

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Projecto de linha de alta tensão - Estudo do
comportamento eléctrico**

Joel da Silva Ramires

VERSÃO FINAL

Relatório de Projecto realizado no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. José Rui da Rocha Pinto Ferreira
Co-orientador: Eng. Ricardo Júlio Flores Pina

Julho de 2008

© Joel da Silva Ramires, 2008

Resumo

Neste Relatório de Projecto apresentam-se os trabalhos realizados com os objectivos de projectar uma linha aérea dupla a 60kV assim como a realização de uma aplicação informática que permite simular a evolução das correntes de curto-circuito numa linha aérea quando sujeita tanto a curto-circuitos simétricos como assimétricos.

Os trabalhos foram realizados nas instalações da EDP Distribuição, Departamento de Linhas Eléctricas de Distribuição, em Vila Nova de Gaia.

Este trabalho divide-se essencialmente em duas partes distintas. A primeira parte diz respeito ao projecto da linha aérea de transmissão de energia que interligará a subestação de Frades (150/60 kV), situada no concelho de Vieira do Minho, ao parque eólico situado em Lomba do Vale, concelho de Montalegre. Numa segunda fase, foi realizada uma aplicação informática em *VisualBasic* que permite simular curto-circuitos em linhas aéreas.

A parte referente ao projecto da linha de transmissão constitui dois capítulos deste trabalho. No primeiro capítulo, são apresentadas as bases teóricas necessárias para realizar um projecto de uma linha aérea de alta tensão. O capítulo 3 diz respeito à Memória Descritiva e Justificativa do projecto da linha aérea Lomba do Vale - Frades. No capítulo 4, para além da explicação do modo de funcionamento do programa desenvolvido, são apresentadas as equações teóricas que serviram de base, assim como exemplos numéricos que comprovam a sua viabilidade. Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões e algumas propostas para futuros trabalhos.

Em anexo a este documento encontram-se, referentes à linha aérea de transmissão, todos os cálculos efectuados, assim como as peças desenhadas constituídas pela planta topográfica e o perfil.

Abstract

This Project Report was done with the objective of projecting a double power line with 60kV and making a computer software that allows the simulation of the evolution of short-circuit currents when a power line is subjected to both symmetrical and asymmetrical short-circuits.

The proceedings were conducted in the EDP Distribuição, Departamento de Linhas Eléctricas de Distribuição, in Vila Nova de Gaia.

This work consists in two different parts. The first part concerns the project of the power line's transmission of energy which will connect to the Subestação de Frades (150/60 kV) in the area of Vieira do Minho, and the wind farm located in Lomba do Vale, region of Montalegre. The second phase was done with the software Visual Basic, which allowed simulating, short-circuits in power lines.

The part concerning the project's transmission line is the first two chapters of this work. The first chapter provides the theoretical basis for undertaking a project of a high-voltage power line. Chapter 3 concerns the Descriptive Memory and justification of the project of the Lomba do Vale - Frades's power line. In Chapter 4, apart from explanation of the developed program, are also presented equations that form the theoretical basis, as well as numerical examples that prove its viability. Finally, Chapter 5 provides the conclusions and some proposals for future work.

Attached to this document are, referring to the transmission's power line, all calculations as well as drawings, such as the blueprint and topographic profile.

Agradecimentos

Começo por agradecer ao Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto e ao Engenheiro Ricardo Júlio Flores Pina, da EDP Distribuição, Departamento de Projecto e Construção, por terem aceite co-orientar este trabalho e pelo apoio prestado no decorrer do mesmo, sem o qual muito dificilmente este trabalho teria sido concluído com êxito.

Agradeço a toda a equipe do departamento de Projecto e Construção da EDP Distribuição de Vila Nova de Gaia, aos Engenheiros António Carvalho, Carlos Aguiar, Nuno Barros, Fernando Duarte, Fernando Rosas e Fernando Galvão, pela disponibilidade e paciência demonstradas, aos desenhadores Carlos Alfredo, João Soares e Júlio Fortuna pela ajuda na elaboração do perfil da linha aérea de transmissão de energia em AutoCAD, e ao topógrafo Manuel Capela pelos noções de topografia no terreno.

Agradeço ao Professor José Luís Pinto Pereira da Silva, da Faculdade de Engenharia do Porto, pelos esclarecimentos sobre curto-circuitos.

Agradeço a todos os meus colegas da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, principalmente ao Agostinho Moreira, Carlos Ferreira, José Carlos Silva, Ricardo Martins, Rui Framegas e Octávio Cunha, que me acompanham deste o início.

Por fim, agradeço à minha família e a todos os outros que directa ou indirectamente me ajudaram a tornar este trabalho possível.

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Linha aérea de distribuição de energia eléctrica.....	1
1.2 - Curto-circuitos em linhas aéreas	2
Capítulo 2	3
Linhas aéreas - Bases teóricas	3
2.1 - Classificação das linhas	3
2.2 - Tipos de condutores	3
2.3 - Tensão nominal.....	4
2.4 - Secção dos condutores	5
2.5 - Isoladores.....	7
2.5.1 - Cadeias de isoladores em amarração.....	9
2.5.2 - Cadeias de isoladores em suspensão.....	9
2.6 - Apoios	10
2.7 - Redes de Terras	10
2.8 - Fundações	10
2.9 - Constantes físicas da linha	11
2.9.1 - Resistência eléctrica	11
2.9.2 - Capacidade	15
2.9.3 - Condutância.....	16
2.10 - Constantes eléctricas da linha.....	16
2.10.1 - Reactância.....	16
2.10.2 - Susceptância	17
2.10.3 - Impedância	17
2.10.4 - Admitância	18
2.11 - Análise preliminar da solução adoptada	18
2.12 - Cálculo do transporte de energia	18
2.12.1 - Impedância característica ou natural	18
2.12.2 - Ângulo característico ou complexo	19
2.12.3 - Potência característica ou natural.....	19
2.13 - Cálculo mecânico	20

2.13.1 - Tensão mecânica dos cabos	20
2.13.2 - Estados atmosféricos	21
2.13.3 - Coeficiente de sobrecarga.....	22
2.13.4 - Vão crítico.....	25
2.13.5 - Estado atmosférico mais desfavorável - Árvore de decisão	25
2.13.6 - Equação de estados.....	26
2.13.7 - Regulação mecânica.....	28
2.13.8 - Aproximação parabólica	29
2.14 - Geometria das linhas	30
2.14.1 - Vãos em declive	30
2.14.2 - Vãos em patamar	36
2.14.3 - Flecha máxima	37
2.15 - Distâncias regulamentares	37
2.16 - Desvio transversal nas cadeias de suspensão	39
2.17 - Sequência do projecto de uma linha aérea	39
2.17.1 - Traçado da linha	39
2.17.2 - Levantamento topográfico	40
2.17.3 - Comprimento da linha	41
2.17.4 - Tensão nominal.....	41
2.17.5 - Secção dos condutores	41
2.17.6 - Estados atmosféricos	41
2.17.7 - Coeficientes de sobrecarga	41
2.17.8 - Natureza dos apoios	41
2.17.9 - Afastamento entre condutores	41
2.17.10 - Características físicas e eléctricas.....	42
2.17.11 - Implantação dos apoios	42
2.18 - Estimativa orçamental e caderno de encargos	42
2.19 - Condições técnicas para a execução da linha.....	42
2.19.1 - Apoios	42
2.19.2 - Placas de advertência e numeração	43
2.19.3 - Piquetagem	43
2.19.4 - Caboucos	43
2.19.5 - Isoladores.....	43
2.19.6 - Condutores	43
2.20 - Entidades envolvidas no projecto e execução de uma linha	44
Capítulo 3	45
Memória Descritiva e Justificativa	45
3.1 - Objectivo	45
3.2 - Regulamentação.....	45
3.3 - Tensão e corrente	45
3.4 - Cálculo eléctrico	46
3.4.1 - Características dos cabos.....	46
3.4.2 - Intensidade de corrente	46
3.4.3 - Perdas de energia.....	47
3.4.4 - Queda de Tensão.....	47

3.4.5 -	Isoladores.....	48
3.5 -	Cálculo mecânico	49
3.5.1 -	Tensões mecânicas máximas.....	49
3.5.2 -	Coeficiente de sobrecarga.....	50
3.5.2.1 -	Cabo condutor	51
3.5.2.2 -	Cabo de guarda.....	52
3.5.2.3 -	Quadro resumo	53
3.5.3 -	Vão crítico.....	53
3.5.3.1 -	Cabo condutor	53
3.5.3.2 -	Cabo de guarda.....	53
3.5.4 -	Parâmetro da catenária e flecha máxima	54
3.5.4.1 -	Cabo condutor	54
3.5.4.2 -	Cabo de guarda.....	56
3.5.5 -	Apoios	58
3.5.5.1 -	Tipos de apoios	58
3.5.5.2 -	Simbologia	58
3.5.5.3 -	Apoio fim de linha	59
3.5.5.4 -	Apoio de ângulo	61
3.5.5.5 -	Apoio em alinhamento	63
3.5.5.6 -	Apoios de betão	65
3.5.6 -	Desvio transversal nas cadeias de suspensão.....	68
3.5.7 -	Distância entre condutores.....	68
3.5.8 -	Cruzamento com linhas de telecomunicações	69
3.5.9 -	Cruzamento com linhas eléctricas de baixa tensão.....	69
3.5.10 -	Cruzamento com linhas eléctricas de média tensão.....	69
3.5.11 -	Cruzamento com estradas nacionais.....	69
Capítulo 4	71
Cálculo das características de uma linha aérea e estudo de curto-circuitos.	71
4.1 -	Aplicação informática desenvolvida	71
4.2 -	Metodologia de cálculo.....	75
4.2.1 -	Curto-circuito tripolar simétrico	75
4.2.2 -	Curto-circuito fase-terra.....	77
4.2.3 -	Curto-circuito fase-fase.....	79
4.2.4 -	Curto-circuito fase-fase-terra	80
4.3 -	Verificação das funcionalidades da aplicação informática	80
4.3.1 -	Curto-circuito simétrico	81
4.3.2 -	Curto-circuito fase-terra.....	83
4.3.3 -	Curto-circuito fase-fase.....	87
4.3.4 -	Curto-circuito fase-fase-terra	90
4.4 -	Observações.....	94
Capítulo 5	95
Conclusões e trabalhos futuros	95
Referências	97

Anexos.....	98
1 - Peso real dos condutores nos apoios com cadeias de suspensão	98
2 - Desvio transversal (θ) e distância entre condutores (D)	99
3 - Dimensionamento dos apoios	100
4 - Cálculo manual de um apoio.....	101
5 - Peças desenhadas.....	101

Lista de figuras

Figura 2.1 - Representação de um vão em que a cadeia de isoladores fica “enforcada”.....	8
Figura 2.2 - Representação de uma cadeia de isoladores em amarração.....	9
Figura 2.3 - Representação de uma cadeia de isoladores em suspensão.....	9
Figura 2.4 - Representação de um condutor multifilar.....	12
Figura 2.5 - Passo de um fio.....	13
Figura 2.6 - Distância entre condutores para uma linha dupla, sendo os pontos 1, 2, 3, 1', 2', 3', os condutores da linha.....	16
Figura 2.7 - Esquema das forças aplicadas sobre um condutor.	22
Figura 2.8 - Árvore de decisão que permite determinar qual o estado mais desfavorável [9].	26
Figura 2.9 - Representação das forças aplicadas num vão em declive [10].	31
Figura 2.10 - Distâncias necessárias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 1 [4].	35
Figura 2.11 - Distâncias necessárias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 2 [4].	36
Figura 3.1 - Situação de cálculo de um apoio de ângulo.....	59
Figura 4.1 - Interface com o utilizador da aplicação informática.	72
Figura 4.2 - Lista pré-definida de cabos.	73
Figura 4.3 - Interface onde são apresentados os cálculos efectuados.....	74
Figura 4.4 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito.	75
Figura 4.5 - Valores obtidos na aplicação informática - curto-circuito trifásico simétrico. ...	82
Figura 4.6 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito simétrico.....	83

Figura 4.7 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos comprimentos de linha, após um curto-circuito fase-terra.	86
Figura 4.8 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-terra.	87
Figura 4.9 - Valores obtidos na aplicação informática - curto-circuito fase-fase.	90
Figura 4.10 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-fase.	90
Figura 4.11 - Valores obtidos na aplicação informática - curto-circuito fase-fase-terra.	93
Figura 4.12 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-fase-terra.	93

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Principais características eléctricas e mecânicas de alguns materiais condutores [1].	4
Tabela 2.2 - Tensão mais económica em função do comprimento da linha, segundo Starr.	5
Tabela 2.3 - Características dos diferentes níveis de poluição considerados para a escolha dos isoladores [1].....	8
Tabela 2.4 - Características dos diferentes estados atmosféricos considerados.....	22
Tabela 2.5 - Nomenclatura usada para caracterizar dois estados atmosféricos diferentes....	26
Tabela 2.6 - Distâncias regulamentares a respeitar.	38
Tabela 3.1 - Características do cabo condutor e cabo de guarda.	46
Tabela 3.2 - Principais características dos isoladores.	49
Tabela 3.3 - Tensões mecânicas máximas e manga de gelo considerada para os diferentes vãos.	50
Tabela 3.4 - Manga de gelo considerada para as diferentes cotas.	50
Tabela 3.5 - Força do vento no estado de Inverno e Primavera para as diferentes mangas de gelo, expressa em $[daN/mm^2]$	53
Tabela 3.6 - Parâmetros e flechas obtidas para o cabo condutor para os diferentes vãos de cálculo considerados.....	55
Tabela 3.7 - Parâmetros e flechas obtidas para o cabo de guarda para os diferentes vãos de cálculo considerados.....	57
Tabela 3.8 - Esforços máximos dos apoios utilizados	58
Tabela 3.9 - Esforços totais obtidos nos apoios nº 7 e nº 49.....	65

Abreviaturas

BT	Baixa Tensão
CAD	<i>Computer Aided Design</i>
EDP	Energias de Portugal, S.A
MT	Média Tensão
R.S.L.E.A.T.	Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão
SEE	Sistema Eléctrico de Energia

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Linha aérea de distribuição de energia eléctrica

Designa-se por «linha» um circuito simples constituído por certo número de condutores adequado ao tipo de corrente a transmitir (corrente contínua - a 2 ou 3 fios - e corrente alternada - monofásica ou trifásica, etc.).

O cálculo dos circuitos de corrente contínua é simples pois é possível considerá-lo como um circuito de corrente alternada monofásica de frequência zero uma vez que as reactâncias e capacidades não intervêm nos fenómenos em regime permanente.

Tratando-se de circuitos de corrente alternada polifásica, consegue-se resultados com suficiente aproximação se nos cálculos for considerado a simetria entre fases, pelo que, “o cálculo de uma fase implica considerar apenas as constantes de um condutor” [1].

As constantes características de uma linha podem ser divididas em *constantes físicas* (resistência, capacidade e condutância ou perditância) e *constantes eléctricas* (reactância, susceptância, impedância e admitância).

Num circuito homogéneo, as constantes eléctricas são proporcionais ao seu comprimento. Assim, o circuito é caracterizado pelas constantes lineares, isto é, constantes por unidade de comprimento (geralmente o quilómetro, pelo que, as referidas constantes dizem-se também constantes quilométricas).

Normalmente, as razões que levam a elaboração de projectos de linhas de MT são as seguintes [2]:

- Ligação de novos clientes em MT;
- Ligação de novos clientes em BT;
- Modificações do traçado de linhas já existentes;
- Interligação de linhas;
- Melhoria dos indicadores de qualidade de serviço.

1.2 - Curto-circuitos em linhas aéreas

Designa-se por «curto-circuito», os circuitos eléctricos resultantes de contactos accidentais entre dois ou mais condutores de uma instalação eléctrica, seja ela de produção, transporte, distribuição ou utilização.

Um curto-circuito pode verificar-se entre dois ou mais condutores a um potencial diferente ou entre um condutor e a terra. Estes circuitos acidentalmente estabelecidos têm, em geral, impedâncias de valor muito baixo originando portanto correntes elevadas.

Os curto-circuitos originados por contactos de pessoas, animais ou objectos que caem sobre as peças sob tensão, por defeito de isolamento, pela ruptura dos condutores ou dos respectivos órgãos de apoio, pelas poeiras e humidades depositadas sobre os isoladores ou por falsas manobras, produzem correntes susceptíveis de provocar o aquecimento excessivo em algumas partes do circuito, esforços electromecânicos elevados, destruição de aparelhagem de protecção e de manobra, quedas de tensão exageradas, perturbações nos circuitos de telecomunicações.

Uma vez que é impossível evitar-se em absoluto os curto-circuitos, torna-se imprescindível conhecer o valor máximo das intensidades de corrente de curto-circuito susceptíveis de surgir num dado ponto de uma instalação.

Capítulo 2

Linhas aéreas - Bases teóricas

2.1 - Classificação das linhas

Nem todas as linhas de transmissão de energia exigem métodos precisos de cálculo, daí a classificação habitual das linhas em «curtas», «médias» e «longas» [1] [3].

Considera-se uma *linha curta*, a linha de comprimento inferior a 100 km e de tensão inferior a 100 kV, correspondendo-lhe um ângulo característico ($\bar{\theta}$) cujo módulo, à frequência de 50 Hz, é inferior a 0,1. O seu cálculo é efectuado através de soluções aproximadas, resultantes de desprezar o efeito da capacidade, o que conduz a considerar como concentradas as restantes características.

Considera-se uma *linha longa*, a linha de comprimento superior a 100 km e de tensão igual ao superior a 100 kV, correspondendo-lhe um ângulo característico cujo módulo, geralmente, é igual ao superior a 0,5. Em tais linhas justifica-se o recurso a soluções precisas, considerando o caso real de constantes repartidas.

Considera-se uma *linha média*, toda a linha que se situe próximo da fronteira que separa as duas categorias anterior (uma vez que existem linhas com mais de 100 km e menos de 100 kV, ou linhas com menos de 100 km e mais de 100 kV), correspondendo-lhe um ângulo característico cujo módulo está, geralmente, compreendido entre 0,1 e 0,5. O seu cálculo é efectuado através de soluções aproximadas, mas sem desprezar a capacidade.

2.2 - Tipos de condutores

Para a execução das linhas aéreas são usados condutores homogéneos (constituídos por um só metal ou sua liga) e condutores heterogéneos ou não homogéneos (constituídos por mais que um metal).

Os metais geralmente utilizados como condutores homogéneos - sob a forma de condutores unifilares e de condutores multifilares (ou cabos) - são de cobre, as ligas de cobre, o alumínio e as ligas de alumínio¹. O tipo mais frequente de condutor não homogéneo

¹ Designações comerciais para as ligas de alumínio: Almelec, Aldrey, Aldur.

é o cabo de alumínio-aço, designado por vezes de A.C.S.R - Aluminium Cable Steel Reinforced. Este é constituído por uma alma de aço zincado, geralmente de 7 ou mais fios, revestida por uma ou mais camadas de fios de alumínio (a resistência mecânica está a cargo da alma de aço, enquanto que a condutividade eléctrica compete ao revestimento de alumínio).

Especificam-se, na tabela 2.1, as principais características eléctricas e mecânicas, dos materiais mais utilizados como condutores eléctricos.

Tabela 2.1- Principais características eléctricas e mecânicas de alguns materiais condutores [1].

Material	Características eléctricas		Características mecânicas			
	Resistividade a 20°C	Coefficiente de temperatura de resistividade	Peso específico a 20°C	Tensão de ruptura	Módulo de elasticidade	Coefficiente de dilatação linear
	[$\Omega\text{mm}^2/\text{m}$]	-	[Kgf/dm^3]	[Kgf/mm^2]	[Kgf/mm^2]	-
Bronze fosforoso	0,029391	200×10^{-5}	9,10	60	$10,5 \times 10^3$	17×10^{-6}
Alumínio	0,029053	400×10^{-5}	2,76	16	$5,6 \times 10^3$	23×10^{-6}
Ligas de alumínio	0,033248	360×10^{-5}	2,76	27	$6,0 \times 10^3$	23×10^{-6}
Alumínio-aço	0,028960	400×10^{-5}	3,47	31	$7,8 \times 10^3$	19×10^{-6}

2.3 - Tensão nominal

A determinação da tensão de transporte é definida no Artigo nº 83 do Decreto - Lei 43335, de 19 de Novembro de 1960, é da responsabilidade do *Planeamento da Gestão da Rede*. Contudo, apresentam-se de seguida algumas considerações a ter em conta aquando da escolha da tensão nominal dos condutores.

Em grande número de casos, quando uma linha se destina a ampliar uma rede já existente, a solução mais corrente e económica, está em adoptar a mesma tensão, pelo que não são muito frequentes os casos em que se justifica a construção de uma linha de tensão diferente da existente, uma vez que as vantagens que eventualmente podem resultar da criação de uma nova tensão são atenuadas, pelos encargos de instalação e exploração de estações transformadoras.

Há ainda que considerar um aspecto fundamental que é o aspecto económico. A subida de tensão de transporte, baixando a intensidade de corrente correspondente a uma dada potência a transmitir, permite a redução da secção dos condutores sem aumento de perdas, e consequentemente, o seu peso e o seu custo, bem como o dos respectivos apoios, pois passam a ser menores os esforços mecânicos, resultantes da acção do vento sobre os condutores e da tracção mecânica exercida por estes, que actuam sobre os mesmos. Porém,

este aumento de tensão irá determinar um agravamento do custo dos equipamentos da linha e das estações terminais (isoladores, apoios, etc.). Chega-se assim à conclusão de que existirá uma tensão de transporte mais económica do que as demais, para qual é mínimo o encargo global com a instalação da linha.

A ordem de grandeza da tensão (U_{ec}), com maior ou menor grau de aproximação, pode ser obtida pela expressão de Still [3] (que conduz a resultados mais credíveis e aceitáveis para comprimentos não inferiores a 30 km), dependendo do comprimento da linha e da potência a transmitir.

$$U_{ec} = 5,5 \sqrt{\frac{P}{100} + \frac{L}{1,609}} \text{ [kV]} \quad (2.1)$$

sendo:

P Potência a transportar [kW];
 L Comprimento da linha [km].

Esta fórmula empírica deve ser encarada como indicando a ordem de grandeza da tensão mas económica a adoptar. A tensão mais económica pode ser obtida, sob um aspecto diferente mais com uma filosofia análoga, através da tabela de Starr [3], como se indica na tabela 2.2.

sendo:

L Comprimento da linha [milhas²];
 U_c Tensão (composta) mais económica [kV].

Tabela 2.2 - Tensão mais económica em função do comprimento da linha, segundo Starr.

L (milhas)	10 a 20	20 a 50	50 a 75	75 a 100	100 a 150	150 a 250
U_c (kV)	11 a 22	33 a 66	66 a 110	110 a 132	110 a 154	132 a 220

Uma vez calculada a ordem de grandeza da tensão mais económica para o transporte de energia eléctrica, a mesma é definitivamente fixada no valor normalizado mais próximo do anterior.

2.4 - Secção dos condutores

A escolha do tipo de condutores a utilizar também está a cargo do *Planeamento da Gestão da Rede*. Esta escolha depende de numerosos factores a serem previamente considerados, entre os quais:

² Uma milha equivale a aproximadamente 1 609 metros.

- a) **Efeito de coroa** - Os condutores devem possuir um diâmetro considerável para que não haja efeito de coroa.

Se os condutores de uma linha eléctrica atingem um potencial suficientemente grande que passe a correspondente rigidez dieléctrica do ar, produzem-se perdas de energia devido à corrente que se forma no meio. Tudo se passa como se o ar fosse condutor, dando lugar a uma corrente de fuga similar à produzida pela condutância do isolador [6].

Nos condutores aéreos o efeito é visível na escuridão da noite, podendo ver-se envolvidos num arco luminoso azulado, de secção transversal circular em forma de coroa, daí o nome do fenómeno. À tensão para a qual começam as perdas através do ar, dá-se o nome de «tensão crítica disruptiva», e para ela o fenómeno ainda não é visível.

A consequência prática do efeito de coroa é em definitivo a corrente de fuga análoga à da condutância do isolamento. As perdas por efeito de coroa começam a produzir-se desde o momento em que a tensão crítica disruptiva seja menor que a tensão da linha [1] [3].

A tensão crítica disruptiva (U_{cr}) é afectada por numerosos factores tais como a pressão atmosférica, a temperatura ambiente e as características geométricas e superficiais do condutor. Mediante a introdução de hipóteses simplificativas, mostra-se que a referida tensão é dada pela seguinte expressão³:

$$U_{cr} = 10,6 \times \left(\frac{3,92 \times b}{273 + \theta} \right)^{2/3} \times m_g \times m_p \times d \times \log \left(\frac{2 \times D}{d} \right) \text{ [kV]} \quad (2.2)$$

sendo:

- b Pressão atmosférica [cm de mercúrio];
- θ Temperatura do ar [°C];
- d Diâmetro dos condutores [cm];
- D Afastamento dos condutores [cm];
- m_g Coeficiente relativo às características geométricas dos condutores;
- m_p Coeficiente relativo às características superficiais dos condutores.

