abordagem correta e abrangente à temática, envolvendo uma pluralidade de tópicos e, assim, fornecer uma visão daquilo em que consiste um projeto elétrico de uma subestação.

### **Trabalhos Futuros**

Devido à transversalidade do tema em questão, existem inúmeras áreas dentro das engenharias (civil, mecânica, informática, etc.), que podem ser aprofundadas e discutidas em trabalhos futuros, permitindo uma otimização da instalação e que podem influenciar na escolha do material elétrico mais adequado a implementar na subestação. Uma dessas áreas é a coordenação de isolamento e o controlo, comando das proteções da subestação.

Relativamente ao edifício de comando, um possível trabalho futuro seria estudar os sistemas de corrente contínua que permitem essencialmente a monitorização, comunicação e comando da subestação.

## Referências Bibliográficas

- [1] A. R. Jordehi, “Optimisation of electric distribution systems: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51. Elsevier Ltd, pp. 1088–1100, Jul. 27, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2015.07.004.
- [2] R. R. al Hakim, E. Ariyanto, and Y. Z. Arief, “Techno-Economic Study of Substation Electric Power in Indonesia: A Mini-Review,” *ARRUS Journal of Engineering and Technology*, vol. 1, no. 1, pp. 28–32, Sep. 2021, doi: 10.35877/jetech540.
- [3] S. Hussain, J. Hernandez Fernandez, A. K. Al-Ali, and A. Shikfa, “Vulnerabilities and countermeasures in electrical substations,” *International Journal of Critical Infrastructure Protection*, vol. 33, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.ijcip.2020.100406.
- [4] J. Pedro, “Estudo do Projeto Elétrico de uma Subestação Elevadora,” Dissertação de Mestrado Integrado Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, 2017.
- [5] J. McDonald, *Electric Power Substations Engineering*. CRC Press, 2012.
- [6] Tecnogera, “Subestação Elétrica Exterior,” 2022, 2022. [https://www.tecnogera.com.br/wp-content/uploads/2014/09/como-funciona-uma-subesta%C3%A7%C3%A3o-de-energia\\_5e70cae7697fc.png](https://www.tecnogera.com.br/wp-content/uploads/2014/09/como-funciona-uma-subesta%C3%A7%C3%A3o-de-energia_5e70cae7697fc.png) (accessed Feb. 02, 2022).
- [7] A. Miguel and S. Pimenta, “Subestações de Energia Elétrica MAT Engenharia,” Relatório de Estágio Escola Superior de Tecnologia de Tomar, 2018.
- [8] GTA, “Diagrama Rede de Distribuição,” 2021. [https://www.gta.uftj.br/grad/07\\_1/plc/figuras/figura01.gif](https://www.gta.uftj.br/grad/07_1/plc/figuras/figura01.gif) (accessed Jan. 29, 2022).
- [9] BlogSpot, “Níveis de Tensão,” 2022. <http://2.bp.blogspot.com/-N1J-gAoISlw/UynWBi5Y7GI/AAAAAAAAAAiA/3TVEeGasP7w/s1600/Capturartensao.PNG> (accessed Feb. 02, 2022).

- [10] Directindustry, “Exemplo Subestação AIS,” 2011. [https://img.directindustry.com/pt/images\\_di/photo-g/13988-9511699.webp](https://img.directindustry.com/pt/images_di/photo-g/13988-9511699.webp) (accessed Feb. 02, 2022).
- [11] Directindustry, “Exemplo Subestação GIS,” 2017. [https://img.directindustry.com/pt/images\\_di/photo-mg/70728-15931760.jpg](https://img.directindustry.com/pt/images_di/photo-mg/70728-15931760.jpg) (accessed Feb. 02, 2022).
- [12] Hector J. Altuve Ferrer and Edmund O. Schweitzer III, *Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems*. 2010.
- [13] P. Rogério Figueira, “Projeto e construção de um transformador,” Dissertação de Mestrado Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, 2013.
- [14] J. Grainger and W. Stevenson, *Power System Analysis - McGraw-Hil*. 1994.
- [15] J. R. Ferreira, “Sistemas de Proteção - Subestações (FEUP),” 2019. <https://paginas.fe.up.pt/~jrf/disciplinas/sistemas%20de%20proteccao/textos%20de%20apoio/sistemas%20proteccao%201.pdf> (accessed Feb. 02, 2022).
- [16] M. S. Jadin and S. Taib, “Recent progress in diagnosing the reliability of electrical equipment by using infrared thermography,” *Infrared Physics and Technology*, vol. 55, no. 4. pp. 236–245, Jul. 2012. doi: 10.1016/j.infrared.2012.03.002.
- [17] M. Rebelo and D. E. Seixas, “Sistemas de Proteção em Redes Elétricas e Automatização de Subestações,” Dissertação de Mestrado Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2020.
- [18] Made-in-China, “Seccionadores tripolar de Alta Tensão,” 2017. <https://image.made-in-china.com/226f3j00fTPQSstFvpqD/Seccionador-tripolar-quebrar-o-isolador-subesta-o.jpg> (accessed Feb. 02, 2022).
- [19] Henning. Gremmel, *Switchgear manual*. Cornelsen, 2001.
- [20] K. Silva Pedro, “Modelização do Arco Elétrico em Disjuntores para Análise de Transitórios Eletromagnéticos,” Dissertação de Mestrado Instituto Superior Técnico - Universidade de Lisboa, 2017.

