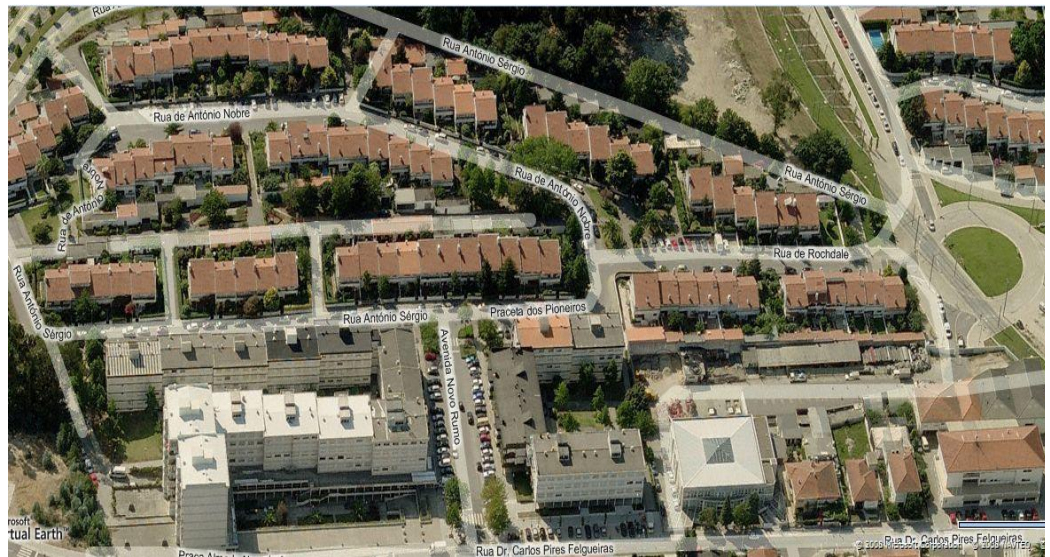


# MEMÓRIA DESCRITIVA E JUSTIFICATIVA



2007-2008

Urbanização Energia NR08 – Média Tensão

Trabalho Realizado Por:

Carlos Manuel Pinto Oliveira, [ee04026@fe.up.pt](mailto:ee04026@fe.up.pt)

Ricardo Nuno Freitas Neves, [ee02035@fe.up.pt](mailto:ee02035@fe.up.pt)

Tiago Filipe Ferreira dos Santos, [ee04289@fe.up.pt](mailto:ee04289@fe.up.pt)

# Memória Descritiva e Justificativa

## PROJECTO DE LICENCIAMENTO

### Índice

ÍNDICE DE TABELAS.....	4
ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES.....	5
ÍNDICE DE ANEXOS .....	6
1. INTRODUÇÃO .....	7
2. CONCEITOS GERAIS.....	7
3. LEGISLAÇÃO.....	8
4. CLASSIFICAÇÃO DAS INSTALAÇÕES.....	8
5. CANALIZAÇÕES DE MÉDIA TENSÃO .....	8
5.1. Tipo de Cabo.....	8
5.2. Tipo de Montagem .....	10
5.3. Dimensionamento da Secção da Canalização Principal.....	11
5.3.1.1. Condições de aquecimento .....	11
5.3.1.2. Critério de Quedas de Tensão .....	13
5.3.1.3. Protecção Contra Curto-Circuitos .....	13
5.4. Dimensionamento da Secção do Cabo de Derivação para o Posto de Transformação em Antena	15
5.4.1. Critério de Aquecimento .....	15
5.4.2. Critério de Quedas de Tensão.....	16
5.4.3. Protecção Contra Curto-Circuitos.....	16
5.5. Dimensionamento do Diâmetro dos Tubos .....	23
5.6. Dimensionamento dos Ecrãs Metálicos .....	24
5.7. Ligações à Terra .....	25
5.8. Condições de Estabelecimento.....	25
5.8.1. Passeios ou Jardins .....	26
5.8.2. Travessias de Estradas, Caminhos ou Ruas .....	26
5.8.3. Cruzamento e Vizinhanças com Outro Tipo de Canalizações .....	26
5.8.4. Valas Comuns de Baixa Tensão e Média Tensão.....	27
5.8.5. Câmaras de Visita .....	27
6. ESTUDO DE TRÂNSITO DE POTÊNCIAS .....	28
6.1. Conversão para o modelo em $\pi$ .....	28
6.1.1. Canalização Principal .....	28
6.1.2. Canalização de Derivação Para o Posto de Transformação em Antena.....	28
6.2. Determinação dos Parâmetros das Linhas.....	29
6.3. Determinação das Cargas Associadas a cada Barramento .....	30
6.4. Estudo das Quedas de Tensão.....	31
6.5. Estudo do Local de Abertura do Anel.....	32

<b>7. DIMENSIONAMENTO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO.....</b>	<b>35</b>
7.1. Características da Rede a Montante .....	35
7.2. Características da Subestação .....	35
7.3. Cálculo da Potência de Curto-Circuito Trifásica Simétrica no Barramento Média Tensão	35
7.3.1. Conversão dos dados para por Unidade .....	36
7.3.2. Cálculo da Impedância, $Z_A$ máxima e mínima.....	36
7.3.3. Cálculo da Impedância Equivalente do Transformador, $Z$ .....	37
7.3.4. Cálculo da Impedância Equivalente do Barramento Média Tensão .....	37
7.3.5. Cálculo da Potência de Curto-Circuito Trifásica Simétrica no Barramento Média Tensão	38
7.4. Dimensionamento da Resistência de Ligação do Neutro à Terra.....	39
7.4.1. Cálculo da Impedância Equivalente da Rede a Montante da Subestação.....	39
7.5. Cálculo das Corrente de Curto-Circuito.....	41
7.5.1. Cálculo das Correntes de Curto-Circuito Máxima e Mínima no Barramento Média Tensão	41
7.5.2. Quadro Resumo .....	45
7.5.3. Cálculo das Correntes de Curto-Circuito no Extremo da Rede .....	45
7.5.4. Quadro Resumo .....	49
7.5.5. Cálculo das Corrente de Curto-Circuito Máxima e Mínima no Posto de Transformação	50
7.6. Validação da adequação das protecções instaladas na subestação .....	57
<b>8. POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO .....</b>	<b>60</b>
8.1. Características do Posto de Transformação.....	60
8.1.1. Dimensionamento das caleiras de cabos .....	61
8.1.2. Dimensionamento do depósito de recolha de óleo .....	62
8.1.3. Características das Portas .....	62
8.1.4. Dimensionamento das grelhas de ventilação .....	62
8.1.5. Características das celas de protecção .....	63
8.1.6. Transformador.....	65
8.1.7. Aparelhagem de Baixa Tensão .....	66
8.1.8. Barramento do QGBT .....	67
8.1.9. Protecções contra Sobrecargas .....	67
8.1.10. Protecção contra curto-circuito.....	67
8.1.11. Protecção de Pessoas.....	68
8.1.12. Terras.....	68
8.1.13. Circuitos de Iluminação e Tomadas do Posto de Transformação .....	69
8.1.14. Encravamentos .....	70
8.1.15. Acessórios .....	71

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Quadro Resumo os Curto-Circuitos Máximos no Posto de Transformação em Antena.....	20
Tabela 2 – Características das canalizações no modelo em $\pi$ .....	29
Tabela 3 – Valores de Base.....	29
Tabela 4 – Características dos Cabos .....	30
Tabela 5 – Cargas dos Postos de Transformação.....	30
Tabela 6 - Quedas de Tensão em cada Barramento.....	31
Tabela 7 – Quedas de Tensão nos Barramentos 7, 9 e 10 .....	32
Tabela 8 – Trânsito de Potências e Perdas em Todos os Barramentos.....	34
Tabela 9 – Quedas de Tensão após abertura do Anel.....	34
Tabela 10 – Conversão para p.u. ....	36
Tabela 11 – Impedância da Rede de Alta Tensão .....	37
Tabela 12 – Impedância Mínima e Máxima da Rede de Média Tensão.....	38
Tabela 13 – Potência Máxima e Mínima da Rede de Média Tensão .....	39
Tabela 14 – Quadro Resumo da Corrente de Curto Circuito Máximo e Mínimo no Barramento de Média Tensão.....	45
Tabela 15 – Quadro Resumo das Correntes de Curto-Circuito no Extremo da Rede.....	49
Tabela 16 – Quadro Resumo da Corrente de Curto-Circuito Mínimo no Posto de Transformação 2...53	

## ÍNDICE DE ILUSTRAÇÕES

Ilustração 1 – Rede de Média Tensão.....	7
Ilustração 2 – Cabo LXHIOV.....	9
Ilustração 3 – Características dos Cabos de Média Tensão Para a Tensão Estipulada .....	10
Ilustração 4 – Disposição dos Cabos de Média Tensão.....	11
Ilustração 5 – Característica da Protecção de Máximo de Intensidade entre Fases .....	13
Ilustração 6 - Característica de Protecção de Máximo de Intensidade Homopolar .....	14
Ilustração 7 – Equivalente da Rede .....	17
Ilustração 8 – Esquema Equivalente da Rede.....	18
Ilustração 9 – Esquema Directo e Inverso.....	21
Ilustração 10 – Esquema homopolar.....	22
Ilustração 11 – Topologia da Rede (Esquema PowerWorld).....	33
Ilustração 12 – Esquema equivalente para montante .....	38
Ilustração 13 – Esquema Unifilar Directo e Inverso .....	40
Ilustração 14 – Esquema Unifilar Homopolar .....	40
Ilustração 15 – Equivalente da Rede.....	42
Ilustração 16 – Esquema Equivalente da Rede .....	46
Ilustração 17 – Esquema Equivalente da Rede .....	48
Ilustração 18 – ESQUEMA equivalente de rede .....	51
Ilustração 19 – Esquema Equivalente da Rede .....	52
Ilustração 20 – Equivalente da Rede.....	54
Ilustração 22 – Esquema Equivalente da Rede .....	56

## ÍNDICE DE ANEXOS

**Não foi encontrada nenhuma entrada do índice de ilustrações.**



A rede que se pretende dimensionar deverá permitir a configuração em anel com o objectivo garantir maior flexibilidade de reconfiguração para fazer face a eventuais avarias ou trabalhos de manutenção. No entanto é previsível a sua exploração em anel aberto.

A escolha do local onde o anel vai ser aberto deverá ocorrer para a situação em que provoque menores perdas, para isso foi realizada uma simulação da rede no Software PowerWorld Simulator.

A rede de Média Tensão é subterrânea e entubada, dispõe de câmaras de visita para facilitar o enfiação e posteriores reparações dos cabos desta rede.

### 3. LEGISLAÇÃO

Este projecto foi realizado de acordo com:

■ Normativas:

- CEI 60298;
- IEC 259;
- DIN 43625;
- CEI 60076;
- DMA-C68-010/N;
- DIN 43671;
- CEI 183.

■ Portaria nº 454/2001;

- Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Eléctricas em Baixa Tensão (R.S.R.D.E.E.B.T.);
- Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T.);
- Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e de Seccionamento (R.S.S.P.T.S.);
- Decreto Regulamentar 56/85.

### 4. CLASSIFICAÇÃO DAS INSTALAÇÕES

As descrições e dimensionamentos presentes neste projecto são instalações de serviço público e referem-se a:

- Rede de distribuição de Média Tensão (15kV) de 2ª classe, conforme o artº 3 do R.S.L.E.A.T.

### 5. CANALIZAÇÕES DE MÉDIA TENSÃO

#### 5.1. Tipo de Cabo



Os cabos eléctricos utilizados para a urbanização serão entubados desde a subestação até aos Postos de Transformação, ou seja, esta rede será toda entubada. Os cabos são constituídos por uma alma condutora rígida de alumínio. Para determinar o cabo a utilizar foi necessário considerar a tensão nominal simples e composta da instalação e tensão máxima entre fases em condições normais de exploração. Estes cabos também deverão estar de acordo com o artº 75 do R.S.L.E.A.T., ou seja, deverão possuir isolamento adequado às características da rede, bainha metálica, blindagem ou armadura, ter resistência mecânica suficiente para suportar as acções a que possam estar submetidos e bainha exterior resistente à corrosão. As secções das almas condutoras deverão ser escolhidas tendo em conta as correntes em regime permanente e as correntes de defeito previsíveis, bem como os materiais usados no isolamento dos cabos e os tempos de actuação das protecções, conforme se apresenta na ilustração 2.

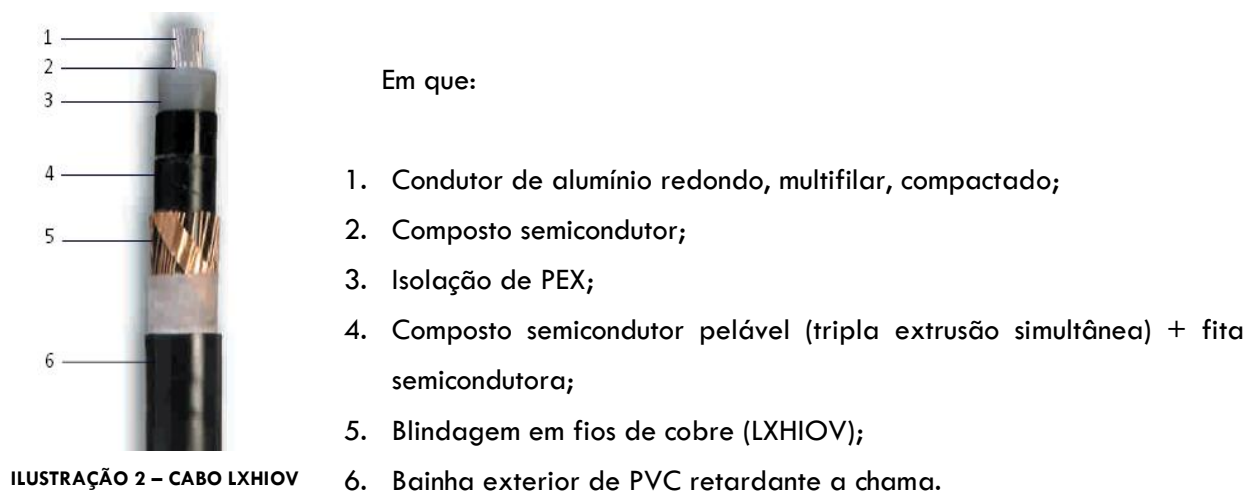


ILUSTRAÇÃO 2 – CABO LXHIOV

Uma vez que os defeitos à terra são eliminados de forma automática pelos detectores de corrente homopolar em menos de uma hora e o tempo total de funcionamento com uma fase à terra não excede 12 horas por ano, a tensão estipulada dos cabos é escolhida através de uma correspondência imediata a partir da tensão nominal da rede, de acordo com a publicação CEI-183.

A rede de Média Tensão é composta por cabos monopolares uma vez que estes permitem veicular uma corrente superior e permite uma maior facilidade de instalação face aos cabos tripolares.

No que concerne à protecção do cabo, utilizaram-se diversas protecções na saída da subestação. Para defeitos entre fases utilizou-se dois relés de máximo de intensidade com característica de tempo constante e para os defeitos fase-terra utilizou-se um relé de detecção de máximo de intensidade de homopolar com característica de tempo constante, *de acordo com o artº de R.S.S.P.T.S.. Não encontrei nada neste regulamento que justificasse isto, embora isto seja de facto verdade.. mas não encontro apoio em regulamentos que justifiquem isto...*

Pelos aspectos enunciados anteriormente, pode optar-se por um cabo eléctrico do tipo LXHIOV de 8,7/15 kV (17,5 kV), uma vez que a tensão nominal composta da rede é de 15 kV, a tensão nominal simples é de 8,7 kV e a máxima tensão em serviço normal de exploração é de 17,5 kV, conforme se apresenta as características na ilustração 3.

TENSÃO		Secção nominal (mm <sup>2</sup> )	LXHIV		LXHIOV <sup>(1)</sup>	
			Diâm. ext. aprox.	Peso aprox.	Diâm. ext. aprox.	Peso aprox.
Nominal	Máx. de Serviço		(mm)	(kg/km)	(mm)	(kg/km)
8,7 / 15 kV	17,5 kV	25	22	537	25	673
		35	24	599	26	746
		50	25	668	27	799
		70	27	779	29	935
		95	28	903	31	1.041
		120	30	1.026	33	1.179
		150	31	1.145	34	1.279
		185	33	1.314	36	1.446
		240	36	1.561	39	1.711
		300	38	1.792	42	1.935
		400	41	2.125	45	2.265
		500	44	2.505	48	2.667

TENSÃO		Secção nominal (mm <sup>2</sup> )	Diâm. sobre a Isolação (mm)	Intensidade máxima em regime permanente (A)				Intens. máx. admiss. reg. c.c. (kA)	Resist. máx. cond. a 20°C (Ω/km)	Indutância (mH/km)		Capacidade (μ F/km)
				enterrados		ao ar				esteira	triângulo	
				esteira	triângulo	esteira	triângulo					
Nominal	Máx. de Serviço									esteira	triângulo	
8,7 / 15 kV	17,5 kV	25	19	121	118	147	124	2,4	1,2000	0,60	0,45	0,18
		35	20	145	141	178	148	3,3	0,8680	0,56	0,40	0,20
		50	21	171	166	212	178	4,7	0,6410	0,56	0,40	0,22
		70	23	210	204	264	224	6,6	0,4430	0,53	0,38	0,25
		95	25	251	245	320	272	9,0	0,3200	0,52	0,36	0,27
		120	26	285	278	366	312	11,3	0,2530	0,50	0,34	0,30
		150	28	318	312	413	354	14,2	0,2060	0,49	0,33	0,32
		185	29	360	353	470	406	17,5	0,1640	0,48	0,33	0,35
		240	32	415	410	547	477	22,7	0,1250	0,46	0,30	0,39
		300	34	467	463	619	544	28,3	0,1000	0,45	0,29	0,43
		400	37	530	529	706	629	38,0	0,0778	0,44	0,28	0,47
		500	40	597	602	800	723	47,4	0,0605	0,43	0,27	0,52

ILUSTRAÇÃO 3 – CARACTERÍSTICAS DOS CABOS DE MÉDIA TENSÃO PARA A TENSÃO ESTIPULADA

Em conclusão, verifica-se a necessidade de colocação de três cabos monopolares cada um responsável pela condução de corrente em cada uma das fases (R, S e T).