Na prática, só nas linhas com tensão nominal igual ao superior a 100 kV, a tensão de serviço das linhas pode ultrapassar o valor de tensão crítica disruptiva, pelo que, o cálculo dessa tensão, geralmente, só se efectua para tensões de serviço superiores ao referido valor [1].

- b) **Perdas** - o tipo e a secção dos condutores podem ser estabelecidos de forma a que as perdas por efeito de Joule não ultrapassem um determinado valor previamente fixado.

³ A tensão U_{cr} calculada deve-se entender-se como tensão entre fase e neutro, isto é, tensão simples.

- c) **Queda de tensão** - o tipo e a secção dos condutores não deverão determinar quedas de tensão que ultrapassem valores considerados aceitáveis⁴.
- d) **Aquecimento** - a secção dos condutores deve ser escolhida de forma a que a intensidade de corrente circulante não produza um aquecimento que possa fazer com que os condutores percam as suas características/qualidades e atinjam facilmente a rotura.
- e) **Materiais e constituição dos condutores** - os condutores nus a utilizar em linhas aéreas (sob a forma de cabo multifilar) deverão ser cobre, alumínio-aço ou liga de alumínio, ou de outros materiais que possuam características eléctricas e mecânicas adequadas, e resistência às acções da intempérie.
- f) **Secções normalizadas** - em última análise, deve-se cingir às secções normalizadas dos condutores, adoptando a secção normalizada imediatamente superior à obtida pelos cálculos efectuados.

2.5 - Isoladores

Os isoladores têm como função evitar a passagem de corrente dos condutores aos respectivos apoios. Estas passagens podem resultar dos seguintes fenómenos:

- a) **Condutividade através da massa dos isoladores** - contudo, a corrente eléctrica devido a este fenómeno é insignificante.
- b) **Perfuração superficial** - deve-se à acumulação de humidade e poeiras à superfície dos isoladores (este fenómeno pode ser atenuado aumentando as linhas de fuga).
- c) **Perfuração da massa do isolador** - deve-se a impurezas no seio da massa do isolador.
- d) **Descarga disruptiva** - deve-se ao estabelecimento de um arco eléctrico entre o isolador e o apoio, através do ar que os separa, cuja rigidez dieléctrica, em determinadas ocasiões, pode não ser suficiente para evitar o seu aparecimento.

Os isoladores rígidos, apesar de mais vantajosos economicamente, praticamente já não são utilizados ficando a escolha restrita a cadeias de isoladores de suspensão ou amarração.

Os isoladores em cadeia têm alguma liberdade de movimento, isto permite atenuar eventuais efeitos anormais (como sendo a ruptura de um condutor por exemplo). Os isoladores em cadeia apresentam também como vantagem o facto de ser possível substituir um elemento da cadeia, eventualmente danificado, em vez de um isolador rígido completo.

Na escolha dos isoladores, deve-se ter em conta a zona onde a linha será implantada no que diz respeito à poluição, para o dimensionamento da linha de fugas.

⁴ Normalmente 10% da tensão nominal [4].

8 Linhas aéreas - Bases teóricas

Na tabela 2.3 indicam-se os valores mínimos dos graus de isolamento recomendados para as diferentes regiões atravessadas por linhas.

Tabela 2.3 - Características dos diferentes níveis de poluição considerados para a escolha dos isoladores [1].

Classe	Nível de poluição	Tipificação ambiental	Linha de fuga específica mínima [mm/kV]	Salinidade equivalente [kg/m ³]
1	Fraca	Zonas agrícolas, montanhosas e com fraca densidade de indústrias, todas estas situadas a pelo menos 10 km de orla marítima.	16	$S < 7$
2	Média	Zonas com indústrias não poluentes com grande densidade habitacional, sujeitas a ventos e chuvas, e, a pelo menos 5 km do mar.	20	$7 \leq S \leq 20$
3	Forte	Zonas de forte densidade habitacional e industrial, a menos de 5 km do mar ou submetida a ventos marítimos fortes.	25	$20 \leq S \leq 80$
4	Muito Forte	Zonas sujeitas a poeiras industriais condutoras, zonas costeiras com ventos fortes e poluentes e, zonas desérticas com tempestades de areia.	31	$S \geq 80$

Numa linha aérea implementada num local com declive acentuado, pode acontecer que a cadeia de isolador fique “enforcada”. Isto quer dizer que, em pelo menos um dos três estados atmosféricos tipo (vento reduzido, vento máximo e flecha máxima), a cadeia de isoladores está sujeita a uma força resultante com o sentido ascendente [2]. Na figura 2.1 encontra-se representada uma situação em que a cadeia de isoladores fica “enforcada”.

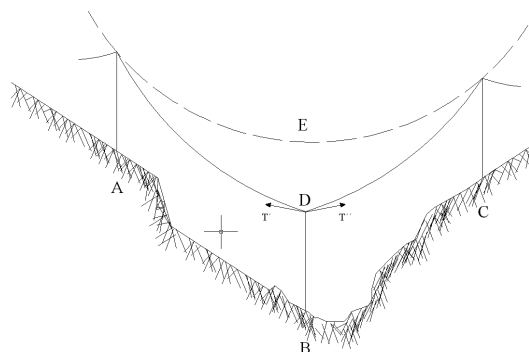


Figura 2.1 - Representação de um vão em que a cadeia de isoladores fica “enforcada”.

2.5.1 - Cadeias de isoladores em amarração

As cadeias de isoladores em amarração, dada a sua orientação quase horizontal no espaço sob a acção mecânica dos condutores, também são designadas cadeias horizontais. Neste caso, os deslocamentos dos extremos das cadeias de amarração, em consequência da variação do estado atmosférico, são efectivamente pequenos, o que leva a aceitar a aproximação de os considerar imóveis no espaço, independentemente das condições mecânicas solicitadas [3]. O conjunto de vãos compreendidos entre dois apoios equipados com cadeias de amarração é designado de «cantão». Na figura 2.2 encontra-se a representação de uma cadeia de isoladores em amarração.

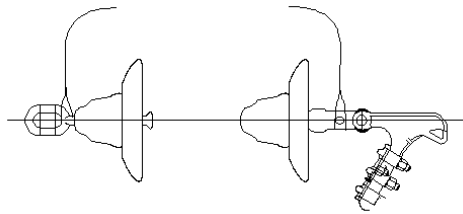


Figura 2.2 - Representação de uma cadeia de isoladores em amarração.

2.5.2 - Cadeias de isoladores em suspensão

Quando as cadeias de isoladores se encontram suspensas, ditas cadeias em suspensão ou cadeias verticais, os pontos de fixação dos condutores deixam de ser imóveis no espaço.

Nas linhas equipadas com cadeias de suspensão existem distribuídos com regularidade apoios com cadeias em amarração (não são mais do que quinze os apoios consecutivos com cadeias em suspensão), chamados apoios de reforço.

Num cantão, apesar dos vãos poderem não ser iguais no que diz respeito ao comprimento, considera-se a tensão mecânica constante uma vez que o deslocamento transversal das cadeias de isoladores de suspensão compensa eventuais diferenças de tensão mecânica [3]. Na figura 2.3 encontra-se a representação de uma cadeia de isoladores em suspensão.

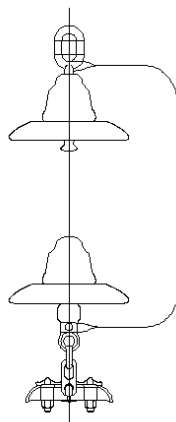


Figura 2.3 - Representação de uma cadeia de isoladores em suspensão.

2.6 - Apoios

Os apoios a adoptar numa linha são escolhidos de forma a cumprir com:

- A distância entre condutores;
- Alturas mínimas ao solo;
- Esforços dos condutores e outros eventuais equipamentos tais como isoladores, transformadores, seccionadores, etc.

Sendo ainda que os mesmos devem, na medida do possível, adaptar-se às soluções comercialmente disponíveis. Deve-se também ter em conta possíveis dificuldades de acesso aquando da escolha do apoio, se metálico ou betão armado.

Os apoios, no que diz respeito à sua função, podem ser de:

- Alinhamento;
- Ângulo;
- Reforço em alinhamento;
- Reforço em ângulo;
- Derivação em alinhamento;
- Derivação em ângulo;
- Reforço em derivação em alinhamento;
- Reforço em derivação em ângulo;
- Fim de linha.

2.7 - Redes de Terras

Os apoios devem ser individualmente ligados à terra por intermédio de um eléctrodo de terra. Tratando-se de apoios de betão armado, os suportes metálicos dos isoladores devem ser ligados à terra do próprio apoio.

Devem ainda ser ligados à terra dos apoios as estruturas metálicas dos aparelhos de corte ou de manobra. Na base do apoio, deverá ainda existir, ligada à terra do apoio, uma malha ou plataforma equipotencial colocada por debaixo do punho de comando da aparelhagem de corte ou de manobra [5].

2.8 - Fundações

As fundações devem ser convenientemente dimensionadas de modo a que, sob efeito das solicitações máximas a que forem submetidos, não se verifiquem aumentos perigosos das flechas dos condutores e não se dê o derrubamento dos apoios.

Quando do dimensionamento dos maciços deve-se ter em conta vários critérios, nomeadamente:

- A natureza dos terrenos;
- A responsabilidade da linha na rede eléctrica;

- A função do apoio;
- Os esforços envolvidos;
- A altura do apoio.

Os maciços têm a função de transmitir ao solo os esforços resultantes do seu próprio peso e das forças exteriores que lhe estão aplicadas: forças de tracção, forças devidas à acção do vento e peso dos apoios e todos os outros componentes que lhe estão associados. Estes diversos esforços fazem com que os maciços podem ser solicitados à tracção, compressão, torção em torno de um eixo horizontal e mesmo à flexão.

Normalmente, o dimensionamento das fundações não é realizado uma vez que o fabricante apresenta, para cada tipo de apoio, as dimensões a considerar.

2.9 - Constantes físicas da linha

2.9.1 - Resistência eléctrica

A resistência eléctrica (R) de um condutor é dada por $R = \rho_{\theta} \frac{L}{S}$ [Ω]

sendo:

- ρ_{θ} Resistividade a uma temperatura θ [Ω/km];
 L Comprimento do condutor [km];
 S Secção do condutor [mm^2].

Nos cálculos eléctricos podem ser feitas as seguintes correcções para os valores de resistividade ou da resistência eléctrica dos condutores:

a) Correcção devido à temperatura

Para uma temperatura $\theta \neq 20^{\circ}C$, a resistividade de um condutor é dado pela expressão:

$$\rho_{\theta} = \rho_{20} [1 + \beta(\theta - 20)] \quad (2.3)$$

onde:

- ρ_{θ} Resistividade a uma temperatura θ [Ω/km];
 ρ_{20} Resistividade a $20^{\circ}C$ [Ω/km];
 β Coeficiente de temperatura da resistividade.

b) Correção devido ao encordoamento⁵ dos condutores

Os condutores são multifilares, isto é, constituem cabos, em que os fios são enrolados em hélice.

O condutor é formado por um fio central envolvido por n camadas, tendo sucessivamente 6,12,18,24,...cada camada.

O diâmetro do cabo é dado por $D = (2n + 1)d$

Sendo o número total dos fios $N = 3n \times (n + 1) + 1$ (N=7,19,37,...fios)

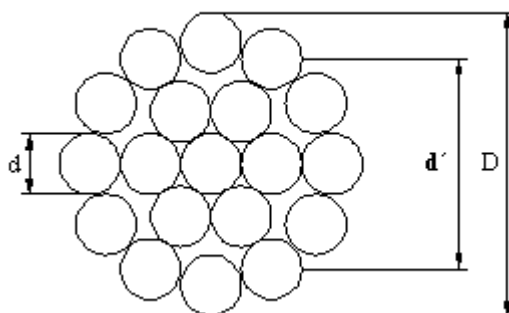


Figura 2.4 - Representação de um condutor multifilar.

Designando, respectivamente, por s_u e s_c a secção útil do cabo e a secção do círculo circunscrito ao cabo, obtém-se [1]:

$$s_u = N \left(\frac{\pi \times d^2}{4} \right) = \frac{[3n \times (n + 1)] \times \pi d^2}{4} \tag{2.4}$$

$$s_c = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{\pi \times (2n + 1) \times d^2}{4} \tag{2.5}$$

ou seja:

$$\frac{s_u}{s_c} = \frac{3n \times (n + 1) + 1}{(2n + 1)^2} \tag{2.6}$$

Designando por d' o diâmetro médio de uma camada, os respectivos fios constituem hélices cilíndricas de passo $P = md'$, sendo m um número compreendido entre 15 e 20 [1].

⁵ Disposição helicoidal de fios ou de grupos de fios ou de outros componentes de um cabo.

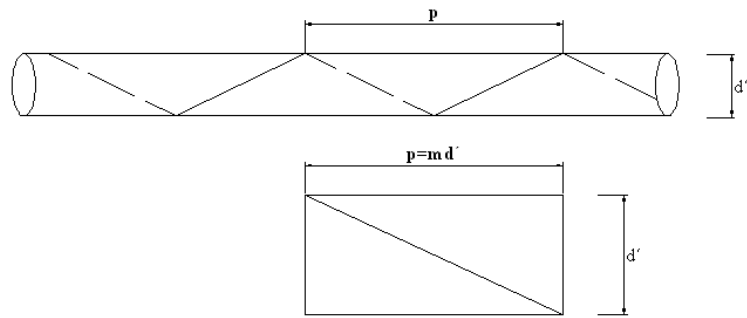


Figura 2.5 - Passo de um fio.

Para um comprimento de cabo L , o eixo de cada fio transforma-se num segmento de recta de comprimento [1]:

$$l = \sqrt{(nd')^2 + (\pi d')^2} = md' \sqrt{1 + \frac{\pi^2}{m^2}} = L \sqrt{1 + \frac{\pi^2}{m^2}} \quad (2.7)$$

ou seja:

$$\frac{l}{L} = \sqrt{1 + \frac{\pi^2}{m^2}} \quad (2.8)$$

É usual a introdução da noção de diâmetro equivalente (d'), definido pela seguinte expressão [1]:

$$d' = 0,779 \times d \quad (2.9)$$

Isto é, o aumento do comprimento dos fios devido ao encordoamento é de cerca de 1,5 a 2% [1].

c) Correção devido ao efeito pelicular⁶

Salvo indicação em contrário, a resistência eléctrica atribuída a um condutor refere-se a corrente contínua. Porém, quando o condutor é atravessado por uma corrente alternada, o efeito pelicular (ou efeito Kelvin) faz aumentar essa resistência, embora este efeito seja pouco significativo para diâmetros de condutores usuais [4].

Existem várias fórmulas empíricas que dão a relação entre os valores de resistência em corrente alternada e em corrente contínua.

⁶ Quando um condutor rectilíneo uniforme é percorrido por uma corrente constante, esta distribui-se uniformemente na secção transversal. O mesmo não ocorre quando a corrente é variável no tempo, por exemplo, no caso de uma corrente alternada sinusoidal de frequência angular ω .

Segundo Lord Rayleigh [2]:

$$\frac{R_a}{R_c} = 1 + \frac{10^{-8}}{12} \left(\frac{w \times \mu}{R_c} \right)^2 - \frac{10^{-16}}{180} \times \left(\frac{w \times \mu}{R_c} \right)^4 \quad (2.10)$$

sendo:

- R_a Resistência em corrente alternada [Ω / Km];
- R_c Resistência em corrente contínua [Ω / Km];
- μ Permeabilidade magnética do condutor;
- w Pulsação da corrente alternada ($W = 2\pi \times f$) [$rad \times s^{-1}$].

Segundo Still [2]:

$$\frac{R_a}{R_c} = 1 + \frac{\sqrt{1 + (aD^2 f)^2} - 1}{2} \quad (2.11)$$

sendo:

- a Constante igual a 0,0105 para o cobre e 0,0063 para o alumínio;
- D Diâmetro do condutor em polegadas (1 polegada = 25,4 mm);
- f Frequência da corrente alternada.

Os condutores de alumínio-aço funcionam como se fossem tubulares, dado que a alma de aço não participa na condução de corrente. Neste tipo de condutores, para as dimensões usuais (secção de alumínio não superior a 600 mm²) e à frequência de 50 Hz, o aumento da resistência devido ao efeito pelicular é geralmente inferior a 6% [1].⁷

d) Correção devido às perdas magnéticas na alma de aço

Nos condutores de alumínio-aço, cada fio de alumínio produz na alma de aço uma magnetização alternada. Como as diferentes camadas de fios de alumínio são alternadamente enroladas num sentido e no outro, se o condutor tiver duas camadas o efeito de magnetização é quase nulo, e se tiver três camadas o efeito é sensível, mas ainda muito pequeno, não excedendo 2 a 3% o aumento do valor da resistência [1] [6].

Nos cabos de alumínio-aço, para ter em consideração algumas das influências mencionadas (encordoamento dos condutores, efeito pelicular e perdas magnéticas na alma de aço) é usual calcular-se a resistência eléctrica em corrente alternada multiplicando-se por um factor na ordem dos 1,02 a 1,05 dependendo da secção [1] [6].

⁷ Para secções não superiores a 250 mm², o aumento da resistência eléctrica devido ao efeito pelicular não excede 2,5% nos condutores de cobre e 1% nos de alumínio [1].

2.9.2 - Capacidade

Por definição, a capacidade linear de um condutor de uma linha é a relação entre a carga capacitiva electrostática desse condutor, sobre um comprimento unitário, e a diferença de potencial existente, em cada instante, entre o condutor e o seu invólucro - a terra (para linhas aéreas) ou uma armadura metálica (para cabos armados) quando os condutores respectivos são sujeitos a um sistema polifásico simétrico de diferenças de potencial em relação a esse invólucro. Sendo a linha simétrica, todos os condutores têm a mesma capacidade linear de serviço e esse valor comum é também por definição a capacidade linear de serviço da linha.

Para uma linha trifásica, a capacidade eléctrica (C) é dada pela expressão [6]:

$$C = \frac{24,2}{\log\left(\frac{2 \times D}{d'}\right)} \times 10^{-9} \text{ [F/km]} \quad (2.12)$$

sendo:

- d' Diâmetro equivalente [mm];
- D Distância equivalente entre condutores [mm].

A presença de um cabo de guarda vem afectar as capacidades de uma linha aérea, sendo, porém, desprezável a sua influência [6] [7].

A distância equivalente (D), normalmente expressa em [mm], é dada por [6]:

$$D = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3} \quad (2.13)$$

onde:

$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{1-2} \times D_{1-2'} \times D_{1-3} \times D_{1-3'}}}{D_{1-1'}}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{2-1} \times D_{2-1'} \times D_{2-3} \times D_{2-3'}}}{D_{2-2'}}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{3-1} \times D_{3-1'} \times D_{3-2} \times D_{3-2'}}}{D_{3-3'}}$$

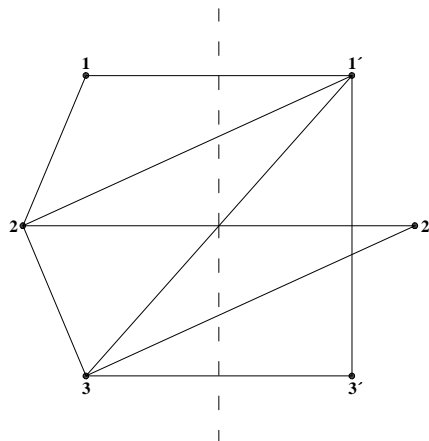


Figura 2.6 - Distância entre condutores para uma linha dupla, sendo os pontos 1, 2, 3, 1', 2', 3', os condutores da linha.

2.9.3 - Condutância

Designa-se por condutância ou perditância transversal de uma linha (g), a condutância do meio dieléctrico que envolve os condutores [3].

O seu valor, por quilómetro e por fase, é dado pela expressão [3]:

$$g = \frac{P}{U_s^2} \times 10^{-3} \left[\Omega^{-1} / km \right] \quad (2.14)$$

sendo:

- p Energia perdida [kW];
- U_s Tensão eficaz simples [kV].

A existência de uma corrente de perditância pode resultar da presença transitória de depósitos condutores à superfície dos isoladores como depósito salinos nos isoladores das linhas situadas à beira-mar, ou da produção do efeito de coroa. No primeiro caso, a corrente é geralmente pequena e no segundo, só excepcionalmente deixará de ser nula, uma vez que a tensão de serviço da linha é geralmente escolhida de modo a que o fenómeno de coroa não chegue a produzir-se com efeito permanente [7].

2.10 - Constantes eléctricas da linha

2.10.1 - Reactância

A reactância é dada pelo produto da pulsação da corrente alternada pelo coeficiente de auto-indução, sendo esse coeficiente igual à relação entre o fluxo magnético e a intensidade de corrente eléctrica que o produz.

Assim, num qualquer sistema trifásico (três ou mais condutores), para além do fluxo magnético produzido pela corrente que percorre o referido condutor, haverá ainda a considerar o fluxo magnético produzido pelos restantes condutores quando percorridos por determinados valores de corrente.

Considera-se como forma de simplificação de cálculos, que as referidas linhas são percorridas por correntes trifásicas equilibradas e de sequência directa, alimentadas por um sistema de tensões trifásicas equilibradas e de sequência directa [5].

Demonstra-se que a reactância linear da linha (x), por condutor, é dada pela expressão [6]:

$$x = 2 \times \pi \times f \times 10^{-4} \times \left[0,5 + 4,6 \log \left(\frac{2D}{d} \right) \right] [\Omega / km] \quad (2.15)$$

sendo:

D Distância equivalente entre condutores [mm];
 d Diâmetro equivalente [mm].

O efeito de uma segunda linha conduz geralmente a uma redução da ordem de 3 a 6% em relação à linha trifásica simples [1].

2.10.2 - Susceptância

A susceptância (b) é dada por:

$$b = w \times C \text{ [S]} \quad (2.16)$$

sendo:

w Pulsação angular [$\text{rads} \cdot \text{s}^{-1}$];
 C Capacidade da linha [Ω/km].

2.10.3 - Impedância

A impedância (Z) é dada por:

$$Z = R + jX \text{ } [\Omega / km] \quad (2.17)$$

sendo:

R Resistência [Ω/km];
 X Reactância [Ω/km].

2.10.4 - Admitância

A admitância (Y) é dada por:

$$Y = G + jB \quad [\Omega / km] \quad (2.18)$$

sendo:

G Condutância $[\Omega^{-1} / km]$;
 B Susceptância $[S / km]$.

2.11 - Análise preliminar da solução adoptada

O problema fundamental a resolver no cálculo eléctrico de uma qualquer linha é o de determinar o regime na emissão, conhecido o regime na recepção ou vice-versa.

Se uma linha tem na recepção, em carga, a tensão U_r , e em vazio a tensão U_{r0} , suposta a mesma tensão na emissão, chama-se regulação da linha (\mathcal{E}), à queda de tensão relativa entre os dois regimes, isto é:

$$\mathcal{E} = \frac{U_{r0} - U_r}{U_r} \times 100\% \quad (2.19)$$

Se o valor obtido para a regulação não exceder os 8% (solução técnica viável e implementável no aspecto económico) é legítimo dar-se continuidade ao projecto, nomeadamente ao cálculo mecânico da linha [1] [7].

2.12 - Cálculo do transporte de energia

2.12.1 - Impedância característica ou natural

A impedância característica de uma linha (\bar{Z}_c) é a relação entre a tensão e a intensidade em todos os pontos de uma linha de comprimento infinito, relação essa constante ao longo da transmissão. Por isso, a impedância característica é independente do comprimento desta.

Matematicamente:

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\bar{Y}}} \quad [\Omega] \quad (2.20)$$

sendo:

\bar{Z} Impedância $[\Omega / km]$;
 \bar{Y} Admitância $[\Omega / km]$.

Em linhas aéreas, o módulo de \bar{Z}_c pode variar entre os 300 e 450 $[\Omega]$, e o respectivo argumento, designado desfasagem característica, é sempre negativo, situando-se, geralmente, entre -4° e -11° [1].

Nos cabos subterrâneos, devido à fraca indutância e forte capacidade, o módulo de \bar{Z}_c desce para um valor médio da ordem de 40 a 50 $[\Omega]$, enquanto que o respectivo argumento pode atingir valores na ordem de -45° [1].

2.12.2 - Ângulo característico ou complexo

O ângulo característico ou complexo ($\bar{\theta}$), é dado por:

$$\bar{\theta} = L \times \sqrt{\bar{Z} \times \bar{Y}} \quad (2.21)$$

sendo:

L Comprimento da linha [km];
 \bar{Z} Impedância $[\Omega / km]$;
 \bar{Y} Admitância $[\Omega / km]$.