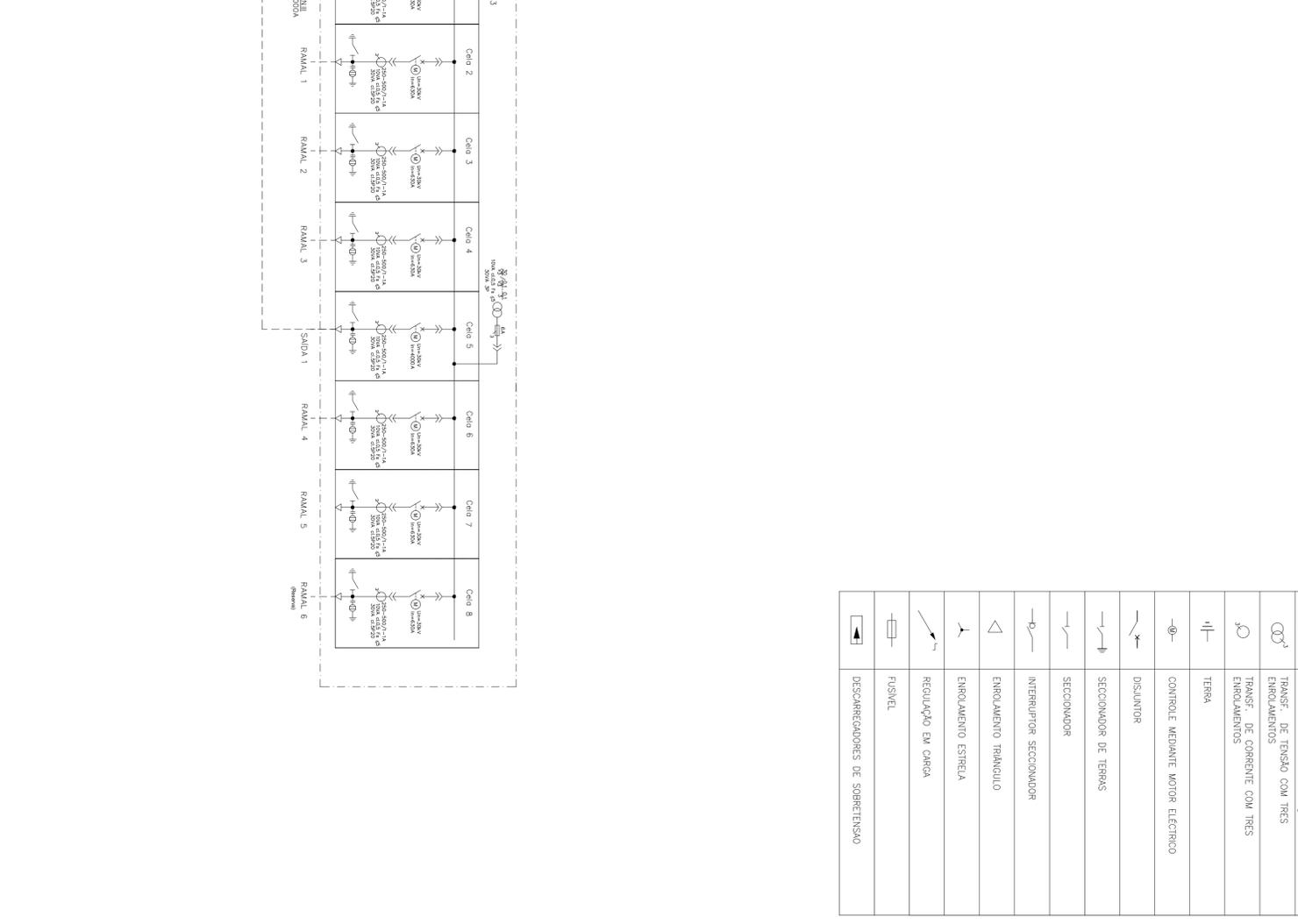
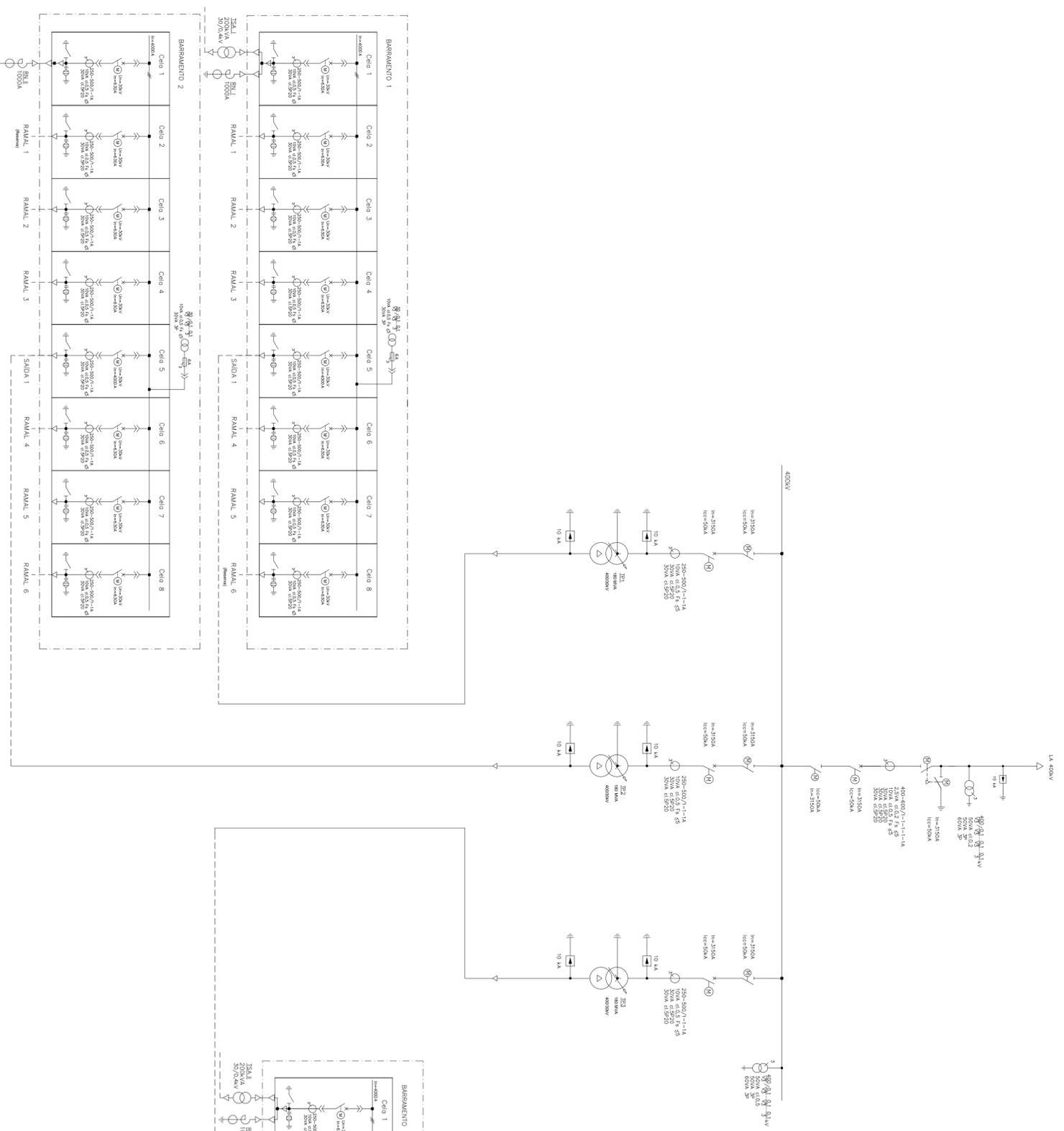
- [21] H. A. Pranal, “Utilização de Descarregadores de Sobretensões em Linhas de Transmissão de Energia Eléctrica,” Dissertação de Mestrado Instituto Superior Técnico - Universidade de Lisboa, 2011.
- [22] GStatic, “Descarregadores de Sobretensões,” 2019. [https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcRlhF649364wpHlMo\\_GSKzK\\_HofrABUa6\\_WWw&usqp=CAU](https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbn:ANd9GcRlhF649364wpHlMo_GSKzK_HofrABUa6_WWw&usqp=CAU) (accessed Feb. 02, 2022).
- [23] Universidade de São Paulo (USP), “Definição de uma Subestação (SE),” 2019. Accessed: Feb. 02, 2022. [Online]. Available: [https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130058/mod\\_resource/content/1/Subestacoes-eletricas-1.pdf](https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/130058/mod_resource/content/1/Subestacoes-eletricas-1.pdf)
- [24] CrushTymks, “Comparação de configurações de barramento,” 2016. <https://crushtymks.com/pt/power-substation/1339-6-common-bus-configurations-in-substations-up-to-345-kv.html> (accessed Feb. 02, 2022).
- [25] IEEE Power and Energy Society, “Std 738 - Standard for calculating the current – temperature relationship of bare overhead conductors,” 2012.
- [26] M. Bolotinha, “Efeito de Coroa em Alta e Muito Alta Tensão,” 2022. [https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/efeito\\_coroa\\_at\\_e\\_mat.pdf](https://www.voltimum.pt/sites/www.voltimum.pt/files/pdflibrary/efeito_coroa_at_e_mat.pdf) (accessed Sep. 23, 2022).
- [27] I. Vieira Tavares, “Energy Resource Management in Smart Buildings Considering Photovoltaic Uncertainty,” Dissertação de Mestrado Instituto Superior de Engenharia do Porto, 2021.
- [28] IEEE Power and Energy Society, “Std 80 - Guide for Safety of AC Substation Grounding,” 2013. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7109078> (accessed Jul. 18, 2022).
- [29] V. Hugo Pinto, “Projeto e Otimização de Redes de Terra para Parques Eólicos e Subestações,” Dissertação de Mestrado Integrado Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.