## 5.2. Tipo de Montagem

Existem dois tipos de montagens de cabos de média tensão, em esteira ou em trevo, conforme se representa na ilustração 4.

Montagem em Trevo:

Montagem em Esteira:

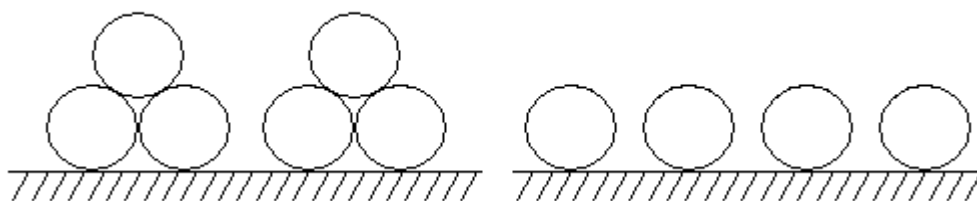


ILUSTRAÇÃO 4 – DISPOSIÇÃO DOS CABOS DE MÉDIA TENSÃO

Para proceder à determinação da melhor montagem para a rede de Média Tensão, é necessário ter em conta que a montagem em trevo permite diminuir a reactância e em consequência a queda de tensão, contudo, diminui a capacidade de transmissão uma vez que origina um maior aquecimento dos cabos. Por outro lado, a montagem em esteira permite correntes mais elevadas, uma vez que os cabos se encontram mais afastados reduzindo os problemas associados ao aquecimento dos mesmos, contudo, as quedas de tensão são superiores uma vez que a reactância é maior.

Optou-se por uma montagem esteira não juntiva porque se considerou que é mais importante aumentar a capacidade de transmissão uma vez que a tensão pode ser facilmente elevada através das tomadas dos transformadores da subestação permitindo um maior equilíbrio das tensões nos barramentos de Média Tensão no Posto de Transformação. Assim, a rede de Média Tensão é constituída por três cabos monopulares dispostos em esteira não juntiva.

### 5.3. Dimensionamento da Secção da Canalização Principal

Para que se realize um correcto dimensionamento da secção do cabo de Média Tensão e das protecções associadas a este é necessário verificar as condições regulamentares relativas às condições de aquecimento, quedas de tensão e protecção contra curto-circuitos.

#### 5.3.1.1. Condições de aquecimento

A determinação da secção dos cabos foi realizada através da consideração da corrente máxima admissível em regime permanente de modo a que não se verifique o sobreaquecimento deste devido à passagem de corrente, podendo esta danificar as características dos materiais constituintes do condutor.

Para a melhor verificação do critério de aquecimento é necessário considerar a situação mais desfavorável de exploração em anel aberto. Assim, verifica-se que corresponde à situação em que o anel se encontra aberto numa das saídas da subestação, ou seja, o anel encontra-se aberto entre a subestação e o Posto de Transformação 1 ou a subestação e o Posto de Transformação 15.

Considerou-se que nem todos os Postos de Transformação se encontra à plena carga ao mesmo tempo, por isso utilizou-se um factor de simultaneidade de 0,8.

A condição de aquecimento pode ser garantida por:

$$I'_S \leq I_Z$$

Sendo,

$$I_S = \frac{\sum_i S_i}{\sqrt{3} \times U_c}$$

Onde,

$$U_c = 15 \times 10^3 \text{ (V)}$$

Assim,

$$I_S = \frac{(630 + 500 + 800 + 400 + 630 + 630 + 630 + 400 + 630 + 630 + 400 + 630 + 800)}{\sqrt{3} \times 15}$$

$$I_S = \frac{7710}{\sqrt{3} \times 15} = 296,758 \text{ A}$$

Como o factor de simultaneidade considerado é de 0,8:

$$I'_S = 296,758 \times 0,8 = 237,406 \text{ A}$$

Após o cálculo da corrente de serviço procede-se à determinação da secção que poderá ser utilizada, através da consulta da ilustração 3. Assim, verifica-se que o cabo que respeita a condição

$I'_S \leq$  é do LXHIOV 1x95 mm<sup>2</sup>. Desta forma, a canalização a utilizar é do tipo LXHIOV 3x(1x95 mm<sup>2</sup>). Este cabo apresenta as seguintes características:

■  $R(20^\circ\text{C}) = 0,32\Omega/\text{Km}$

■ Em Esteira

□  $l = 0,52\text{mH}/\text{Km}$

□  $x = 2\pi fl = 2\pi \times 50 \times 0,52 \times 10^{-3} = 0,16\Omega/\text{Km}$

■  $C = 0,27\mu\text{F}/\text{Km}$

□  $\gamma_c = wc = 2\pi fC = 84,82\mu\text{S}/\text{Km}$

### 5.3.1.2. Critério de Quedas de Tensão

A condição de quedas de tensão permite garantir que todos os consumidores são alimentados à tensão nominal.

A localização da urbanização é num centro urbano, desta forma, o valor da tolerância aceite para quedas de tensão nas canalizações principais é de 5% da tensão nominal, contudo, este critério não deve ser muito rígido, uma vez que o transformador da subestação possui tomadas, garantindo assim uma tensão superior à nominal para fazer face às quedas de tensão e garantir qualidade de serviço.

Para verificar se o cabo escolhido respeita este critério, recorreu-se ao software PowerWorld Simulator e os resultados são apresentados no ponto 6.4.

### 5.3.1.3. Protecção Contra Curto-Circuitos

As instalações eléctricas devem apresentar na sua constituição dispositivos de protecção contra curto-circuitos de modo a proteger as canalizações e equipamentos a jusante dos aparelhos de protecção e a montante do local de ocorrência do defeito.

Os defeitos que poderão ocorrer nos cabos provocam o aquecimento destes devido ao aumento da corrente. Este efeito poderá levar a consequências drásticas para os isolantes dos cabos. Assim, é necessário instalar dispositivos de protecção contra curto-circuitos que provoquem a abertura automática da instalação afectada num tempo inferior ao tempo de fadiga térmica dos condutores.

As protecções instaladas na subestação a montante dos Postos de Transformação da rede apresentam as seguintes características:

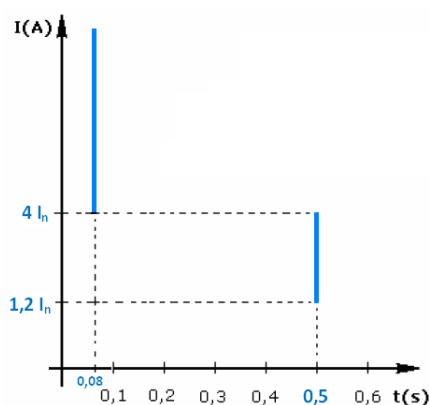


ILUSTRAÇÃO 5 – CARACTERÍSTICA DA PROTECÇÃO DE MÁXIMO DE INTENSIDADE ENTRE FASES

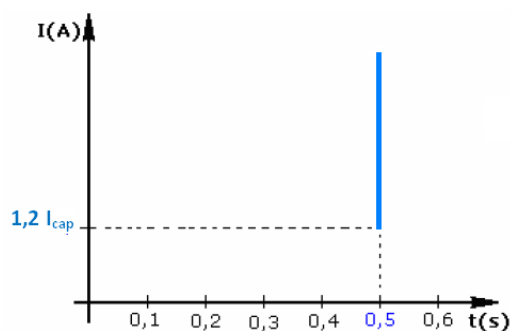


ILUSTRAÇÃO 6 - CARACTERÍSTICA DE PROTECÇÃO DE MÁXIMO DE INTENSIDADE HOMOPOLAR

Em que  $I_n$  corresponde à corrente nominal da saída da subestação, que é dada pela corrente máxima em regime permanente do cabo e  $I_{cap}$  é a corrente capacitiva que circula no cabo devido a defeitos noutras saídas.

Estas protecções deverão ser instaladas e reguladas de forma a garantir o critério de selectividade.

Assim, é necessário proceder à verificação do critério contra curto-circuitos de modo a verificar se o cabo com secção de 95 mm<sup>2</sup> possui um tempo de fadiga térmica superior ao tempo de actuação das protecções.

#### 5.3.1.3.1. CONDIÇÃO DE FADIGA TÉRMICA

A condição de fadiga térmica é dada pela seguinte equação:

$$S_{min} = \frac{I_{cc}^{MAX}}{k} \sqrt{\frac{t}{(\theta_f - \theta_i)}}$$

Onde:

- $S_{min}$  – secção mínima do cabo em mm<sup>2</sup>;
- $k$  - constante que depende da natureza do material condutor ( $k_{Al} = 7$ ;  $k_{Cu} = 11$ );
- $\theta_f$  - temperatura admissível na alma condutora no fim do curto-circuito (250°C);
- $\theta_i$  - temperatura da alma condutora antes do curto-circuito (90°C);
- $t$  – tempo de actuação da protecção em s;

O curto-circuito trifásico simétrico máximo no barramento de Média Tensão é mais exigente para o cabo que se pretende dimensionar, uma vez que o seu valor é:  $I_{c.c}^{Trif.m\acute{a}x} = 9591,81$ .

Obs: Os cálculos dos valores das correntes de curto-circuito encontram-se apresentados na secção 7.5.1.1.1.

Assim,

$$95 = \frac{9591,80}{7} \sqrt{\frac{t}{(250 - 90)}}$$

$$t = 0,769 \text{ s}$$

O tempo que o cabo demora a atingir a fadiga térmica é de **0,76**.

As protecções podem demorar a efectuar o corte da instalação até dois ciclos somados ao tempo real de actuação indicado na curva característica, assim:  $t_{actuação} = 2 \times \frac{1}{50} + 0,08 = 0,1$ . Verifica-se que este tempo é inferior ao de fadiga térmica e por isso está comprovado que respeita o critério de protecção contra curto-circuitos.

#### 5.4. Dimensionamento da Secção do Cabo de Derivação para o Posto de Transformação em Antena

Devido à existência de uma derivação do Posto de Transformação 9 para o Posto de Transformação 10, em que a corrente que irá circular nesse cabo será bastante inferior à corrente do anel, não é justificável a utilização de um cabo com uma secção igual ao utilizado na restante rede. Desta forma decidiu-se efectuar o dimensionamento da secção do cabo para as condições a que este será sujeito.

##### 5.4.1. Critério de Aquecimento

Na determinação da secção dos condutores deve atender-se às correntes máximas admissíveis em regime permanente, para que o aquecimento resultante da passagem da corrente eléctrica, não ponha em risco, nem danifique as características dos materiais que o constituem.

A determinação da condição de aquecimento é:

$$I'_S \leq I_Z$$

Sendo,

$$I_S = \frac{\sum_1 S_i}{\sqrt{3} \times U_c}$$

De onde resulta,

$$I_S = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 24,25 \text{ A}$$

Deste modo, analisando as tabelas dos cabos da ilustração 3 verifica-se que o primeiro cabo que satisfaz o critério de aquecimento é o cabo LXHIOV de secção **25 m**. No entanto, é aconselhável utilizar a secção imediatamente acima, ou seja **35 m**. Este cabo tal como o cabo utilizado na restante rede será montando em esteira.

O cabo escolhido apresenta as seguintes características:

$$\blacksquare R(20^{\circ}C) = 0,3868\Omega/Km;$$

$$\blacksquare l = 0,56mH/Km;$$

$$\blacksquare x = 2\pi fl = 2\pi \times 50 \times 0,56 \times 10^{-3} = 0,176\Omega/Km;$$

$$\blacksquare \gamma c = wc = 2\pi fC = 62,83\mu S/Km.$$

#### 5.4.2. Critério de Quedas de Tensão

Quanto ao critério de quedas de tensão este será analisado no ponto 6, utilizando-se o software PowerWorld. Neste ponto serão analisadas as situações que levam a maiores quedas de tensão. Será simulada a rede, onde serão incluídas as características do cabo LXHIOV **35 m**.

#### 5.4.3. Protecção Contra Curto-Circuitos

Uma das análises necessárias consiste em efectuar estudos que permitam verificar se as protecções que estão instaladas na subestação conseguem proteger este cabo. Desta forma, vai ser necessário efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito máxima logo após o barramento 11 da ilustração **XX**. Assim irá efectuar-se o cálculo das correntes de curto-circuito máximas para cada tipo de defeito que possa ocorrer.

A corrente de curto-circuito máxima ocorre quando a rede se encontra a funcionar em anel, com um factor c igual a 1.1 e com a resistência do cabo a 20°.

##### 5.4.3.1. CONDIÇÃO DE FADIGA TÉRMICA



A corrente de curto-circuito máxima para um defeito trifásico simétrico é dada pela seguinte expressão:

$$I_k'' = \frac{c \times U}{Z_k''}$$

Para realizar o cálculo da corrente máxima de curto-circuito trifásico simétrico, é necessário ter conhecimento do equivalente da rede, com vista a determinar a impedância directa vista para montante.

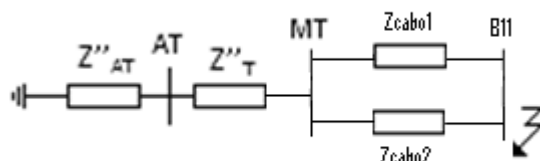


ILUSTRAÇÃO 7 – EQUIVALENTE DA REDE

Analisando o esquema unifilar da rede é possível determinar

$$Z_D = Z_I = Z_{cabo MT} + Z_{MT}''^{máx} = Z_{cabo1} // Z_{cabo2} + Z_{AT}'' + Z_T''$$

Onde

$$Z_{cabo1} = R^{20^\circ C} + jX = \frac{0,32 \times 2,24}{7,14} + j \frac{2 \times \pi \times 50 \times 0,52 \times 10^{-3} \times 2,24}{7,14} = 0,1 + j0,051 \text{ p.u.}$$

$$Z_{cabo2} = R^{20^\circ C} + jX = \frac{0,32 \times 1,26}{7,14} + j \frac{2 \times \pi \times 50 \times 0,52 \times 10^{-3} \times 1,26}{7,14} = 0,056 + j0,028 \text{ p.u.}$$

Assim:

$$Z_{cabo1} // Z_{cabo2} = 0,036 + j 0,018 \text{ p.u.}$$

Após o cálculo da impedância do cabo é possível efectuar o cálculo da impedância directa que é igual à inversa:

$$Z_D = Z_I = 0,036 + j 0,018 + 0,0035 + j0,139 = 0,039 + j0,157 \text{ p.u.}$$

Após cálculo da impedância directa resulta:

$$I_{c.c}^{Trif,máx} = \frac{c \times U}{Z_D} = \frac{1,1 \times 1}{|0,039 + j0,157|} = 6,79 \text{ p.u.}$$

No Sistema Internacional (S.I),

$$I_{c.c}^{Trif,máx} = 6,79 \times I_b = 6,79 \times 1212,44 = 8232,47 \text{ A}$$

$$t_{FT} = \left(7 \times \frac{35}{8232,47}\right)^2 \times (250 - 90) = 0,14s$$

#### 5.4.3.1.1. Defeito Fase-Fase

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito máxima fase-fase é dada por:

$$I_{FF} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{c.c}^{Trif} = 5,88 \text{ p.u.}$$

No Sistema Internacional (S.I),

$$I_{FF} = 5,88 \times I_b = 5,88 \times 1212,44 = 7129,15 \text{ A}$$

$$t_{FT} = \left(7 \times \frac{35}{7129,15}\right)^2 \times (250 - 90) = 0,18s$$

#### 5.4.3.1.2. Defeito Fase-Terra

Para se proceder ao cálculo da corrente de curto-circuito máxima fase-terra, é necessário ter conhecimento da impedância homopolar vista para montante do defeito. Deste modo, recorre-se ao esquema homopolar da rede.

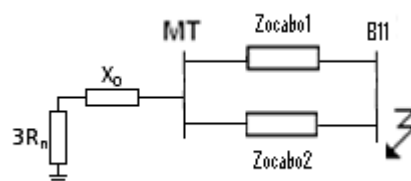


ILUSTRAÇÃO 8 – ESQUEMA EQUIVALENTE DA REDE

Analisando o esquema anterior, conclui-se que a impedância homopolar é dada por:

$$Z_0 = Z_{0cabo1} // Z_{0cabo2} + jX_0 + 3R_N$$

Como,

$$R_{01} = 3R_1 = 3 \times 0,1 = 0,3 \text{ p.u.}$$

$$X_{01} = 2,5X_1 = 2,5 \times j0,051 = j0,127 \text{ p.u.}$$

$$R_{02} = 3R_2 = 3 \times 0,056 = 0,168 \text{ p.u.}$$

$$X_{02} = 2,5X_2 = 2,5 \times j0,028 = j0,07 \text{ p.u.}$$

Resulta que

$$Z_{0cabo1} = 0,3 + j0,127 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0cabo2} = 0,168 + j0,07 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0cabo1} // Z_{0cabo2} = 0,108 + j0,0451 \text{ p.u.}$$

Então,

$$Z_0 = 0,108 + j0,0451 + j0,625 + 3 \times 1,32 = 4,087 + j0,67 \text{ p.u.}$$

$$|Z_0| = 4,12 \text{ p.u.}$$

Assim a corrente fase-terra de curto-circuito máxima é dada por:

$$I_{FT} = \frac{3 \times 1,1 \times 1}{|2 \times (0,039 + j0,157) + 4,087 + j0,67|} = 0,77 \text{ p.u.}$$

No Sistema Internacional (S.I),

$$I_{FT} = 0,77 \times I_b = 0,77 \times 1212,44 = 933,57 \text{ A}$$

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{35}{933,57} \right)^2 \times (250 - 90) = 11 \text{ s}$$

#### 5.4.3.2. QUADRO RESUMO

Após o cálculo das correntes de curto-circuito máximas logo após o barramento 11, decidiu-se efectuar um quadro resumo de forma a verificar se as protecções instaladas na subestação protegem ou não o cabo LXHIOV 35 m

	Tipo de defeito	Corrente de Curto-circuito (A)	Tempo de fadiga térmica (s)	Dispositivo que actua	Tempo de actuação (s)
$I_{cc}^{min}$	Trifásico	8232,47	0,14	Relé Max. Intensidade	0,12
	Fase-Fase	7129,15	0,18	Relé Max. Intensidade	0,12
	Fase-Terra	933,57	11	Relé Max. Homopolar	0,54

TABELA 1 – QUADRO RESUMO OS CURTO-CIRCUITOS MÁXIMOS NO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO EM ANTENA

#### 5.4.3.3. CONCLUSÕES

Analisando os valores obtidos, verifica-se que o tempo de fadiga térmica do cabo é superior, ao tempo de actuação (  $0,14 > 0$  ), assim conclui-se que o relé de máximo de intensidade instalado na sub estação actua antes de o cabo atingir a fadiga térmica.