O complexo $\sqrt{\bar{Z} \times \bar{Y}} = \alpha + j\beta$ tem a designação de constante de propagação da linha. α e β são designados de constante de amortecimento e constante de fase, respectivamente, ambos expressos em [Neper/km] ou [rad/km] [4].

O módulo de $\bar{\theta}$ depende do comprimento da linha, variando entre 0,02 (linhas curtas) e 0,6 (linhas compridas). O seu argumento é positivo e próximo de 90° [8].

2.12.3 - Potência característica ou natural

Chama-se potência característica ou natural (P_c) à potência correspondente à impedância característica \bar{Z}_c .

Se a tensão de serviço no extremo receptor for de U_2 kV, a potência característica será:

$$P_c = \frac{U_2^2}{Z_c}$$

onde:

$$P_c = 3 \times U_2 \times I_2$$

$$I_2 = \frac{U_2}{Z_c}$$

obtendo-se finalmente:

$$P_c = \frac{3 \times U_2}{Z_c} = \frac{3 \left[\frac{U}{\sqrt{3}} \right]^2}{Z_c} = \frac{U^2}{Z_c} \quad (2.22)$$

2.13 - Cálculo mecânico

O cálculo mecânico de uma linha aérea de transmissão tem os seguintes objectivos fundamentais [2] [3]:

- a) A determinação das condições de montagem da linha a respeitar por forma a que, sob as condições atmosféricas aceites como as mais desfavoráveis, não se estabeleçam nos condutores e nos apoios da linha, tensões mecânicas superiores às tensões mecânicas de segurança fixada pelas normas e regulamento em vigor.
- b) O dimensionamento dos apoios da linha de modo a que os condutores não se aproximem demasiado dos apoios, dos objectos vizinhos nem do solo mais do que a permitido pelos regulamento.

Portanto torna-se necessário definir as referidas condições atmosféricas - temperatura do ar, pressões dinâmicas exercidas pelo vento e, se for o caso, a espessura da manga de gelo envolvente dos condutores - e fixar os limites inferiores das distâncias destes solo e aos corpos vizinhos.

2.13.1 - Tensão mecânica dos cabos

Normalmente a tensão do cabo condutor varia entre os 7 e 12 [daN/mm²] e a tensão do cabo de guarda entre os 10 e 17 [daN/mm²], mas não existe nenhuma regra que defina à partida as tensões mecânicas mínimas ou máximas. Contudo, deve-se verificar que a flecha máxima do cabo de guarda seja inferior à obtida para o cabo condutor, para as mesmas condições. Para isso existe uma regra prática, seguida pelos projectistas, que aconselha que o parâmetro do cabo de guarda seja pelo menos 15% maior que o parâmetro do cabo condutor, para as mesmas condições de funcionamento.

Posto isto, as tensões dos cabos serão escolhidas em função do traçado da linha, tendo em conta às suas particularidades: irregularidades no traçado, existência ou não de manga de gelo, existência ou não de ângulos pronunciados no traçado da linha, etc.

Por uma questão de aproveitamento dos condutores, é conveniente que a tensão mecânica a utilizar seja próxima da tracção máxima do cabo para que o parâmetro da catenária seja o maior possível e conseqüentemente obter vãos maiores. Mas isto nem sempre é muito vantajoso e até poderá trazer problemas à *posteriori*, aquando do dimensionamento dos apoios, uma vez que pode não haver apoios normalizados capazes de suportar os elevados esforços verificados.

Por vezes, e devido ao dimensionamento dos apoios, no primeiro e último vão da linha a tensão mecânica máxima será inferior à tensão mecânica verificada nos restantes vãos, uma vez trata-se de apoios fim de linha, que suportam a totalidade dos esforços.

Em relação à ligação dos apoios fim de linha aos pórticos das subestações, são geralmente considerados 0,5 e 1,0 [daN/mm²] para o cabo condutor e cabo de guarda respectivamente, como tensões mecânicas máximas.

2.13.2 - Estados atmosféricos

O R.S.L.E.A.T. prevê a intervenção de três «estados atmosféricos» ou «estados climáticos» no cálculo mecânico:

- a) **Estado de vento reduzido** (também conhecido por estado de *Inverno*) caracterizado pela temperatura mínima das regiões atravessadas pela linha, por um vento de velocidade média e, eventualmente, pela formação de uma manga de gelo em volta dos condutores.
- b) **Estado de vento máximo** (também conhecido como estado de *Primavera*) caracterizado pela temperatura média das regiões atravessadas pela linha e por um vento de rajada.
- c) **Estado de flecha máxima** (também conhecido como estado de *Verão*) que pressupõe a temperatura máxima do condutor e ausência de vento, observando-se que é neste estado que se verificam as maiores flechas dos condutores.

Em certas regiões, é aconselhável prever condições mais severas que as prescritas no R.S.L.E.A.T., se a importância da linha e, sobretudo, as características climáticas das regiões por ela atravessada tornarem aconselhável essa preocupação.

Na tabela 2.4, indicam-se os valores a considerar em Portugal, para as temperaturas e pressões dinâmicas do vento correspondente aos estados climáticos anteriormente referidos.

Tabela 2.4 - Características dos diferentes estados atmosféricos considerados.

Estados climáticos		Temperatura [°C]	Altura de fixação dos condutores [m]	Pressão dinâmica do vento	
				[Pa]	[Kgf/m ²]
Vento reduzido (Inverno)	Fora de zonas de gelo	-5	<30	300	30
			30 a 50	360	36
			>50	420	42
	Zonas de gelo	-10	<30	300	30
			30 a 50	360	36
			>50	420	42
Vento máximo (Primavera)		+15	<30	750	75
			30 a 50	900	90
			>50	1050	105
Flecha máxima (Verão)	<40 kV	+50	0		
	40 a 100 kV	+65			
	>100 kV	+75			

2.13.3 - Coeficiente de sobrecarga

Os condutores de uma linha aérea estão sujeitos à solicitação mecânica contínua resultante do seu peso próprio, da acção do vento e, se for caso disso, do peso da manga de gelo, todas por unidade de comprimento do condutor. Na figura 2.7, apresentam-se as forças aplicadas sobre um condutor.

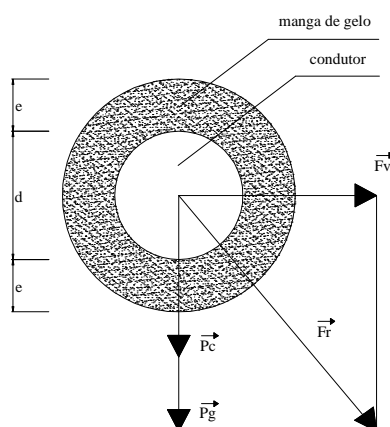


Figura 2.7 - Esquema das forças aplicadas sobre um condutor.

Aplicando o teorema de Pitágoras resulta que:

$$f_r = \sqrt{(p_c + p_g)^2 + f_v^2} \quad (2.23)$$

O valor do peso próprio (p_c), expresso em [daN/m], encontra-se normalmente indicado em tabelas que incluem as características principais das secções normalizadas dos diferentes tipos de condutores.

O peso específico do gelo (p_g), expresso em [daN/m], é obtido através da seguinte expressão:

$$p_g = \frac{w_g \times \pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2] \quad (2.24)$$

onde:

- w_g Peso específico do gelo (0,9 [Kg/dm³]);
- d Diâmetro do condutor;
- e Espessura da manga de gelo [mm²].

Quanto ao vento, deverá considerar-se actuando numa direcção horizontal e a força proveniente da sua acção considera-se paralela a essa direcção, sendo dada pela seguinte expressão⁸:

$$f_v = \alpha \times c \times q \times S = \alpha \times c \times q \times (d + 2e) \quad (2.25)$$

sendo:

- α Coeficiente de redução que traduz o facto de não ser constante a velocidade do vento ao longo de toda a linha. Considera-se 0,6 para condutores e cabos de guarda e 1,0 para apoios, travessas e isoladores.
- c Coeficiente de forma dos condutores, resultante de não ser plana a secção oferecida ao vento pelos condutores e cujos valores são os seguintes:

Condutores com diâmetro até 12,5 mm	1,2
Condutores com diâmetro de 12,5 a 15,8 mm	1,1
Condutores acima dos 15,8 mm	1,0
Cabos isolados em feixe (torçada)	1,3

⁸ A expressão apresentada pressupõe que a acção de um vento horizontal, soprando normalmente ao plano vertical definido pelos pontos de amarração de um condutor de linha, mantém um valor constante ao longo do condutor e é normal àquele plano.

q Pressão dinâmica do vento, expressa em Pascal, e cujos valores encontram-se na tabela 4.

Considerando as expressões de p_g e de f_v , a força resultante (f_r) por unidade comprimento será:

$$f_r = \sqrt{\left\{ p_c + \frac{w_g \times \pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2] \right\}^2 + [\alpha \times c \times q \times (d + 2e)]^2} \quad (2.26)$$

Sendo o coeficiente de sobrecarga (m), relativo a um dado estado atmosférico, a relação entre a intensidade da solitação resultante (f_r) e o peso próprio do condutor (p_c), vem que:

$$m = \frac{f_r}{p_c}, \text{ ou seja:}$$

$$m = \frac{\sqrt{\left\{ p_c + \frac{w_g \times \pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2] \right\}^2 + [\alpha \times c \times q \times (d + 2e)]^2}}{p_c} \quad (2.27)$$

Se a linha for implantada numa zona onde não é previsível a formação de gelo, isto é, condutores colocados a uma cota inferior a 700 metros, a expressão que permite obter o coeficiente de sobrecarga reduz-se à expressão (2.28), uma vez que $e = 0$.

$$m = \frac{\sqrt{p_c^2 + [\alpha \times c \times q \times d]^2}}{p_c} \quad (2.28)$$

No estado de flecha máxima, m é igual à unidade, uma vez que $q = 0$ (qualquer que seja a temperatura).

O conhecimento do coeficiente de sobrecarga relativo a um dado estado atmosférico é de grande importância pois permite calcular a força resultante que actua sobre o condutor nesse mesmo estado, a partir do seu peso. Também permite saber qual o pior estado, se o estado de *Primavera*, se o estado de *Inverno*.

2.13.4 - Vão crítico

Designa-se por «vão crítico» (L_{cr}), o valor do vão para qual os condutores submetidos à tensão máxima (t_{max}) num dos estados de *Inverno* ou *Primavera* adquirem a mesma tensão máxima quando ficam sujeitos às condições do outro desses dois estados. A expressão 2.29 é obtida a partir da equação de estados aplicando-a aos estados de *Inverno* e *Primavera* considerando as tensões de ambos os estados igual à tensão máxima ($t_m = t_{mk} = t_{max}$) e $L = L_{cr}$ [2].

Matematicamente, o vão crítico é calculado através da expressão:

$$L_{cr} = \frac{\sigma \cdot t_{max}}{\omega} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} \quad [\text{m}] \quad (2.29)$$

sendo:

- σ Secção do condutor [mm^2];
- t_{max} Tensão mecânica máxima aplicada ao condutor [daN/mm^2];
- ω Peso linear do cabo condutor [Kg/m];
- α Coeficiente de dilatação linear do cabo condutor [$^{\circ}\text{C}^{-1}$];
- θ_1 Temperatura no *estado 1*;
- θ_2 Temperatura no *estado 2*;
- m_1 Coeficiente de sobrecarga no *estado 1*;
- m_2 Coeficiente de sobrecarga no *estado 2*.

O vão crítico é necessário para determinar qual o pior estado atmosférico no caso do coeficiente de sobrecarga no estado de *Primavera* ser superior ao coeficiente de sobrecarga no estado de *Inverno*.

2.13.5 - Estado atmosférico mais desfavorável - Árvore de decisão

Definindo o estado de *Inverno* como o *estado 1* ao qual corresponde o coeficiente de sobrecarga m_1 e a temperatura ambiente θ_1 , e o estado de *Primavera* como o *estado 2* ao qual corresponde o coeficiente de sobrecarga m_2 e a temperatura ambiente θ_2 , o estado mais desfavorável é determinado através da árvore de decisão apresentada na figura 2.8.

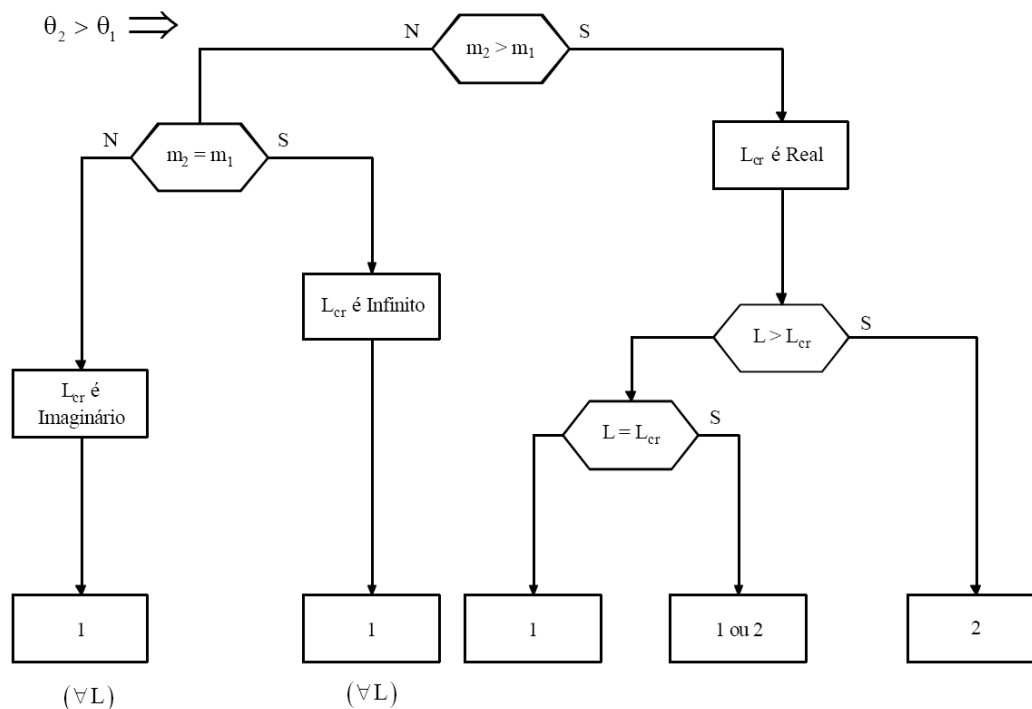


Figura 2.8 - Árvore de decisão que permite determinar qual o estado mais desfavorável [9].

2.13.6 - Equação de estados

A «equação de estados», relaciona a tensão mecânica nos condutores de uma linha aérea num determinado estado atmosférico, a partir da tensão existente nos condutores num outro estado atmosférico conhecido, supondo conhecidos o comprimento do vão e as suas restantes características mecânicas.

Considerando as grandezas apresentadas na tabela 2.5, relativas a dois estados atmosféricos distintos, designados por E_k e E .

Tabela 2.5 - Nomenclatura usada para caracterizar dois estados atmosféricos diferentes.

Grandeza considerada	Estado atmosférico	
	E_k	E
Temperatura	θ_k	θ
Coefficiente de sobrecarga (m)	m_k	m
Comprimento do condutor	S_k	S
Tensão mecânica total	T_k	T
Tensão mecânica por unidade de superfície no ponto médio	t_{mk}	t_m

Quando um condutor passa do estado E_k ao estado E , este alonga-se termicamente e elasticamente. O alongamento térmico é dado pela expressão [1]:

$$\Delta S_\theta = \alpha \times S_k \times (\theta - \theta_k) \tag{2.30}$$

O alongamento elástico, em consequência da variação da tensão mecânica aplicada ao condutor, devido à mudança de estado atmosférico é dado por [1]:

$$\Delta S_e = S - S_k = \int_0^{S_k} \frac{T - T_k}{\sigma \times E} ds \quad (2.31)$$

Para vãos de comprimento inferiores a cerca de 500 metros e em declive pouco acentuado, a tensão mecânica T varia pouco ao longo do condutor, não se cometendo por isso grande erro, ao admitir que é constante e igual ao valor que tem no ponto M horizontalmente equidistante dos extremos do vão. Designando este valor por T_m o estado E e por T_{mk} no estado E_k , o alongamento elástico será[1]:

$$\Delta S_e = \int_0^{S_k} \frac{T_m - T_{mk}}{\sigma \times E} ds = \frac{T_m - T_{mk}}{\sigma \times E} \int_0^{S_k} ds = \frac{t_m - t_{mk}}{E} \times S_k \quad (2.32)$$

O alongamento total será então:

$$\Delta S_T = S - S_k = \Delta S_\theta + \Delta S_e = \alpha \times S_k \times (\theta - \theta_k) + \frac{t_m - t_{mk}}{E} \times S_k \quad (2.33)$$

Tendo em conta a seguinte aproximação parabólica:

$$S = L_1 + \frac{m^2 \times w^2 \times L_1 \times L^2}{24 \times \sigma^2 \times t_m^2}$$

$$S_k = L_1 + \frac{m_k^2 \times w^2 \times L_1 \times L^2}{24 \times \sigma^2 \times t_{mk}^2}$$

Resulta que:

$$S - S_k = \left(L_1 + \frac{m^2 \times w^2 \times L_1 \times L^2}{24 \times \sigma^2 \times t_m^2} \right) - \left(L_1 + \frac{m_k^2 \times w^2 \times L_1 \times L^2}{24 \times \sigma^2 \times t_{mk}^2} \right) = \frac{w^2 \times L_1 \times L^2}{24 \times \sigma^2} \left(\frac{m^2}{t_m^2} - \frac{m_k^2}{t_{mk}^2} \right)$$

Sendo assim:

$$\frac{w^2 \times L_1 \times L^2}{24 \times \sigma^2} \left(\frac{m^2}{t_m^2} - \frac{m_k^2}{t_{mk}^2} \right) = \alpha \times S_k \times (\theta - \theta_k) + \frac{t_m - t_{mk}}{E} \times S_k$$

Considerando $L_1 \cong S_k$ e dividindo ambos os membros da equação por $\alpha \times S_k$, resulta finalmente a equação de estados:

$$\theta_i + \frac{t_i}{\alpha.E} - \frac{m_i^2 \cdot w^2 \cdot L^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_i^2} = \theta_k + \frac{t_k}{\alpha.E} - \frac{m_k^2 \cdot w^2 \cdot L^2}{24 \cdot \alpha \cdot \sigma^2 \cdot t_k^2} \quad (2.34)$$

Também é usual, para o desenvolvimento dos cálculos, apresentar a equação de estados da seguinte forma [1]:

$$t_m^3 \times \left[\alpha.E(\theta - \theta_k) - t_{mk} + \frac{m_k^2 \cdot w^2 \cdot L^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2 \cdot t_{mk}^2} \right] \times t_m^2 - \frac{m^2 \cdot w^2 \cdot L^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2 \cdot t_m^2} = 0 \quad (2.35)$$

ou então:

$$t^3 + (A + B) \times t^2 - C = 0$$

sendo:

$$\begin{cases} t_m = t \\ \alpha.E(\theta - \theta_k) - t_{mk} = A \\ \frac{m_k^2 \cdot w^2 \cdot L^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2 \cdot t_{mk}^2} = B \\ \frac{m^2 \cdot w^2 \cdot L^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma^2 \cdot t_m^2} = C \end{cases}$$

Uma vez que o termo independente C vem afectado de um sinal negativo, e o coeficiente t^3 é positivo, a equação terá sempre uma raiz positiva.

2.13.7 - Regulação mecânica

O trabalho de montagem e de regulação mecânica dos condutores de uma linha aérea é realizado na ausência de agentes atmosféricos: gelo e vento. Assim sendo, o estado atmosférico considerado para a realização de tal operação tem que conduzir a um coeficiente de sobrecarga unitário.

No entanto, aquando da elaboração do projecto, não é possível prever a temperatura que se irá verificar no momento de regulação dos condutores. Por isso, considera-se uma gama completa de temperaturas possíveis para a região de implantação da linha. Para cada uma dessas temperaturas, através da equação de estados, é comparado o estado de montagem com o estado mais desfavorável e determina-se a tensão mecânica a que ficarão submetidos os condutores no acto de regulação. Desta forma, garante-se que a tensão mecânica considerada não é excedida nas condições mais desfavoráveis, em qualquer um dos vãos.

Com os valores obtidos, é elaborada uma tabela com as tensões mecânicas de montagem correspondentes às diversas temperaturas consideradas. Não sendo possível medir directamente a tensão a que estão submetidos os condutores, a regulação dos mesmos é efectuada através da regulação das suas flechas. Os valores de flecha calculados a partir dos

valores de tensão mecânica são também incluídos na tabela. Esta tabela faz parte do projecto da linha.

2.13.8 - Aproximação parabólica

A aproximação utilizada no cálculo mecânico, conhecido «método de aproximação parabólica» é uma aproximação correntemente aceite no cálculo mecânico de linhas eléctricas aéreas de vãos não muito extensos - inferiores a 500 m [3]. Neste método, no intuito da simplificação de cálculos, que os condutores da linha se comportarão como fios homogéneos, perfeitamente flexíveis e inextensíveis, cuja figura de equilíbrio no espaço, é uma catenária homogénea.

A expressão a considerar para a catenária é a seguinte:

$$y = P \left(\cosh \left(\frac{x}{P} \right) - 1 \right) \quad (2.36)$$

sendo:

P Parâmetro da catenária obtido através da seguinte expressão:

$$P = \frac{t \times \sigma}{w} \quad [\text{m}] \quad (2.37)$$

onde:

- t Tracção mecânica de montagem [daN/mm^2];
- σ Secção do cabo condutor [mm^2];
- w Peso linear do cabo condutor [kg/m].

Apesar da hipótese aqui formulada conduzir a resultados considerados como satisfatórios do ponto de vista do referido cálculo mecânico, deve-se no entanto ter em consideração, que os mesmos afastam-se certamente da realidade, pois os materiais condutores habitualmente utilizados em linhas aéreas - cobre, bronze, alumínio, ligas de alumínio, alumínio-aço, entre outros - além de elasticamente deformáveis, estarão muito longe de corresponder à flexibilidade perfeita tal como definida na mecânica teórica.

Esta constataçãofará, por si só, prever que não se possa esperar atingir um rigor absoluto no cálculo mecânico das linhas. Não obstante desta constatação, deve-se ainda atender ao facto de que os ventos mais fortes actuam nos condutores sob a forma de rajadas irregulares, impondo curvatura dupla e movimento a uma curva que, no cálculo da linha, se supõe plana e em equilíbrio.

Uma nova aproximação correntemente aceite no cálculo mecânico das linhas aéreas (para vãos inferiores a 500 metros) consiste na substituição da catenária pela parábola osculatriz no vértice, curva à qual a primeira é interior [3] [7].

Desenvolvendo numa série de Maclaurin vem que [2] [3]:

$$\begin{aligned}
 y &= P \left(\cosh \left(\frac{x}{P} \right) - 1 \right) = P \left(1 + \frac{x^2}{2P^2} + \frac{x^4}{4!P^4} + \dots - 1 \right) & (2.38) \\
 &= P \left(\frac{x^2}{2P^2} + \frac{x^4}{24P^4} \right) \\
 &= \frac{x^2}{2P} + \frac{x^4}{24P^3}
 \end{aligned}$$

Atendendo a que, habitualmente, a relação $\frac{x}{P} \leq 0,142$ não se comete um erro apreciável desprezando-se as potências de expoente igual ao superior a 4, pelo que, a equação da catenária transforma-se em [2]:

$$y = \frac{x^2}{2P} \quad (2.39)$$

2.14 - Geometria das linhas

2.14.1 - Vãos em declive

Na maior parte dos casos, os vãos encontram-se em declive, isto é, os pontos de fixação dos condutores encontram-se a níveis diferentes. Na figura 2.9 apresentam-se as forças aplicadas num vão em declive.

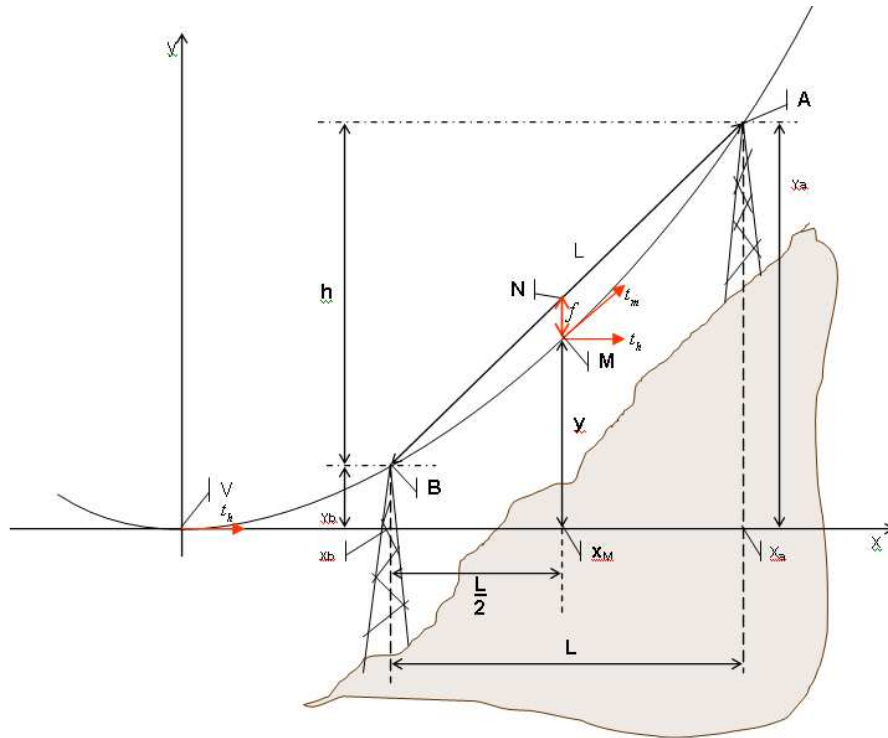


Figura 2.9 - Representação das forças aplicadas num vão em declive [10].