- [30] M. Vinícius Silva, “Análise Comparativa entre os Métodos Eletromagnéticos e dos elementos finitos no projeto de SPDA,” Universidade Federal de Uberlândia - Faculdade de Engenharia, Brasil, 2012.
- [31] IEEE Power and Energy Society, “Std 998 - Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations,” 2012. Accessed: May 13, 2022. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6514042>
- [32] V. Coelho, “Estudo da Avaliação de Transformadores de Corrente de Alta Tensão através da Curva de Excitação,” Universidade Federal de Santa Catarina, Brasil, 2011.
- [33] International Electrotechnical Commission, “IEC 61869-2 - Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current transformers,” 2012. <https://webstore.iec.ch/publication/6050> (accessed Jun. 23, 2022).
- [34] D. João Pereira, “Transformador Eletrónico de Potência como Solução para a Regulação da Tensão e Frequência em Redes Elétricas Isoladas,” Dissertação de Mestrado Instituto Superior Técnico - Universidade de Lisboa, 2015.
- [35] International Electrotechnical Commission, “IEC 61869-3 - Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers,” 2011. <https://webstore.iec.ch/publication/6051> (accessed May 19, 2022).
- [36] C. Filipe Queirós, “Coordenação de isolamentos em subestações,” Dissertação de Mestrado Integrado Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2013.
- [37] International Electrotechnical Commission, “IEC 60071 - Insulation co-ordination,” 2022. <https://webstore.iec.ch/publication/583> (accessed Jun. 29, 2022).
- [38] Ministério do Ambiente, “Declaração de Impacte Ambiental,” 2021. <http://www.apambiente.pt/politicasambiente/Residuos/fluxresiduos/RCD/Do> (accessed Aug. 11, 2022).
- [39] F. Lopes, “Utilização de Baterias de Iões de Lítio em Sistemas de Armazenamento de Energia,” Dissertação de Mestrado Instituto Superior Técnico - Universidade de Lisboa, 2016.