No entanto verifica-se que o tempo de actuação da protecção e o tempo de fadiga térmica são bastantes próximos. Devido a tal facto, é aconselhável a utilização de um fusível para proteger este cabo. Assim sendo surge a necessidade de dimensionar o calibre do fusível. Para dimensionar o calibre deste é necessário efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito mínima fase-terra no barramento 12 da ilustração 11, uma vez que interessa encontrar a menor corrente que poderá aparece para o fusível cortar.

##### 5.4.3.3.1. Corrente de Curto-circuito Mínima Fase-Terra no Posto de Transformação 10

Para o cálculo, da corrente de curto-circuito mínima fase-terra deve-se considerar o maior comprimento até ao local do defeito, o factor c igual a 1, e com a correcção da resistência do cabo para a temperatura final.

Deste modo existe a necessidade de efectuar a correcção da temperatura dos dois cabos para a temperatura final.

Para o cabo LXHIOV 95 m a temperatura final e de 115°. Quanto ao cabo LXHIOV 35 m a temperatura final é dada pela seguinte expressão.

$$S = \frac{I_{CC}}{k} \sqrt{\frac{t}{\theta_f - \theta_i}}$$

$$35 = \frac{8232,47}{7} \sqrt{\frac{0,12}{\theta_f - 90}} = 225^\circ$$

Assim resultam as seguintes resistências:

$$R_{95}^{115^\circ C} = \frac{2,24 \times [0,32 \times (1 + 4,03 \times 10^{-3} \times 90)]}{7,14} = 0,136 \text{ p.u.}$$

$$R_{35}^{225^\circ C} = \frac{0,15 \times [0,3868 \times (1 + 4,03 \times 10^{-3} \times 205)]}{7,14} = 0,015 \text{ p.u.}$$

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito mínima trifásica é a seguinte:

$$I_{FT} = \frac{3 \times c \times U_n}{|Z''_{k+} + Z''_{k-} + Z_{k0}|}$$

Para se proceder ao cálculo da corrente de curto-circuito mínima fase-terra, é necessário ter conhecimento da impedância homopolar do cabo, bem como da impedância directa e inversa. Assim é necessário recorrer ao esquema unifilar homopolar, directo e inverso de forma a ser possível efectuar o cálculo da impedância homopolar, directa e inversa vista para montante do defeito.

O esquema homopolar, directo e inverso é apresentado de seguida.

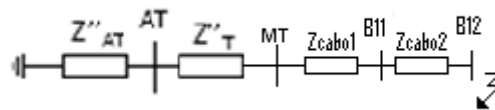


ILUSTRAÇÃO 9 – ESQUEMA DIRECTO E INVERSO

Analisando o esquema anterior surge

$$Z_D = Z_I = Z_{cabo1} + Z_{cabo2} + Z_{MT}^{''min}$$

Como,

$$Z_{cabo1} = R^{115^\circ C} + jX = 0,136 + j \left( \frac{2 \times \pi \times 50 \times 0,52^{-3} \times 2,24}{7,14} \right) = 0,136 + j0,051 \text{ p.u.}$$

$$Z_{cabo2} = R^{225^{\circ}C} + jX = 0,015 + j\left(\frac{0,176 \times 0,15}{7,14}\right) = 0,015 + j0,004 \text{ p.u}$$

Então,

$$Z_D = Z_I = 0,0044 + j0,143 + 0,136 + j0,051 + 0,015 + j0,004 = 0,155 + j0,198 \text{ p.u.}$$

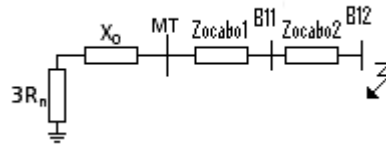


ILUSTRAÇÃO 10 – ESQUEMA HOMOPOLAR

Analisando o esquema anterior, conclui-se que a impedância homopolar é dada por:

$$Z_0 = (R_0 + jX_0) + jX_0 + 3R_N$$

Como,

$$R_{01} = 3R_1 = 3 \times 0,136 = 0,408 \text{ p.u.}$$

$$X_{01} = 2,5X_1 = 2,5 \times j0,051 = j0,127 \text{ p.u.}$$

$$R_{02} = 3R_2 = 3 \times 0,015 = 0,045 \text{ p.u.}$$

$$X_{02} = 2,5X_2 = 2,5 \times j0,004 = j0,01 \text{ p.u.}$$

$$Z_{0cabo1} = 0,408 + j0,127 \text{ p.u.}$$

$$Z_{cabo2} = 0,045 + j0,01 \text{ p.u.}$$

Então,

$$Z_0 = 0,408 + j0,127 + 0,045 + j0,01 + j0,625 + 3 \times 1,32 = 4,413 + j0,762 \text{ p.u.}$$

Após o cálculo dos parâmetros necessários, é possível efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito mínima fase-terra

$$I_{FT} = \frac{3 \times 1 \times 1}{|2 \times (0,155 + j0,198) + 4,413 + j0,762|} = 0,617 \text{ p.u.}$$

No Sistema Internacional (S.I),

$$I_{FT} = 0,617 \times I_b = 0,617 \times 1212,44 = 748 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{35}{748} \right)^2 \times (250 - 90) = 17,16 \text{ s}$$

Assim analisando a curva dos fusíveis de média tensão (**ANEXO XXXX**), verifica-se que o calibre do fusível deverá ser de 40 A, em que o tempo de actuação para a corrente mínima de curto-circuito de 0,008s. Assim, verifica-se que o tempo de actuação do fusível é bastante inferior ao da protecção da subestação o que lhe confere selectividade. Com a utilização do fusível, o cabo fica com uma melhor protecção, uma vez que em caso de defeito o cabo não será sujeito a tantos esforços como no caso em que apenas teria a protecção da subestação.

## 5.5. Dimensionamento do Diâmetro dos Tubos

Uma vez que o cabo LXHIOV não apresenta um índice de protecção mecânica superior ao da classe M7 porque não possui nenhuma armadura que lhe garanta tal protecção é necessário recorrer ao enfiamento do cabo em tubos para permitir o nível de protecção exigido regulamentarmente, de acordo com o artº 9 do R.S.L.E.A.T..

O tubo é de PVC e tem que possuir uma secção recta três vezes superior a secção recta do cabo a ser enfiado neste.

Desta forma:

$$\text{Secção Recta do Tubo} \geq 3 \times \sum \text{Secção recta do cabo}$$

$$\frac{\pi \times d_{tubo}^2}{4} \geq 3 \times \frac{\pi \times d_{cabo}^2}{4}$$

Simplificando,

$$d_{tubo}^2 \geq 3 \times d_{cabo}^2$$

Como o cabo LXHIOV 95 mm<sup>2</sup> possui um diâmetro exterior de 31 mm:

$$d_{tubo}^2 \geq 3 \times 31^2 \Leftrightarrow d_{tubo} \geq \sqrt{3 \times 31^2}$$

$$d_{tubo} \geq 53,69 \text{ mm}$$

Através da normativa DMA-C68-010/N da EDP, verifica-se que o tubo normalizado que satisfaz a condição anterior é o tubo de diâmetro 110 mm.

## 5.6. Dimensionamento dos Ecrãs Metálicos

O ecrã metálico é um dos constituintes dos cabos eléctricos, sendo estes colocados sobre a camada semicondutora externa à isolamento, com vista a proporcionar a protecção eléctrica (escoamento de correntes de defeito) e a protecção mecânica.

Para fazer estes ecrãs geralmente são utilizados materiais condutores. Estes materiais são: cobre nu ou revestido por uma camada metálica, habitualmente em estanho, ou alumínio e suas ligas.

É notório referir que, o modo de aplicação do ecrã metálico leva a que existem 2 níveis de cabos, sendo eles respectivamente:

- **Cabos de campo radial:** o ecrã metálico é aplicado sobre cada um dos condutores isolados. No interior do isolante as linhas de força do campo eléctrico apresentam sempre uma direcção radial.
- **Cabos de campo não radial:** o ecrã metálico é aplicado sobre o conjunto dos condutores isolados e cableados.

Em sistemas trifásicos, a utilização de uma protecção colectiva, em vez de individual por condutor, tem como principal consequência do ponto de vista eléctrico, o aparecimento de um campo eléctrico na isolamento variável em amplitude e direcção.

Neste caso, a componente tangencial do campo eléctrico não pode ser desprezável, o que provoca uma limitação na tensão de utilização devido à menor rigidez dieléctrica do material isolante segundo aquela direcção.

Assim, em tensões elevadas é aconselhável a utilização de cabos de campo radial.

Em conclusão, os ecrãs metálicos devem assegurar o escoamento das correntes de defeito fase-terra (monofásicos), como tal devem suportar estas correntes durante o tempo de actuação das protecções. A corrente máxima de curto-circuito fase-terra é limitada a 1 kA pela impedância de ligação do neutro na subestação à terra, que se encontra dimensionado no ponto 7.4.5. Por outro lado, a protecção de máximo homopolar encontra-se dimensionada para actuar em 0.5 s, que deve ser somado ao tempo de abertura do disjuntor (dois ciclos), desta forma o tempo real de actuação é 0.54 s. É importante considerar a possibilidade de falha desta protecção, sucedendo-se a actuação da protecção de backup, que se encontra regulada para actuar em 1 s. Estas condicionantes permitem a escolha de um ecrã metálico do tipo 2, que suporta 1.5 kA em 1 s e 1 kA em 2 s. Este tem uma secção de 16 mm<sup>2</sup>.



Assim, atendendo às características apresentadas anteriormente, verifica-se que o ecrã escolhido, garante todas as condições necessárias.

## 5.7. Ligações à Terra

No que diz respeito às ligações à terra, na rede eléctrica de média tensão (MT) utiliza-se o sistema de neutro impedante. Assim, o neutro do transformador instalado na subestação encontra-se ligado à terra através de uma resistência  $R_N$ , com o objectivo de limitar a corrente de curto-circuito fase-terra a um determinado valor. Esta resistência foi dimensionada no ponto 7.4, com o objectivo de limitar a corrente de curto-circuito fase-terra a 1000 A.

No caso de o transformador instalado na subestação não possuir neutro acessível, é necessário proceder à colocação de um banco de reactâncias, de forma a criar um neutro fictício.

Por outro lado, as blindagens equipotenciais e as bainhas metálicas de cada cabo são ligadas à terra de protecção em ambas as extremidades.

## 5.8. Condições de Estabelecimento

Uma vez que a rede de Média Tensão é do tipo subterrânea e entubada, os tubos estarão colocados em valas ao longo das vias públicas, preferencialmente em jardins públicos ou passeios, devidamente sinalizadas, ainda que de acordo com os números dois e três do artº 81 do R.S.L.E.A.T. esta sinalização não seja necessária. Esta sinalização deverá ser uma fita vermelha, a pelo menos 0.2 m e deverá identificar inequivocamente os cabos que se encontram na mesma vala individualmente de acordo com os números um e quatro do artº 81 do R.S.L.E.A.T.

Os cabos, como referido anteriormente, deverão estar colocados em esteira não juntiva e entubados.

Deverão ser colocadas câmaras de visita sempre que se verifiquem mudanças de direcção e estas deverão permitir um raio de curvatura superior a 10 vezes o seu diâmetro exterior, de acordo com o artº 76 do R.S.L.E.A.T.

As valas necessárias para a colocação das canalizações devem ser abertas ao longo das vias públicas, nos passeios ou jardins sempre que possível, ficando estas envolvidas em areia adequada ou em terra fina ou cirandada de acordo com o número um do artº 79 do R.S.L.E.A.T.

Todas as canalizações eléctricas deverão ser estabelecidas de modo a eliminar todo o perigo previsível para pessoas e bens e acautelar a integridade e o funcionamento das restantes instalações de outras entidades existentes na via pública. De acordo com os artº 131 e 132 do R.S.L.E.A.T. é necessário ter em atenção os cruzamentos e vizinhanças com linhas de energia eléctrica, telecomunicações e ainda com canalizações de água, gás e esgotos.

Relativamente aos ecrãs metálicos, estes deverão encontrar-se ligados à terra em cada uma das suas extremidades de acordo com o artº 149 do R.S.L.E.A.T.

Seguidamente apresentam-se as diversas condicionantes para as condições técnicas de estabelecimento de cabos em passeios, jardins, travessias, ruas e outras canalizações.

#### **5.8.1. Passeios ou Jardins**

De acordo com o número um do artº 80 do R.S.L.E.A.T. a profundidade de instalação das canalizações em valas não deverá ser inferior a 0.7 m.

Relativamente às valas, estas deverão respeitar as condições indicadas anteriormente, conforme a peça desenhada nr. **XX**.

#### **5.8.2. Travessias de Estradas, Caminhos ou Ruas**

Nas travessias de arruamentos e em frente a rampas de garagem, os cabos deverão estar protegidos contra acções mecânicas superiores ao que é considerado normal. Nestes casos os cabos deverão encontrar-se enterrados a uma profundidade mínima de 1 m, de acordo com artº 80 do R.S.L.E.A.T.

A colocação das canalizações deverá ser realizada perpendicularmente ao eixo da via, conforme se representa na peça desenhada nr. **XX**, com o objectivo de ocupar a menor distância possível.

#### **5.8.3. Cruzamento e Vizinhanças com Outro Tipo de Canalizações**

##### **5.8.3.1. CANALIZAÇÕES DE TELECOMUNICAÇÕES**

De acordo com o artº 131 do R.S.L.E.A.T. a distância entre os cabos de Média Tensão e os cabos de telecomunicações não deverá ser inferior a 0.25 m.

##### **5.8.3.2. CANALIZAÇÕES DE GÁS, ÁGUA E ESGOTOS**

Nas vizinhanças com canalizações de gás, água e esgotos deve-se verificar uma distância mínima dos cabos àquelas canalizações de 0,25 m.

#### 5.8.4. Valas Comuns de Baixa Tensão e Média Tensão

Quando a instalação destes é realizada na mesma vala que os cabos de baixa tensão, estes deverão ser colados a uma profundidade mínima de 1 m, de acordo com o artº 80 do R.S.L.E.A.T.. Assim os cabos de Média Tensão deverão ser colocados a uma cota inferior, conforme peça desenhada nr. XX.

Nos cruzamentos e nas vizinhanças com linhas subterrâneas de energia, a distância entre estas não deverá ser inferior a 0.25 m, caso não seja possível, estas deverão ficar separadas por tubos, condutas ou divisórias robustas constituídas por materiais incombustíveis e de fusão difícil, de acordo com o artº 130 do R.S.L.E.A.T..

#### 5.8.5. Câmaras de Visita

De acordo com o artº 60 do R.S.R.D.E.E.B.T. nas canalizações não directamente enterradas no solo deverão ser previstas câmaras de visita convenientemente instaladas e distanciadas para garantir o fácil enfiamento e desenfiamento dos cabos. Este apenas deverá ser realizado depois de concluídos os trabalhos de construção civil relativos ao estabelecimento das câmaras de visita. Assim, localizam-se na extremidade do passeio mais próxima da estrada, antes e depois das travessias, nas mudanças de direcção e em linha recta quando as distâncias forem muito elevadas, conforme peça desenhada nr. XX.

As câmaras de visita são estruturas em alvenaria com dimensões reduzidas, constituídas por paredes subterrâneas em tijolo vazado, com profundidade de cerca de 1,2 m e possuem uma tampa quadrada em ferro fundido com 1 m de lado, conforme peça desenhada nr. XX.

De forma a permitir e facilitar a drenagem o seu fundo é assente sobre cascalho, levando por cima uma pequena camada de areia fina. Os tubos que convergem para as câmaras devem ter uma inclinação, para evitar infiltrações de água para o interior das canalizações.

Nestes elementos da rede apenas poderão passar canalizações eléctricas.

## 6. ESTUDO DE TRÂNSITO DE POTÊNCIAS

Sendo um dos objectivos realizar um estudo de quedas de tensão, bem como determinar o ponto de abertura do anel utilizou-se o software *PowerWorld Simulator*. É importante verificar as quedas de tensão, uma vez que é um parâmetro necessário para o dimensionamento do cabo de Média Tensão. Quanto à abertura do anel esta corresponde ao local onde se verificam menores perdas de energia.

A utilização deste programa exige um conjunto de parâmetros para que seja possível efectuar a simulação. Assim, torna-se necessário realizar um conjunto de etapas.

### 6.1. Conversão para o modelo em $\pi$

Uma das condições impostas pelo software *PowerWorld* é a utilização do modelo em  $\pi$  das linhas, deste modo torna-se necessário efectuar a conversão dos dados.