A partir da equação da catenária e considerando a figura anterior, é possível estabelecer as seguintes relações:

$$\left\{ \begin{array}{l} y_a = P \cosh\left(\frac{x_a}{P}\right) - P \\ y_b = P \cosh\left(\frac{x_b}{P}\right) - P \\ L = x_a - x_b \\ h = y_a - y_b \\ x_m = \frac{x_a + x_b}{2} \\ \operatorname{tg} \alpha = \frac{h}{L} \\ L = L_1 \cos \alpha \end{array} \right.$$

Sendo f a flecha a meio vão, vem que:

$$f = \overline{MN} = \frac{y_A + y_B}{2} - y_M$$

Substituindo os valores de y_a e y_b na expressão de h , resulta:

$$\begin{aligned}
h = y_a - y_b &= P \left(ch \frac{x_a}{P} - ch \frac{x_b}{P} \right) \\
&= 2P \times sh \frac{x_a + x_b}{2P} \times sh \frac{x_a - x_b}{2P} \\
&= 2P \times sh \frac{x_m}{P} \times sh \frac{L}{2P} \\
&= 2P \left(\frac{x_m}{P} + \frac{x_m^3}{3!P^3} + \frac{x_m^5}{5!P^5} + \dots \right) \times \left(\frac{L}{2P} + \frac{L^3}{3! \times 8P^3} + \frac{L^5}{5! \times 32P^5} + \dots \right)
\end{aligned}$$

Como $\frac{x_m}{P}$ e $\frac{L}{P}$ são, geralmente, da ordem das décimas, não é cometido um erro significativo ao desprezar no desenvolvimento anterior, todos os termos de grau igual ou superior a 3, pelo que resulta [2]:

$$h \approx 2P \times \frac{x_m}{P} \times \frac{L}{2P}$$

ou seja:

$$h \approx \frac{x_m \times L}{P}$$

O valor da derivada de y no ponto $x_m \cong \frac{P \times h}{L}$ será:

$$\left(\frac{dy}{dx} \right)_{x=\frac{P \times h}{L}} = \left[\frac{d}{dx} \left(\frac{x^2}{2P} \right) \right]_{x=\frac{P \times h}{L}} = \left(\frac{x}{P} \right)_{x=\frac{P \times h}{L}} = \frac{P \times h}{P \times L} = \frac{h}{L} = \operatorname{tg} \alpha$$

Portanto, a tangente à parábola no ponto M tem a mesma inclinação da recta que une os pontos de amarração do condutor.

A expressão da flecha a meio vão, expressa em metros, transforma-se em:

$$\begin{aligned}
f &= \frac{y_A + y_B}{2} - y_M \\
&= \frac{1}{2} \left(P \times ch \frac{x_a}{P} + P \times ch \frac{x_b}{P} - 2P \right) - \left(P \times ch \frac{x_m}{P} - P \right) \\
&= \frac{P}{2} \left(ch \frac{x_a}{P} + ch \frac{x_b}{P} \right) - P - P \times ch \frac{x_m}{P} + P
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &= \frac{P}{2} \times 2ch \frac{x_a + x_b}{2P} \times ch \frac{x_a - x_b}{P} - P \times ch \frac{x_m}{P} \\
 &= P \times ch \frac{x_m}{P} \times ch \frac{L}{2P} - P \times ch \frac{x_m}{P} \\
 &= P \times ch \frac{x_m}{P} \left(ch \frac{L}{2P} - 1 \right) \\
 &= P \left(1 + \frac{x_m^2}{2! \times P^2} + \frac{x_m^4}{4! \times P^4} + \dots \right) \times \left(1 + \frac{L^2}{2! \times 4P^2} + \frac{L^4}{4! \times 16P^4} + \dots - 1 \right) \\
 &\cong P \left(\frac{L^2}{8P^2} + \frac{L^4}{384P^4} + \dots - 1 \right) \\
 &\cong \frac{L^2}{8P} \left(1 + \frac{L^2}{48P^2} \right)
 \end{aligned}$$

Atendendo a que $P = \frac{t_h \times \sigma}{m \times w}$, vem que:

$$f = \frac{m \times w \times L^2}{8 \times \sigma \times t_h} \left(1 + \frac{m^2 \times w^2 \times L^2}{48 \times \sigma^2 \times t_h^2} \right)$$

Da figura 2.9, é possível obter a seguinte relação $\frac{t_h}{t_m} \cong \frac{L}{L_1}$ pelo que finalmente obtém-se:

$$f = \frac{m \times w \times L \times L_1}{8 \times \sigma \times t_m} \left(1 + \frac{m^2 \times w^2 \times L_1^2}{48 \times \sigma^2 \times t_m^2} \right) \quad (2.40)$$

Em terrenos pouco acidentado e para vãos não muito distantes do vão médio, é suficiente calcular-se a flecha através da seguinte expressão⁹ [1] [2]:

$$f = \frac{m \times w \times L \times L_1}{8 \times \sigma \times t_h} \quad (2.41)$$

O arco da curva de equilíbrio (S) compreendido entre os pontos A e B , será:

⁹ A substituição de t_m por t_k no denominador atenua o erro cometido ao desprezarem-se, em face da unidade, os termos de segunda ordem.

$$\begin{aligned}
S &= S_a - S_b = P \times sh \frac{x_a}{P} - P \times sh \frac{x_b}{P} \\
&= 2P \times ch \frac{x_a + x_b}{2P} \times sh \frac{x_a - x_b}{2P} \\
&= 2P \times ch \frac{x_m}{P} \times sh \frac{L}{2P} \\
&= 2P \times \left(1 + \frac{x_m^2}{2 \times P^2} + \frac{x_m^4}{4 \times P^4} + \dots \right) \left(\frac{L}{2P} + \frac{L^3}{3 \times 8P^3} + \dots \right)
\end{aligned}$$

Atendendo a que $t_m \cong t_h \frac{L}{L_1}$ vem que:

$$S = L_1 + \frac{m^2 \times w^2 \times L_1 \times L^2}{24 \times \sigma^2 \times t_m^2} \quad (2.42)$$

As tensões mecânicas por unidade de superfície nos pontos A e M serão dadas pelas seguintes expressões:

$$\begin{cases} t_a = t_h + \frac{m \times w \times y_a}{\sigma} \\ t_b = t_h + \frac{m \times w \times y_b}{\sigma} \end{cases}$$

Subtraindo membro a membro as duas equações anteriores, e atendendo a que:

$$y_a - y_b = \left(\frac{h}{2} + f \right), \text{ resulta que:}$$

$$t_a = t_m + \frac{m \times w}{\sigma} \times \left(\frac{h}{2} + f \right)$$

$$t_b = t_m + \frac{m \times w}{\sigma} \times \left(\frac{h}{2} - f \right)$$

Atendendo-se a que $x_a = x_m + \frac{L}{2}$, $x_b = x_m - \frac{L}{2}$ e $x_m \cong \frac{P \times h}{L}$, é possível ainda estabelecer as seguintes relações:

$$x_a \cong \frac{P \times h}{L} + \frac{L}{2} \quad (2.43)$$

$$x_b \cong \frac{P \times h}{L} - \frac{L}{2} \quad (2.44)$$

Para vãos desnivelados, o ponto mais baixo do cabo não corresponde ao ponto médio do vão em causa. É por isso necessário calcular o peso real dos condutores em cada apoio. Nas figuras 2.10 e 2.11, apresenta-se as distâncias que é necessário conhecer para calcular o peso real dos condutores nos apoios.

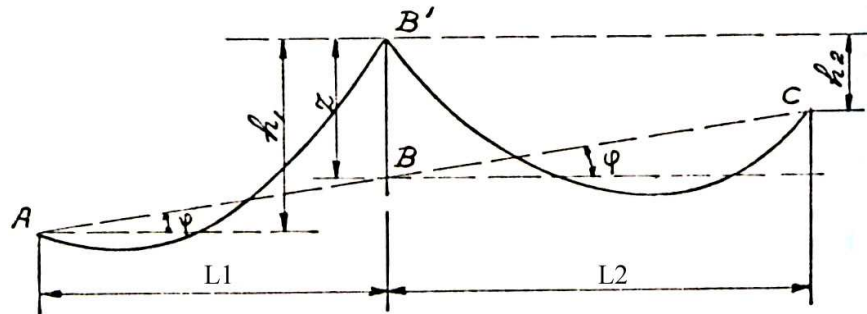


Figura 2.10 - Distâncias necessárias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 1 [4].

Considerando x_1 o ponto mais baixo da curva e w o peso próprio do condutor, é possível obter o peso do condutor entre o ponto de fixação e o ponto mais baixo da curva, da seguinte forma:

$$x_1 \times w = w \times \frac{L}{2} - \omega \times P \times \frac{h}{L} \Leftrightarrow p_{cond} = \omega \times \frac{L}{2} + T \times \frac{h}{L}$$

Desta forma, as contribuições dos vãos nº 1 e 2 para o peso a suportar pelo apoio, respectivamente p_1 e p_2 , será:

$$p_1 = w \times \frac{L_1}{2} + T_1 \times \frac{h_1}{L_1} \quad (2.45)$$

$$p_2 = w \times \frac{L_2}{2} + T_2 \times \frac{h_2}{L_2} \quad (2.46)$$

Sendo: $h_1 = L_1 \times tg \varphi + Z$ e $h_2 = Z - L_2 \times tg \varphi$

O peso real do condutor de dois vãos adjacentes que um apoio suportará (p_{real}) não é mais que a soma de p_1 e p_2 .

$$p_{real} = p_1 + p_2 = w \times \frac{L_1 + L_2}{2} + T_1 \times \frac{h_1}{L_1} + T_2 \times \frac{h_2}{L_2} \quad (2.47)$$

Sendo $Z = h_1 - L_1 \times tg \varphi$ ou $Z = h_2 - L_2 \times tg \varphi$ e considerando $T = T_1 = T_2$

Vem que:

$$p_{real} = p_1 + p_2 = w \times \frac{L_1 + L_2}{2} + T \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right) \quad (2.48)$$

Se o parâmetro \bar{Z} for medido por baixo de segmento de recta \overline{AC} , como no caso da figura 2.11, então o termo $T \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right)$ vem afectado de um sinal negativo, ou seja:

$$p_{real} = p_1 + p_2 = w \times \frac{L_1 + L_2}{2} - T \left(\frac{Z}{L_1} + \frac{Z}{L_2} \right) \quad (2.49)$$

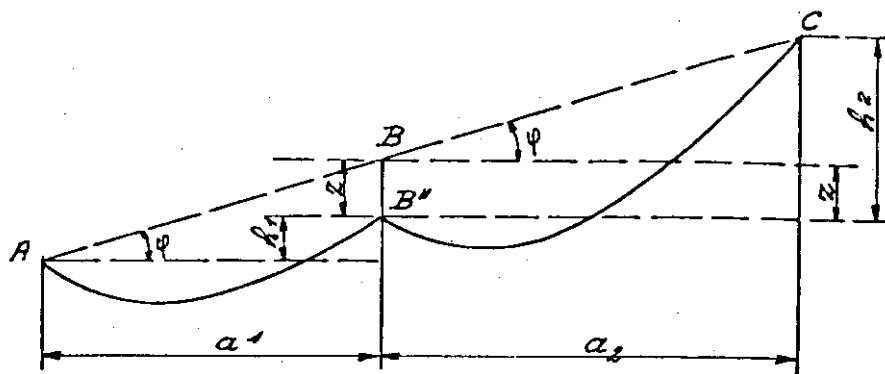


Figura 2.11 - Distâncias necessárias para o cálculo do peso real dos condutores em cada apoio - caso 2 [4].

2.14.2 - Vãos em patamar

Para vãos em patamar (pontos de fixação dos condutores situados ao mesmo nível)

$h = 0$, $L_1 = 0$ e $t_m = t_h$, pelo que resulta:

$$x_a = \frac{L}{2} \qquad x_b = -\frac{L}{2}$$

$$y_a = \frac{x_a^2}{2P} \qquad y_b = \frac{x_b^2}{2P}$$

$$f = \frac{m \times w \times L^2}{8 \times \sigma \times t_h} \qquad (2.50)$$

$$S = L + \frac{m^2 \times w^2 \times L^3}{24 \times \sigma^2 \times t_h^2} \qquad (2.51)$$

$$t_a = t_b = t_h + \frac{m \times w \times f}{\sigma} \qquad (2.52)$$

2.14.3 - Flecha máxima

A flecha máxima (f) é obtida no estado atmosférico de Verão (devido à dilatação dos cabos). Matematicamente:

$$f = \frac{m.w.L.L}{8.\sigma.t} \qquad (2.53)$$

Sendo:

- m Coeficiente de sobrecarga (unitário no estado atmosférico de Verão);
- w Peso linear do cabo conductor [kg/m];
- σ Secção do cabo conductor [mm²];
- t Tensão mecânica de montagem [daN/mm²].

2.15 - Distâncias regulamentares

Na tabela 2.6 são apresentadas as distâncias mínimas regulamentares, nas condições de flecha máxima, que os condutores têm que ter em relação a diferentes situações.

Tabela 2.6 - Distâncias regulamentares a respeitar.

Definição		RSLEAT	Expressão	Distância ¹⁰ [m]
Distância dos condutores ao solo		Art. 27º	$D = 6,0 + 0,0050U$	6,30 (mínimo 6,0m)
Distância dos condutores às árvores		Art. 28º	$D = 2,0 + 0,0075U$	2,45 (mínimo 2,5m)
Largura da zona de protecção			–	25
Distância dos condutores aos edifícios		Art. 29º	$D = 3,0 + 0,0075U$	3,45 (mínimo 4m)
Distância dos condutores a obstáculos diversos		Art. 30º	$D = 2,0 + 0,0075U$	2,45 (mínimo 3m)
Distância entre os condutores ¹¹		Art. 31º	$D = k\sqrt{f+d} + \frac{U}{150}$ ¹²	1,90 (mínimo 0,6m)
Distância entre os cond. e os apoios	Em repouso	Art. 33º	$D = 0,10 + 0,0065U$	0,49 (mínimo 0,15m)
	Com a acção do vento		$D = 0,0065U$	0,39 (mínimo 0,15m)
Distância dos condutores às auto-estradas e às estradas nacionais e municipais		Art. 91º	$D = 6,3 + 0,01U$	6,90 (mínimo 7m)
Distância dos condutores aos carris, nas travessias de caminhos de ferro cuja electrificação esteja prevista		Art. 101º	$D = 11,0 + 0,01U + 0,005L$ ¹³	11,60+0,005L (mínimo 13,5m)
Distância entre duas linhas		Art. 109º	$D = 1,5 + 0,01U$ ¹⁴ + $0,005L$ ¹⁵	2,10 + 0,005L (mínimo 2m)
Distância entre os condutores da linha inferior e os apoios da linha superior		Art. 110º	$D = 2,0 + 0,0075U$	2,45
Distância entre linhas de alta tensão e linhas de telecomunicação		Art. 123º	$D = 1,5 + 0,001U$	1,56 (mínimo 2m)

¹⁰ Considerando uma tensão nominal de 60kV.

¹¹ Se a linha for estabelecida fora de zona de gelo, a distância pode ser reduzida a dois terços do valor obtido pela expressão.

¹² O valor de K será de:

- 0,6 para condutores de cobre, bronze, aço e alumínio-aço;
- 0,7 para condutores de alumínio e ligas de alumínio.

¹³ L, em metros, é a menor das distâncias dos apoios da linha de alta tensão ao eixo da via.

¹⁴ U, em kV, é a tensão da linha de maior tensão.

¹⁵ L, em metros, é a distância entre o ponto de cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior.

2.16 - Desvio transversal nas cadeias de suspensão

Estando os condutores fixos nas extremidades de cadeias de isoladores livres de se deslocarem angularmente, estas deslocam-se no sentido do momento dominante, de modo a aumentar a flecha no vão que determina o maior momento e conseqüentemente diminui-la no outro vão.

Matematicamente o desvio transversal (i) é dado por:

$$i = \operatorname{tg}^{-1} \left[\frac{P_v + \frac{Q_v}{2}}{P + \frac{Q}{2}} \right] \quad (2.53)$$

sendo:

- P_v Acção do vento no cabo condutor [daN];
- Q_v Acção do vento na cadeia de isoladores [daN];
- P Peso do condutor sobre o apoio (peso real) [daN];
- Q Peso da cadeia de isoladores [daN];

i não poderá ultrapassar os 1,22 [rad] (aproximadamente 70°). Caso contrário, deverá optar-se por cadeias de isoladores em amarração ou optar por um apoio com maior distância entre condutores.

2.17 - Sequência do projecto de uma linha aérea

O projecto de linhas aéreas de alta tensão é condicionado por factores de natureza diversa: eléctrica, mecânica, ambiental, económica.

Os factores económicos e os factores ambientais, como acontece na generalidade dos projectos, são regularmente antagónicos, e a solução do projecto deve atender aos dois factores de uma forma justa. Um dos factores será normalmente prejudicado em benefício do outro, mas a solução final, escolhida de entre as várias soluções possíveis, deve ser a melhor no conjunto de todos os factores.

As condições técnicas e de segurança a cumprir no projecto de linhas eléctricas de alta tensão encontram-se fixadas no R.S.L.E.A.T.

2.17.1 - Traçado da linha

Conhecidas as extremidades da linha a implementar, emissão e recepção, é necessário escolher o traçado.

O traçado da linha é elaborado com base nos elementos topográficos das zonas atravessadas e nas condições (de carácter obrigatório e recomendável), seguidamente indicadas:

Condições obrigatórias:

- Passagem junto (ou tão próximo quanto possível) dos locais a abastecer;
- Por questões de segurança, os diversos troços não poderão atravessar recintos escolares e desportivos, depósitos de combustíveis líquidos ou gasosos, zonas militares, zonas de servidão de aeródromos, depósitos de explosivos, pedreiras, postos de extracção ou refinação de petróleo, e campos de antenas de comunicação e de radiodifusão.

Recomendações [10]:

- Desvio, tanto quanto possível, das zonas facilmente alagáveis, de relevo acentuado, de grande densidade de florestação, de forte poluição, de intensa expansão urbanística, de estaleiros de construção, de edifícios de elevado valor histórico ou artístico, de zonas turísticas de elevada qualidade e, de um modo geral, dos locais onde a presença dos apoios e dos condutores possam constituir uma “agressão” ao ambiente pretendido;
- Localização junto de estradas e caminhos, a fim de facilitar o transporte dos materiais para a construção da linha e para a sua posterior conservação;
- Redução, ao mínimo, de cruzamentos com as linhas aéreas de telecomunicações e outras linhas de energia;
- Limitação do número e do valor dos ângulos do traçado;
- Distribuição dos apoios, ao longo do perfil longitudinal, de modo a que os vãos sejam o mais regulares possíveis e, nomeadamente, não haja um vão de grande comprimento contíguo a um de pequena extensão;
- Implementação dos apoios na periferia das propriedades ou em outros locais que não dificultem ou inviabilizem a sua utilização.

Obedecendo aos princípios orientadores acima descritos, o traçado da linha será, na medida do possível, constituído por alinhamentos rectos de grande extensão, paralelos às vias de comunicação, minimizando tanto quanto possível os desvios angulares, salvo se com esse procedimento resultarem inconvenientes de natureza estético-paisagística ou regulamentares.

Para além do traçado da linha, também é efectuada a correspondente planta parcelar, contendo a indicação das divisões das propriedades e nomes dos seus proprietários, das suas culturas, dos cursos de água, das estradas e caminhos, das vias-férreas, das linhas aéreas de energia e telecomunicações, das construções, e de outros elementos existentes no terreno condicionantes para o projecto.

2.17.2 - Levantamento topográfico

Devem ser levantados pontos que caracterizem a parte superior de qualquer muro ou construção, os pontos que representam a passagem de linhas já existentes (telecomunicações e energia) e outros que se julgue importantes para posteriormente se garantir que a linha fica à distância inferior à mínima.

2.17.3 - Comprimento da linha

Definido o traçado é possível fixar o comprimento da linha a projectar.

2.17.4 - Tensão nominal

A determinação da tensão de transporte, definida no Artigo nº 83 do Decreto - Lei 43335, de 19 de Novembro de 1960, é da responsabilidade do *Planeamento da Gestão da Rede*.

2.17.5 - Secção dos condutores

A determinação da secção dos condutores é da responsabilidade do *Planeamento da Gestão da Rede*.

2.17.6 - Estados atmosféricos

Os estados atmosféricos utilizados para o projecto e dimensionamento são caracterizados pelas condições climáticas típicas de cada região atravessada pela linha, nomeadamente temperaturas registadas, velocidade do vento habitual, a ocorrência ou não de gelo, respeitando o R.S.L.E.A.T.

2.17.7 - Coeficientes de sobrecarga

Caracterizados os estados atmosféricos que definem o estado de *Inverno* e o estado de *Primavera* das regiões em questão procede-se ao cálculo dos coeficientes de sobrecarga respectivos que relacionam o esforço total sobre cada metro de condutor e o seu peso próprio.

2.17.8 - Natureza dos apoios

Os apoios podem ser metálicos ou de betão e devem ser escolhidos tendo em conta os esforços a que estarão sujeitos bem como as características dos locais de implementação dos mesmos.

2.17.9 - Afastamento entre condutores

Os condutores deverão encontrar-se a uma distância que garanta que, no caso de existirem oscilações provocadas pelo vento, estes não se aproximem perigosamente.

A tensão mecânica máxima deve ser inferior à tensão mecânica de segurança e a tensão mecânica mínima deve ser tal que a distância dos condutores ao solo ou a outros objectos vizinhos não seja inferior aos limites impostos.

2.17.10 - Características físicas e eléctricas

É usual, num projecto de uma linha aérea, pelo menos o cálculo da resistência eléctrica, perdas Joule e queda de tensão.

2.17.11 - Implantação dos apoios

A implantação dos apoios é feita com base na análise do perfil e no uso de transparências com a curva catenária característica¹⁶, definida a partir do vão de cálculo e da tensão mecânica a aplicar no cabo. Estas transparências representam a flecha máxima verificada no cabo sujeito a uma determinada tensão, possibilitando a observação, e garantia, de que as distâncias mínimas regulamentares ao solo e restantes obstáculos são cumpridas.

2.18 - Estimativa orçamental e caderno de encargos

Após a elaboração do projecto da linha, e tendo em vista a determinação aproximada do seu custo global, procede-se à elaboração da respectiva estimativa orçamental, através das medições (determinação das quantidades de todos os materiais necessários) e mediante a aplicação de preço unitários dos diferentes materiais praticados no momento. Estes preços incluem de um modo geral, o custo dos materiais, o custo da sua aplicação, lucros, etc, e são, muitas vezes, variáveis em função do local onde se desenvolvem os trabalhos.

O caderno de encargos é constituído por documentos fundamentais para a abertura de concursos destinados à execução de qualquer empreendimento, e incluem habitualmente:

- Programa de concurso - onde são indicados os documentos que devem constitui a proposta das firmas concorrentes, o local e a data da sua entrega, os modelos da proposta de preços e de outros documentos.
- Condições jurídicas e administrativas - pelas quais são regidos todos os trabalhos de fornecimento e montagens que constituem a empreitada (definição de prazos, de multas por eventuais atrasos verificados, horário de trabalho, segurança do pessoal, dos preços e eventuais fórmulas de revisão, etc.).
- Condições técnicas - nas quais são especificadas pormenorizadamente as características técnicas dos materiais e os processos para a sua instalação.

2.19 - Condições técnicas para a execução da linha

2.19.1 - Apoios

Independentemente da sua natureza, os apoios são implantados directamente no solo ou consolidados por adequadas fundações em maciço de betão.

¹⁶ Chamado *Método do transparente*.

Deverão ser correctamente implantados, tanto no que respeita à sua verticalidade, como no que respeita à sua posição relativamente ao traçado da linha.

2.19.2 - Placas de advertência e numeração

Nos apoios devem ser afixadas, em locais bem visíveis, uma ou mais placas de advertência com a designação “PERIGO DE MORTE”. As placas de advertência, devem ainda possuir uma inscrição durável e visível, com o número indicativo da posição do apoio na linha.