- [40] A. C. Fonseca Ramos, “Sistema de apoio à Gestão da Manutenção de Subestações,” Relatório de Estágio Instituto Superior de Engenharia de Coimbra, 2015.

## Anexo A. Diagrama Unifilar Elétrico da Subestação de Nisa

OBJETIVO	DESIGNAÇÃO
	TRANSF. DE TENSÃO COM TRES ENROLAMENTOS
	TRANSF. DE CORRENTE COM TRES ENROLAMENTOS
	TERRA
	CONTROLE MEDIANTE MOTOR ELECTRICO
	DISJUNTOR
	SECCIONADOR DE TERRAS
	SECCIONADOR
	INTERRUPTOR SECCIONADOR
	ENROLAMENTO TRIANGULO
	ENROLAMENTO ESTRELA
	REGULAÇÃO EM CARGA
	FUSIVEL
	DESCARGADORES DE SOBRETENSÃO



APROVAÇÃO / COMANDO

CLIENTE

**SUBESTAÇÃO DE NISA**

**PROJETO DE LICENCIAMENTO**

PROJETO LOCAL FASE

REVISÃO

DATA

21/08/2022

210085-2-GER-001-0

2085-2-GER-001-0.dwg

21/08/2022

## Anexo B. Layout Geral da Subestação de Nisa



## Anexo C. Iluminação Exterior Subestação de Nisa



## Anexo D. Painel de Linha - Transformador Subestação de Nisa



## Anexo E. Paineis de Transformador Subestação de Nisa

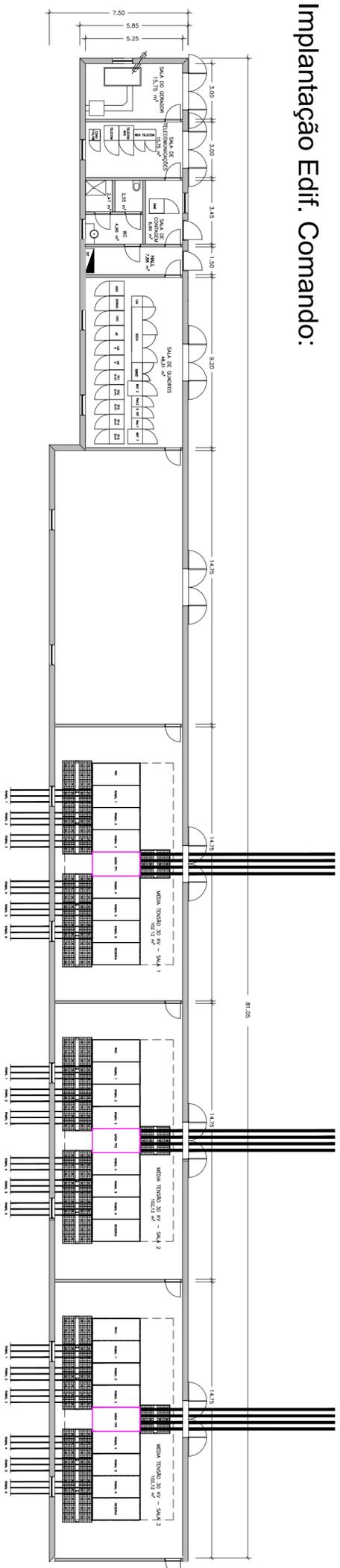


## Anexo F. Edifício de Comando (IL. e IL.Seg) Subestação de Nisa

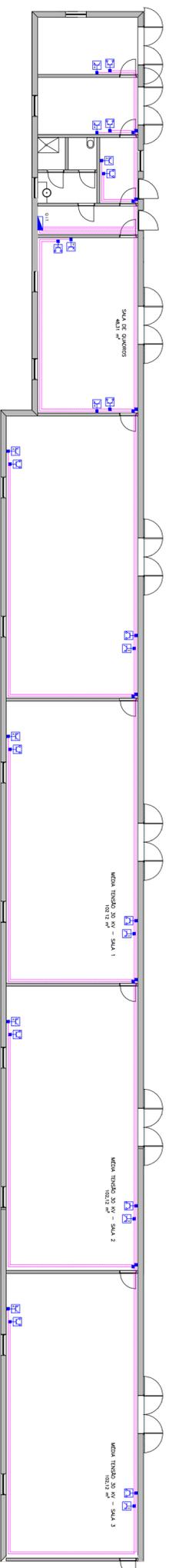


## Anexo G. Edifício de Comando (Tom. e Terras) Subestação de Nisa

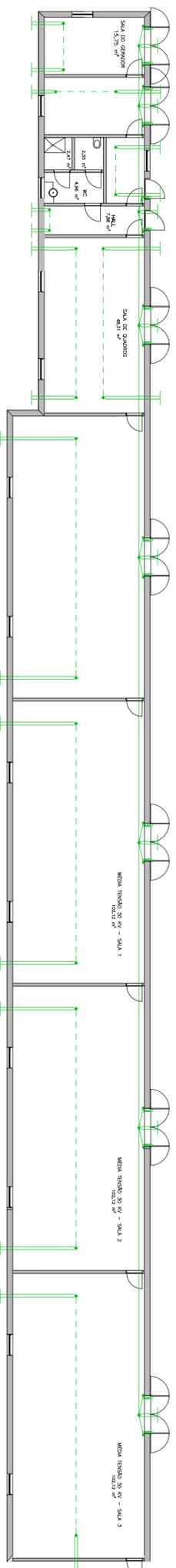
# Implantação Edif. Comando:



## Tomadas Uso Geral Edif. Comando:



## Rede de Terras Edif. Comando:



Simbologia	Designação
	Quadro Elétrico
	Tomada monof. c/ terra e alvéolos proteg. mont. saliente
	Tomada trifásica com terra mont. saliente
	Caixa de derivação mont. saliente
	Canalização embecida
	Ponto de Ligação
	Trança Flexível
	Barra Cu 40x5mm
	Cabo Cu 95 mm <sup>2</sup>