Os cabos eléctricos utilizados na rede de Média Tensão possuem as seguintes características:

#### 6.1.1. Canalização Principal

Cabo LXHIOV 8,7/15 (17,5) kV de secção  $3 \times (1 \times 95mm)$

■  $R = 0,32 \Omega/km;$

■  $L = 0,52 mH/Km;$

■  $C = 0,27 \mu F/Km.$

#### 6.1.2. Canalização de Derivação Para o Posto de Transformação em Antena

Cabo LXHIOV 8,7/15 (17,5) kV de secção  $3 \times (1 \times 35mm)$

■  $R = 0,868 \Omega/Km;$

■  $L = 0,56 mH/Km;$

■  $C = 0,20 \mu F/Km.$

Tendo em consideração as características da canalização, a conversão dos dados para o modelo em é:

$$\begin{aligned}
 &= 0,32 \Omega / Km & R &= 0,868 \Omega / Km \\
 &= 2\pi fL = 0,1633 \Omega / Km & X &= 2\pi fL = 0,1759 \Omega / Km \\
 &= 2\pi fC = 8,48 \times 10^{-5} \Omega / Km & Y &= 2\pi fC = 6,28 \times 10^{-5} \Omega / Km
 \end{aligned}$$

TABELA 2 – CARACTERÍSTICAS DAS CANALIZAÇÕES NO MODELO EM  $\pi$

Os valores de base utilizados para efectuar a conversão são apresentados de seguida.

31,5 MVA

7,14  $\Omega$

TABELA 3 – VALORES DE BASE

## 6.2. Determinação dos Parâmetros das Linhas

Em seguida apresenta-se uma tabela com as características dos cabos que foram introduzidas no PowerWorld.

			$R \text{ (p.u)}$	$X \text{ (p.u)}$	$Y_{sh} \text{ (p.u)}$
	B3	0,3	1,34E-02	6,86E-03	1,82E-04
	B4	0,25	1,12E-02	5,72E-03	1,51E-04
	B5	0,1	4,48E-03	2,29E-03	6,06E-05
	B6	0,2	8,96E-03	4,57E-03	1,21E-04
	B7	0,6	2,69E-02	1,37E-02	3,64E-04
	B8	0,23	1,03E-02	5,26E-03	1,39E-04
	B9	0,15	6,72E-03	3,43E-03	9,09E-05
	B10	0,2	8,96E-03	4,57E-03	1,21E-04

B11	0,21	9,41E-03	4,80E-03	1,27E-04
B13	0,4	1,79E-02	9,14E-03	2,42E-04
B14	0,34	1,52E-02	7,77E-03	2,06E-04
B15	0,3	1,34E-02	6,86E-03	1,82E-04
B2	0,22	9,86E-03	5,03E-03	2,78E-04
B12	0,15	1,82E-02	3,69E-03	6,73E-05

TABELA 4 – CARACTERÍSTICAS DOS CABOS

### 6.3. Determinação das Cargas Associadas a cada Barramento

Em cada barramento existem cargas que são alimentadas por postos de transformação. Desta forma existe a necessidade de definir o valor dessas. No seu cálculo foi necessário ter em atenção as seguintes considerações:

- Factor de utilização para os PT's de 0,80
- Considera-se uma relação  $\cos\varphi=0,98$  para áreas residenciais e  $\cos\varphi=0,94$  para áreas industriais (é importante referir, os valores adoptados foram definidos de forma aleatória).

Deste modo, as cargas associadas a cada barramento são:

0,63	0,8	0,94	0,47376	0,171952
0,5	0,8	0,94	0,376	0,13647
0,8	0,8	0,98	0,6272	0,127358
0,4	0,8	0,98	0,3136	0,063679
0,63	0,8	0,98	0,49392	0,100295
0,63	0,8	0,98	0,49392	0,100295
0,63	0,8	0,98	0,49392	0,100295
0,4	0,8	0,94	0,3008	0,109176
0,63	0,8	0,98	0,49392	0,100295
0,63	0,8	0,98	0,49392	0,100295
0,4	0,8	0,94	0,3008	0,109176
0,63	0,8	0,94	0,47376	0,171952
0,8	0,8	0,98	0,6272	0,127358

TABELA 5 – CARGAS DOS POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Após determinadas todas as condições necessárias à simulação, é possível proceder-se ao estudo de quedas de tensão bem como ao estudo do local de abertura do anel.

## 6.4. Estudo das Quedas de Tensão

De forma a verificar se o critério de quedas de tensão é respeitado para o cabo de 95mm<sup>2</sup>, (cabo escolhido anteriormente) considerou-se a situação mais desfavorável, ou seja, a rede alimentada por um só lado e avaliada no local mais longínquo da rede.

Deste modo analisando esta situação, que é a mais desfavorável, se as quedas de tensão forem inferiores a 5%, fica provado que o cabo está bem dimensionado no que diz respeito ao critério de quedas de tensão.

Na tabela seguinte apresentam-se os valores das quedas de tensão em cada barramento.

---

1	60
0,99403	14,91
0,97688	14,653
0,99112	14,867
0,9889	14,834
0,98808	14,821
0,98663	14,799
0,98257	14,739
0,9812	14,718
0,98042	14,706
0,97954	14,693
0,97873	14,681
0,97861	14,679
0,9778	14,667
0,97718	14,658

---

TABELA 6 - QUEDAS DE TENSÃO EM CADA BARRAMENTO

Analisando a tabela anterior verifica-se que existem perdas junto do transformador da subestação, uma vez que o barramento de média tensão não apresenta um tensão de 15 kV. No entanto, para determinar as quedas de tensão considerar que no barramento de Média Tensão a tensão é de 15 kV. Deste modo, e sabendo que a que a menor tensão se verifica no barramento 15, uma vez que é neste barramento que se encontra a última carga a ser alimentada verifica-se se o critério de quedas de tensão que é dado pela seguinte expressão:

$$\Delta U = \frac{(15000 - 14653)}{15000} \times 100 = 2,313\%$$

Assim, analisando o valor das quedas de tensão, é possível constatar que são inferiores a 5% (valor máximo admissível). Tal facto, significa que o cabo verifica perfeitamente as condições de quedas de tensão e, desta forma, está bem dimensionado para o caso em estudo.

É notório referir que o caso de quedas de tensão mais desfavorável não é no PT em antena, logo o cabo que foi dimensionado anteriormente, verifica o critério de quedas de tensão.

## 6.5. Estudo do Local de Abertura do Anel

A rede de média tensão apesar de ser uma rede em anel, de forma a aumentar as condições de fiabilidade e continuidade de serviço, em funcionamento normal, irá ser explorada em anel aberto. Deste modo, torna-se necessário efectuar um estudo de forma a verificar qual o melhor ponto para a abertura do anel, ou seja, qual o local que conduz a menores perdas.

Para tal e com o objectivo de minimizar as perdas, foram testados vários pontos de abertura do anel. Efectuou-se diversas aberturas até se encontrar o ponto que se verifica menores perdas.

No anexo **XXXXXXX**, é possível verificar os valores para cada abertura. Assim, analisando vários casos verificou-se que o melhor local para a abertura seria a linha que une o barramento B8 ao barramento B9. Esta abertura pode ser justificada através da tabela seguinte.

Linha aberta		Perdas		Quedas de tensão
B7	B8	0,020802	0,099827625	0,01265
B9	B8	0,01861	0,09723864	0,01122
B10	B9	0,018945	0,097938407	0,01164

TABELA 7 – QUEDAS DE TENSÃO NOS BARRAMENTOS 7, 9 E 10

Analisando a tabela anterior é possível verificar que a linha escolhida para ficar em aberto é o melhor local, uma vez que, a linha imediatamente antes e imediatamente depois conduzem a perdas mais elevadas.



A topologia da rede após a abertura do anel é a apresentada seguida.

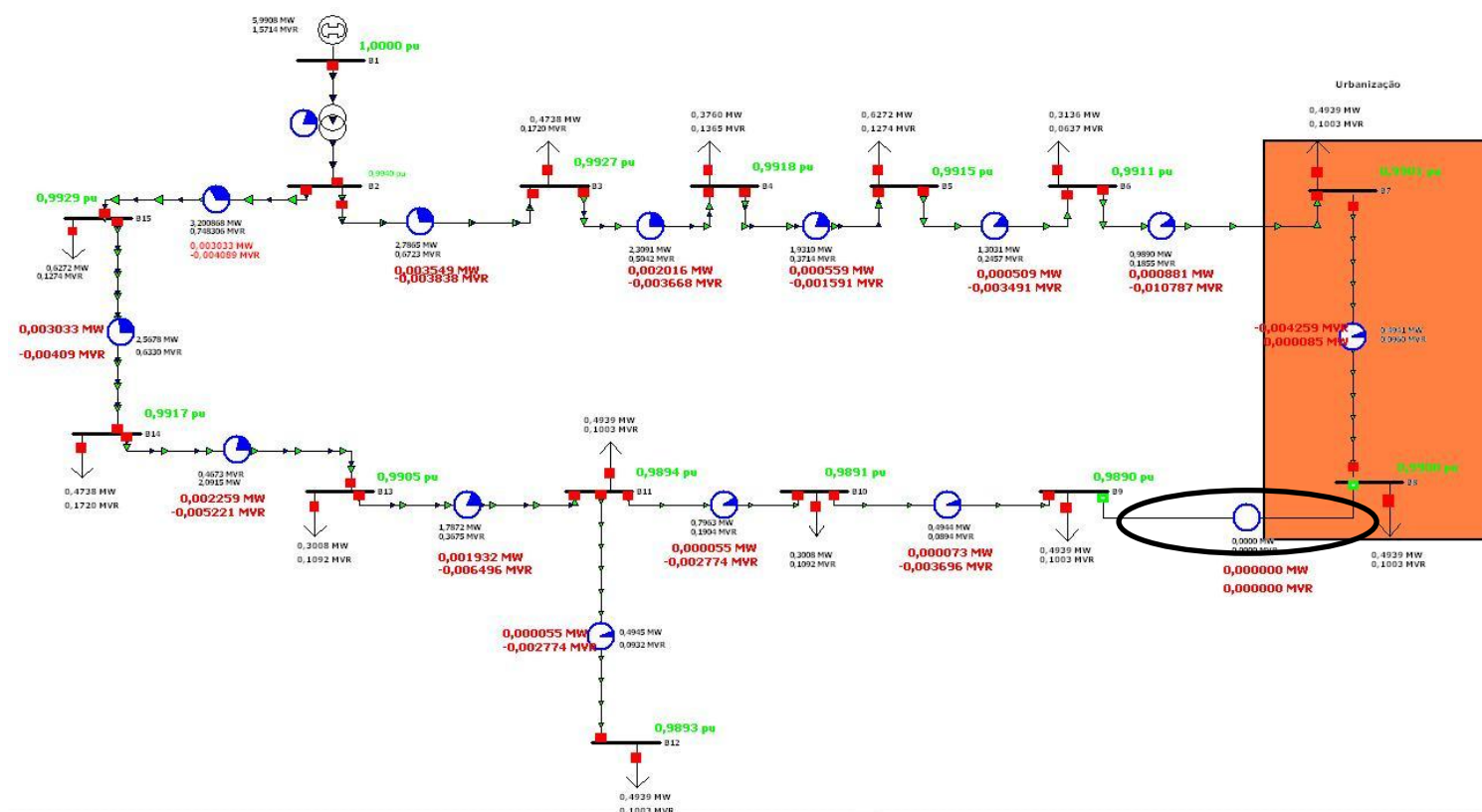


ILUSTRAÇÃO 11 – TOPOLOGIA DA REDE (ESQUEMA POWERWORLD)

Os valores para o trânsito de potências e perdas para esta configuração são apresentados na tabela seguinte.

B1	B2	5,9908	1,57145	1,2177E-07	0,15221698
B2	B3	2,7865	0,67229	0,003549447	-0,0038381
B2	B15	3,2043	0,74695	0,003429973	-0,0013593
B15	B14	2,5708	0,62895	0,003033	-0,0040894
B3	B4	2,3091	0,50419	0,002016328	-0,0036676
B4	B5	1,931	0,3714	0,000559179	-0,0015908
B5	B6	1,3031	0,24566	0,0005091	-0,0034909
B6	B7	0,989	0,18549	0,00088146	-0,0107866
B7	B8	0,4941	0,09601	8,46368E-05	-0,0042593
B9	B8	0	0	0	0
B10	B9	0,4944	0,08943	7,34786E-05	-0,0036963
B11	B12	0,4945	0,09042	5,51297E-05	-0,0027739
B11	B10	0,7963	0,19037	0,000204785	-0,0038177
B13	B11	1,7872	0,36754	0,001931789	-0,0064962

<b>B14</b>	<b>B13</b>	2,0915	0,46733	0,002259427	-0,0052211
------------	------------	--------	---------	-------------	------------

**TABELA 8 – TRÂNSITO DE POTÊNCIAS E PERDAS EM TODOS OS BARRAMENTOS**

Analisando a tabela anterior é possível verificar que o trânsito de potência activa é aproximadamente quatro vezes superior ao trânsito de potência reactiva. Tal facto deve-se sobretudo ao elevado número de postos de transformação que abastecem zonas residenciais.

Quanto às quedas de tensão, com esta topologia de rede são apresentadas em seguida.

<b>Barramento</b>	<b>Tensão (p.u.)</b>	<b>Tensão (kV)</b>	<b>Carga (MW)</b>	<b>Carga (MVAR)</b>
<b>B1</b>	1	60	-	-
<b>B2</b>	0,99405	14,911	-	-
<b>B15</b>	0,99292	14,894	0,63	0,13
<b>B3</b>	0,9927	14,891	0,47	0,17
<b>B4</b>	0,99178	14,877	0,38	0,14
<b>B5</b>	0,99148	14,872	0,63	0,13
<b>B6</b>	0,99107	14,866	0,31	0,06
<b>B7</b>	0,99014	14,852	0,49	0,1
<b>B8</b>	0,98996	14,849	0,49	0,1
<b>B9</b>	0,98898	14,835	0,49	0,1
<b>B10</b>	0,98913	14,837	0,3	0,11
<b>B11</b>	0,9894	14,841	0,49	0,1
<b>B12</b>	0,98929	14,839	0,49	0,1
<b>B13</b>	0,99054	14,858	0,3	0,11
<b>B14</b>	0,99168	14,875	0,47	0,17

**TABELA 9 – QUEDAS DE TENSÃO APÓS ABERTURA DO ANEL**

Analisando a tabela anterior verifica-se que existe uma boa distribuição da tensão ao longo dos nós, nos dois lados do anel.

Nesta situação as quedas de tensão são dadas por:

$$\Delta U = \frac{(15000 - 14835)}{15000} \times 100 = 1,1\%$$

Como era de prever as quedas de tensão são bastante inferiores às quedas de tensão calculadas para o pior caso. Este facto é justificado uma vez que existe uma distribuição das cargas na exploração do anel.

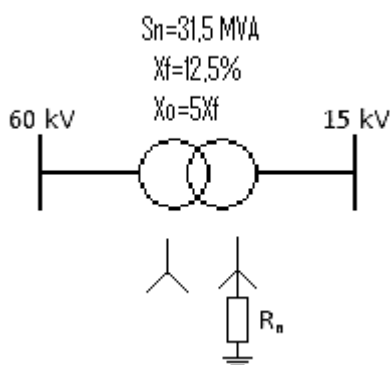
## 7. DIMENSIONAMENTO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO

### 7.1. Características da Rede a Montante

A rede a montante é caracterizada pelas potências de curto-circuito, sendo a máxima de 2400MVA e a mínima de 1700MVA.

Sendo que:  $X''_{AT} / R''_{AT} = 4$ .

### 7.2. Características da Subestação



Características do Transformador

- Razão de Transformação ( $a$ ): 60/15kV;
- Potência Nominal ( $S$ ): 31,5MVA;
- Reactância de Fugas ( $X_f$ ): 12,5%;
- Reactância Homopolar ( $X_o$ ):  $5 \times X_f$ .

A subestação AT/MT possui um transformador, com o enrolamento primário em estrela e o secundário em estrela com neutro, ou seja, possui uma configuração Yyn.

É importante salientar que o secundário do transformador está ligado à terra através de uma resistência de neutro, com o objectivo de limitar a corrente de curto-circuito fase-terra.

### 7.3. Cálculo da Potência de Curto-Circuito Trifásica Simétrica no Barramento Média Tensão

Para proceder ao cálculo da Potência de Curto-Circuito Trifásica Simétrica Máxima e Mínima no Barramento da Média Tensão, é necessário utilizar a seguinte metodologia de cálculo:

### 7.3.1. Conversão dos dados para por Unidade

Para proceder à conversão dos dados para p.u., utiliza-se as seguintes bases:

■  $S_{base} = 31,5 \text{ MVA};$

■  $U_{b1} = 60 \text{ kV};$

■  $U_{b2} = 15 \text{ kV}.$

Para proceder ao cálculo da Corrente e da Impedância de base, recorre-se a:

■  $I_b = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}U_b}$

■  $Z_b = \frac{U_b^2}{S_{base}}$

Assim,

---


$$S''_{AT} = \frac{2400}{31,5} = 76,19 \text{ MVA} / \frac{1700}{31,5} = 53,96 \text{ MVA}$$

$$I_{b1} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}U_{b1}} = \frac{31,5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 60 \times 10^3} = 303,1 \text{ A} \quad \bullet \quad Z_{b1} = \frac{U_{b1}^2}{S_{base}} = \frac{(60 \times 10^3)^2}{31,5 \times 10^6} = 114,29 \Omega$$

$$I_{b2} = \frac{S_{base}}{\sqrt{3}U_{b2}} = \frac{31,5 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 15 \times 10^3} = 1212,44 \text{ A} \quad \bullet \quad Z_{b2} = \frac{U_{b2}^2}{S_{base}} = \frac{(15 \times 10^3)^2}{31,5 \times 10^6} = 7,14 \Omega$$


---

TABELA 10 – CONVERSÃO PARA P.U.