2.19.3 - Piquetagem

A piquetagem¹⁷ deve ser efectuada mediante a definição e transmissão de alinhamentos e medição de vãos, devendo a mesma ser executada por topógrafos experientes no referido tipo de trabalhos.

2.19.4 - Caboucos

A abertura dos caboucos (ou valas) deve ser precedida de uma conveniente marcação sobre o terreno.

Em situações que o terreno assim o obrigue, deve-se proceder à entivação dos caboucos.

Durante a operação de cobertura dos caboucos, o terreno deve ficar convenientemente compactado.

2.19.5 - Isoladores

A montagem dos isoladores deve ser efectuada mediante o cumprimento de todas as prescrições recomendadas pelo respectivo fabricante. É recomendável que os mesmos sejam adequadamente limpos antes da sua colocação.

2.19.6 - Condutores

No que concerne à execução de trabalhos relacionados com o manuseamento de condutores, devem ser tomadas as seguintes precauções [10]:

- As bobinas com os condutores devem ser cuidadosamente armazenadas, em locais abrigados e isentos de fumos, poeiras de cimento, carvão ou de outros corpos susceptíveis de se introduzirem entre os respectivos fios;
- É expressamente proibido o assentamento directo das bobinas em solo terroso, e o seu rolamento sobre terrenos que possam danificar os condutores;

¹⁷ Operação de colocação de estacas no terreno, para que dessa forma se possa estabelecer o traçado da linha.

- O desenrolamento das bobinas deve ser efectuado com os cuidados habituais, de modo a evitar torções, nós ou ruptura dos condutores, bem como o seu contacto com o solo. Este pode ser efectuado com recurso a roldanas de gola profunda, em liga de alumínio, oferecendo desta forma um atrito mínimo sobre o eixo (qualquer que seja a carga vertical). O referido desenrolamento deve ser efectuado em locais, cuja distância ao apoio mais próximo seja inferior a 5 vezes a altura útil dos apoios;
- Os condutores devem ser regulados por medição das flechas (cujos valores deverão ser calculados em função da temperatura ambiente e na ausência de vento) ou, excepcionalmente, através das forças de tracção.
- A medição da temperatura ambiente aqui referida pode ser realizada por intermédio de um termómetro adequado, envolvido por um fio de cobre ou de alumínio enrolado em espiras bem cerradas, suspenso no apoio a uma distância não inferior a 4 metros do solo (a fim de evitar que as leituras sejam influenciadas pelo calor irradiado pelo terreno).
- A precisão de regulação das flechas é de $\pm 3\%$ em relação ao valor teórico. A este respeito deve-se ainda aqui referir, que se no decorrer da regulação dos condutores os mesmos venham inevitavelmente a atingir distâncias inferiores a 6 metros relativamente ao solo, a ocorrência deve ser de imediato comunicada à entidade fiscalizadora, a qual deverá preconizar as medidas necessárias à resolução do problema;
- As uniões dos condutores serão efectuadas de modo a assegurar a perfeita centragem das mangas em relação às pontas por unir, não sendo aqui permitida a montagem de mais de uma união por condutor e por vão;
- Os troços com corrosão ou defeito, bem como as pontas com comprimentos inferiores a 50 metros (mesmo que em bom estado), devem ser eliminados.

2.20 - Entidades envolvidas no projecto e execução de uma linha

O projecto e construção de uma linha eléctrica pode partir da necessidade de um cliente AT, de um produtor AT ou da *Divisão de Planeamento* da própria EDP. O projecto é realizado pela EDP encaminhando-o de seguida para o Ministério da Economia e Inovação. Por sua vez, este comunicará com diversas entidades, entre as quais:

- REN - Rede Eléctrica Nacional;
- Câmaras Municipais dos concelhos atravessados pela linha eléctrica;
- ANA - Aeroportos de Portugal;
- EP - Estradas de Portugal;
- IDAD - Instituto do Ambiente e Desenvolvimento;
- INAG - Instituto Nacional da Água;
- IPPA - Instituto Português do Património Arquitectónico.

Após a aprovação por parte do Ministério da Economia e Inovação, é emitida a *Licença de estabelecimento* e, após a construção da linha eléctrica, a *Licença de exploração*.

Capítulo 3

Memória Descritiva e Justificativa

3.1 - Objectivo

A EDP Distribuição, S.A pretende interligar a subestação de Frades (150/60 kV), situada no concelho de Vieira do Minho, ao parque eólico situado em Lomba do Vale, concelho de Montalegre.

Para tal, será construída uma linha aérea dupla a 60 kV com um comprimento total de 10.911 km.

3.2 - Regulamentação

O projecto aqui apresentado obedecerá ao disposto no Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T.), bem como, ao conjunto de Normas Portuguesas aplicáveis, entre as quais:

- a) NP 261 - Linhas Eléctricas. Postes de betão armado. Dimensionamento, fabricação e ensaios.
- b) NP 341 - Linhas Eléctricas. Postes de aço reticulado. Dimensionamento, fabricação e ensaios.

3.3 - Tensão e corrente

A linha a estabelecer será dimensionada prevendo-se, como limite, o transporte da potência de 120 MVA, sob a tensão alternada de 63 kV, com frequência de 50 Hz e factor de potência médio de 0,90 (tipo indutivo).

3.4 - Cálculo eléctrico

3.4.1 - Características dos cabos

Tratando-se de uma linha dupla, esta será constituída por seis condutores de alumínio-aço e por um cabo de guarda também em alumínio-aço em toda a sua extensão. As características dos cabos utilizados são apresentadas na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Características do cabo condutor e cabo de guarda.

Designação		Condutor AL-AÇO 326		Cabo de guarda AL-AÇO 127 (GUINEA)	
Secção	[mm ²]	326,60		127,50	
Diâmetro	[mm]	23,45		14,63	
Resistência a 20 °C	[Ω/km]	0,1093		0,3578	
Módulo de elasticidade	[daN/mm ²]	7850		10546	
Coefficiente de dilatação linear	[°C-1]	1,77E-05		1,53E-05	
Peso por metro	[daN/m]	1,219		0,589	
Carga de ruptura	[daN]	11270		6880	
Tensão máxima	[daN]	12		18	
Constituição	-	Alumínio	Aço	Alumínio	Aço
	[mm]	30x3,35	7x3,35	12x2,92	7x2,92
Secção	[mm ²]	264,4	61,7	80,4	46,9
Diâmetro	[mm]	3,35	3,35	2,92	2,92

O perfil da linha encontra-se nas peças desenhadas, anexas a este documento, onde se indicam as implantações dos apoios, tipos e alturas dos mesmos, tipos de fixações dos condutores, relação dos proprietários, cruzamentos e demais elementos necessários à definição do traçado da linha e suas características.

3.4.2 - Intensidade de corrente

Atendendo às características apresentadas em 3.3, a intensidade eléctrica da linha é:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times U} = \frac{120 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 63 \times 10^3} = 1100 \text{ [A]} \quad (3.1)$$

Logo, a densidade de corrente é:

$$d = \frac{I}{\sigma} = \frac{1100}{2 \times 326,6} = 1,684 \text{ [A/mm}^2\text{]} \quad (3.2)$$

3.4.3 - Perdas de energia

A resistência óhmica de um condutor com as características referidas na tabela 3.1 e com 10.911 km é dada por:

$$R_T = R \times L = 0,1093 \times 10,911 = 1,192 \text{ } [\Omega] \quad (3.3)$$

Uma vez tratar-se de uma linha dupla:

$$R_T = \frac{1,192}{2} = 0,596 \text{ } [\Omega] \quad (3.4)$$

Logo, a perda de energia na resistência óhmica será:

$$p = 3 \times R \times I^2 = 3 \times 0,596 \times 1100^2 \times 10^{-3} = 2,16 \text{ } [\text{MW}] \quad (3.5)$$

Ou seja 1,8% da potência total transportável.

3.4.4 - Queda de Tensão

O coeficiente de auto-indução médio (L), por fase e por quilómetro é dado por¹⁸:

$$L = \left[0,5 + 4,605 \times \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4} \text{ } [\text{H/km}] \quad (3.6)$$

sendo:

D Distância media geométrica [mm];

r Raio do cabo condutor [mm].

logo:

$$L = \left[0,5 + 4,605 \times \log \frac{2775}{17,25} \right] \times 10^{-4} = 10,6 \text{ } [\text{H/km}] \quad (3.7)$$

Uma vez que:

$$D = \sqrt[3]{D_1 \times D_2 \times D_3} = \sqrt[3]{2980 \times 2406 \times 2980} = 2775 \text{ } [\text{mm}] \quad (3.8)$$

sendo:

¹⁸ Expressão válida para uma linha trifásica constituída por um condutor por fase.

$$D_1 = \frac{\sqrt{D_{1-2} \times D_{1-2'} \times D_{1-3} \times D_{1-3'}}}{D_{1-1'}} = \frac{\sqrt{2228 \times 5831 \times 4400 \times 6438}}{4700} = 2980 \text{ [mm]}$$

$$D_2 = \frac{\sqrt{D_{2-1} \times D_{2-1'} \times D_{2-3} \times D_{2-3'}}}{D_{2-2'}} = \frac{\sqrt{2228 \times 5831 \times 2228 \times 5831}}{5400} = 2406 \text{ [mm]}$$

$$D_3 = \frac{\sqrt{D_{3-1} \times D_{3-1'} \times D_{3-2} \times D_{3-2'}}}{D_{3-3'}} = \frac{\sqrt{4400 \times 6438 \times 2228 \times 5831}}{4700} = 2980 \text{ [mm]}$$

Finalmente a queda de tensão será:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \times \cos \theta + X \times \sin \theta) \quad (3.9)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 550 \times (0,596 \times 0,90 + 3,60 \times 0,436)$$

$\Delta U = 2006 \text{ [V]}$ ou seja 3,18% da tensão nominal da linha.

Sendo:

$$X = wL = 2 \times \pi \times 50 \times 10,45 \times 10^{-4} = 0,33 \text{ [\Omega/km]} \quad (3.10)$$

$$X = 0,33 \times 10,911 = 3,60 \text{ [\Omega]}$$

3.4.5 - Isoladores

Considerando que a linha será implantada numa zona de poluição média, os condutores serão suspensos em cadeias de isoladores com 6 elementos de cerâmica do tipo AAB 508, da Empresa Cerisol ou equivalentes. As cadeias de amarração terão 6 isoladores do tipo AAB 508. Na tabela 3.2, são apresentadas as características dos isoladores de cadeia a utilizar.

Tabela 3.2 - Principais características dos isoladores.

TIPO		AAB 508
DIMENSÕES		
	Diâmetro do espigão	16 mm
	Passo	130 mm
	Diâmetro	254 mm
	Comprimento da linha de fuga	300 mm
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
	Tensão suportável ao choque	110 kV
	Tensão suportável a seco	70 kV
	Tensão suportável sob chuva	45 kV
	Tensão de perfuração	115 kV
CARACTERÍSTICAS MECÂNICAS		
	Carga de rotura electromecânica	8000 daN
	Carga máxima de trabalho	3400 daN
PESO		4,2 kg
COR		Cinzeno

3.5 - Cálculo mecânico

3.5.1 - Tensões mecânicas máximas

Os condutores e cabo de guarda serão montados de modo a que a tensão mecânica máxima a que fiquem sujeitos não ultrapasse, nas condições mais desfavoráveis, e considerando uma pressão dinâmica do vento máximo de 90 [daN/mm²], os valores apresentados na tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Tensões mecânicas máximas e manga de gelo considerada para os diferentes vãos.

	Tracções máximas [daN/mm ²]		Manga de gelo [mm ²]
	Condutor	Cabo de guarda	
Pórtico da subestação de Lomba do Vale ao apoio 1	0,5	1	18
Vão compreendido entre os apoios 1 e 2	4	8	18
Vão compreendido entre os apoios 2 e 3	8	14	18
Vãos compreendidos entre os apoios 3 e 38	8	14	16
Vãos compreendidos entre os apoios 38 e 58	8	14	14
Vãos compreendidos entre os apoios 58 e 60	8	14	0
Vão compreendido entre os apoios 60 e 61	4	8	0
Apoio 61 ao pórtico da subestação de Frades	0,5	1	0

A tracção de 8 [daN/mm²] para o cabo condutor na maior parte dos vãos deve-se ao traçado bastante irregular e à existência de gelo, características típicas de uma linha de montanha. Não existe portanto vantagens em aumentar a tensão mecânica máxima (e por consequência obter um parâmetro da catenária maior) pois surgiriam problemas à *posteriori*, aquando do dimensionamento dos apoios.

No primeiro e último vão, a tensão mecânica máxima será inferior à tensão mecânica verificada nos restantes vãos devido ao dimensionamento dos apoios *fim de linha*.

Em relação à ligação dos apoios aos pórticos das subestações, são geralmente usados os valores apresentados.

No que diz respeito ao cabo de guarda, deve-se verificar que a sua flecha máxima seja inferior à obtida para o cabo condutor em todas as situações de funcionamento. Também deve-se ter em conta uma regra prática que diz que o parâmetro do cabo de guarda deve ser pelo menos 15% maior que o parâmetro do cabo condutor.

3.5.2 - Coeficiente de sobrecarga

A cota do terreno varia de 530 metros (Lomba do Vale) a 1111 metros (Frades), pelo que a linha está implantada, praticamente em toda a sua extensão, numa zona favorável à formação de gelo.

No dimensionamento da linha serão consideradas as mangas de gelo para as diferentes cotas constantes na tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Manga de gelo considerada para as diferentes cotas.

Cota [m]	Manga de gelo [mm ²]
>700	14
>900	16
>1100	18

3.5.2.1 - Cabo condutor

Estado de *Inverno* (1):

Sem gelo:

$$F_{(1)} = \alpha.c.q.S = 0,6 \times 1,0 \times 36 \times 0,02345 = 0,51 \text{ [daN/m]} \quad (3.11)$$

$$m_{(1)} = \frac{\sqrt{w^2 + f^2}}{w} = \frac{\sqrt{1,219^2 + 0,51^2}}{1,219} = 1,08 \quad (3.12)$$

Considerando uma manga de gelo de 14 [mm²]:

$$F_{(1)} = \alpha.c.q.S = 0,6 \times 1,0 \times 36 \times (0,02345 + 2 \times 0,014) = 1,11 \text{ [daN/m]} \quad (3.13)$$

$$m_{(1)} = \frac{\sqrt{\left\{ w + \pi_{\text{gelo}} \frac{\pi}{4} [(d + 2e)^2 - d^2] \right\}^2 + F^2}}{w}$$

$$m_{(1)} = \frac{\sqrt{\left\{ 1,219 + \pi_{\text{gelo}} \frac{\pi}{4} [(0,02345 + 2 \times 0,014)^2 - 0,02345^2] \right\}^2 + 1,11^2}}{1,219} = 2,40 \text{ [daN/mm}^2\text{]} \quad (3.14)$$

Considerando uma manga de gelo de 16 [mm²]:

$$F_{(1)} = \alpha.c.q.S = 1,20 \text{ [daN/m]} \quad (3.15)$$

$$m_{(1)} = 2,65 \quad (3.16)$$

Considerando uma manga de gelo de 18 [mm²]:

$$F_{(1)} = \alpha.c.q.S = 1,28 \text{ [daN/m]} \quad (3.17)$$

$$m_{(1)} = 2,93 \quad (3.18)$$

Estado de *Primavera* (2):

No estado de *Primavera* não é previsível a formação de gelo pelo que o coeficiente de sobrecarga será independente da cota do terreno.

$$F_{(2)} = \alpha \cdot c \cdot q \cdot S = 0,6 \times 1,0 \times 90 \times 0,02345 = 1,27 \text{ [daN/m]} \quad (3.19)$$

$$m_{(2)} = \frac{\sqrt{w^2 + f^2}}{w} = \frac{\sqrt{1,219^2 + 1,27^2}}{1,219} = 1,44 \quad (3.20)$$

3.5.2.2 - Cabo de guarda

Estado de *Inverno* (1):

Sem gelo:

$$F_{(1)} = \alpha \cdot c \cdot q \cdot S = 0,6 \times 1,0 \times 36 \times 0,01463 = 0,35 \text{ [daN/m]} \quad (3.21)$$

$$m_{(1)} = \frac{\sqrt{w^2 + f^2}}{w} = \frac{\sqrt{0,589^2 + 0,35^2}}{0,589} = 1,16 \quad (3.22)$$

Considerando uma manga de gelo de 14 [mm²]:

$$F_{(1)} = \alpha \cdot c \cdot q \cdot S = 0,6 \times 1,0 \times 36 \times (0,01463 + 2 \times 0,014) = 1,01 \text{ [daN/m]} \quad (3.23)$$

$$m_{(1)} = \frac{\sqrt{\left\{ 0,589 + \pi_{\text{gelo}} \frac{\pi}{4} \left[(0,01463 + 2 \times 0,014)^2 - 0,01463^2 \right] \right\}^2 + 1,01^2}}{0,589} = 3,39 \text{ [daN/mm}^2\text{]} \quad (3.24)$$

Considerando uma manga de gelo de 16 [mm²]:

$$F_{(1)} = 1,11 \text{ [daN/m]} \quad (3.25)$$

$$m_{(1)} = 3,84 \quad (3.26)$$

Considerando uma manga de gelo de 18 [mm²]:

$$F_{(1)} = 1,20 \text{ [daN/m]} \quad (3.27)$$

$$m_{(1)} = 4,33 \quad (3.28)$$

Estado de *Primavera* (2):

$$F_{(2)} = \alpha \cdot c \cdot q \cdot S = 0,6 \times 1,0 \times 90 \times 0,01463 = 0,87 \text{ [daN/m]} \quad (3.29)$$

$$m_{(2)} = \frac{\sqrt{w^2 + f^2}}{w} = \frac{\sqrt{0,589^2 + 0,87^2}}{0,589} = 1,78 \quad (3.30)$$

3.5.2.3 - Quadro resumo

De seguida, apresenta-se na tabela 3.5, os valores obtidos para a força do vento, no estado de *Primavera* e de *Inverno* para as diferentes mangas de gelo.

Tabela 3.5 - Força do vento no estado de Inverno e Primavera para as diferentes mangas de gelo, expressa em [daN/mm²].

		Gelo [mm ²]			
		0	14	16	18
Condutor	F ₁	0,51	1,11	1,20	1,28
	F ₂	1,27	1,27	1,27	1,27
Cabo de guarda	F ₁	0,35	1,01	1,11	1,20
	F ₂	0,87	0,87	0,87	0,87

3.5.3 - Vão crítico

Se $m_{(2)} > m_{(1)}$, é necessário calcular o vão crítico para determinar o pior estado. Isto verifica-se tanto para o cabo condutor como para o cabo de guarda quando não se considera existência de gelo.

$$L_{cr} = \frac{\sigma \cdot t_{máx}}{w} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} \text{ [m]} \quad (3.31)$$

Após calcular o vão crítico, se $L_{cr} > L_{med}$, o pior estado será o *Inverno*. Caso contrário, será o estado de *Primavera* o pior estado a considerar.

3.5.3.1 - Cabo condutor

$$L_{cr} = \frac{326,6 \times 8}{1,219} \sqrt{\frac{24 \times 1,77 \times 10^{-5} \times (15 - (-5))}{1,44^2 - 1,08^2}} = 208 \text{ [m]} \quad (3.32)$$

3.5.3.2 - Cabo de guarda

$$L_{cr} = \frac{127,5 \times 14}{0,589} \sqrt{\frac{24 \times 1,53 \times 10^{-5} \times (15 - (-5))}{1,78^2 - 1,16^2}} = 192 \text{ [m]} \quad (3.33)$$

3.5.4 - Parâmetro da catenária e flecha máxima

3.5.4.1 - Cabo condutor

De seguida apresenta-se o cálculo do parâmetro do cabo condutor referente ao vão compreendido entre os apoios 4 e 5 (zona com manga de gelo de 16 [mm²] e vão de cálculo de 200 [m]).

Estado de montagem

$$\begin{cases} m_i = 1 \\ \theta_i = 80 \\ t_i = ? \end{cases}$$

Estado mais desfavorável (Inverno)

$$\begin{cases} m_k = 2,65 \\ \theta_k = -10 \\ t_k = 8 \end{cases}$$

Aplicando a equação de estados:

$$\begin{aligned} 80 + \frac{t_i}{1,77 \times 10^{-5} \times 7850} - \frac{1^2 \times 1,219^2 \times 200^2}{24 \times 1,77 \times 10^{-5} \times 326,6^2 \times t_i^2} = \\ = -10 + \frac{8}{1,77 \times 10^{-5} \times 7850} - \frac{2,65^2 \times 1,219^2 \times 200^2}{24 \times 1,77 \times 10^{-5} \times 326,6^2 \times 2,65^2} \Leftrightarrow t_i = 2,59 \text{ [daN/mm}^2\text{]} \end{aligned}$$

Após determinar a tensão a que fica sujeito o condutor, é possível determinar o parâmetro da catenária associado ao vão de cálculo:

$$P = \frac{t_{montagem} \times \sigma}{w} = \frac{2,59 \times 326,6}{1,219} = 694 \text{ [m]}$$

$$\text{A flecha máxima é dada por: } f = \frac{m \cdot w \cdot L \cdot L}{8 \cdot \sigma \cdot t} = \frac{1 \times 1,219 \times 200^2}{8 \times 326,6 \times 2,59} = 7,21 \text{ [m]}$$

O processo apresentado é repetido para os vãos de cálculo considerados. Na tabela 3.6, apresentam-se os resultados obtidos.

Tabela 3.6 - Parâmetros e flechas obtidas para o cabo condutor para os diferentes vãos de cálculo considerados.

L_{med} [m]	Gelo [mm ²]	θ_k [°C]	t [daN/mm ²]	T [daN]	P [m]	f [m]	
150	18	80	1,26	412	338	8,33	a)
250	0	80	2,53	826	678	11,53	b)
325	14	80	3,08	1006	825	16,00	c)
100	0	80	2,52	823	675	1,85	d)
100	14	80	2,07	676	555	2,25	e)
100	16	80	1,99	650	533	2,34	e)
100	18	80	1,91	624	512	2,44	e)
150	0	80	3,37	1101	903	3,11	d)
150	14	80	2,51	820	672	4,18	e)
150	16	80	2,38	777	638	4,41	e)
150	18	80	2,24	732	600	4,69	e)
200	0	80	4,04	1319	1082	4,62	d)
200	14	80	2,78	908	745	6,71	e)
200	16	80	2,59	846	694	7,21	e)
200	18	80	2,41	787	646	7,74	e)
250	0	80	4,40	1437	1179	6,63	f)
300	0	80	4,65	1519	1246	9,03	f)
350	0	80	4,82	1574	1291	11,86	f)
400	0	80	4,96	1620	1329	15,05	f)
450	0	80	5,06	1653	1356	18,67	f)

a) Pior estado *Inverno*, $\theta = -10$ °C.

Cálculo efectuado devido ao dimensionamento do apoio 1, com tensão 4 [daN/mm²].

b) Pior estado *Primavera*, $\theta = 15$ °C.

Cálculo efectuado devido ao dimensionamento do apoio 61, com tensão 4 [daN/mm²].

c) Pior estado *Inverno*, $\theta = -10$ °C.

Cálculo efectuado devido ao vão compreendido entre os apoios 41 e 42.

d) Pior estado *Inverno*, $\theta = -5$ °C uma vez que não há gelo.

e) Pior estado *Inverno*, $\theta = -10$ °C.

f) Pior estado *Inverno*, $\theta = 15$ °C.

3.5.4.2 - Cabo de guarda

Cálculo do parâmetro do cabo de guarda referente ao vão compreendido entre os apoios 4 e 5 (zona com manga de gelo de 16 [mm²] e vão de cálculo de 200 [m]).

Estado de montagem

$$\begin{cases} m_i = 1 \\ \theta_i = 80 \\ t_i = ? \end{cases}$$

Estado mais desfavorável (Inverno)

$$\begin{cases} m_k = 3,84 \\ \theta_k = -10 \\ t_k = 14 \end{cases}$$

Aplicando a equação de estados:

$$\begin{aligned} 80 + \frac{t_i}{1,53 \times 10^{-5} \times 10546} - \frac{1^2 \times 0,589^2 \times 200^2}{24 \times 1,53 \times 10^{-5} \times 127,50^2 \times t_i^2} = \\ = -10 + \frac{14}{1,53 \times 10^{-5} \times 10546} - \frac{3,84^2 \times 0,589^2 \times 200^2}{24 \times 1,53 \times 10^{-5} \times 127,50^2 \times 3,84^2} \Leftrightarrow t_i = 3,41 \text{ [daN/mm}^2\text{]} \end{aligned}$$

Após determinar a tensão a que fica sujeito o condutor, é possível determinar o parâmetro da catenária associado ao vão de cálculo:

$$P = \frac{t_{montagem} \times \sigma}{w} = \frac{3,41 \times 326,6}{0,589} = 738 \text{ [m]}$$

$$\text{A flecha máxima é dada por: } f = \frac{m \cdot w \cdot L \cdot L}{8 \cdot \sigma \cdot t} = \frac{1 \times 0,589 \times 200^2}{8 \times 127,50 \times 3,41} = 6,77 \text{ [m]}$$

O processo apresentado é repetido para os vãos de cálculo considerados. Na tabela 3.7, apresentam-se os resultados obtidos.