APROVAÇÃO / CAMBÍOS

REV	DATA	RESP	DESCRIÇÃO

CLIENTE

PROJETO: SUBESTAÇÃO DE NISA  
 LOCAL: NISA  
 FASE: PROJETO DE LICENCIAMENTO

PROJ	DES.	VAB	APROV.	DATA
J Couro				Junho 2022

DESIGNAÇÃO: EDIF. DE COMANDO- TOM. E REDE TERRAS

ESCALA: 1/200

CC: 210085-2-GER-010-0

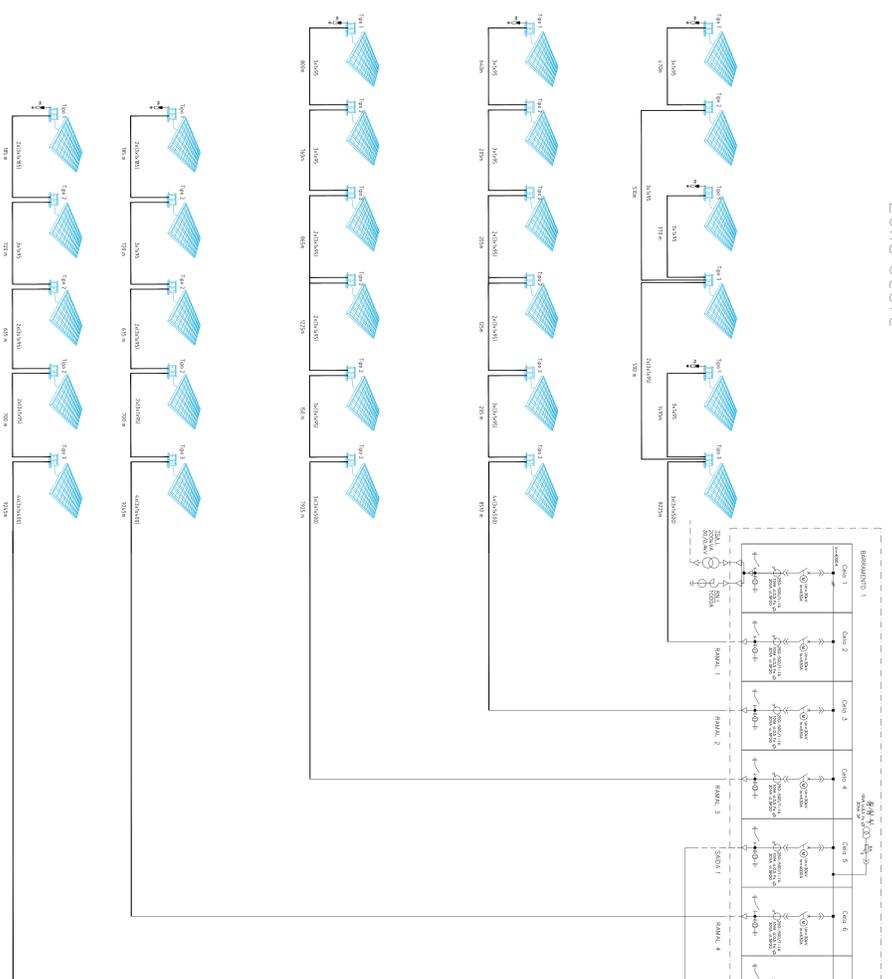
FASE: EP

Nº DES.: REV.