### 7.3.2. Cálculo da Impedância, máxima e mínima

Como se tem conhecimento do valor máximo e mínimo de  $Z''_{AT}$ , então será calculado o valor de

$$Z''_{AT} \text{ e } Z''_{AT}^{-1}, \text{ através de } Z''_{AT} = Z''_{AT}^{-1} = .$$

Deste modo,

$Z_{AT}''^1$	$Z_{AT}''^2$
$c = 1, 1$	$c = 1$
$S_{AT}'' = S_{AT}''^{máx}$	$S_{AT}'' = S_{AT}''^{min}$
$Z_{AT}''^{máx} = \frac{c}{S_{AT}''^{max}} = \frac{1, 1}{76,19} = 0,0144 \text{ p.u.}$	$ Z_{AT}''^{min}  = \frac{c}{S_{AT}''^{min}} = \frac{1}{53,96} = 0,0185 \text{ p.u.}$

TABELA 11 – IMPEDÂNCIA DA REDE DE ALTA TENSÃO

Como  $X''_{AT}/R''_{AT} = 4$

Resulta que,

$$tg(\gamma_k'') = \frac{X}{R} \Leftrightarrow \gamma_k'' = 75,96^\circ$$

Tendo em consideração,  $Z_{AT}'' = |Z_{AT}''| \cos \gamma_k'' + j|Z_{AT}''| \sen$

Resulta,

$$Z_{AT}''^{máx} = 0,0035 + j0,0139 \text{ p.u.}$$

$$Z_{AT}''^{min} = 0,0045 + j0,0179 \text{ p.u.}$$

### 7.3.3. Cálculo da Impedância Equivalente do Transformador,

A impedância equivalente do transformador é dada, pela seguinte expressão:

$$Z_T'' = x_f \times \frac{S_b^{novo}}{S_b^{antigo}} \times \frac{(U_b^{antigo})^2}{(U_b^{novo})^2}$$

Desta forma resulta

$$Z_T'' = j0,125 \times \frac{31,5 \times 10^6}{31,5 \times 10^6} \times \frac{(15 \times 10^3)^2}{(15 \times 10^3)^2} = j0,125 \text{ p.u.}$$

### 7.3.4. Cálculo da Impedância Equivalente do Barramento Média Tensão

A impedância equivalente do barramento de MT é a soma das impedâncias vistas a montante desse barramento.

O equivalente da rede para montante é:

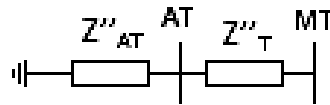


ILUSTRAÇÃO 12 – ESQUEMA EQUIVALENTE PARA MONTANTE

Então:

$$Z''_{MT} = Z''_{AT} + Z''_T$$

$Z''_{MT}^{''}$	$Z''_{MT}^{'}$
$Z''_{AT} = Z''_{AT}^{max}$ $= 0,0035 + j0,0139 \text{ p.u.}$ $Z''_T = j0,125 \text{ p.u.}$	$Z''_{AT} = Z''_{AT}^{min}$ $= 0,0044 + j0,0179 \text{ p.u.}$ $Z''_T = j0,125 \text{ p.u.}$
$Z''_{MT}^{max} = Z''_{AT} + Z''_T = 0,0035 + j0,139 \text{ p.u.}$	$Z''_{MT}^{min} = Z''_{AT} + Z''_T = 0,0044 + j0,143 \text{ p.u.}$

TABELA 12 – IMPEDÂNCIA MÍNIMA E MÁXIMA DA REDE DE MÉDIA TENSÃO

Onde, resulta que,

$$|Z''_{MT}^{max}| = 0,139 \text{ p.u.}$$

$$|Z''_{MT}^{min}| = 0,143 \text{ p.u.}$$

### 7.3.5. Cálculo da Potência de Curto-Circuito Trifásica Simétrica no Barramento Média Tensão

Sabendo que,

$$S''_{MT} = \frac{c \times U_n}{Z''_{MT}}$$

Então,

$S''_{MT}$	$S''_{MT}$
$c = 1,1$	$c = 1$
$ Z''_{MT}{}^{max}  = 0,139 \text{ p.u.}$	$ Z''_{MT}{}^{min}  = 0,143 \text{ p.u.}$
$S''_{MT} = \frac{c}{Z''_{MT}} = \frac{1,1}{0,139} = 7,91 \text{ p.u.}$	$S''_{MT} = \frac{c}{Z''_{MT}} = \frac{1}{0,143} = 6,99 \text{ p.u.}$
$S''_{MT} = 7,91 \times S_b = 7,91 \times 31,5 = 249,16 \text{ MV}$	$S''_{MT} = 6,99 \times S_b = 6,99 \times 31,5 = 220,18 \text{ MV}$

TABELA 13 – POTÊNCIA MÁXIMA E MÍNIMA DA REDE DE MÉDIA TENSÃO

## 7.4. Dimensionamento da Resistência de Ligação do Neutro à Terra

O dimensionamento da impedância de neutro à terra na subestação tem por objectivo limitar a corrente de defeito fase-terra.

Assume-se que a corrente de curto-circuito fase-terra no barramento de Média Tensão da subestação deve ser limitada a 1000A.

O valor máximo deste tipo de defeito (curto-circuito fase-terra) é verificado imediatamente à saída da subestação, com um factor  $c=1.1$  e o valor máximo da potência de curto-circuito.

Para se obter a resistência de neutro é necessário efectuar o seguinte procedimento:

### 7.4.1. Cálculo da Impedância Equivalente da Rede a Montante da Subestação

É importante referir que para o cálculo da resistência de neutro irá ser considerado um curto-circuito fase-terra no barramento de Média Tensão, uma vez que é neste local que se obtêm a corrente de curto-circuito máxima fase-terra.

Sabendo que a corrente máxima de curto-circuito fase-terra é dada pela expressão seguinte:

$$I_{cc}^{FT} = \frac{3 \times U \times c}{|Z_D + Z_I + Z_0|}$$

Surge a necessidade de efectuar o cálculo das impedâncias inversas, directas e homopolar do barramento Média Tensão. Para efectuar o cálculo destas impedâncias é necessário ter o conhecimento do esquema unifilar directo inverso e homopolar.

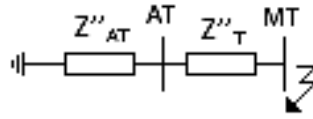


ILUSTRAÇÃO 13 – ESQUEMA UNIFILAR DIRECTO E INVERSO

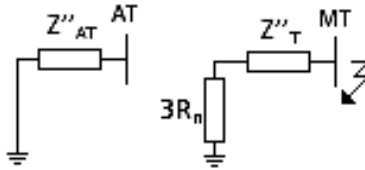


ILUSTRAÇÃO 14 – ESQUEMA UNIFILAR HOMOPOLAR

Desta forma, resulta que a impedância directa, que é igual á inversa tem o seguinte valor:

$$Z''_{MT}^{max} = Z''_{AT} + Z''_T = 0,0044 + j0,143 \text{ p.u.}$$

Como se trata do cálculo da corrente de curto-circuito máxima utiliza-se a impedância de Alta Tensão com o valor máximo.

Quanto ao valor da impedância homopolar esta é dada pela seguinte expressão:

$$Z_0 = (3R_N + jX_0) = 3R_N + j0,625 \text{ p.u.}$$

Assim, sabendo que o valor máximo para a corrente de curto-circuito máxima fase-terra é de 1000 A, torna-se possível efectuar o cálculo da resistência de neutro que vai permitir limitar a corrente de curto-circuito fase-terra no valor pretendido.

$$\frac{1000}{1212,44} \leq \frac{3 \times 1 \times 1,1}{|2 \times (0,0045 + j0,136) + 3R_N + j0,12|}$$

$$R_N = 1,32 \text{ p.u.}$$

$$R_N = 1,32 \times Z_b = 1,32 \times 7,14 = 9,42\Omega$$

Como não existe uma resistência com este valor, assume-se um valor normalizado imediatamente acima, ou seja  $R_N = 10$ .



## 7.5. Cálculo das Corrente de Curto-Circuito

No caso de ocorrer um curto-circuito na rede, nos cabos irá passar uma corrente bastante superior à corrente em regime normal de funcionamento, o que pode provocar a fadiga térmica dos cabos e consequente deterioração dos mesmos.

Assim, o cálculo das correntes de curto-circuito, quer máximas quer mínimas, são de extrema importância, uma vez que permitem regular as protecções para que estas actuem antes que ocorra a fadiga térmica do cabo.

É notório referir que, se procederá ao estudo de defeitos do tipo:

- Curto-Circuito Trifásico Simétrico;
- Curto-Circuito Fase-Fase;
- Curto-Circuito Fase-Terra.

### 7.5.1. Cálculo das Correntes de Curto-Circuito Máxima e Mínima no Barramento Média Tensão

De forma a verificar se as protecções que protegem o cabo actuam antes que esta atinja a fadiga térmica é necessário efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito máxima no barramento de Média Tensão.

O curto-circuito mais severo corresponde a um curto-circuito que ocorre quando o defeito se situa imediatamente à saída da subestação com valor do parâmetro  $c = 1$  e considerando o valor máximo da potência de curto-circuito da rede a montante.

Refira-se que, o tempo de fadiga térmica do cabo será calculado com base na seguinte expressão:

$$t_{FT} = \left( k \times \frac{S}{I_{CC}} \right)^2 \times (\theta_f - \theta_i)$$

Sendo:

- $S$  - Secção do cabo (mm<sup>2</sup>);
- $k$  - Coeficiente que depende do material condutor do cabo ( $k = 7$  para Alumínio);
- $I_{CC}$  - Corrente de Curto-Circuito Máxima;
- $\theta_f$  - Temperatura admissível na alma condutora no fim do curto-circuito (250°C);
- $\theta_i$  - Temperatura da alma condutora antes do curto-circuito (90°C).

Em seguida efectua-se o cálculo da corrente de curto-circuito máxima para cada tipo de defeito.

#### 7.5.1.1. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito trifásico simétrico e a apresentada de seguida.

$$I_k'' = \frac{c \times U}{Z_k''}$$

##### 7.5.1.1.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Trifásico Simétrico Máxima

Para realizar o cálculo da corrente máxima de curto-circuito trifásico simétrico, é necessário ter conhecimento do equivalente da rede, com vista a determinar a impedância directa vista para montante.

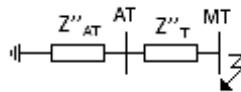


ILUSTRAÇÃO 15 – EQUIVALENTE DA REDE

Após cálculo da impedância directa, já efectuada anteriormente resulta:

$$I_{c.c}^{Trif.máx} = \frac{c \times U}{Z_D} = \frac{1,1 \times 1}{|0,0035 + j0,139|} = 7,91 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I)

$$I_{c.c}^{Trif.máx} = 7,91 \times I_b = 7,91 \times 1212,44 = 9591,81 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{95}{9801,14} \right)^2 \times (250 - 90) = 0,77s > 0,12s$$

##### 7.5.1.1.2. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Trifásico Simétrico Mínima

É também possível efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito trifásica mínima no barramento de Média Tensão. A diferença de cálculo para determinar a corrente de Curto-Circuito Trifásica Simétrica mínima face à máxima difere no facto de o coeficiente ser igual a 1, e de se considerar  $Z_{M1}''$ .

Assim, a corrente mínima é dada por:

$$I_{C.C}^{Trif,min} = \frac{1 \times 1}{|0,0044 + j0,143|} = 6,98 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I.),

$$I_{C.C}^{Trif,min} = 6,98 \times I_b = 6,98 \times 1212,44 = 8462,83 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{95}{8462,83} \right)^2 \times (250 - 90) = 0,98s$$

#### 7.5.1.2. CURTO-CIRCUITO FASE-FASE

A expressão que permite o calculo da corrente fase-fase e apresentada em seguida.

$$I_{FF} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{Trif}$$

##### 7.5.1.2.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Fase-Fase Máxima

$$I_{C.C}^{ff,máx} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{C.C}^{Trif,máx} = 8306,75 \text{ A}$$

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{95}{8306,75} \right)^2 \times (250 - 90) = 1,02s$$

##### 7.5.1.2.2. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Fase-Fase Mínima

$$I_{c,c}^{ff} min = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{c,c}^{Trif} min = 7329,1 A$$

$$t_{FT} = \left(7 \times \frac{95}{8306,75}\right)^2 \times (250 - 90) = 1,31s$$

#### 7.5.1.3. CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA

A expressão geral que permite o cálculo da corrente fase-terra apresenta-se de seguida.

$$I_{FT} = \frac{3 \times c \times U_n}{|Z''_{k+} + Z''_{k-} + Z_{k0}|}$$

##### 7.5.1.3.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Fase-Terra Máxima

Quanto a corrente fase-terra máxima, foi admitido que esta seria no máximo de 1000 A. Desta forma o tempo de fadiga térmica apresenta o seguinte valor.

$$t_{FT} = \left(7 \times \frac{95}{1000}\right)^2 \times (250 - 90) = 70,75s$$

##### 7.5.1.3.2. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Fase-Terra Mínima

Para determinar a corrente mínima para este tipo de defeito considerar-se o coeficiente igual a 1 e utiliza-se  $Z''_{M1}$ .

Assim, a corrente mínima é dada por:

$$I_{FT} = \frac{3 \times 1 \times 1}{|2 \times (0,0044 + j0,143) + 3,96 + j0,625|} = 0,652 p.u.$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I),

$$I_{FT} = 0,625 \times I_b = 0,625 \times 1212,44 = 757,77A$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left(7 \times \frac{120}{911,45}\right)^2 \times (250 - 90) = 123,2s$$

### 7.5.2. Quadro Resumo

$I_{cc}^{max}$	Trifásico	9591,8	0,77	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Fase	8330,9	1,02	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Terra	1000	70,75	Relé Max. Homop.	0,54
$I_{cc}^{min}$	Trifásico	8462,8	0,98	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Fase	7329,1	1,31	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Terra	757,77	123,2	Relé Max. Homop.	0,54

TABELA 14 – QUADRO RESUMO DA CORRENTE DE CURTO CIRCUITO MÁXIMO E MÍNIMO NO BARRAMENTO DE MÉDIA TENSÃO

### 7.5.3. Cálculo das Correntes de Curto-Circuito no Extremo da Rede

Para além do conhecimento das correntes de curto-circuito máximas no barramento de MT, interessa efectuar o cálculo das correntes de curto-circuito mínimas no extremo da rede, de forma a verificar se as protecções actuam face à corrente de curto-circuito mínimas  $I_{cc}$ .

A corrente mínima de curto-circuito ocorre quando existe um defeito no ponto mais longínquo da rede, com valor do parâmetro  $C = 1$ , considerando o valor mínimo da potência de curto-circuito da rede a montante e, apenas alimentado por um lado da subestação, com todos os PT's à plena carga. Importa referir que neste caso também se deve efectuar a correcção da resistência com a temperatura, para a temperatura final. Como as protecções deveram actuar antes de ocorrer a fadiga térmica do cabo, a temperatura nunca deverá atingir o seu valor máximo. Assim, é necessário estimar qual será a temperatura final do condutor para o tempo de actuação das protecções, partindo do conhecimento que o cabo a utilizar na rede de Média Tensão possui uma secção de  $95\text{mm}^2$  e, que a corrente máxima, é a Curto-circuito trifásico simétrico, quando o defeito ocorre no barramento de Média Tensão.

$$S = \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{\frac{t}{\theta_f - \theta_i}}$$

$$95 = \frac{9591,8}{7} \sqrt{\frac{0,12}{\theta_f - 90}} = 115^\circ$$

Assim a correcção da resistência com a temperatura deverá apenas ser feita para 115° e não para os 250° do PEX. É notório referir que, 0.12s é o tempo de actuação das protecções acrescido do tempo de actuação do disjuntor.

#### 7.5.3.1. CORRECÇÃO DA RESISTÊNCIA DO CABO DE MÉDIA TENSÃO

Na canalização de média tensão utiliza-se cabos do tipo LXHIOV de 8,7/15kV (Tensão Nominal) e 17,5kV (Tensão Máxima de Serviço), com uma secção de 95mm<sup>2</sup>.

Estes cabos apresentam as seguintes características:

- Corrente máxima em regime permanente (em esteira) = 251 A;
- Intensidade máxima admissível em regime de curto-circuito = 9 kA;
- Resistência a 20° = 0,32 Ω/km;
- Indutância = 0,52mH/km;
- Capacidade = 0,27 μF/km;
- Comprimento do cabo (d)= 350 m.