Tabela 3.7 - Parâmetros e flechas obtidas para o cabo de guarda para os diferentes vãos de cálculo considerados.

L_{med} [m]	Gelo [mm ²]	θ_k [°C]	t [daN/mm ²]	T [daN]	P [m]	f [m]	
150	18	80	1,73	221	374	7,51	a)
250	0	80	4,06	518	879	8,89	b)
325	14	80	3,98	507	862	15,32	c)
100	0	80	4,43	565	959	1,30	d)
100	14	80	3,19	407	691	1,81	e)
100	16	80	2,98	380	645	1,94	e)
100	18	80	2,77	353	600	2,08	e)
150	0	80	5,59	713	1210	2,32	d)
150	14	80	3,58	456	775	3,63	e)
150	16	80	3,27	417	708	3,97	e)
150	18	80	2,98	380	645	4,36	e)
200	0	80	6,45	822	1396	3,58	f)
200	14	80	3,78	482	818	6,11	e)
200	16	80	3,41	435	738	6,77	e)
200	18	80	3,08	393	667	7,50	e)
250	0	80	6,78	864	1468	5,32	f)
300	0	80	7,01	894	1517	7,41	f)
350	0	80	7,18	915	1554	9,85	f)
400	0	80	7,31	932	1582	12,64	f)
450	0	80	7,40	944	1602	15,80	f)

a) Pior estado INVERNO, $\theta = -10$ °C.

Cálculo efectuado devido ao dimensionamento do apoio 1, com tensão 4 [daN/mm²].

b) Pior estado PRIMAVERA, $\theta = 15$ °C.

Cálculo efectuado devido ao dimensionamento do apoio 61, com tensão 4 [daN/mm²].

c) Pior estado INVERNO, $\theta = -10$ °C.

Cálculo efectuado devido ao vão compreendido entre os apoios 41 e 42.

d) Pior estado INVERNO, $\theta = -5$ °C uma vez que não há gelo.

e) Pior estado INVERNO, $\theta = -10$ °C.

f) Pior estado PRIMAVERA, $\theta = 15$ °C.

3.5.5 - Apoios

3.5.5.1 - Tipos de apoios

Serão utilizados apoios do tipo DR, RD e DS. Na tabela 3.8, apresentam-se os esforços máximos, horizontais (F_H) e verticais (F_V).

Tabela 3.8 - Esforços máximos dos apoios utilizados

Tipo de apoio	F_H [daN]	F_V [daN]
DR	3237	14856
DS	2579	2370
RD	7366	1818

Para permitir vencer o vão compreendido entre os apoios nº 41 e 42, serão necessários apoios do tipo RDe. Estes apresentam uma maior distância entre braços.

3.5.5.2 - Simbologia

t_{\max_1}	Tracção máxima no vão 1 [daN];
t_{\max_2}	Tracção máxima no vão 2 [daN];
β	Ângulo que a direcção do vento faz com a linha [grados];
φ	Ângulo formado entre condutores [grados];
α	Ângulo complementar daquele formado entre condutores (φ) [grados];
T_{CD}	Tracção de um cabo condutor [daN];
T_{CG}	Tracção do cabo de guarda [daN];
F_{CD}	Força exercida pelo vento sobre um condutor da linha [daN];
F_{CG}	Força exercida pelo vento sobre o cabo de guarda da linha [daN];
P_{CD}	Peso de um cabo condutor [daN];
P_{CG}	Peso do cabo de guarda [daN];
P_{Isol}	Peso de uma cadeia de isoladores [daN];
F_x	Somatório das forças exercidas no apoio segundo o eixo indicado, na hipótese de cálculo considerada [daN];
F_x	Somatório das forças exercidas no apoio segundo o eixo x, na hipótese de cálculo considerada [daN];
F_y	Somatório das forças exercidas no apoio segundo o eixo y, na hipótese de cálculo considerada [daN];
F_z	Somatório das forças exercidas no apoio segundo o eixo z, na hipótese de cálculo considerada [daN];
$N^{\circ}\text{Isol}$	Número de cadeias de isoladores.
F_z	Somatório das forças exercidas no apoio segundo o eixo z, na hipótese de cálculo considerada [daN];

Na figura 3.1, apresenta-se a representação dos ângulos necessários para o cálculo de um apoio de ângulo.

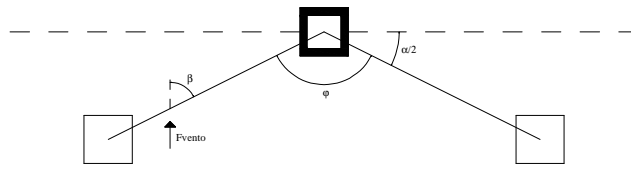


Figura 3.1 - Situação de cálculo de um apoio de ângulo.

3.5.5.3 - Apoio fim de linha

De seguida apresenta-se o dimensionamento do apoio nº 1. Além de se tratar de um apoio Fim de Linha, este apresenta a particularidade de formar um ângulo logo à saída da subestação de Lomba do Vale.

Sendo, $\varphi = 179,13$ [grados]

$\alpha = 20,87$ [grados]

Tracção:

$$T_{CD} = [t_{\max_{-1}} \times \sigma] - [t_{\max_{-2}} \times \sigma \times \cos(\alpha)] \text{ [daN]} \quad (3.34)$$

$$T_{CD} = 4 \times 326,6 - 0,5 \times 326,6 \times \cos(20,87) = 1152 \text{ [daN]}$$

$$T_{CG} = [t_{\max_{-1}} \times \sigma] - [t_{\max_{-2}} \times \sigma \times \cos(\alpha)] \text{ [daN]} \quad (3.35)$$

$$T_{CG} = 8 \times 127,5 - 1 \times 127,5 \times \cos(20,87) = 899 \text{ [daN]}$$

Esforços transversais:

$$F_{CD} = t_{\max_{-1}} \times \sigma \times \sin(\alpha) + \alpha.c.q.S \text{ [daN]} \quad (3.36)$$

$$F_{CD} = 0,5 \times 326,6 \times \sin(20,87) + 0,6 \times 1,0 \times 90 \times 0,02345 \times 73,8 = 146 \text{ [daN]}$$

$$F_{CG} = t_{\max_{-1}} \times \sigma \times \sin(\alpha) + \alpha.c.q.S \text{ [daN]} \quad (3.37)$$

$$F_{CG} = 1,0 \times 127,5 \times \sin(20,87) + 0,6 \times 1,1 \times 90 \times 0,01463 \times 73,8 = 105 \text{ [daN]}$$

$$F_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

$$T_{CD} = (t_{\max_{-1}} + t_{\max_{-2}}) \times \sigma \times \sin(\alpha) \text{ [daN]} \quad (3.38)$$

$$T_{CD} = (0,5 + 4) \times 326,6 \times \sin(20,87) = 473 \text{ [daN]}$$

$$T_{CG} = (t_{\max_{-1}} + t_{\max_{-2}}) \times \sigma \times \sin(\alpha) \text{ [daN]} \quad (3.39)$$

$$T_{CG} = (1 + 8) \times 127,5 \times \sin(20,87) = 369 \text{ [daN]} \quad (3.40)$$

Esforços verticais:

$$P_{CD} = \omega \times L = 1,219 \times 73,8 = 90 \text{ [daN]} \quad (3.41)$$

$$P_{CG} = \omega \times L = 0,589 \times 73,8 = 43 \text{ [daN]} \quad (3.42)$$

$$P_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

Esforços totais:

Hipótese 1:

$$F_x = n^{\circ}_{CD} \cdot T_{CD} + T_{CG} \text{ [daN]} \quad (3.43)$$

$$F_x = 6 \times 1152 + 899 = 7810 \text{ [daN]}$$

$$F_y = n^{\circ}_{CD} (F_{CD} + T_{CD}) + F_{CG} + T_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot F_{Isol} \text{ [daN]} \quad (3.44)$$

$$F_y = 6 \times (146 + 473) + 105 + 369 + 12 \times 30 = 4550 \text{ [daN]}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} \text{ [daN]} \quad (3.45)$$

$$F_z = 6 \times 90 + 43 + 12 \times 30 = 943 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2:

$$F_x = \frac{1}{5}(n^{\circ}_{CD} \cdot F_{CD} + F_{CG}) [\text{daN}] \quad (3.46)$$

$$F_x = \frac{1}{5}(6 \times 146 + 105) = 196 [\text{daN}]$$

$$F_y = 0 \text{ daN}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} = 6 \times 90 + 43 + 12 \times 30 = 943 [\text{daN}] \quad (3.47)$$

$$F_z = 6 \times 90 + 43 + 12 \times 30 = 943 [\text{daN}]$$

Sendo a hipótese 1 a pior, os esforços totais serão:

$$F_H = F_x + F_y = 7810 + 4550 = 12360 [\text{daN}] \quad (3.48)$$

$$F_V = F_z = 943 [\text{daN}] \quad (3.49)$$

Tendo em conta os esforços totais obtidos e atendendo aos esforços máximos de cada apoio apresentados na tabela 3.8, o apoio nº 1 será do tipo DR. Para cumprir com as distâncias regulamentares apresentadas na tabela 2.6, será necessário um apoio com cerca de 18 metros de altura útil, isto é, um apoio DR3.

3.5.5.4 - Apoio de ângulo

De seguida apresenta-se o dimensionamento de um apoio de ângulo, o apoio nº 19.

Sendo, $\varphi = 180,98$ [grados]

$\alpha = 19,02$ [grados]

$\beta = 90,49$ [grados]

Tracção:

$$T_{CC} = \sigma \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) |t_{\max 1} - t_{\max 2}| [\text{daN}] \quad (3.50)$$

$$T_{CC} = 326,6 \times \cos\left(\frac{19,02}{2}\right) \times |8 - 8| = 0 [\text{daN}]$$

$$T_{CG} = \sigma \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) |t_{\max 1} - t_{\max 2}| \text{ [daN]} \quad (3.51)$$

$$T_{CG} = 127,5 \times \cos\left(\frac{19,02}{2}\right) \times |14 - 14| = 0$$

Esforços transversais:

$$F_{CD} = \alpha.c.q.S \times \sin^2(\beta) \text{ [daN]} \quad (3.52)$$

$$F_{CD} = 0,6 \times 1,0 \times 90 \times 0,02345 \times 147,5 \times \sin^2(90,49) = 211 \text{ [daN]}$$

$$F_{CG} = \alpha.c.q.S \times \sin^2(\beta) \text{ [daN]} \quad (3.53)$$

$$F_{CG} = 0,6 \times 1,1 \times 90 \times 0,01463 \times 147,5 \times \sin^2(90,49) = 144 \text{ [daN]}$$

$$F_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

$$T_{CD} = (t_{\max -1} + t_{\max -2}) \times \sigma \times \sin(\alpha) \text{ [daN]} \quad (3.54)$$

$$T_{CD} = (8 + 8) \times 326,6 \times \sin(9,51) = 778 \text{ [daN]}$$

$$T_{CG} = (t_{\max -1} + t_{\max -2}) \times \sigma \times \sin(\alpha) \text{ [daN]} \quad (3.55)$$

$$T_{CG} = (14 + 14) \times 127,5 \times \sin(9,51) = 531 \text{ [daN]}$$

Esforços verticais:

$$P_{CD} = \omega \times L = 1,219 \times 170 = 207 \text{ [daN]}$$

$$P_{CG} = \omega \times L = 0,589 \times 170 = 100 \text{ [daN]}$$

$$P_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

Esforços totais:

Hipótese 1:

$$F_x = n^{\circ}_{CD} \cdot T_{CD} + T_{CG} = 0 \text{ [daN]}$$

$$F_y = n^{\circ}_{CD} (F_{CD} + T_{CD}) + F_{CG} + T_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot F_{Isol} \text{ [daN]}$$

$$F_y = 6 \times (211 + 778) + 144 + 531 + 12 \times 30 = 6965 \text{ [daN]}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} \text{ [daN]}$$

$$F_z = 6 \times 207 + 100 + 12 \times 30 = 1704 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2:

$$F_x = \frac{1}{5} (n^{\circ}_{CD} \cdot F_{CD} + F_{CG}) = \frac{1}{5} (6 \times 211 + 144) = 281 \text{ [daN]}$$

$$F_x = \frac{1}{5} (6 \times 211 + 144) = 281 \text{ [daN]}$$

$$F_y = 0 \text{ daN}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} \text{ [daN]}$$

$$F_z = 6 \times 207 + 100 + 12 \times 30 = 1704$$

Sendo a hipótese 1 a pior, os esforços totais serão:

$$F_H = F_x + F_y = 0 + 6965 = 6965 \text{ [daN]}$$

$$F_V = F_z = 1704 \text{ [daN]}$$

Tendo em conta os esforços totais obtidos e atendendo aos esforços máximos de cada apoio apresentados na tabela 3.8, o apoio nº 19 será do tipo RD. Para cumprir com as distâncias regulamentares apresentadas na tabela 2.6, será necessário um apoio com cerca de 15 metros de altura útil, isto é, um apoio RD2.

3.5.5.5 - Apoio em alinhamento

De seguida apresenta-se o dimensionamento de um apoio em alinhamento, o apoio nº 2.

Tracção:

$$T_{CC} = \sigma \times |t_{\max 1} - t_{\max 2}| \text{ [daN]} \tag{3.56}$$

$$T_{CC} = 326,6 \times |8 - 8| = 0$$

$$T_{CG} = \sigma \times |t_{\max 1} - t_{\max 2}| \text{ [daN]} \quad (3.57)$$

$$T_{CG} = 127,5 \times |14 - 14| = 0$$

Esforços transversais:

$$F_{CD} = \alpha.c.q.S \text{ [daN]} \quad (3.58)$$

$$F_{CD} = 0,6 \times 1,0 \times 90 \times 0,02345 \times 157,5 = 199 \text{ [daN]}$$

$$F_{CG} = \alpha.c.q.S \text{ [daN]} \quad (3.59)$$

$$F_{CG} = 0,6 \times 1,1 \times 90 \times 0,01463 \times 157,5 = 137 \text{ [daN]}$$

$$F_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

Esforços verticais:

$$P_{CD} = \omega \times L = 1,219 \times 157,5 = 192 \text{ [daN]}$$

$$P_{CG} = \omega \times L = 0,589 \times 157,5 = 93 \text{ [daN]}$$

$$P_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

Esforços totais:

Hipótese 1:

$$F_x = n^{\circ}_{CD} \cdot T_{CD} + T_{CG} = 0 \text{ [daN]}$$

$$F_y = n^{\circ}_{CD} (F_{CD} + T_{CD}) + F_{CG} + T_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot F_{Isol} = 6 \times (199 + 0) + 137 + 0 + 12 \times 30 = 1694 \text{ [daN]}$$

$$F_y = 6 \times (199 + 0) + 137 + 0 + 12 \times 30 = 1694 \text{ [daN]}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} = 6 \times 192 + 93 + 12 \times 30 = 1605 \text{ [daN]}$$

$$F_z = 6 \times 192 + 93 + 12 \times 30 = 1605 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2:

$$F_x = \frac{1}{5} (n^{\circ}_{CD} \cdot F_{CD} + F_{CG}) \text{ [daN]}$$

$$F_x = \frac{1}{5} (6 \times 199 + 137) = 267 \text{ [daN]}$$

$$F_y = 0 \text{ daN}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} = 6 \times 192 + 93 + 12 \times 30 = 1605 \text{ [daN]}$$

$$F_z = 6 \times 192 + 93 + 12 \times 30 = 1605$$

Sendo a hipótese 1 a pior, os esforços totais serão:

$$F_H = F_x + F_y = 0 + 1694 = 1694 \text{ [daN]}$$

$$F_V = F_z = 1605 \text{ [daN]}$$

Tendo em conta os esforços totais obtidos e atendendo aos esforços máximos de cada apoio apresentados na tabela 3.8, o apoio nº 2 será do tipo RD. Para cumprir com as distâncias regulamentares apresentadas na tabela 2.6, será necessário um apoio com cerca de 15 metros de altura útil, isto é, um apoio RD2.

3.5.5.6 - Apoios de betão

Devido aos elevados esforços obtidos para os apoios nº 7 e nº 49, apresentados na tabela 3.9, foi necessário o recurso a apoios de betão, dois para o nº 7 e dois para nº 49. Os elevados esforços verificados devem-se essencialmente aos ângulos bastante pronunciados formados nesses mesmos apoios.

Tabela 3.9 - Esforços totais obtidos nos apoios nº 7 e nº 49.

Apoio	F _H [daN]	F _V [daN]
7	17240	3130
49	16655	3587

De seguida apresenta-se o dimensionamento do apoio nº7. Um dos apoios suportará três condutores e o cabo de guarda, apoio 7(1), e o segundo suportará três condutores, apoio 7(2).

Sendo:

$$\varphi = 138,96 \text{ [grados]}$$

$$\alpha = 61,04 \text{ [grados]}$$

$$\beta = 69,48 \text{ [grados]}$$

Tracção:

$$T_{CC} = \sigma \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) |t_{\max 1} - t_{\max 2}| = 326,6 \times \cos\left(\frac{61,04}{2}\right) \times |8 - 8| = 0 \text{ [daN]} \quad (3.60)$$

$$T_{CG} = \sigma \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) |t_{\max 1} - t_{\max 2}| = 127,5 \times \cos\left(\frac{61,04}{2}\right) \times |14 - 14| = 0 \text{ [daN]} \quad (3.61)$$

Esforços transversais:

$$F_{CD} = \alpha.c.q.S \times \sin^2(\beta) = 0,6 \times 1,0 \times 90 \times 0,02345 \times 147,5 \times \sin^2(69,48) = 147 \text{ [daN]} \quad (3.62)$$

$$F_{CG} = \alpha.c.q.S \times \sin^2(\beta) = 0,6 \times 1,1 \times 90 \times 0,01463 \times 147,5 \times \sin^2(69,48) = 101 \text{ [daN]} \quad (3.63)$$

$$F_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

$$T_{CD} = (t_{\max -1} + t_{\max -2}) \times \sigma \times \sin(\alpha) = (8 + 8) \times 326,6 \times \sin(61,04) = 2410 \text{ [daN]} \quad (3.64)$$

$$T_{CG} = (t_{\max -1} + t_{\max -2}) \times \sigma \times \sin(\alpha) = (14 + 14) \times 127,5 \times \sin(61,04) = 1647 \text{ [daN]} \quad (3.65)$$

Esforços verticais:

$$P_{CD} = \omega \times L = 1,219 \times 147,5 = 180 \text{ [daN]}$$

$$P_{CG} = \omega \times L = 0,589 \times 147,5 = 87 \text{ [daN]}$$

$$P_{Isol} = 30 \text{ [daN]}$$

Dimensionamento do apoio 7(1):

Esforços totais:

Hipótese 1:

$$F_x = n^{\circ}_{CD} \cdot T_{CD} + T_{CG} = 0 \text{ [daN]}$$

$$F_y = n^{\circ}_{CD} (F_{CD} + T_{CD}) + F_{CG} + T_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot F_{Isol} = 3 \times (147 + 2410) + 101 + 1647 + 6 \times 30 = 9600 \text{ [daN]}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} = 3 \times 180 + 87 + 6 \times 30 = 806 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2:

$$F_x = \frac{1}{5} (n^{\circ}_{CD} \cdot F_{CD} + F_{CG}) = \frac{1}{5} (3 \times 147 + 101) = 108 \text{ [daN]}$$

$$F_y = 0 \text{ daN}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} = 3 \times 180 + 87 + 6 \times 30 = 806 \text{ [daN]}$$

Tendo em conta os valores totais obtidos, o apoio nº 7(1) será do tipo K14.

Dimensionamento do apoio 7(2):

Esforços totais:

Hipótese 1:

$$F_x = n^{\circ}_{CD} \cdot T_{CD} + T_{CG} = 0 \text{ [daN]}$$

$$F_y = n^{\circ}_{CD} (F_{CD} + T_{CD}) + n^{\circ}_{Isol} \cdot F_{Isol} = 3 \times (147 + 2410) + 6 \times 30 = 7852 \text{ [daN]}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} = 3 \times 180 + 6 \times 30 = 719 \text{ [daN]}$$

Hipótese 2:

$$F_x = \frac{1}{5} (n^{\circ}_{CD} \cdot F_{CD}) = \frac{1}{5} (3 \times 147) = 88 \text{ [daN]}$$

$$F_y = 0 \text{ daN}$$

$$F_z = n^{\circ}_{CD} \cdot P_{CD} + P_{CG} + n^{\circ}_{Isol} \cdot P_{Isol} = 3 \times 180 + 6 \times 30 = 719 \text{ [daN]}$$

Tendo em conta os valores totais obtidos, o apoio n° 7(2) será do tipo K14¹⁹.

3.5.6 - Desvio transversal nas cadeias de suspensão

Segue-se o cálculo do desvio transversal verificado nas cadeias de isoladores do apoio n° 4.

$$i = \text{tg}^{-1} \left[\frac{P_v + \frac{Q_v}{2}}{P + \frac{Q}{2}} \right] = \text{tg}^{-1} \left[\frac{237 + \frac{30}{2}}{120 + \frac{30}{2}} \right] = 1,08 \quad (3.66)$$

Em anexo a este documento, encontram-se os desvios transversais obtidos para os diversos apoios com cadeias de suspensão.

3.5.7 - Distância entre condutores

Segue-se o cálculo da distância entre condutores para o vão compreendido entre os apoios n° 1 e n° 2.

A flecha máxima será:

$$f = \frac{m \cdot w \cdot L \cdot L}{8 \cdot \sigma \cdot t} = \frac{1 \times 1,219 \times 150^2}{8 \times 326,6 \times 1,26} = 8,33 \text{ [m]} \quad (3.67)$$

A distância mínima a garantir entre condutores será:

$$D = k \sqrt{f + di} + \frac{U}{150} = 0,6 \times \sqrt{8,33} + \frac{63}{150} = 2,15 \text{ [m]} \quad (3.68)$$

Sendo 2,20 metros, a distância máxima permita pelo apoio do tipo DR.

¹⁹ O apoio do tipo K12 aguentaria os esforços verificados, mas será utilizado um apoio do tipo K14 apenas por questões relativas à exploração e manutenção da própria linha.

3.5.8 - Cruzamento com linhas de telecomunicações

A linha cruzará com traçados de telecomunicações entre os apoios 45-46; 47-48; 57-58.

A distância mínima (2 metros) entre o condutor inferior da linha de alta tensão e o superior dos traçados de telecomunicações é assegurada.

3.5.9 - Cruzamento com linhas eléctricas de baixa tensão

A linha cruzará com linhas de baixa tensão entre os apoios 45-46; 47-48; 57-58. A distância mínima (2 metros) entre o condutor inferior da linha de alta tensão e o superior da linha de baixa tensão é assegurada.

3.5.10 - Cruzamento com linhas eléctricas de média tensão

A linha cruzará com linhas de baixa tensão entre os apoios 48-49; 59-60. A distância mínima entre o condutor inferior da linha de alta tensão e o superior da linha de média tensão é assegurada.

3.5.11 - Cruzamento com estradas nacionais

A linha cruzará com a estrada nacional EN.103 entre os apoios 57-58. A distância mínima (7 metros) entre o apoio e a estrada nacional estão asseguradas.

Capítulo 4

Cálculo das características de uma linha aérea e estudo de curto-circuitos.

4.1 - Aplicação informática desenvolvida

Foi realizada uma aplicação informática, em *VisualBasic*, com o objectivo de simular curto-circuitos numa linha aérea assim como obter as suas características físicas e eléctricas, para além da potência activa, corrente nominal, densidade de corrente, perdas Joule, queda de tensão, impedância característica, ângulo característico e potência característica. Na figura 4.1, encontra-se a interface com o utilizador.

72 Cálculo das características de uma linha aérea e estudo de curto-circuitos.

The screenshot shows a software window titled "Cálculos pretendidos / Características da linha". It is divided into two main sections: "Cálculos pretendidos:" and "Características da linha:".