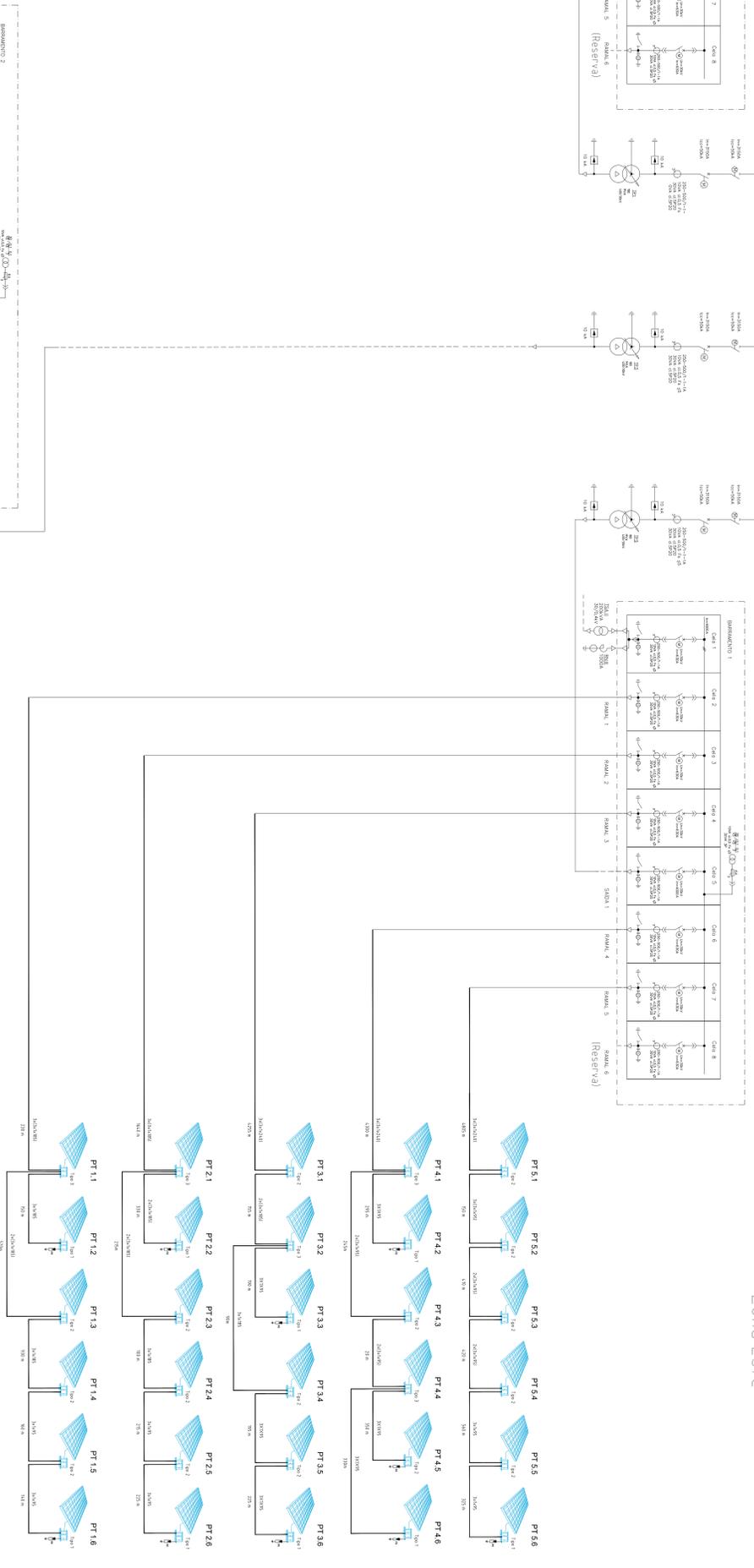
FECHADO: 210085-2-GER-010-0.dwg

## Anexo H. Esquema Geral Subestação de Nisa

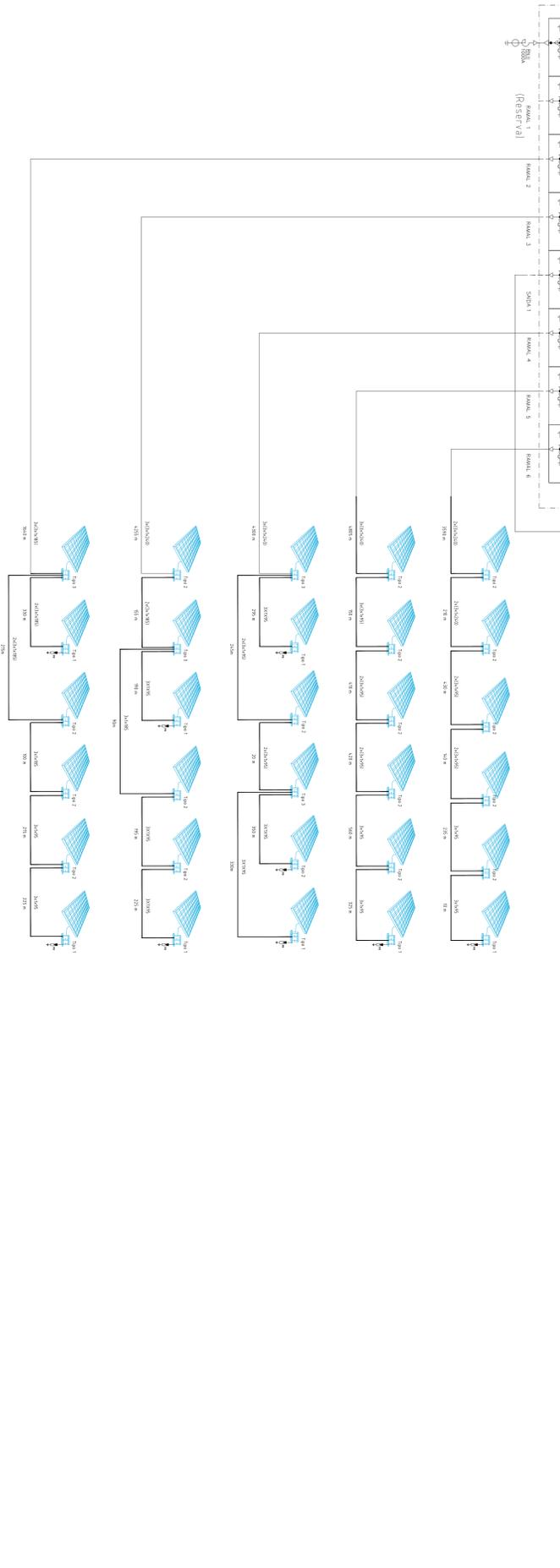
Zona Oeste



Zona Este



Zona Sul



CENTRO DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA  
 RESERVA DE UZUNSAMANÇO  
 20085-2-GER-015-0  
 20085-2-GER-015-0

## Anexo I. Cabos Utilizados

# CABO DE ALUMÍNIO REFORÇADO COM LIGA DE ALUMÍNIO (ACAR)

## Características Técnicas

Denominação	Seção Transversal		Formação Nº de Fios x Diâmetro mm		Diâmetro Nominal do Condutor mm	Peso kg/km	Carga de Ruptura	Capacidade de Corrente	Resistência Elétrica Máxima em CC a 20 °C
	Liga		1350	6201					kN
	AWG ou MCM	mm <sup>2</sup>							
Blumenau	600	304,02	15 x 4,51	4 x 4,51	22,55	838,1	55,40	691	0,09785
Botucatu	600	304,02	12 x 4,51	7 x 4,51	22,55	838,1	62,90	685	0,10012
Bragança	600	304,02	33 x 3,23	4 x 3,23	22,61	838,1	52,40	695	0,09654
Brodósqui	600	304,02	30 x 3,23	7 x 3,23	22,61	838,1	56,80	692	0,09767
Brusque	600	304,02	24 x 3,23	13 x 3,23	22,61	838,1	62,80	686	0,09999
Cabedelo	600	304,02	18 x 3,23	19 x 3,23	22,61	838,1	70,10	680	0,10242
Cabo	650	329,35	33 x 3,37	4 x 3,37	23,59	908,1	56,80	733	0,08869
Caçapava	650	329,35	30 x 3,37	7 x 3,37	23,59	908,1	61,60	730	0,08972
Cachoeira	650	329,35	24 x 3,37	13 x 3,37	23,59	908,1	68,00	724	0,09185
Caeté	650	329,35	18 x 3,37	19 x 3,37	23,59	908,1	75,90	717	0,09409
Caiobá	700	354,69	33 x 3,49	4 x 3,49	24,43	977,9	60,70	766	0,08270
Caidas	700	354,69	30 x 3,49	7 x 3,49	24,43	977,9	65,50	763	0,08366
Camboriú	700	354,69	24 x 3,49	13 x 3,49	24,43	977,9	71,80	756	0,08564
