



**Debs Sandão Tavares**

Licenciado em Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de  
Computadores

## **Soluções de ligação de um parque eólico à rede - Metodologia de apoio à decisão**

Dissertação apresentada para obtenção do Grau de Mestre em  
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, pela Universidade Nova de  
Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia.

Orientador : Francisco A. Ganho da Silva Reis, Prof. Convidado, FCT-UNL

Co-orientador : Mário F. da Silva Ventim Neves, Prof. Auxiliar, FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof. Helena Fino, FCT-UNL

Arguentes: Prof. João Martins, FCT-UNL

Vogal: Prof. Francisco Reis, FCT-UNL



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro, 2015



## **Soluções de ligação de um parque eólico à rede - Metodologia de apoio à decisão**

Copyright © Debs Sandão Tavares, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objectivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.



# Agradecimentos

Quero agradecer ao meu orientador Professor Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis por todo o apoio, motivação e conselhos concedidos para a realização deste trabalho. Ao Professor Mário Fernando da Silva Ventim Neves, que apesar de não estar diretamente ligado a este estudo, teve uma contribuição muito grande na ajuda da escolha do tema da dissertação, pelos conhecimentos transmitidos e esclarecimentos prestados.

Como não podia deixar de ser, quero agradecer de uma forma especial aos meus pais e irmã por todo o amor, carinho, auxílio, motivação, estabilidade prestado ao longo de todo o meu percurso académico.

Deixo ao Engenheiro Mestre Francisco Esteves um especial agradecimento, pela sua colaboração, pela orientação, conhecimentos e experiência transmitidos durante os últimos sete anos.

A Engenheira Mestre Rute Fonseca, ao Matemático Vasco Guerreiro da Silva e ao Licenciado José Gonçalves pelo apoio decisivo na realização deste estudo.

Ao Engenheiro Mestre Abreu Liliano pelos bons momentos de estudos que partilhamos juntos no departamento de matemática da FCT.

À Fiore pela amizade e apoio nas horas difíceis, no trabalho e na vida.

Aos colegas de curso, pelas horas de estudo, muito proveitosos na minha formação intelectual.

De uma forma diferente mas contudo ainda muito especial, quero agradecer a todos os meus amigos e familiares pelo apoio e incentivo que me foi dado ao longo deste trabalho.

A todos, o meu muito obrigado.



# Resumo

A presente dissertação têm como objetivo realizar o estudo técnico-económico, que permite determinar a melhor solução de ligação de um parque eólico à rede. Para o efeito, tendo por base um conjunto de regras e critérios de ligação do parque eólico à rede foram identificados os fatores que influenciam de forma determinante a ligação de um parque eólico ao ponto de ligação à rede. Nesse sentido foram estudadas diferentes tipologias da linha (simples ou dupla), vários níveis de tensão (60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV), diferentes valores de comprimento e vários níveis de potência injetada no ponto de ligação à rede.

O *software* utilizado para as simulações foi o *PSS/E* da *Siemens PTI*.

Foram igualmente considerados os custos envolvidos na ligação do parque eólico à rede (ponto de ligação) tendo-se efetuado uma análise dos investimentos a ela associados considerando uma valorização da energia de perda de transporte e o período de vida útil do investimento (30 anos). Desta forma disponibiliza-se ao potencial investidor ou planeador de redes uma metodologia que permite identificar a solução técnica-económica mais adequada para implementar a ligação de parques eólicos à rede.

**Palavras Chave:** Ligação de parques eólicos, trânsito de energia.



# Abstract

The present dissertation has as main objective to carry out the technical/economic study of a network, which allows determining the best solution for connecting a wind park to the network.

To this end, based on a set of rules and criteria for connecting the wind park to the network, the factors that influence decisively that connection were identified. In this sense, different typologies of line were studied (simple or double) for various voltage levels (60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV), different length values and various levels of injected power into the network.

The software used for the simulations was the PSS/E from Siemens PTI.

The costs involved in the connection to the wind park to the network (connection point) were equally considered, having been made an analysis of the investments associated to it considering an appreciation of the loss energy of transportation and the lifetime of the investment (30 years). Thus, it is available, to the either potential investor or network planner, a methodology which allows identifying the most suitable technical/economic solution in order to implement the connection of a wind park to the network.