Assim,

$$\underline{R}^{115^{\circ}C} = \frac{3,5 \times [0,32 \times (1 + 4,03 \times 10^{-3} \times 95)]}{7,14} = 0,216 \text{ p.u.}$$

#### 7.5.3.2. CURTO-CIRCUITO TRIFÁSICO SIMÉTRICO

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito mínima trifásica é a seguinte.

$$I''_k = \frac{c \times U}{Z''_k}$$

##### 7.5.3.2.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Trifásico Simétrico Mínima

De modo a calcular a corrente de curto-circuito mínima no extremo da rede é necessário o conhecimento do esquema unifilar directo e inverso da rede de forma a se proceder o cálculo da impedância directa. O esquema considerando a impedância do cabo é o seguinte:

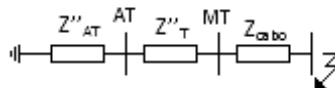


ILUSTRAÇÃO 16 – ESQUEMA EQUIVALENTE DA REDE

Assim, analisando o esquema anterior verifica-se que a impedância equivalente é dada pela seguinte expressão:

$$Z_D = Z_I = Z_{caboMT} + Z_{MT}''^{min} = Z_{caboMT} + Z_{AT}'' + Z_T''$$

Como,

$$Z_{caboMT} = R^{115^\circ C} + jX = 0,216 + j \left( \frac{2 \times \pi \times 50 \times 0,52^{-3} \times 3,5}{7,14} \right) = 0,216 + j0,08 \text{ p.u.}$$

$$|Z_{caboMT}| = 0,23 \text{ p.u.}$$

Então,

$$Z_D = Z_I = 0,0044 + j0,143 + 0,216 + j0,08 = 0,22 + j0,23 \text{ p.u.}$$

Deste modo torna-se possível efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito mínima trifásica para o caso mais desfavorável. É importante referir que neste caso se utiliza  $c$  igual a 1.

$$I_{C,C}^{Trif,min} = \frac{1 \times 1}{|0,174 + j0,145|} = 3,18 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I),

$$I_{C,C}^{Trif,min} = 3,18 \times I_b = 3,18 \times 1212,44 = 3855,56 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{95}{3855,56} \right)^2 \times (250 - 90) = 4,75 \text{ s}$$

### 7.5.3.3. CURTO-CIRCUITO FASE-FASE

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito mínima trifásica é a seguinte.

$$I_{FF} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{Trif}$$

### 7.5.3.3.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Fase-Fase Mínima

A magnitude mínima da corrente de curto-circuito entre fases é dada por:

$$I_{FF} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{C.C}^{Trif.} = 2,75 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I),

$$I_{FF} = 2,75 \times I_b = 2,75 \times 1212,44 = 3334,21 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{95}{3334,21} \right)^2 \times (250 - 90) = 6,36 \text{ s}$$

### 7.5.3.4. CURTO-CIRCUITO FASE-TERRA

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito mínima trifásica é a seguinte.

$$I_{FT} = \frac{3 \times c \times U_n}{|Z''_{k+} + Z''_{k-} + Z_{k0}|}$$

### 7.5.3.4.1. Cálculo da Corrente de Curto-Circuito Fase-Terra Mínima

Para se proceder ao cálculo da corrente de curto-circuito mínima fase-terra, é necessário ter conhecimento da impedância homopolar do cabo, bem como da impedância homopolar do transformador. Assim, é necessário recorrer ao esquema unifilar homopolar de forma a ser possível efectuar o cálculo da impedância homopolar vista para montante do defeito. Assim, o esquema homopolar, é apresentado de seguida.

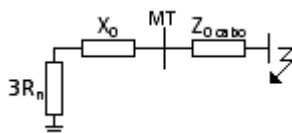


ILUSTRAÇÃO 17 – ESQUEMA EQUIVALENTE DA REDE

Analisando o esquema anterior, conclui-se que a impedância homopolar é dada por:

$$Z_0 = (R_0 + jX_0) + jX_0 + 3R_N$$



Como,

$$R_0 = 3R = 3 \times 0,216 = 0,648 \text{ p.u.}$$

$$X_0 = 2,5X = 2,5 \times j0,08 = j0,2 \text{ p.u.}$$

Então,

$$Z_0 = (0,648 + j0,2) + j0,625 + 3 \times 1,32 = 4,608 + j0,825 \text{ p.u.}$$

$$|Z_0| = 4,68 \text{ p.u.}$$

Considerando que o coeficiente deve ser igual a 1ª corrente de curto-circuito mínima e dada por,

$$I_{FT} = \frac{3 \times 1 \times 1}{|2 \times (0,22 + j0,23) + 4,608 + j0,835|} = 0,575 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I.),

$$I_{FT} = 0,575 \times I_b = 0,575 \times 1212,44 = 697,15 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left(7 \times \frac{95}{697,15}\right)^2 \times (250 - 90) = 145,58 \text{ s}$$

#### 7.5.4. Quadro Resumo

Em seguida, apresenta-se um quadro resumo onde se apresentam as correntes de curto-circuito mínimas na rede, bem como se efectua a comparação entre o tempo de fadiga térmica e o tempo de actuação das protecções.

---

$I_{cc}^{min}$	Trifásico	3855,56	4,75	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Fase	3334,21	6,36	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Terra	697,15	145,58	Relé Max. Homop.	0,54

---

TABELA 15 – QUADRO RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO NO EXTREMO DA REDE

Analisando a tabela anterior, verifica-se que as protecções actuam muito antes de ocorrer a fadiga térmica do cabo. No entanto nesta situação de correntes de curto-circuito mínimas o que interessa verificar é se para estas correntes as protecções actuam. Tal facto será explorado no ponto 7.6.

#### 7.5.5. Cálculo das Corrente de Curto-Circuito Máxima e Mínima no Posto de Transformação 2

Neste ponto serão calculadas as correntes máximas e mínimas de curto-circuito, de forma a dimensionar o calibre que deverá ter o fusível que se encontra na cela de protecção do PT a dimensionar.

##### 7.5.5.1. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO MÍNIMA NO PT 2

O cálculo desta corrente de curto-circuito tem como objectivo o dimensionamento do calibre do fusível a utilizar na cela de protecção do PT 2. Sabendo que as características dos fusíveis são de tempo inverso (quanto maior a corrente menor o tempo de actuação) interessa analisar o caso mais desfavorável, ou seja o caso em que se verifica a menor corrente de curto-circuito.

Assim, vai-se efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito mínima para os vários tipos de defeitos que possam ocorrer.

O cabo a utilizar desde a cela de protecção até ao transformador será igual ao cabo utilizado na rede de média tensão, ou seja, LXHIOV de secção 95 m.

A corrente de curto-circuito mínima ocorre quando acontece um defeito no final do cabo que liga a cela de protecção ao transformador, com o parâmetro c igual a 1, o PT 2 alimentado por um só lado (o de maior distância) e com a resistência à temperatura final.

Assim, torna-se necessário efectuar a correcção da resistência com a temperatura.

$$\underline{R}^{115^{\circ}C} = \frac{1,826 \times [0,32 \times (1 + 4,03 \times 10^{-3} \times 95)]}{7,14} = 0,113 \text{ p.u.}$$

Importa referir, que a distancia 1.826 km é composta pela maior distancia ao PT (1.820 km) acrescido do comprimento do cabo desde a cela de protecção do PT 2 até ao transformador (6 m).

##### 7.5.5.1.1. Defeito trifásico simétrico

A expressão geral que permite o cálculo da corrente trifásica simétrica mínima é dado por:

$$I_k'' = \frac{c \times U}{Z_k''}$$

Analisando a expressão anterior, verifica-se que é necessário o conhecimento do esquema unifilar directo e inverso, de forma a proceder ao cálculo da impedância directa equivalente para montante do defeito.

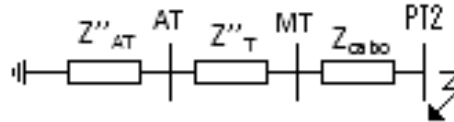


ILUSTRAÇÃO 18 – ESQUEMA EQUIVALENTE DE REDE

$$Z_D = Z_I = Z_{caboMT} + Z_{MT}''^{min} = Z_{caboMT} + Z_{AT}'' + Z_T''$$

Assim,

$$\begin{aligned} Z_{caboMT} &= R^{115^\circ C} + jX = 0,216 + j \left( \frac{2 \times \pi \times 50 \times 0,52 \times 10^{-3} \times 1,826}{7,14} \right) \\ &= 0,113 + j0,042 \text{ p.u.} \end{aligned}$$

$$|Z_{caboMT}| = 0,121 \text{ p.u.}$$

Então,

$$Z_D = Z_I = 0,0044 + j0,143 + 0,113 + j0,042 = 0,117 + j0,185 \text{ p.u.}$$

Deste modo torna-se possível efectuar o cálculo da corrente de curto-circuito mínima trifásica para o caso mais desfavorável.

$$I_{C.C}^{Trif.min} = \frac{1 \times 1}{|0,174 + j0,145|} = 4,56 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I.),

$$I_{C.C}^{Trif.min} = 4,56 \times I_b = 4,56 \times 1212,44 = 5533,55 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{95}{5533,55} \right)^2 \times (250 - 90) = 2,31 \text{ s}$$

### 7.5.5.1.2. Defeito Fase-Fase

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito mínima fase-fase é dada por:

$$I_{FF} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{c.c}^{Trif.} = 3,95 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I),

$$I_{FF} = 3,95 \times I_b = 3,95 \times 1212,44 = 4789,2 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left( 7 \times \frac{95}{4789,2} \right)^2 \times (250 - 90) = 3,1 \text{ s}$$

### 7.5.5.1.3. Defeito Fase-Terra

Para se proceder ao cálculo da corrente de curto-circuito mínima fase-terra, é necessário ter conhecimento da impedância homopolar do cabo, bem como da impedância homopolar do transformador. Assim, é necessário recorrer ao esquema unifilar homopolar de forma a ser possível efectuar o cálculo da impedância homopolar vista para montante do defeito.

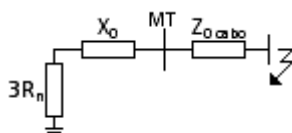


ILUSTRAÇÃO 19 – ESQUEMA EQUIVALENTE DA REDE

Analisando o esquema anterior, conclui-se que a impedância homopolar é dada por:

$$Z_0 = (R_0 + jX_0) + jX_0 + 3R_N$$

Como,

$$R_0 = 3R = 3 \times 0,113 = 0,339 \text{ p.u.}$$

$$X_0 = 2,5X = 2,5 \times j0,042 = j0,105 \text{ p.u.}$$

Então,

$$Z_0 = (0,339 + j0,105) + j0,625 + 3 \times 1,32 = 4,29 + j0,73 \text{ p.u.}$$

$$|Z_0| = 4,36 \text{ p.u.}$$

Considerando que o coeficiente deve ser igual a 1 a corrente de curto-circuito mínima é dada por,

$$I_{FT} = \frac{3 \times 1 \times 1}{|2 \times (0,117 + j0,185) + 4,29 + j0,73|} = 0,644 \text{ p.u.}$$

No unidade do Sistema Internacional (S.I),

$$I_{FT} = 0,644 \times I_b = 0,644 \times 1212,44 = 780,8 \text{ A}$$

O tempo de fadiga térmica é:

$$t_{FT} = \left(7 \times \frac{95}{780,8}\right)^2 \times (250 - 90) = 116,1 \text{ s}$$

#### 7.5.5.2. QUADRO RESUMO

---

$I_{cc}^{min}$	Trifásico	5533,55	2,31	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Fase	4789,2	3,1	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Terra	780,8	116,1	Relé Max. Homop.	0,54

---

TABELA 16 – QUADRO RESUMO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO MÍNIMO NO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO 2

Analisando o quadro anterior, é possível verificar como era de esperar que a menor corrente de curto-circuito ocorre quando existe um defeito fase-terra. Assim, o calibre do fusível terá de ser dimensionado para esta corrente, visto ser a mínima.

Analisando a curva dos fusíveis ([anexo XXXXXX](#)), verifica-se que o fusível de 50 A para esta corrente apresenta um tempo de actuação aproximadamente igual a 0.015 s.

Assim, pode-se concluir que o calibre do fusível está bem dimensionado, uma vez que o tempo de fadiga térmica do cabo é de 116.1 s para esta corrente de defeito.

Outro aspecto a ter em conta neste dimensionamento é a selectividade, que deverá existir com as protecções instaladas na subestação. Neste caso, também se verifica selectividade, uma vez que o tempo das protecções da subestação é superior ao tempo de actuação do fusível. Assim, garante-se que

para um defeito no cabo que liga a cela de protecção ao transformador do PT 2, o fusível da cela de protecção actua sempre antes das protecções da subestação (  $0,015\text{ s} < 0,54$ ).

### 7.5.5.3. CÁLCULO DA CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO MÁXIMA NO POSTO DE TRANSFORMAÇÃO 2

Após a escolha do calibre do fusível torna-se necessário verificar se o seu poder de corte é maior que a corrente máxima de curto-circuito, de forma a garantir que este actua.

Deste modo torna-se necessário efectuar o cálculo da corrente máxima de curto-circuito no Posto de Transformação 2. Para este cálculo deve-se considerar o pior caso, ou seja, o Posto de Transformação 2 alimentado com a rede em anel fechado, a resistência dos cabos deve ser considerada a 20° e o factor c deverá ser igual a 1,1. Desta forma, procede-se ao cálculo da corrente de curto-circuito máxima para os vários tipos de defeitos.

#### 7.5.5.3.1. Defeito Trifásico Simétrico

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito trifásico simétrico máxima é a apresentada de seguida.

$$I_k'' = \frac{c \times U}{Z_k''}$$

Para realizar o cálculo da corrente máxima de curto-circuito trifásico simétrico, é necessário ter conhecimento do equivalente da rede, com vista a determinar a impedância directa vista para montante.

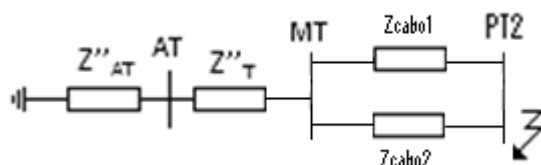


ILUSTRAÇÃO 20 – EQUIVALENTE DA REDE

Analisando o esquema unifilar da rede é possível determinar

$$Z_D = Z_I = Z_{caboMT} + Z_{MT}''^{máx} = Z_{cabo1} // Z_{cabo2} + Z_{AT}'' + Z_T''$$

Onde

$$Z_{cabo1} = R^{20^{\circ}C} + jX = \frac{0,32 \times 1,68}{7,14} + j \frac{2 \times \pi \times 50 \times 0,52 \times 10^{-3} \times 1,68}{7,14} = 0,075 + j0,038 \text{ p.u.}$$

$$Z_{cabo2} = R^{20^{\circ}C} + jX = \frac{0,32 \times 1,82}{7,14} + j \frac{2 \times \pi \times 50 \times 0,52 \times 10^{-3} \times 1,82}{7,14} = 0,081 + j0,042 \text{ p.u.}$$

$$Z_{cabo1} // Z_{cabo2} = 0,039 + j 0,020 \text{ p.u.}$$

Após o cálculo da impedância do cabo é possível efectuar o cálculo da impedância directa que é igual á inversa.

$$Z_D = Z_I = 0,039 + j 0,020 + 0,0035 + j0,139 = 0,043 + j0,159 \text{ p.u.}$$

Após cálculo da impedância directa resulta:

$$I_{C.C}^{Trif. máx} = \frac{c \times U}{Z_D} = \frac{1,1 \times 1}{|0,043 + j0,159|} = 6,68 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I.),

$$I_{C.C}^{Trif. máx} = 6,521 \times I_b = 6,68 \times 1212,44 = 8099 \text{ A}$$

#### 7.5.5.3.2. Defeito Fase-Fase

A expressão que permite o cálculo da corrente de curto-circuito máxima fase-fase é dada por:

$$I_{FF} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{C.C}^{Trif.} = 5,78 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I.),

$$I_{FF} = 5,78 \times I_b = 5,78 \times 1212,44 = 7007,9 \text{ A}$$

#### 7.5.5.3.3. Defeito fase-terra

Para se proceder ao cálculo da corrente de curto-circuito máxima fase-terra, é necessário ter conhecimento da impedância homopolar vista para montante do defeito. Deste modo, recorre-se ao esquema homopolar da rede.

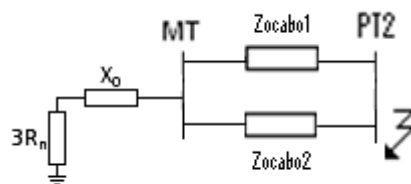


ILUSTRAÇÃO 21 – ESQUEMA EQUIVALENTE DA REDE

Analisando o esquema anterior, conclui-se que a impedância homopolar é dada por:

$$Z_0 = Z_{\text{cabo } 1} // Z_{\text{cabo } 2} + jX_0 + 3R_N$$

Como,

$$R_{01} = 3R_1 = 3 \times 0,075 = 0,225 \text{ p.u.}$$

$$X_{01} = 2,5X_1 = 2,5 \times j0,038 = j0,095 \text{ p.u.}$$

$$R_{02} = 3R_2 = 3 \times 0,081 = 0,243 \text{ p.u.}$$

$$X_{02} = 2,5X_2 = 2,5 \times j0,042 = j0,105 \text{ p.u.}$$

Assim resulta,

$$Z_{\text{cabo } 1} = 0,225 + j0,095 \text{ p.u.}$$

$$Z_{\text{cabo } 2} = 0,243 + j0,105 \text{ p.u.}$$

$$Z_{\text{cabo } 1} // Z_{\text{cabo } 2} = 0,117 + j0,0498 \text{ p.u.}$$

Então,

$$Z_0 = 0,117 + j0,0498 + j0,625 + 3 \times 1,32 = 4,08 + j0,67 \text{ p.u.}$$

$$|Z_0| = 4,13 \text{ p.u.}$$

Assim a corrente fase-terra de curto-circuito máxima é dada por:

$$I_{FT} = \frac{3 \times 1,1 \times 1}{|2 \times (0,043 + j0,159) + 4,08 + j0,67|} = 0,77 \text{ p.u.}$$

Na unidade do Sistema Internacional (S.I.),



$$I_{FT} = 0,77 \times I_b = 0,77 \times 1212,44 = 933,57 \text{ A}$$

Analisando os valores anteriormente calculados verifica-se como era de esperar que a máxima corrente de curto-circuito surge quando ocorre um curto-circuito trifásico simétrico. Esta corrente tem o valor de 8099 A. Como o poder de corte destes fusíveis é bastante superior, verifica-se que os fusíveis actuam sempre.

## 7.6. Validação da adequação das protecções instaladas na subestação

Quando existe um curto-circuito, os cabos são levados a temperaturas bastante mais elevadas, do que é normal em regime permanente. Tais temperaturas são causadas por elevadas correntes que circulam no cabo. Caso não existam protecções, estas correntes levam o cabo a atingir a temperatura de fadiga térmica, o que provocaria a sua danificação. Assim, torna-se necessário colocar protecções, bem como efectuar a sua correcta regulação de forma a evitar que aconteçam eventuais problemas.

As instalações devem ser equipadas com aparelhos contra curto-circuitos, destinados a proteger as próprias instalações e cada uma das suas partes, os respectivos aparelhos e equipamentos, as respectivas canalizações e as redes e instalações a jusante. Estes dispositivos devem ter um carácter automático, devendo actuar sempre que pelo menos um condutor seja percorrido por uma corrente de defeito.