Cálculos pretendidos:

- Características eléctricas (Reactância; Susceptância; Impedância; Admitância)
- Características físicas (Resistência; Capacidade; Condutância)
- Cálculo do transporte de energia (Impedância característica; Ângulo característico; Potência característica)
- Queda de tensão
- Curto-circuito Simétrico Franco (with a button "Inserir características da rede")
- Curto-circuito Fase-Terra (Apenas se pretender simular algum tipo de curto-circuito)
- Curto-circuito Fase-Fase (Potência de CC no Barramento 1 [MVA] 100)
- Curto-circuito Fase-Fase-Terra (Potência de CC no Barramento 2 [MVA] 100)

Características da linha:

Comprimento da linha [m]	10000	Xo / X no barramento 1	0
Potência aparente [MVA]	100	Xo / X no barramento 2	0
Tensão nominal [kV]	63	Curto-circuito simulado no barramento	1
Factor de potência	0, 9		
Cabo condutor	AL-AÇO 326	Escolher	Adicionar
Cabo de guarda	AL-AÇO 127(GUINEA)	Escolher	Adicionar
Tipo de linha	<input type="checkbox"/> Linha simples <input checked="" type="checkbox"/> Linha dupla		
Tipo de apoios	DR	Escolher	Adicionar

Buttons: Ok, Sair

Figura 4.1 - Interface com o utilizador da aplicação informática.

Para isso, é necessário conhecer as características dos cabos utilizados, a tensão nominal da linha, o seu comprimento, a potência máxima previsível a transportar, o factor de potência, o tipo de linha: simples ou dupla, e o tipo de apoios utilizados. O utilizador poderá seleccionar os cabos numa lista pré-definida ou inserir um novo cabo, indicando as suas características. Na figura 4.2, apresenta-se a lista pré-definida de cabos.

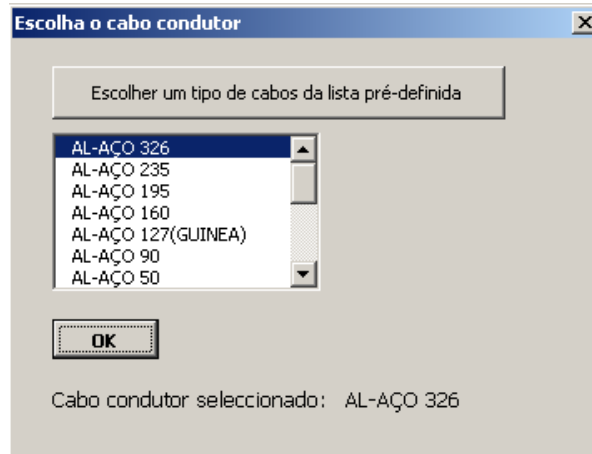


Figura 4.2 - Lista pré-definida de cabos.

Quando se pretender simular um curto-circuito numa linha, é necessário inserir ainda as potências de curto-circuito dos dois barramentos ligados pela linha aérea, a potência e tensão de base, uma vez que os resultados são apresentados em p.u. e em unidades S.I.

A aplicação informática desenvolvida permite obter a corrente de defeito no local do curto-circuito, a tensão e a corrente pós-defeito em ambos os barramentos assim como a corrente na linha pós-defeito. Na figura 4.3, encontra-se os valores obtidos para o exemplo apresentado na figura 4.1.

74 Cálculo das características de uma linha aérea e estudo de curto-circuitos.

Limpar folha

Cálculos pretendidos & Características da linha

NOTA: Os valores apresentados referem-se a uma linha trifásica constituída por um condutor por fase.

Cabos seleccionados

Designação	-	Cabo condutor		Cabo de guarda	
		AL-AÇO 326	AL-AÇO 127(GUINEA)		
Secção	[mm ²]	326,10	127,54		
Diâmetro	[mm]	23,45	14,63		
Resistência a 20 °C	[Ω/km]	0,109	0,358		
Módulo de elasticidade	[daN/mm ²]	7850	10546		
Coefficiente de dilatação linear	[°C ⁻¹]	1,77x10 ⁻⁵	1,53x10 ⁻⁵		
Peso por metro	[daN]	1,22	0,59		
Carga de ruptura	[daN]	11270	6880		
Constituição	-	Alumínio	Aço	Alumínio	Aço
	[mm]	-	-	-	-
Secção	[mm ²]	-	-	-	-
Diâmetro	[mm]	-	-	-	-

Tipo de apoio seleccionado

Designação	-	DR
Distância média geométrica	[mm]	2775

Generalidades

Potência activa	Intensidade de corrente	Densidade de corrente	Perdas Joule	
[MW]	[A]	[A/mm ²]	[kW]	[%]
90	916	1,41	2754	2,75

Queda de tensão

ΔU	ΔU
[V]	[%]
1896	3,01

Constantes físicas

Resistência	Capacidade	Condutância
[Ω/km]	[F/km]	[S ⁻¹ /km]
0,055	1,89E-08	2,08E-04

Constantes eléctricas

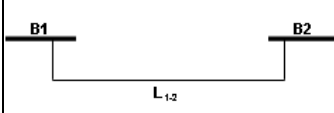
Reactância	Susceptância	Impedância	Admitância
[Ω/km]	[S/km]	[Ω/km]	[S/km]
0,19	5,95E-06	0,20	2,08E-04

Cálculo do transporte de energia

Impedância característica	Ângulo característico	Potência característica
[Ω]	[°]	[MW]
389,00	0,0646	128,03

Estudo de curto-circuitos

SIMÉTRICO FRANCO



Potência de CC 1	Potência de CC 2	Potência de base	Tensão de base
[MVA]	[MVA]	[MVA]	[kV]
100	100	100	63

Corrente defeito		Tensão barramento 1		Tensão barramento 2		Corrente linha 1-2		Corrente gerada barramento 1		Corrente gerada barramento 2	
[pu]	[A]	[pu]	[V]	[pu]	[V]	[pu]	[A]	[pu]	[A]	[pu]	[A]
1,96	1794	0,00	0	0,05	3345	1,08	993	0,91	833	1,08	993

Corrente na linha em função do comprimento

Km	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I [pu]	10,84	5,42	3,61	2,71	2,17	1,81	1,55	1,35	1,20	1,08
I [A]	9932	4966	3311	2483	1986	1655	1419	1242	1104	993

Figura 4.3 - Interface onde são apresentados os cálculos efectuados.

74

Para além da corrente de curto-circuito na linha pós-defeito, é também obtida a sua evolução quilométrica, isto é, o valor da corrente de defeito considerando vários comprimentos para a linha. Na figura 4.4, encontra-se a evolução da corrente para vários pontos onde ocorre o curto-circuito para o exemplo anteriormente apresentado.

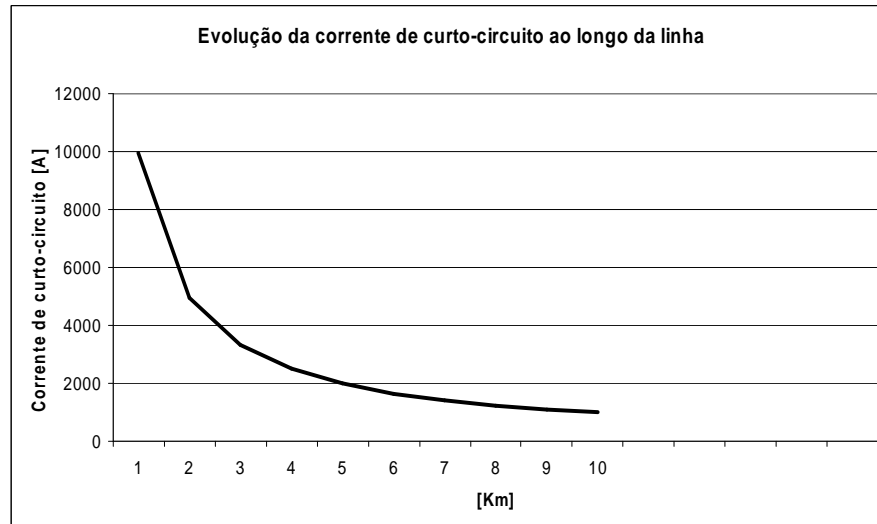


Figura 4.4 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito.

4.2 - Metodologia de cálculo

4.2.1 - Curto-circuito tripolar simétrico

Neste tipo de curto-circuito, foram considerados os seguintes pressupostos:

- A rede é trifásica simétrica (constituída por componentes equilibrados, regime de cargas equilibradas e fontes de tensão que geram sistemas trifásicos equilibrados simétricos de f.e.m.);
- O defeito é simétrico;
- Obtenção das componentes simétricas
 - Análise por fase;
 - Utilização de esquema unifilar;
 - Análise em regime permanente.

Metodologia geral de cálculo [11]:

Considerando:

- I_k'' Corrente de curto-circuito (inicial simétrica), no nó k onde ocorre o defeito;
- V_i^0 Valor pré-defeito da tensão em cada nó i ;
- V_j^0 Valor pré-defeito da tensão em cada nó j ;

76 Cálculo das características de uma linha aérea e estudo de curto-circuitos.

V_i^f	Valor pós-defeito da tensão em cada nó i ;
V_j^f	Valor pós-defeito da tensão em cada nó j ;
I_{ij}^0	Valor pré-defeito da corrente em cada ramo ij ;
I_{ij}^f	Valor pós-defeito da corrente em cada ramo ij ;
I_g^0	Corrente gerada pré-defeito;
I_g^f	Corrente gerada pós-defeito;
Z_{kk}	Valor da impedância no nó kk onde ocorre o defeito;
Z_{ij}	Impedância da linha entre o barramento i e j ;
Z_d	Impedância da malha de defeito;
Z_g	Impedância equivalente do gerador;
c	Factor de tensão.

Etapa 1: Condições de operação pré-defeito (p.u.)

Resolução do Trânsito de Potências: $V_i^0 \cong 1$; $I_{ij}^0 \cong 0$

Etapa 2: Variações provocadas pelo defeito simétrico no barramento k (p.u.)

Construção do esquema unifilar equivalente de Thévenin (p.u.)

Aproximação típica: desprezam-se as admitâncias shunt, por terem uma corrente desprezável durante o defeito (fenómeno provocado pelo baixo valor das tensões nos nós, durante o defeito).

Construção da matriz das impedâncias nodais por inversão da matriz das admitâncias:

$$[Z] = [Y]^{-1}$$

Cálculo da corrente de defeito:

$$I_k'' = \frac{c \times V_k^0}{Z_{kk} + Z_d} \quad (4.1)$$

Etapa 3: Condições de operação pós-defeito (p.u.)

Cálculo da tensão nos nós:

$$V_i^f = V_i^0 + V_i^T = V_i^0 + Z_{ik} \cdot (-I_k'') \quad (i = 1, \dots, n) \quad (4.2)$$

$$V_k^f = Z_d \cdot I_k'' \quad (4.3)$$

Cálculo da corrente nos ramos:

$$I_{ij}^f = \frac{V_i^f - V_j^f}{Z_{ij}} \quad (4.4)$$

A corrente nos ramos aumenta muito relativamente ao valor inicial, pelo que é aceitável considerar o sistema inicial em vazio, evitando o cálculo do trânsito de potências inicial.

Cálculo das correntes geradas:

$$I_g^f = I_g^0 + \frac{V_i^0 - V_i^f}{Z_g} \quad (4.5)$$

4.2.2 - Curto-circuito fase-terra

Neste tipo de curto-circuito, foram considerados os seguintes pressupostos:

- Desacoplamento completo entre os sistemas directo, inverso e homopolar;
- Análise, em separado, de cada uma das componentes simétricas;
- Posterior obtenção dos valores por fase.

Metodologia geral de cálculo [12]:

Etapa 1: Condições de operação pré-defeito (p.u.)

Componentes simétricas dos valores pré-defeito das tensões e correntes.

Etapa 2: Construção do esquema unifilar equivalente, para estudo de curto-circuitos, referente ao sistema directo (+), inverso (-) e homopolar (o).

Construção da matriz das impedâncias nodais: $[Z] = [Y]^{-1}$

Etapa 3: Condições de operação pós-defeito

Cálculo das componentes simétricas da corrente de defeito e da tensão nos nós:

Sendo k o barramento de defeito:

$$A = \frac{V_k^0}{Z_{kk}^+ + z_{kk}^- + z_{kk}^o + Z_d} \quad (4.6)$$

Corrente de defeito:

$$\begin{bmatrix} I_k^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_k^{cc+} \\ I_k^{cc-} \\ I_k^{cco} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \times A \quad (4.7)$$

Tensão em cada nó $i=1,\dots,n$:

$$\begin{bmatrix} V_{ik}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^{f+} \\ V_i^{f-} \\ V_i^{fo} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ik+} \\ Z_{ik-} \\ Z_{iko} \end{bmatrix} \times A \quad (4.8)$$

Cálculo das componentes simétricas da corrente nos ramos:

$$\begin{cases} I_{ij}^{f+} = \frac{V_{if}^+ - V_{jf}^+}{Z_{ij}^+} \\ I_{ij}^{f-} = \frac{V_{if}^- - V_{jf}^-}{Z_{ij}^-} \\ I_{ij}^{fo} = \frac{V_{if}^o - V_{jf}^o}{Z_{ij}^o} \end{cases} \quad (4.9)$$

Cálculo das componentes simétricas das correntes geradas:

$$\begin{cases} I_g^{f+} = I_g^0 + \frac{V_{i+}^0 - V_{i+}^f}{Z_{g+}} \\ I_g^{f-} = \frac{-V_{i-}^f}{Z_{g-}} \\ I_g^{fo} = \frac{-V_{io}^f}{Z_{go}} \end{cases} \quad (4.10)$$

Etapa 4: Transformação das componentes simétricas em valores por fase:

Sendo:

$[T]$

	1	2	3
1	1	1	1
2	α^2	α	1
3	α	α^2	1

onde:

$$\alpha = e^{j120^\circ}$$

$$\alpha^2 = e^{-j120^\circ}$$

Corrente de defeito:

$$I_k^{cc} = [T] \times [I_k^{cc}] \quad (4.11)$$

Corrente nos ramos ij :

$$I_{ij}^f = [T] \times [I_{ij}^f] \quad (4.12)$$

Corrente geradas:

$$I_{gi}^f = [T] \times [I_{ij}^f] \quad (4.13)$$

Tensão em cada nó $i = 1, \dots, n$

$$V_i^f = [T] \times [V_{is}^f] \quad (4.14)$$

4.2.3 - Curto-circuito fase-fase

A metodologia de cálculo apresentada para o curto-circuito fase-terra é válida neste tipo de curto-circuito apenas com as seguintes modificações [12]:

$$A = \frac{V_k^0}{Z_{kk}^+ + z_{kk}^- + z_d} \quad (4.15)$$

Corrente de defeito:

$$[I_k^{cc}] = \begin{bmatrix} I_k^{cc+} \\ I_k^{cc-} \\ I_k^{cco} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix} \times A \quad (4.16)$$

Tensão em cada nó $i = 1, \dots, n$:

$$\begin{bmatrix} V_i^f \\ V_i^f \\ V_i^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^f \\ V_i^f \\ V_i^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ik+} \\ -Z_{ik-} \\ 0 \end{bmatrix} \times A \quad (4.17)$$

4.2.4 - Curto-circuito fase-fase-terra

A metodologia de cálculo apresentada para o curto-circuito fase-terra é mais uma vez válida neste tipo de curto-circuito apenas com as seguintes modificações [12]:

$$A = Z_{kk}^+ \times z_{kk}^- + Z_{kk}^+ \times z_{kk}^o + Z_{kk}^- \times z_{kk}^o \quad (4.18)$$

Corrente de defeito:

$$\begin{bmatrix} I_k^{cc} \\ I_k^{cc} \\ I_k^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_k^{cc} \\ I_k^{cc} \\ I_k^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{kk}^- + Z_{kk}^o \\ -Z_{kk}^o \\ -Z_{kk}^- \end{bmatrix} \times \frac{V_k^o}{A} \quad (4.19)$$

Tensão em cada nó $i = 1, \dots, n$:

$$\begin{bmatrix} V_i^f \\ V_i^f \\ V_i^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^f \\ V_i^f \\ V_i^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_i^0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{ik+} \times (Z_{kk-} + Z_{kk^o}) \\ -Z_{ik-} \times Z_{kk^o} \\ -Z_{ik^o} \times Z_{kk-} \end{bmatrix} \times \frac{V_k^o}{A} \quad (4.20)$$

4.3 - Verificação das funcionalidades da aplicação informática

De seguida apresenta-se um exemplo genérico para verificar as funcionalidades do programa no que diz respeito à simulação de curto-circuitos.

Considerando:

$$\begin{cases} S_{cc1} = 100MVA \\ S_{cc2} = 100MVA \\ Z_{1-2} = 0,22\Omega / Km \\ L = 10Km \end{cases}$$

$$\begin{cases} S_b = 100 \text{ MVA} \\ U_b = U_n = 63 \text{ kV} \\ Z_b = \frac{U_b^2}{S_b} = \frac{(63 \times 10^3)^2}{100 \times 10^6} = 39,69 \Omega \\ I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \times U_b} = \frac{100 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 63 \times 10^3} = 916,4 \text{ A} \end{cases}$$

Simulação de um curto-circuito no barramento 1:

$$s_{cc1} = s_{cc2} = \frac{S_{cc}}{S_b} = 1 \text{ pu}$$

$$z_{eq1} = z_{eq2} = c = 1,1 \text{ pu}$$

$$z_{1-2} = \frac{Z_{1-2} \times L}{Z_b} = \frac{0,22 \times 10}{39,69} = 0,055 \text{ pu}$$

Matriz das admitâncias $[Y]$:

$$Y_{11} = Y_{22} = \frac{1}{0,055} + \frac{1}{1,1} = 19,09$$

$$Y_{12} = Y_{21} = \frac{1}{0,055} = 18,18$$

$$[Y]$$

	1	2
1	19,09	18,18
2	18,18	19,09

Matriz das impedâncias $[Z]$:

$$[Z] = [Y]^{-1}$$

$$[Z]$$

	1	2
1	0,563	0,537
2	0,537	0,563

4.3.1 - Curto-circuito simétrico

Cálculo da corrente de defeito: $I_1'' = \frac{1,1}{0,563 + 0} = 1,954 \text{ pu}$

82 Cálculo das características de uma linha aérea e estudo de curto-circuitos.

Cálculo da tensão nos nós:
$$\begin{cases} V_1 = 0 \\ V_2 = 1 + 0,537 \times (-1,954) = 0,0493 pu \end{cases}$$

Cálculo da corrente no ramo:
$$I_{12}^f = \frac{0 - 0,0493}{0,055} = 0,841 pu$$

Cálculo das correntes geradas:

$$I_{g1}^f = 0 + \frac{1}{1,1} = 0,909 pu$$

$$I_{g2}^f = 0 + \frac{1 - 0,0493}{1,1} = 0,864 pu$$

Valores obtidos no sistema S.I.:

$$I_1'' = 1,954 \times 916,4 = 1791 A$$

$$V_1 = 0$$

$$V_2 = 0,0493 \times 30 = 3,1 kV$$

$$I_{g1} = 0,909 \times 916,4 = 833 A$$

$$I_{g2} = I_{12} = 0,841 \times 916,4 = 771 A$$

$$I_{12} = 0,841 \times 916,4 = 771 A$$

Na figura 4.5, encontram-se os valores obtidos na aplicação informática desenvolvida.

Comparando os resultados obtidos através da aplicação informática com os cálculos efectuados, verifica-se que estes não diferem significativamente, a menos de algumas aproximações.

Corrente defeito		Tensão barramento 1		Tensão barramento 2		Corrente linha 1-2		Corrente gerada barramento 1		Corrente gerada barramento 2	
[pu]	[A]	[pu]	[V]	[pu]	[V]	[pu]	[A]	[pu]	[A]	[pu]	[A]
1,95	1789	0,00	0	0,05	2956	0,84	771	0,91	833	0,84	771

Figura 4.5 - Valores obtidos na aplicação informática - curto-circuito trifásico simétrico.

De seguida, apresenta-se, na figura 4.6, a evolução da corrente para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito simétrico.

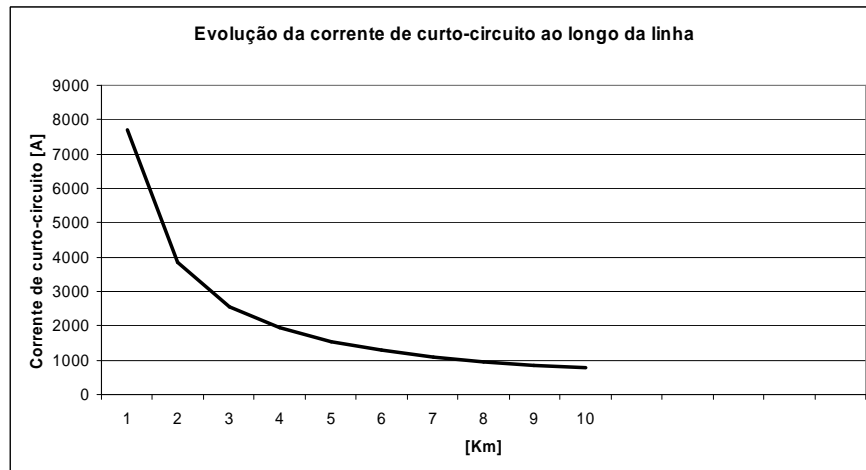


Figura 4.6 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito simétrico.

4.3.2 - Curto-circuito fase-terra

Considerando o exemplo que serviu de base à simulação do curto-circuito simétrico apresentado em 4.3, e adicionando, em ambos os barramentos, a relação entre as reactâncias homopolar (X_o) e directa (X), que por sua vez é idêntica à componente inversa, é possível calcular os valores pós defeito, quando sujeito a um curto-circuito fase-terra.

Sendo:

Para o barramento 1: $\frac{X_o}{X} = 3$

Para o barramento 2: $\frac{X_o}{X} = 2$

Matriz das admitâncias homopolar Y_o :

		1	2
1		6,36	6,06
2		6,06	6,52

Matriz das impedâncias Z_o :

$$[Z_o] = [Y_o]^{-1}$$

		1	2
1		1,38	1,28
2		1,28	1,34

Cálculo da corrente de defeito:

$$A = \frac{1}{0,563 + 0,563 + 1,375} = 0,4$$

Corrente de defeito:

$$\begin{bmatrix} I_k^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \times 0,4 = \begin{bmatrix} 0,4 \\ 0,4 \\ 0,4 \end{bmatrix}$$

Tensão em cada nó $i = 1, \dots, n$:

$$\begin{bmatrix} V_{ik}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,563 \\ 0,563 \\ 1,38 \end{bmatrix} \times 0,4 = \begin{bmatrix} 0,78 \\ -0,22 \\ -0,55 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{ik}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,537 \\ 0,537 \\ 1,28 \end{bmatrix} \times 0,4 = \begin{bmatrix} 0,79 \\ -0,21 \\ -0,51 \end{bmatrix}$$

Cálculo das componentes simétricas da corrente nos ramos:

$$\begin{cases} I_{12}^{f+} = \frac{0,78 - 0,79}{0,055} = -0,18 \\ I_{12}^{f-} = \frac{-0,22 + 0,21}{0,055} = -0,18 \\ I_{12}^{fo} = \frac{-0,55 + 0,51}{0,165} = -0,24 \end{cases}$$

Cálculo das componentes simétricas das correntes geradas:

$$\begin{cases} I_{g1}^{f+} = 0 + \frac{1 - 0,78}{1,1} = 0,20 \\ I_{g1}^{f-} = \frac{0,22}{1,1} = 0,20 \\ I_{g1}^{fo} = \frac{0,55}{3,3} = 0,17 \end{cases}$$

$$\begin{cases} I_{g2}^{f+} = 0 + \frac{1-0,79}{1,1} = 0,19 \\ I_{g2}^{f-} = \frac{0,21}{1,1} = 0,19 \\ I_{g2}^{fo} = \frac{0,51}{2,2} = 0,23 \end{cases}$$

Transformação das componentes simétricas em valores por fase:

Corrente de defeito:

$$I_k^{cc} = [T] \times \begin{bmatrix} 0,4 \\ 0,4 \\ 0,4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,2 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Corrente nos ramos 12:

$$I_{12}^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,18 \\ 0,18 \\ 0,24 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,62 \\ 0,06 \\ 0,06 \end{bmatrix}$$

Corrente geradas:

$$I_{g1}^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,20 \\ 0,20 \\ 0,17 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,57 \\ 0,03 \\ 0,03 \end{bmatrix}$$

$$I_{g2}^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,19 \\ 0,19 \\ 0,23 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,61 \\ 0,04 \\ 0,04 \end{bmatrix}$$

Tensão nos nós:

$$V_1^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,78 \\ -0,22 \\ -0,55 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1,18 \\ 1,18 \end{bmatrix}$$

$$V_2^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,79 \\ -0,21 \\ -0,51 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,06 \\ 1,20 \\ 1,20 \end{bmatrix}$$

Valores obtidos no sistema S.I:

$$I_1'' = 1,20 \times 916,4 = 1097A$$

$$V_1 = 0$$

$$V_2 = 0,06 \times 63 = 3,8kV$$

$$I_{g1} = 0,57 \times 916,4 = 522A$$

$$I_{g2} = 0,61 \times 916,4 = 559A$$

$$I_{12} = 0,62 \times 916,4 = 568A$$

Na figura 4.7 encontram-se os valores obtidos na aplicação informática desenvolvida. Também neste tipo de curto-circuito, os resultados obtidos através da aplicação informática e os cálculos efectuados não diferem significativamente, a menos de algumas aproximações.