Camocim	700	354,69	18 x 3,49	19 x 3,49	24,43	977,9	79,50	749	0,08773
Campinas	750	380,02	33 x 3,62	4 x 3,62	25,34	1047,7	64,00	802	0,07686
Campos	750	380,02	30 x 3,62	7 x 3,62	25,34	1047,7	67,20	799	0,07776
Cananéia	750	380,02	24 x 3,62	13 x 3,62	25,34	1047,7	76,20	792	0,07960
Canela	750	380,02	18 x 3,62	19 x 3,62	25,34	1047,7	84,70	785	0,08154
Canudos	800	405,36	33 x 3,73	4 x 3,73	26,11	1117,6	68,20	833	0,07240
Caravelas	800	405,36	30 x 3,73	7 x 3,73	26,11	1117,6	73,80	829	0,07324
Cascavel	800	405,36	24 x 3,73	13 x 3,73	26,11	1117,6	81,20	822	0,07498
Calanduva	800	405,36	18 x 3,73	19 x 3,73	26,11	1117,6	90,30	814	0,07680
Caxambu	850	430,69	33 x 3,85	4 x 3,85	26,95	1187,4	71,30	866	0,06795
Caxias	850	430,69	30 x 3,85	7 x 3,85	26,95	1187,4	77,30	862	0,06874
Chui	850	430,69	24 x 3,85	13 x 3,85	26,95	1187,4	85,40	855	0,07038
Corumbá	850	430,69	18 x 3,82	19 x 3,85	26,95	1187,4	95,30	847	0,07209
Cotia	900	456,03	33 x 3,96	4 x 3,96	27,72	1257,3	75,50	896	0,07423
Criciúma	900	456,03	30 x 3,96	7 x 3,96	27,72	1257,3	81,90	893	0,06498
Diamantina	900	456,03	24 x 3,96	13 x 3,96	27,72	1257,3	90,50	885	0,06652
Divinolândia	900	456,03	18 x 3,96	19 x 3,96	27,72	1257,3	101,00	877	0,06814
Dourados	950	481,36	33 x 4,07	4 x 4,07	28,49	1327,1	89,70	927	0,06071
Eldorado	950	481,36	30 x 4,07	7 x 4,07	28,49	1327,1	86,40	923	0,06151
Embu	950	481,36	24 x 4,07	13 x 4,07	28,49	1327,1	95,40	915	0,06297
Franca	950	481,36	18 x 4,07	19 x 4,07	28,49	1327,1	106,00	904	0,06451
Furnas	1000	506,70	33 x 4,18	4 x 4,18	29,26	1397,0	83,90	957	0,05765