Os dispositivos de protecção devem pelo menos possuir um poder de corte igual á corrente máxima de curto-circuito presumida no ponto de instalação, sendo no entanto recomendável que este seja superior. É também necessário garantir que estas protecções actuem para as correntes mínimas de curto-circuito que se verificam no ponto mais distante do local onde a protecção está instalada.

É de extrema importância que os dispositivos de protecção actuem num tempo inferior ao tempo de fadiga térmica dos condutores, pois só assim se garante que estes não são afectados no caso de ocorrer um curto-circuito.

Como existem variadas protecções ao longo da rede estas devem ser dimensionadas, e reguladas de forma que a selectividade entre elas seja a melhor possível. Caso isso não se verifique, pode existir a actuação de protecções que não estavam dimensionadas para proteger o local em que ocorreu o defeito.

Deste modo procedeu-se ao dimensionamento e verificação das protecções instaladas na subestação.

Na subestação o neutro encontra-se ligado indirectamente à terra através de uma impedância alimentadora de baixo valor. Assim é possível garantir que a protecção de máximo de intensidade homopolar actue em caso de curto-circuito à terra, e os elementos de protecção de curto-circuitos actuem em caso de defeito entre fases.

Na subestação a protecção contra curto-circuitos é feita por meio de disjuntores comandados por relés, de máximo de intensidade.

Na protecção contra curto-circuitos polifásicos são utilizados 2 protecções de máximo de intensidade de característica de tempo constante. Apenas são utilizados 2 protecções de acordo com o ponto 2º do artigo 62º do R.S.S.P.T.S. Fala no artigo da utilização dos relés, mas não diz o que ta aqui escrito. A questão é igual ao do primeiro artigo em falta que ta mais para cima na memória.

Quanto à protecção utilizada, para curto-circuitos monofásicos, são utilizados reles de máximo de intensidade homopolar, com característica de tempo constante.

De acordo com os gráficos que representam a actuação das protecções apresentados no ponto anterior, e sabendo que a corrente máxima em regime permanente do cabo (  $I_n = 25$  ) é possível definir as sensibilidades, ou seja a corrente para a qual o protecção não actua. As sensibilidades das protecções bem como o tempo de actuação das mesmas são apresentados na seguinte tabela.

Temporização (s)	Sensibilidade (A)	Temporização (s)
0,08	18,98	0,5
0,5		

TABELA 17 – CARACTERÍSTICAS DAS PROTECÇÕES

É importante referir que se efectuou uma estimava da corrente de defeito capacitiva de 4 A/km, assim obteve-se para a extensão total, incluindo o troço do Posto de Transformação em antenna (ligação entre o Barramento 11 e o Barramento 12) uma corrente (  $I$  ) de 14,6 A, isto assumindo que a rede tem aproximadamente 3,65 km.

Do quadro anterior pode-se concluir, que todas as correntes superiores ao valor da sensibilidade fazem com que a protecção actue no tempo correspondente, evitando assim que ocorra a fadiga térmica. Contrariamente, para qualquer corrente inferior a esta sensibilidade a protecção não actuará, podendo existir o perigo de ocorrência de fadiga térmica dos cabos.

Assim, um dos objectivos é provar que as protecções estão bem dimensionadas e reguladas para o caso em estudo.

Para verificar esta regulação é necessário utilizar as correntes de curto-circuito calculadas no ponto anterior. Deste modo na tabela seguinte apresenta-se as correntes máximas e mínimas e o correspondente tempo de fadiga térmica.

$I_{cc}^{max}$	Trifásico	9591,80	0,77	Relé Max. Intens.	0,12
----------------	-----------	---------	------	-------------------	------

$I_{cc}^{min}$	Fase-Fase	8306,75	1,02	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Terra	1000	70,75	Relé Max. Homop.	0,5
	Trifásico	3855,56	4,75	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Fase	3334,21	6,36	Relé Max. Intens.	0,12
	Fase-Terra	697,15	145,58	Relé Max. Homop.	0,5

TABELA 18 – QUADRO RESUMO DAS CORRENTES DE CURTO-CIRCUITO MÁXIMAS E MÍNIMAS

Analisando a tabela anterior verifica-se que os tempos de fadiga térmica são bastante superiores à actuação das protecções, ficando assim provado que os cabos estão protegidos contra a existência de curto-circuitos.

É importante referir que, como era de prever os tempos de fadiga térmica com a diminuição das correntes de curto-circuito vão aumentando. Deste modo, para baixas correntes de curto-circuito, é importante verificar se estas correntes são inferiores à sensibilidade das protecções anteriores.

No entanto pode-se concluir que as protecções actuam para qualquer um dos casos, ou seja quer analisando o tempo de fadiga térmica quer comparando as correntes mínimas com a sensibilidade. Assim, fica provado que estas protecções estão bem dimensionadas e bem reguladas.

## 8. POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

A localização dos Postos de Transformação de Urbanização encontra-se definida na memória descritiva e justificativa referente à rede de Baixa Tensão e Iluminação Pública. Esta localização deve-se à proximidade do centro de cargas e ao espaço disponível.

A alimentação dos Postos de Transformação é subterrânea e realizada através da rede de Média Tensão de 15 kV, 50 Hz, cujo distribuidor é a EDP – Portugal Continental.

Este dimensionamento apenas foi realizado para o Posto de Transformação que se localiza na garagem do edifício C4.

Para realizar o dimensionamento destes elementos da rede recorreu-se ao software VisualPUC da Efacec.

### 8.1. Características do Posto de Transformação

O Posto de Transformação será instalado no interior de um edifício com as dimensões de 3900x2500x2400 mm com paredes em betão armado e moldado e será destinado apenas para esta finalidade.

O acesso ao Posto de Transformação está restrito à empresa distribuidora e ao pessoal de manutenção devidamente autorizado. Para aceder ao transformador existe uma porta que possui um encravamento por fechadura com o seccionador de terra da cela de protecção. Este encravamento impedirá que o acesso ao transformador seja realizado com este em serviço.

O chão do Posto de Transformação deverá possuir uma superfície equipotencial, por isso é constituído por uma malha electrosoldada. As portas e grelhas de ventilação também deverão estar ligadas ao sistema equipotencial. Esta medida é tomada para garantir que não existem superfícies com diferentes potenciais para que não se coloque em risco as pessoas e os equipamentos. Desta forma, todas as superfícies deverão ficar ligadas à terra de protecção.

As paredes e tectos do espaço onde irá ser colocado o Posto de Transformação deverão ser impermeáveis para não permitirem infiltrações.

Esta instalação está dotada de caleiras para a passagem dos cabos de Média Tensão e fosso para recolha de óleo do transformador segundo os regulamentos.

A caleira por onde irão passar os cabos de Média Tensão deve ter dimensões adequadas, deve ser coberta nas zonas fora das celas e deve ser correctamente dimensionada de forma a permitir a passagem dos cabos e a sua correcta curvatura.

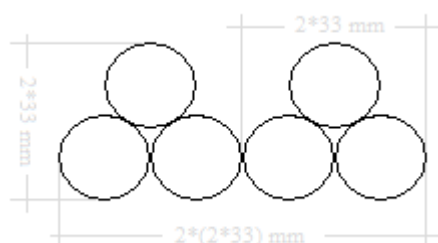
No que diz respeito ao depósito de recolha de óleo, este deve dimensionado para recolher no seu interior todo o óleo do transformador sem que este se derrame.

Também irá ser constituído por grelhas de ventilação com um sistema que impeça a entrada de insectos ou outros animais de pequeno porte, sem diminuir a capacidade de ventilação, de acordo com o artº 43 do R.S.S.P.T.S..

As celas de protecção a utilizar serão do tipo Fluofix GC da EFACEC, que é montado e ensaiado em fábrica de acordo com a norma CEI 60298.

### 8.1.1. Dimensionamento das caleiras de cabos

A entrada e saída dos cabos, assim como o trajecto no interior do edifício do Posto de Transformação deverá ser realizada recorrendo a caleiras enterradas abaixo do solo do Posto de Transformação. Estas devem possuir uma dimensão adequada para suportar, no seu interior, os cabos para que se destina.



No caso das caleiras para os cabos de média tensão, estas devem suportar 3 trevos juntivos, contudo, apenas 2 irão ser colocados lado a lado, desta forma as dimensões desta estrutura serão  $largura > 2 * (2 * \text{diâmetro dos condutores}) = 2 * (2 * 33) = 132 \text{ n}$  e

$altura > 2 * \text{diâmetro dos condutores} = 2 * 33 = 66 \text{ n}$ . Assim, optou-se por separar os trevos juntivos de pelo menos o diâmetro exterior de um cabo e uma margem, desta forma as dimensões da caleira serão de 400x200 mm para permitir a fácil instalação dos cabos.



Relativamente à caleira para os cabos de baixa tensão, nesta irão encontrar-se 6 cabos LSVAV 4x185mm<sup>2</sup> e 2 cabos LSVAV 4x16mm<sup>2</sup> em esteira. Desta forma, a  $largura > 6 * \text{diâmetro}_{185} + 2 * \text{diâmetro}_{16} = 358 \text{ n}$  e a

$altura > \text{maior diâmetro} = 52 \text{ n}$ . Desta forma, optou-se por caleiras com as dimensões de 400x200 mm.

Estas caleiras deverão ser providas de grades metálicas de resguardo, de resistência adequada, sendo estes dispositivos ligados à terra de protecção de acordo com o artº 52 do R.S.S.P.T.S.

Os desenhos relativos às caleiras encontram-se na peça desenhada nr. XX.

### 8.1.2. Dimensionamento do depósito de recolha de óleo

O óleo que irá ser colocado no transformador será do tipo ELF 10W40, que possui uma densidade volúmica de 870,4 kg/m<sup>3</sup>. Tendo em conta que o transformador escolhido é do tipo hermético de 630 kVA da EFACEC tem capacidade para 270 kg  $\pm 5\%$  de óleo verifica-se que a máxima capacidade deste é 286,5 kg. De acordo com o comentário do artº 76 do R.S.S.P.T.S., torna-se necessário proceder à disposição de uma fossa que permita o total armazenamento do óleo do transformador em caso de derrame. Assim decidiu-se que este deveria suportar aproximadamente 300 kg de óleo, uma vez que a capacidade máxima do transformador é de 286,5 kg.

Como  $V = \frac{m}{\rho} = \frac{300}{870,4} = 0,34$  e as dimensões do transformador são 1425x950 mm decidiu-se que

o fosso teria as dimensões de 1500x950x300 mm que permite suportar 309,5 kg de óleo, que é suficiente. Para este cálculo foi considerado que era necessário instalar os carris para instalar o transformador, conforme se encontra representado na peça desenhada nr. XX.

### 8.1.3. Características das Portas

As portas de acesso ao Posto de Transformação deverão ser em chapa de aço galvanizado, lisa e com espessura mínima de 2 mm. Estas deverão possuir grelhas de ventilação e placas de aviso de “Perigo de Morte”, de acordo com o artº 34 do R.S.S.P.T.S..

A porta de acesso do exterior do edifício C4 é constituída por uma folha com dimensões 800x2000 mm e a porta de acesso ao transformador, no interior do edifício C4, possui duas folhas, cada uma com dimensão 680x2400 mm. Estas portas deverão abrir para o exterior e sempre que possível devem rebater sobre a parede adjacente, conforme as peças desenhadas nr. XX e XX, respectivamente.

As fechaduras das portas deverão se encontrar adaptadas as definidas nas normas da empresa distribuidora de forma a impedir o acesso ao Posto de Transformação do pessoal não autorizado, de acordo com o artº 33 do R.S.S.P.T.S.

### 8.1.4. Dimensionamento das grelhas de ventilação

Para não permitir que a temperatura do transformador atinja valores muito elevados é necessária a existência de pelo menos duas grelhas para permitir a circulação do ar.

Optou-se por escolher um factor de simultaneidade das instalações ligadas ao Posto de Transformação 5 de  $f_s = 1$ . Assim as perdas no cobre são equivalentes às perdas em carga indicadas na tabela de características do transformador por isso  $P_{CU} = 0.7^2 * 6500 = 3185$ . As perdas no ferro correspondem às perdas em vazio no transformador indicadas na tabela de características,  $P_{FE} = 1300$ . Desta forma as perdas totais são  $P_T = P_{CU} + P_{FE} = 4485 \cong 4.5 \text{ k}$ .

A área útil da grelha 2 pode ser dimensionada por  $A_2^{útil} = \frac{P_T}{0.098 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta \theta^3}} = \frac{4.5}{0.098 \cdot \sqrt{1.8 \cdot 15^3}} = 0.61$ .

A área bruta da grelha 2 é obtida através da expressão  $A_2^{bruta} = \frac{A_2^{útil}}{0.6} = 1.03$ .

A área bruta da grelha 1 é determinada por  $A_1^{bruta} = 0.9 * A_2^{bruta} = 0.9 * 1.03 = 0.92$ .

Definiu-se para a grelha 1 as dimensões de 0.6 m de comprimento por 0.9 m de altura (0.6x0.9 m), desta forma são necessárias duas grelhas deste tipo. Para a grelha 2 as dimensões de 1.1 m de comprimento por 1 m de altura (1.1x1 m).

As grelhas com menor área (A1) serão colocadas a 0.25 m do chão nas portas do Posto de Transformação. A grelha com maior área (A2) será colocada a 0.25 m do tecto conforme peça desenhada nr. XX.

A ventilação do posto de transformação deve assegurar no seu interior nunca ultrapasse 35°C, para que o transformador funcione correctamente.

#### 8.1.5. Características das celas de protecção

As celas de protecção a utilizar serão do tipo Fluofix GC uma vez que estas são uma unidade compacta de distribuição, totalmente isolada em SF<sub>6</sub>, para montagem interior. Estas também se encontram protegidas contra as adversidades do meio ambiente uma vez que se encontram no interior de um compartimento estanque.

Estão equipadas com interruptor seccionador de três posições (serviço, aberto e de terra), com isolamento e corte em SF<sub>6</sub>.

Serão utilizados equipamentos do tipo IS + IS + CIS, em que IS é uma cela composta por interruptor seccionador onde são ligadas os cabos de entrada e saída da rede de Média Tensão, a cela CIS é uma cela de protecção com interruptor seccionador fusível onde é ligado o transformador conforme a peça desenhada nr. XX.

As características técnicas das celas são tensão nominal é 17.5 kV, a tensão de isolamento de curta duração a 50 Hz é 38 kV eff, ao choque é de 95 kV (valor de pico), a corrente nominal do anel é de 400 A, a corrente estipulada para cela fusível é de 200 A, a corrente estipulada de curta duração admissível durante 1 segundo é de 16 kA eff, o valor da crista da intensidade de corrente estipulada de curta duração admissível é de 50 kA (valor de pica) que é aproximadamente 2.5 vezes a intensidade de corrente estipulada de curta duração admissível. Os índices de protecção segundo a

norma IEC 259 são para partes activas IP 3X, para comando IP 2XC. O fusível de protecção do transformador terá de suportar a sua corrente nominal e a corrente de arranque deste. Relativamente à corrente de arranque, esta é muito elevada contudo ocorre durante um período de tempo muito curto, daí que decidiu-se que o fusível deverá ter o calibre de 50 A em vez de o primeiro calibre superior a

$$I = \frac{630000}{15000 \times \sqrt{3}} = 13.4$$

O barramento de terra deverá estar colocado ao longo de do comprimento total das celas e dimensionado de forma a suportar a intensidade de corrente de curta duração admissível. Este encontra-se sobredimensionado de forma a suportar sem deformação permanente os esforços dinâmicos que, no caso de se verificar um curto-circuito, se podem apresentar.

#### 8.1.5.1. CARACTERÍSTICAS DA CELA INTERRUPTOR SECCIONADOR TIPO IS

Este tipo de celas é constituído por, cuba metálica estanque, preenchida com SF<sub>6</sub>, contendo no seu interior barramento tripolar em barra de cobre para uma intensidade de corrente nominal de 400 A, um interruptor seccionador ISFG de três posições (fechado, aberto e terra) com isolamento em SF<sub>6</sub>, 400 A, tripolar e com comando manual tipo CI1, por um conjunto de 3 isoladores-condensadores e uma caixa indicadora de presença de tensão com lâmpadas de néon, por seccionador de terra, com poder fecho, integrado no ISFG e por um conjunto de encravamentos mecânicos directos entre o ISFG e a porta de acesso ao compartimento de cabos. **Este tipo de celas estão preparadas** para receber 3 cabos até 240 mm<sup>2</sup>.

#### 8.1.5.2. CARACTERÍSTICAS DA CELA INTERRUPTOR SECCIONADOR TIPO CIS

Este tipo de celas é constituído por, cuba metálica estanque, preenchida com SF<sub>6</sub>, contendo no seu interior barramento tripolar em barra de cobre para uma intensidade de corrente nominal de 400 A, um interruptor seccionador ISFG de três posições (fechado, aberto e terra) com isolamento em SF<sub>6</sub>, 200 A, tripolar e com comando manual tipo CI2 (o interruptor abre automaticamente por actuação de um percurtor no caso de fusão de um ou mais fusíveis), por um conjunto de 3 isoladores-condensadores e uma caixa indicadora de presença de tensão com lâmpadas de néon, por seccionador de terra, com poder fecho, integrado no ISFG, por um seccionador de terra adicional ligado à extremidade do fusível junto ao cabo (localizado no interior da cuba metálica estanque) e por um conjunto de encravamentos mecânicos directos entre o ISFG e a porta de acesso ao compartimento de cabos e fusíveis.

#### 8.1.5.3. EQUIPAMENTO ESPECIAL

Deve estar incluído nas celas conjunto de 3 fusíveis de 24 kV, com dimensões definidas pela norma DIN 43625, bobine de disparo com um contacto auxiliar, fechadura de encravamento do seccionador de terra na posição fechado e uma fechadura para a porta de acesso ao transformador.