Corrente defeito		Tensão barramento 1		Tensão barramento 2		Corrente linha 1-2		Corrente gerada barramento 1		Corrente gerada barramento 2	
[pu]	[A]	[pu]	[V]	[pu]	[V]	[pu]	[A]	[pu]	[A]	[pu]	[A]
1,20	1097	0,00	0	0,06	3818	0,62	570	0,58	528	0,62	570

Figura 4.7 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos comprimentos de linha, após um curto-circuito fase-terra.

De seguida, apresenta-se, na figura 4.8, evolução da corrente para diversos pontos onde ocorre o curto.circuito, após um curto-circuito fase-terra.

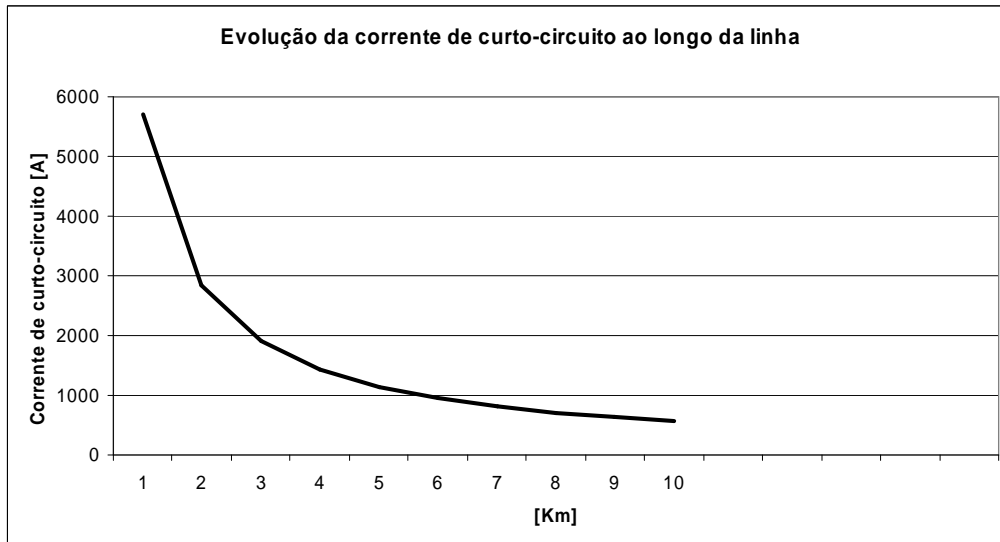


Figura 4.8 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-terra.

4.3.3 - Curto-circuito fase-fase

Considerando o exemplo que serviu de base à simulação do curto-circuito fase-terra, apresentam-se de seguida os valores pós defeito, no caso de um curto-circuito fase-fase.

Cálculo da corrente de defeito:

$$A = \frac{1}{0,563 + 0,563} = 0,88$$

Corrente de defeito:

$$[I_k^{cc}] = \begin{bmatrix} 1 \\ -1 \\ 0 \end{bmatrix} \times 0,88 = \begin{bmatrix} 0,88 \\ -0,88 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Tensão em cada nó:

$$[V_{ik}^f] = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,563 \\ -0,563 \\ 0 \end{bmatrix} \times 0,88 = \begin{bmatrix} 0,50 \\ 0,50 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$[V_{ik}^f] = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,537 \\ -0,537 \\ 0 \end{bmatrix} \times 0,88 = \begin{bmatrix} 0,53 \\ 0,47 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Cálculo das componentes simétricas da corrente nos ramos:

$$\begin{cases} I_{12}^{f+} = \frac{0,50 - 0,53}{0,055} = -0,43 \\ I_{12}^{f-} = \frac{0,50 - 0,47}{0,055} = 0,43 \\ I_{12}^{fo} = 0 \end{cases}$$

Cálculo das componentes simétricas das correntes geradas:

$$\begin{cases} I_{g1}^{f+} = 0 + \frac{1 - 0,50}{1,1} = 0,45 \\ I_{g1}^{f-} = \frac{0,50}{1,1} = 0,45 \\ I_{g1}^{fo} = 0 \end{cases}$$

$$\begin{cases} I_{g2}^{f+} = 0 + \frac{1 - 0,53}{1,1} = 0,43 \\ I_{g2}^{f-} = \frac{0,47}{1,1} = 0,43 \\ I_{g2}^{fo} = 0 \end{cases}$$

Transformação das componentes simétricas em valores por fase:

Corrente de defeito:

$$I_k^{cc} = [T] \times \begin{bmatrix} 0,88 \\ -0,88 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,63 \\ 1,63 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Corrente nos ramos 1 – 2 :

$$I_{12}^f = [T] \times \begin{bmatrix} -0,43 \\ 0,43 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0,75 \\ 0,75 \end{bmatrix}$$

Corrente geradas:

$$I_{g1}^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,45 \\ 0,45 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0,79 \\ 0,79 \end{bmatrix}$$

$$I_{g2}^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,43 \\ 0,43 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0,75 \\ 0,75 \end{bmatrix}$$

Tensão nos nós:

$$V_1^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,50 \\ 0,50 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{bmatrix}$$

$$V_2^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,53 \\ 0,47 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0,5 \\ 0,5 \end{bmatrix}$$

Valores obtidos no sistema S.I:

$$I_1'' = 1,63 \times 916,4 = 1494A$$

$$V_1 = 0,5 \times 63 = 31,5kV$$

$$V_2 = 0,5 \times 63 = 31,5kV$$

$$I_{g1} = 0,79 \times 916,4 = 724A$$

$$I_{g2} = 0,75 \times 916,4 = 687A$$

$$I_{12} = 0,75 \times 916,4 = 687A$$

Na figura 4.9 encontram-se os valores obtidos na aplicação informática desenvolvida. Também neste tipo de curto-circuito, os resultados obtidos através da aplicação informática e os cálculos efectuados não diferem significativamente, a menos de algumas aproximações.

Corrente defeito		Tensão barramento 1		Tensão barramento 2		Corrente linha 1-2		Corrente gerada barramento 1		Corrente gerada barramento 2	
[pu]	[A]	[pu]	[V]	[pu]	[V]	[pu]	[A]	[pu]	[A]	[pu]	[A]
1,64	1501	0,50	31500	0,50	31610	0,75	687	0,79	722	0,75	687

Figura 4.9 - Valores obtidos na aplicação informática - curto-circuito fase-fase.

De seguida, apresenta-se, na figura 4.10, a evolução da corrente para diversos pontos ponto ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-fase.

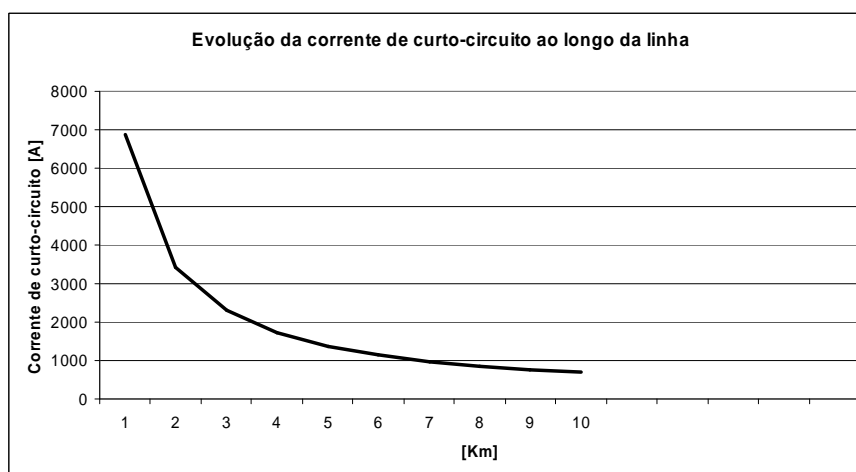


Figura 4.10 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-fase.

4.3.4 - Curto-circuito fase-fase-terra

Considerando mais uma vez o exemplo que serviu de base à simulação do curto-circuito fase-terra, apresentam-se de seguida os valores pós defeito, no caso de um curto-circuito fase-terra.

Cálculo da corrente de defeito:

$$A = 0,536 \times 0,536 + 0,536 \times 1,38 + 0,536 \times 1,38 = 1,87$$

Corrente de defeito:

$$[I_k^{cc}] = \begin{bmatrix} 0,536 + 1,38 \\ -1,38 \\ -0,536 \end{bmatrix} \times \frac{1}{-1,87} = \begin{bmatrix} -1,04 \\ 0,74 \\ 0,29 \end{bmatrix}$$

Tensão em cada nó:

$$\begin{bmatrix} V_{ik}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,536 \times (0,536 + 1,38) \\ -0,536 \times 1,38 \\ -1,38 \times 0,536 \end{bmatrix} \times \frac{1}{1,87} = \begin{bmatrix} 0,42 \\ 0,42 \\ 0,42 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{ik}^f \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 0,537 \times (0,536 \times 1,279) \\ -0,537 \times 1,375 \\ -1,279 \times 0,536 \end{bmatrix} \times \frac{1}{1,87} = \begin{bmatrix} 0,44 \\ 0,40 \\ 0,38 \end{bmatrix}$$

Cálculo das componentes simétricas da corrente nos ramos:

$$\begin{cases} I_{12}^{f+} = \frac{0,42 - 0,44}{0,055} = -0,50 \\ I_{12}^{f-} = \frac{0,42 - 0,40}{0,055} = 0,36 \\ I_{12}^{fo} = \frac{0,42 - 0,38}{0,165} = 0,24 \end{cases}$$

Cálculo das componentes simétricas das correntes geradas:

$$\begin{cases} I_{g1}^{f+} = 0 + \frac{1 - 0,42}{1,1} = 0,53 \\ I_{g1}^{f-} = \frac{0,42}{1,1} = 0,38 \\ I_{g1}^{fo} = \frac{0,42}{3,3} = 0,13 \end{cases}$$

$$\begin{cases} I_{g2}^{f+} = 0 + \frac{1 - 0,44}{1,1} = 0,51 \\ I_{g2}^{f-} = \frac{0,40}{1,1} = 0,36 \\ I_{g2}^{fo} = \frac{0,38}{2,2} = 0,17 \end{cases}$$

Transformação das componentes simétricas em valores por fase:

Corrente de defeito:

$$I_k^{cc} = [T] \times \begin{bmatrix} -1,04 \\ 0,74 \\ 0,29 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1,6 \\ 1,6 \end{bmatrix}$$

Corrente nos ramos 1 – 2 :

$$I_{12}^f = [T] \times \begin{bmatrix} -0,50 \\ 0,36 \\ 0,24 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,10 \\ 0,79 \\ 0,79 \end{bmatrix}$$

Corrente geradas:

$$I_{g1}^f = [T] \times \begin{bmatrix} -0,53 \\ 0,38 \\ 0,13 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,02 \\ 0,81 \\ 0,81 \end{bmatrix}$$

$$I_{g2}^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,51 \\ 0,36 \\ 0,17 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,02 \\ 0,79 \\ 0,79 \end{bmatrix}$$

Tensão nos nós:

$$V_1^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,42 \\ 0,42 \\ 0,42 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,26 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$V_2^f = [T] \times \begin{bmatrix} 0,44 \\ 0,40 \\ 0,38 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1,22 \\ 0,05 \\ 0,05 \end{bmatrix}$$

Valores obtidos no sistema S.I:

$$I_1'' = 1,6 \times 916,4 = 1466A$$

$$V_1 = 1,26 \times 63 = 79kV$$

$$V_2 = 1,22 \times 63 = 77kV$$

$$I_{g1} = 0,81 \times 916,4 = 743A$$

$$I_{g2} = 0,79 \times 916,4 = 724A$$

$$I_{12} = 0,79 \times 916,4 = 724A$$

Na figura 4.11 encontram-se os valores obtidos na aplicação informática desenvolvida. Também neste tipo de curto-circuito, os resultados obtidos através da aplicação informática e os cálculos efectuados não diferem significativamente, a menos de algumas aproximações.

Corrente defeito		Tensão barramento 1		Tensão barramento 2		Corrente linha 1-2		Corrente gerada barramento 1		Corrente gerada barramento 2	
[pu]	[A]	[pu]	[V]	[pu]	[V]	[pu]	[A]	[pu]	[A]	[pu]	[A]
1,61	1473	1,24	78147	1,23	77483	0,78	713	0,83	762	0,78	713

Figura 4.11 - Valores obtidos na aplicação informática - curto-circuito fase-fase-terra.

De seguida, apresenta-se, na figura 4.12, a evolução da corrente para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-fase-terra.

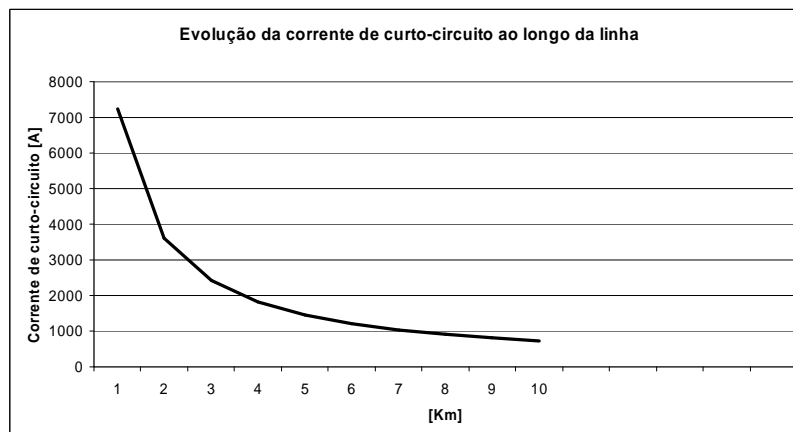


Figura 4.12 - Evolução da corrente de curto-circuito para diversos pontos onde ocorre o curto-circuito, após um curto-circuito fase-fase-terra.

4.4 - Observações

Verifica-se que o curto-circuito mais severo é o curto-circuito trifásico simétrico (1,95 p.u.), como seria de esperar uma vez que a impedância homopolar no nó de defeito (1,38 p.u.) é superior à componente directa (0,563), que por sua vez é igual à componente inversa.

Em relação à evolução da corrente de curto-circuito, verifica-se um decréscimo acentuado até aproximadamente 4 quilómetros.

Capítulo 5

Conclusões e trabalhos futuros

No presente trabalho foi realizado o projecto da linha dupla a 60kV com a finalidade de interligar a subestação de Frades (150/60 kV), situada no concelho de Vieira do Minho, ao parque eólico situado em Lomba do Vale, concelho de Montalegre.

Uma vez que a linha foi projectada, numa primeira fase, através do *método do transparente* e só posteriormente através do *software* CLINHAS/DM, foi possível concluir que a aproximação parabólica conduz a erros pouco significativos para vãos relativamente pequenos (inferiores a 500 metros). Foi também possível constatar que o projecto de linhas aéreas em zonas onde é provável a formação de gelo se reveste de cuidados especiais devido aos esforços adicionais nas cadeias de isoladores e apoios.

Também foi, ao longo deste trabalho, possível verificar a importância da topografia para o projecto das linhas aéreas uma vez que é necessário garantir as distâncias mínimas regulamentares ao solo e a objectos vizinhos.

Ao longo das deslocações ao exterior, foi possível constatar que a maior dificuldade no projecto e construção de uma linha aérea, é o relacionamento com os proprietários. Como é compreensível, ninguém quer ter um apoio em terreno próprio ou linhas eléctricas a passar sobre a habitação. O engenheiro responsável pela obra e os restantes intervenientes, devem tentar, de uma forma clara e paciente, explicar a necessidade da passagem da linha e fazer perceber que não há perigo para a saúde que advém da passagem da linha.

Numa segunda fase, e como complemento ao projecto da linha aérea, foi realizada uma aplicação informática em *VisualBasic* que permite calcular as características eléctricas e físicas de uma linha aérea assim como simular curto-circuitos simétricos e assimétricos. Após várias simulações no *software* da EDP em redes reais, foi possível constatar que o estudo de curto-circuitos é realmente imprescindível para a coordenação de protecções e para garantir elevados padrões de qualidade e segurança se serviço.

Com o objectivo de continuar a aprofundar o estudo das linhas aéreas e seus impactos no SEE e nas pessoas, propõe-se que futuramente seja realizado os seguintes trabalhos:

- Estudo comparativo dos efeitos dos campos electromagnéticos produzidos por uma linha aérea e cabo subterrâneo;
- Desenvolvimento, em *linguagem C*, de um módulo a adicionar ao programa CLINHAS/DM que permita calcular as características eléctricas de uma linha aérea;
- Estudo dos efeitos das sobretensões em linhas aéreas.

Referências

- [1] Távora, F. *Linhas de transmissão de energia eléctrica*.
- [2] Leite, Hélder (2008). *Elaboração de Projectos de Linhas Aéreas de Energia*, FEUP.
- [3] Machado e Moura, A. *Cálculo eléctrico e mecânico - Apontamentos teóricos*.
- [4] Avril, Charles (1974). *Construction des lignes aériennes a haute tension*. 1ª Edição, Éditions Eyrolles. Paris.
- [5] DRE-C11-040/N, *Guia Técnico de Terras*.
- [6] Checa, Luis M. (1973). *Linhas de transporte de energia*. 2ª Edição, Edições CETOP, Lisboa.
- [7] Zoppetti, G. (1978). *Redes eléctricas da alta y baja tensión*. 6ª Edición, Editorial Gustavo Gili, Barcelona.
- [8] Gonçalves, M. J. *Sistemas eléctricos de energia*.
- [9] Neves dos Santos. J.E. *Formulário - Cálculo Eléctrico e Mecânico*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- [10] Almeida, Joana (2007). *Relatório de estágio profissional*.
- [11] Vasconcelos, M.H. *Curto-circuitos Simétricos*, FEUP.
- [12] Vasconcelos, M.H. *Curto-circuitos Assimétricos*, FEUP.
- Baillièrre, J.B. (1933). *Courants de cour-circuit*.
- Calvan (1998), *Apoios tipo P*.
- DMA-C66-801/N (2006), *Material para linhas aéreas*.
- EDP (2001), *Apoios do tipo P - Catálogo de utilização*.
- Forte, José (2006). *Relatório Final de Estágio - Projecto e Construção de Redes MT/BT*, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Ferreira, J. R. (2004). *Linhas de transmissão*.
- Ferreira, J. R. *Capacidade linear das linhas aéreas*.
- Ferreira, J. R. *Modelo matemático das linhas aéreas*.
- Ferreira, J. R. *Parâmetros das linhas aéreas*.
- Regulamento de Segurança das Linhas Eléctricas de Alta Tensão (Decreto Regulamentar nº 1/92 de 18 de Fevereiro).
- Sá, J. L. (2005). *Projecto de linhas eléctricas*.

Anexos

1 - Peso real dos condutores nos apoios com cadeias de suspensão

Apoio	L ₁ [m]	L ₂ [m]	L _{med} [m]	Z [m]	p _{real} [daN]
4	180,0	195,0	187,5	12	120
5	195,0	192,0	193,5	7	175
8	180,0	195,0	187,5	4	265
9	195,0	188,0	191,5	5,5	192
10	188,0	180,0	184,0	17,5	385
11	180,0	179,0	179,5	11	322
12	179,0	178,0	178,5	9	132
13	178,0	182,0	180,0	17	379
14	182,0	195,0	188,5	2	248
15	195,0	183,0	189,0	4,5	271
16	183,0	175,0	179,0	8,5	138
17	175,0	187,0	181,0	6,5	160
20	193,0	188,0	190,5	2	250
22	198,0	191,0	194,5	22	429
23	191,0	194,0	192,5	10	147
27	180,0	197,0	188,5	12,5	117
28	197,0	187,0	192,0	6	181
29	187,0	190,0	188,5	6,5	171
30	190,0	180,0	185,0	0	226
33	186,0	188,0	187,0	3	201
35	130,0	132,0	131,0	3,5	118
37	195,0	195,0	195,0	2	255
39	168,0	172,0	170,0	11	325
40	172,0	190,0	181,0	8	301
44	180,0	180,0	180,0	5,5	164
45	180,0	180,0	180,0	5	169
47	138,0	127,0	132,5	6,5	81

2 - Desvio transversal (θ) e distância entre condutores (D)

Sendo:

Apoio	Fixação	θ [rad]	D [m]	
1	A	-	2,15	
2	A	-	2,15	
3	A	-	2,09	
4	S	1,07	2,16	
5	S	0,93	2,16	
6	A	-	2,03	
7	A	-	2,03	
8	S	0,72	2,16	
9	S	0,88	2,16	
10	S	0,54	2,16	
11	S	0,61	2,16	
12	S	1,01	2,16	
13	S	0,54	2,16	
14	S	0,76	2,16	
15	S	0,71	2,16	
16	S	1,00	2,16	
17	S	0,94	2,16	
18	A	-	2,03	
19	A	-	2,03	
20	S	0,76	2,16	
21	A	-	2,03	
22	S	0,52	2,16	
23	S	1,00	2,16	
24	A	-	2,03	
25	A	-	2,03	
26	A	-	2,03	
27	S	1,08	2,16	
28	S	0,91	2,16	
29	S	0,93	2,16	
30	S	0,79	2,16	
31	A	-	2,03	
32	A	-	2,03	
33	S	0,85	2,16	
34	A	-	2,03	
35	S	0,92	1,84	
36	A	-	2,03	
37	S	0,76	2,16	
38	A	-	2,16	
39	S	0,58	2,11	
40	S	0,64	2,11	
41	A	-	2,82	a)
42	A	-	2,82	a)
43	A	-	1,97	
44	S	0,93	2,11	
45	S	0,91	2,11	
46	A	-	1,97	
47	S	1,08	1,81	
48	A	-	1,97	
49	A	-	1,97	
50	A	-	1,97	
51	A	-	1,97	
52	A	-	1,97	
53	A	-	1,97	
54	A	-	1,97	
55	A	-	1,97	
56	A	-	1,97	
57	A	-	1,96	
58	A	-	1,96	
59	A	-	3,01	b)
60	A	-	3,01	b)
61	A	-	1,96	

- a) Necessário apoio com maior distância entre condutores
b) A distância entre condutores obtida pode ser reduzida a 2/3 uma vez que trata-se de uma zona onde não se espera a formação de gelo.

3 - Dimensionamento dos apoios

Apoio	Fx+Fy	Fz	Tipo	Apoio	Fx+Fy	Fz	Tipo
1	12130	1847	DR3	31	1504	3359	RD3
2	10140	3713	DR2	32	1530	3419	RD4
3	1759	4269	RD3	33	1700	3883	DS3
4	1704	3893	DS4	34	1504	3359	RD2
5	1757	4013	DS4	35	1212	2764	DS2
6	1456	3249	RD2	36	1543	3449	RD3
7	17240	3130	-	37	1770	4043	DS3
8	1704	3893	DS2	38	1683	3434	RD3
9	1739	3973	DS2	39	1536	3192	DS3
10	1674	3823	DS4	40	1631	3389	RD5
11	1635	3733	DS1	41	2307	4734	RDe2
12	1626	3713	DS2	42	1963	4017	RDe2
13	1639	3743	DS2	43	1369	2780	DS2
14	1713	3913	DS4	44	1622	3372	DS4
15	1717	3923	DS5	45	1622	3372	DS4
16	1630	3723	DS4	46	1489	3031	RD2
17	1648	3763	DS3	47	1213	2520	DS2
18	1574	3519	RD4	48	1562	3183	RD3
19	6765	3579	RD2	49	16655	3587	-
20	1730	3953	DS3	50	1506	3067	RD3
21	1800	4039	RD3	51	1562	3183	RD3
22	1765	4033	RD4	52	1519	3094	RD3
23	1748	3993	DS5	53	1562	3183	RD3
24	1552	3469	RD4	54	4801	3291	RD5
25	1047	2310	RD4	55	1601	3264	RD5
26	1243	2760	RD4	56	1433	2914	RD5
27	1713	3913	DS3	57	1661	3390	RD3
28	1743	3983	DS4	58	2182	2104	RD3
29	1713	3913	DS3	59	2901	2776	RD3
30	1683	3843	DS3	60	9357	2780	DR2
				61	12464	1267	DR3

4 - Cálculo manual de um apoio

Após calcular os esforços para um determinado apoio, é necessário escolher um tipo de apoio que aguarde com os esforços calculados. Por vezes, e apesar dos esforços calculados excederem ligeiramente os limites de um determinado tipo de apoio, é possível comprovar que este aguenta com os esforços.

Pode acontecer que os esforços calculados excedem os limites nominais do apoio.

Isto verificou-se, por exemplo, no dimensionamento do apoio nº 28. Recorrendo ao cálculo mecânico do apoio, verificou-se que apesar dos esforços obtidos excederem ligeiramente os máximos nominais do apoio DS, este apoio aguentará com os esforços calculados.

5 - Peças desenhadas

5.1 - Planta topográfica;

5.2 - Perfil da linha aérea Lomba do vale - Frades.