CLIENTE	CÂNDIDO JOSÉ RODRIGUES II -
Oferta N°	379362 - 001
Pedido N°	
Página N°	1

Cables de Media y Alta Tensión	Unidades	Item1
<b>Datos Identificativos</b>		
Código del Cable		0413796
Tipo de cable		RHE-OL
Norma		IEC 60502-2 basado
Tensión Nominal	kV	20/34,5
N° Conductores x Sección		1 x630 mm <sup>2</sup>
<b>Características de Diseño</b>		
<b>Material conductor</b>		
Forma		Cobre
Clase / Norma		Circular compactado
Diámetro Nominal	mm	29,85
Conductor obturado		NO
Cinta semiconductora obturante sobre conductor		NO
<b>Material pantalla sobre conductor</b>		
		Capa semiconductora extruída
Espesor nominal	mm	0,8
<b>Material aislamiento</b>		
		XLPE
Espesor nominal (*)	mm	8,0 / --
Diámetro sobre aislamiento	mm	48,2
<b>Material pantalla sobre aislamiento (no metálico)</b>		
		Capa semiconductora extruída
Espesor nominal	mm	0,5
Cinta semiconductora obturante bajo pantalla metálica		SI
<b>Material pantalla sobre aislamiento (parte metálica)</b>		
		Hilos Cu
Formación de la pantalla	N x mm	60x0,583
Sección de la pantalla (hilos Cu)	mm <sup>2</sup>	16
Cinta de cobre en helice abierta, sobre la pantalla de hilos		SI
<b>Material cubierta</b>		
		MDPE
(tipo: DMZ1 según HD 620 Parte 10E / ST7 según IEC 60502-2)		
Espesor nominal / mínimo en cualquier punto	mm	2,7 / --
Diámetro nominal exterior	mm	57,1
Marca de cubierta en dos líneas diametralmente opuestas		
Peso nominal	kg/km	7515
Radio mínimo de curvatura (en servicio)	mm	880
<b>Datos Eléctricos</b>		
Resistencia máxima CC del conductor, a 20°C	Ohm/km	0,0283
Resistencia aprox. CA del conductor, a 90°C,60 Hz	Ohm/km	0,0420
Inductancia	mH/km	0,320
Reactancia estrella, a 60 Hz	Ohm/km	0,121
Capacidad por fase	µF/km	0,323
Corriente de carga por fase, a U <sub>o</sub> , 60 Hz	A/km	2,435
Intensidad máxima admisible en régimen permanente (**)	A	1035 (3) / 709 (4)
Temp. máx. conductor en régimen permanente / en cortocircuito	°C	90 / 250
Intensidad máxima admisible en cortocircuito adiabático (0.1/0.5/1.0 s)	kA	285 / 127 / 90

(\*) Espesor de aislamiento según Especificación S24XXW000000000300 Rev.0

(\*\*) Al aire, a 40°C / Enterrado, a 25 °C - 1,5°K·m/W - 1m (ver detalle en ANEXO)

N/A = No Aplicable

Valores nominales sujetos a las tolerancias propias de fabricación.

Firmado : M. Evangelista

Fecha : 03/03/2017