### 8.1.6. Transformador

O transformador trifásico, hermético, a instalar, de fabrico EFACEC, empregará a tecnologia de enchimento integral em banho de óleo mineral e terá arrefecimento natural. As suas características mecânicas e eléctricas estão de acordo com a norma internacional CEI 60076. Estas são, potência estipulada de 630 kVA, tensão estipulada de 15 kV, regulação no primário de  $\pm 2\%$  por comutador manobrável fora de tensão, tensão estipulada no secundário em vazio de 420 V, tensão de curto-circuito de 4%, grupo de ligação Dyn5, tensão de ensaio à onda de choque (1.2/50  $\mu$ s) de 95 kV pico e tensão de ensaio a 50 Hz de 38 kV. Para protecção do transformador utilizou-se um bloco integrado (gás, pressão e temperatura) do tipo DGPT2, equipado com contactos para alarme e disparo (normalmente aberto).

#### 8.1.6.1. LIGAÇÃO NO LADO PRIMÁRIO (MÉDIA TENSÃO)

A ligação no lado primário será feita recorrendo a três cabos monocondutores do tipo LXHIOV – 8.7/15 kV,  $1 \times 95 \text{ mm}^2$ . A sua ligação ao lado de Média Tensão do transformador de potência é feita através de extremidades termoretrácteis de 17.5 kV de terminais bimetálicos de 120 mm<sup>2</sup> e fichas tipo Elastimold à cela de protecção respectiva.

#### 8.1.6.2. LIGAÇÃO NO LADO SECUNDÁRIO (BAIXA TENSÃO)

A ligação entre o transformador e o quadro geral de baixa tensão (QGBT) será feita por cabos monopolares isolados a PEX e em cobre.

A ligação no lado secundário será feita recorrendo a cabos do tipo LSVV – 0.6/1 kV,  $3 \times (3 \times 240) + 240 \text{ mm}^2$  entre o Transformador e o Quadro Geral de Baixa Tensão, sendo três cabos em paralelo para cada fase e um cabo para o neutro, incluindo terminais bimetálicos ao transformador de potência (lado de Baixa Tensão) e ao Quadro Geral de Baixa Tensão. Este cabo irá ser colocado num tabuleiro, desta forma o factor de correcção é de 0,82.

Como a corrente nominal na baixa tensão nos terminais do transformador é de  $I_n^{BT} = \frac{630000}{3 \times 230} = 913 \text{ A}$  optou-se por um cabo com LSVV  $3 \times (3 \times 240) + 240 \text{ mm}^2$  que possui

$$I_z = 3 \times 423 \times \sqrt{\frac{70-30}{70-35}} \times 0,82 = 1112.43 \text{ A} < 913 \text{ A}$$

Como a intensidade máxima admissível afectada pelos factores de correcção é menor que a corrente nominal na baixa tensão, pode utilizar-se o cabo LSVV  $3 \times (3 \times 240) + 240 \text{ m}$ .

Este cabo é o único que não possui nenhuma protecção, de acordo com o artº do . APAGAR

### 8.1.7. Aparelhagem de Baixa Tensão

Quadro Geral de Baixa Tensão do tipo CA2 com 1 nível IP, normalizado da EDP, equipado com relógio astronómico. Este quadro é do tipo interior fechado, por forma a garantir a inacessibilidade às peças sob tensão. O QGBT deverá possuir:

- Um interruptor geral de baixa tensão tripolar, devendo assegurar o corte de corrente de  $3 \times 1000 \text{ A}$ ;
- Corta circuitos fusíveis, nas saídas de iluminação pública do tipo tribloco, sendo os elementos de substituição do tipo gG, um de  $16 \text{ A}$  e outro de  $10 \text{ A}$ ;
- Comando de iluminação pública feito por contactor, comandado por uma célula fotovoltaica convenientemente instalada no exterior do posto de transformação, para as duas saídas;
- Seis bases fusível tribloco vertical tamanho 2,  $250 \text{ A}$  destinado à montagem dos fusíveis de protecção das saídas da rede de distribuição de Baixa Tensão;
- Um contador para contagem de energia para a iluminação pública;
- Três amperímetros electromagnéticos com indicador de ponta de  $0$  a  $1000 \text{ A}$ ;
- Três transformadores de intensidade de  $1000 \text{ A} / 5 \text{ A}$ , para ligação aos amperímetros, classe  $0.5$ ;
- Três voltímetros electromagnéticos  $0-500 \text{ V}$  e respectiva protecção por fusíveis de  $10 \text{ A}$ ;
- Três barras de cobre de  $50 \times 10 \text{ mm}$  e pintadas com as cores regulamentares para as fases R, S e T.
- Duas barras de cobre de  $60 \times 5 \text{ mm}$  e pintadas com as cores regulamentares para o neutro e para a terra de protecção;
- Um disjuntor de calibre  $10 \text{ A}$  para protecção do circuito de iluminação, um de  $10 \text{ A}$  para protecção do DGPT2, um de  $10 \text{ A}$  para a protecção da célula fotoeléctrica e um de  $16 \text{ A}$  para protecção da tomada do Posto de Transformação, curva característica C do tipo C60L;
- Um disjuntor diferencial para protecção de pessoas colocado a montante dos disjuntores que protegem as instalações de iluminação e circuito de tomadas do Posto de Transformação, de  $25 \text{ A}$  e protecção diferencial de  $300 \text{ mA}$ .

O poder de corte dos fusíveis instalados no quadro geral de baixa tensão deve ser superior à máxima corrente de curto-circuito a que podem ser submetidos. Para o cálculo desta corrente, efectuar-se-á a soma da impedância vista do barramento de média tensão com a reactância de fugas do transformador, desprezando as ligações no interior do Posto de Transformação, uma vez que os

comprimentos destas ligações são muito inferiores (1,85 m) em relação ao comprimento dos cabos da rede de média tensão.

#### **8.1.8. Barramento do QGBT**

No quadro normalizado CA2 existem três barras de dimensões 50x10 mm e duas de 60x5 mm. De acordo com a DIN 43671, estas suportam uma corrente de 2320 A e 1330 A, respectivamente.

Verifica-se que estas são suficientes e se encontram sobredimensionadas face à corrente previsível no Posto de Transformação dimensionado.

#### **8.1.9. Protecções contra Sobrecargas**

A instalação será equipada com dispositivos de protecção contra sobrecargas, destinadas a proteger as próprias instalações e cada uma das suas partes e equipamentos, conforme o artº 64 do decreto regulamentar nº 56/85.

A protecção contra sobrecargas, poderá ser assegurada pelos dispositivos de protecção contra curto-circuitos, desde que estes assegurem a interrupção do circuito afectado antes de se atingir a temperatura máxima admissível pelos aparelhos ou canalizações.

O transformador é dotado de uma protecção especial designada por DGPT2 que garante a detecção de emissão de gases do líquido dieléctrico devido a uma decomposição provocada pelo calor ou arco eléctrico que se pode produzir no interior da cuba (disparo), a leitura da temperatura do líquido dieléctrico (contactos de alarme e disparo reguláveis) e visualização do nível do líquido por meio de um pequeno flutuador.

#### **8.1.10. Protecção contra curto-circuito**

As instalações serão equipadas por dispositivos de protecção contra curto-circuitos já mencionados destinados a proteger a própria instalação e cada uma das suas partes, conforme o artº 62 do decreto regulamentar nº 56/85. Para tal **utilizam-se** corta circuitos fusíveis de A.P.C., de forma a garantir a interrupção automática do circuito.

Todas as saídas de cabos de baixa tensão serão equipados com dispositivos de protecção contra curto-circuitos. O transformador de potência, o interruptor, seccionador e restante aparelhagem deverão resistir aos efeitos dinâmicos e térmicos dos curto-circuitos até ao momento de actuação das protecções, conforme o artº 63 do decreto regulamentar 56/85.

### 8.1.11. Protecção de Pessoas

Nos casos de defeitos à terra ou à massa que ocorram em redes ou em instalações Alta Tensão, deverão ser eliminados automaticamente, mediante dispositivos de protecção que ordenam a interrupção do circuito afectado, de acordo com o artº 65 do decreto regulamentar 56/85.

As armaduras, blindagem e bainhas metálicas dos cabos das saídas subterrâneas da rede Baixa Tensão de distribuição pública serão ligados à terra de serviço por intermédio de cabos isolados de classe 2 de isolamento segundo o artº 52 do R.S.S.P.T.S..

Para evitar a ocorrência de contactos consecutivos em massas diferentes, teve-se em consideração que as celas de protecção se encontram separadas do QGBT de uma distância superior a 800 mm.

### 8.1.12. Terras

Os defeitos à terra ou a massa que ocorram em redes ou instalações de alta tensão deverão ser eliminados automaticamente mediante dispositivos de protecção que ordenam a interrupção dos circuitos afectados, conforme a artº 65 do decreto regulamentar nº 56/85.

O Posto de Transformação deverá ser dotado de duas terras distintas, a de serviço e a de protecção, conforme o artº 27 do R.S.S.P.T.S.

Os circuitos de terra deverão ser estabelecidos para garantir segurança sob os pontos de vista eléctrico e mecânico, não devendo ter em série partes metálicas da instalação. Este deverá ser contínuo, realizado através de soldadura forte, parafusos ou ligadores, conforme o artº 56 do R.S.S.P.T.S.. Segundo este artigo também não se pode intercalar interruptores, seccionadores, corta circuitos fusíveis ou qualquer peça amovível sem auxílio de ferramentas. Próximo da saída dos edifícios e dentro destes, mas fora das celas, nas instalações interiores deverá existir uma ligação amovível que permita efectuar a medição das resistências de terra dos eléctrodos. A terra na baixa tensão será do tipo TN-C, ou seja, neutro ligado à terra e massas ligadas ao condutor PEN (protecção e neutro). O dispositivo de protecção deverá assegurar o disparo ao primeiro defeito num tempo compatível com a curva de segurança definida.

#### 8.1.12.1. TERRA DE PROTECÇÃO

Serão ligados à terra de protecção os elementos metálicos da instalação que não se encontram habitualmente em tensão, mas que por motivo de avaria ou factos externos, como defeitos de isolamento ficam em tensão, de acordo com o artº 52 do R.S.S.P.T.S. . As celas devem dispor de um barramento de cobre que as interligará, constituindo o barramento de terra de protecção. Todos os elementos metálicos devem estar ligados a uma barra de cobre presente no circuito de terra de protecção.

A superfície equipotencial do chão, as portas, as grelhas de ventilação, a estrutura metálica das celas e a carcaça do transformador também deverão ser ligadas à terra de protecção.

Todas estas superfícies deverão ser interligadas com um cabo H07V-R 0,6/1 kV de 16 mm<sup>2</sup> ao barramento de terra e deste será ligado um cabo até ao barramento amovível. Deste barramento sairá um cabo H07V-R 0,6/1 kV de 35mm<sup>2</sup> até ao eléctrodo de terra que se encontra enterrado no exterior do Posto de Transformação de cor verde e amarelo.

O eléctrodo de terra será constituído por um anel de cabo de cobre nu de secção não inferior a 35mm<sup>2</sup>, enterrado e protegido contra eventuais acções mecânicas.

Os eléctrodos de terra serão do tipo vareta de cobre com 2000mm de comprimento e 20mm de diâmetro, de acordo com o artº 58 e 59 do R.S.S.P.T.S., enterrados verticalmente no solo a uma profundidade de 800mm. A empresa responsável pela exploração do Posto de Transformação deverá verificar uma vez por ano, nos meses de verão, as resistências de terra, de acordo com o artº 60 do R.S.S.P.T.S..

#### 8.1.12.2. TERRA DE SERVIÇO

De acordo com o artº 13 e 134 do R.S.R.D.E.E.B.T. o neutro no Posto de Transformação deverá ser ligado directamente à terra de serviço. A esta terra deverão ser ligados o neutro do transformador, as armaduras, as blindagens e bainhas metálicas dos cabos das saídas subterrâneas de Baixa Tensão.

A implantação do eléctrodo da terra de serviço deve ser localizado em terreno que ofereça condições aceitáveis e para que as terras de serviço e de protecção sejam electricamente distintas, desta forma, os eléctrodos deverão estar a uma distância mínima de 20 m.

O condutor de ligação à terra de serviço será constituído por um cabo H07V-R 0,6/1 kV de 16 mm<sup>2</sup> com isolamento de cor azul e bainha exterior preta entre o barramento de neutro até ao ligador amovível e por um cabo H07V-R 0,6/1 kV de 16 mm<sup>2</sup> com isolamento de cor azul e bainha exterior preta entre o ligador amovível e o eléctrodo de terra, de acordo com o artº 57 do R.S.S.P.T.S..

O ligador amovível tem de permitir a realização da medição da resistência de terra dos eléctrodos, de acordo com o artº 56 do R.S.S.P.T.S..

O eléctrodo de terra de serviço será constituído por um conjunto de 4 varetas de cobre nu, de 2 metros de comprimento e enterradas verticalmente até uma profundidade de 0,8 m. Estas serão interligadas através de um condutor de cobre nu de secção de 35 mm<sup>2</sup>. Esta disposição deverá garantir uma resistência de terra seja inferior a 20  $\Omega$  em qualquer época do ano.

#### 8.1.13. Circuitos de Iluminação e Tomadas do Posto de Transformação

No interior do Posto de Transformação será instalada uma lâmpada fluorescente de 36 W posicionada de forma a proporcionar um nível de iluminação suficiente para verificação e manobras dos elementos do mesmo e uma tomada para usos gerais, conforme o artº 41 do R.S.S.P.T.S.. Todo o circuito de iluminação será instalado à vista em cabo H07VV-U 3G1,5mm<sup>2</sup> de modo a não atravessar as celas e disposto por forma substituir as lâmpadas sem que seja necessário interromper a exploração. A

protecção deste circuito é realizada por um disjuntor de 10 A com característica do tipo C. Deverá existir um sistema de iluminação de recurso, conservado em perfeito estado de funcionamento, capaz de em caso de falha do sistema de iluminação principal, permitir circular sem perigo e proceder às manobras e reparações de emergência necessárias, de acordo com o artº 42 do R.S.S.P.T.S..

Existirá uma tomada para a realização de manutenção, cujo circuito será realizado por um cabo do tipo H07VV-U 3G2,5mm<sup>2</sup> protegido por um disjuntor de 16 A com característica tipo C.

#### **8.1.14. Encravamentos**

Com base nos artº 49 e 50 do R.S.S.P.T.S. As peças nuas em tensão não deverão estar acessíveis sem meios especiais e por isso, deverá existir no Posto de Transformação vários sistemas que permitam manobrar os órgãos em tensão garantindo a protecção contra contactos com pelas em tensão através de um sistema de encravamentos.

Existem dois tipos de encravamentos que funcionam em paralelo, os eléctricos e mecânicos.

##### **8.1.14.1. ENCRAVAMENTOS ELÉCTRICOS**

Os encravamentos eléctricos serão efectuados por meio de trincos electromagnéticos instalados nas portas de acesso ao transformador, só permitindo a abertura destas se não existir qualquer nível de tensão perigoso no interior.

##### **8.1.14.2. ENCRAVAMENTOS MECÂNICOS**

Os encravamentos mecânicos serão realizados a partir de fechaduras de encravamento instaladas nos órgãos de manobra da aparelhagem. As chaves nelas retidas apenas serão libertadas quando os aparelhos estiverem colocados na posição aberta. Essas fechaduras não permitirão o fecho dos aparelhos enquanto as chaves que delas foram retiradas não retomem a sua posição. Desta forma, é possível evitar que se possa aceder ao transformador quando no seu interior existirem elementos activos, e ao mesmo tempo, impede que se possa activar uma cela sem que as portas não estejam devidamente fechadas.

São de prever os seguintes encravamentos mecânicos:

- Só é possível fechar o interruptor se o seccionador de terra estiver aberto e o painel de acesso colocado no lugar;
- O fecho do seccionador de ligação à terra só é possível se o interruptor estiver aberto;
- A abertura do painel de acesso ao compartimento dos cabos só é possível se o seccionador de ligação à terra estiver fechado;

- Com o painel dianteiro retirado, é possível abrir o seccionador de ligação à terra para realizar o ensaio dos cabos, mas não é possível fechar o interruptor;
- Dos encravamentos funcionais também está previsto que algumas das diferentes funções se encastrarão entre elas mediante fechadura.
- As celas Fluofix dispõem de reforços estruturais quer nos painéis quer na porta de acesso ao compartimento de cabos que lhes permite resistir em caso de arco interno. Para além deste reforço, estas celas possuem dispositivos de escape de sobrepressões de modo a proteger os operadores dos fumos e gases quentes.
- Na cela do transformador, só se poderá efectuar a abertura da sua porta com uma chave libertada da fechadura de encravamento do órgão de manobra do interruptor seccionador fusível, quando este se encontra na posição aberta. A chave ficará retida enquanto a porta da cela se mantiver aberta.

#### **8.1.15. Acessórios**

Devem existir dentro do Posto de Transformação os seguintes acessórios:

- Três placas avisadoras com dimensões de 12x20 cm, colocadas na porta do Posto de Transformação, com uma flecha vermelha em zigzag e a inscrição “Perigo de Morte” satisfazendo as normas portuguesas NP-608 e NP-609; Noutra placa deverá constar o número do Posto de Transformação e a identificação e telefone do distribuidor;
- Quadro com as instruções para os primeiros socorros e o registo de medidas de terra;
- Um sistema de iluminação de emergência constituída por uma lanterna eléctrica portátil, com lâmpada fluorescente alimentada por bateria de níquel cádmio que deverá ser mantida em perfeito estado de funcionamento;
- Pare de luvas isolantes e estrado isolante para 20 kV;
- Punho de manobra de fusíveis para baixa tensão;
- Armário em material não metálico, onde contem os acessórios e medicamentos necessários a uma situação de primeiros socorros;
- Reserva de fusíveis;
- Um extintor de incêndio do tipo neve carbónica, ou equivalente, com capacidade mínima de 5 kg;
- Esquema Eléctrico do Posto de Transformação (Peça desenhada nr. XX).