**Keywords:** Connection of wind parks, Power Flow.



# Abreviaturas

**AIS** *Instalações convencionais exteriores com isolamento a ar*

**AT** *Alta Tensão*

**CE** *Comunitária Europeia*

**CMEC** *Custo para a Manutenção do Equilíbrio contratual*

**DGEG** *Direção Geral de Energia e Geologia*

**EDP** *Energias de Portugal*

**ERSE** *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*

**GIS** *Subestação com isolamento a gás*

**Indoor** *Instalação em local fechado*

**MEEFVU** *Manutenção em Exploração do Equipamento em Fim de Vida Útil*

**MAT** *Muito Alta Tensão*

**ML** *Mercado Liberalizado*

**MR** *Mercado Regulado*

**Outdoor** *Instalação ao ar livre*

**PE** *Portal Energia*

**PIB** *Produto Interno Bruto*

**PRE** *Produção em Regime Especial*

**PRO** *Produção em Regime Ordinário*

**PSS/E** *Power System Simulator/Enginnering*

**PTI** *Power Technologies Internacional*

**REN** *Rede Elétrica Nacional, S.A.*

**RNT** *Rede Nacional de Transporte*

**RRT** *Regulamento da Rede de Transporte*

**SEI** *Sistema Elétrico Independente*

**SEN** *Sistema Elétrico Nacional*

**SENV** *Sistema Elétrico Não Vinculado*

**SEP** *Sistema Elétrico de Serviço Público ou Vinculado*

**SI** *Sistema Internacional de Medida*

**TEE** *Transporte de Energia Elétrica*

**UCTE** *União para a Coordenação do Transporte de Eletricidade*

**Upratings** *Aumento da capacidade de transporte de energia elétrica da linha sem subir o seu nível de tensão*

# Conteúdo

<b>Agradecimento</b>	<b>iii</b>
<b>Resumo</b>	<b>v</b>
<b>Abstract</b>	<b>vii</b>
<b>Abreviaturas</b>	<b>ix</b>
<b>1 Introdução</b>	<b>1</b>
1.1 Enquadramento Geral . . . . .	1
1.2 Objetivos . . . . .	2
1.3 Estrutura da dissertação . . . . .	2
<b>2 Energia Renováveis</b>	<b>5</b>
2.1 Energia Eólica no Mundo . . . . .	5
2.2 Energia Eólica em Portugal . . . . .	10
2.3 Sistema Elétrico . . . . .	16
2.3.1 Sistema Elétrico no passado . . . . .	16
2.3.2 Reestruturação do Sistema Elétrico Nacional . . . . .	19
2.4 Enquadramento Legislativo e Regulamentar . . . . .	21
2.4.1 Atividades do Sistema Elétrico Nacional . . . . .	22
2.4.2 Produção de eletricidade . . . . .	22
2.4.3 O transporte e a distribuição de eletricidade . . . . .	23
2.5 Critérios ou padrões de Planeamento . . . . .	25
2.5.1 Padrão de segurança de planeamento da RNT . . . . .	25
2.5.2 Condições topológica a considerar . . . . .	25
2.5.3 Critério de estabilidade . . . . .	26
2.5.4 Limites de Aceitabilidade . . . . .	27
2.5.5 Limites de aceitabilidade de sobrecarga e de tensão . . . . .	28
2.6 Regulatório do transporte de energia . . . . .	29
2.6.1 Mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência . . . . .	30
2.6.2 Incentivo à extensão de vida útil . . . . .	31

2.7	<b>Conclusão</b>	34
<b>3</b>	<b>O problema técnico da ligação de um parque eólico à rede</b>	<b>35</b>
3.1	Trânsito de Energia	35
3.1.1	Sistema com dois barramentos	36
3.1.1.1	Equações do trânsito de energia	37
3.1.1.2	Potência de perdas na linha	40
3.1.1.3	Solução do trânsito de energia	40
3.1.2	Sistema com n barramentos	41
3.1.2.1	Equações do trânsito de energia	42
3.1.2.2	Tipos de barramentos	44
3.1.2.3	Solução do trânsito de energia	45
3.1.2.4	Cálculo das tensões	45
3.1.2.5	Potência injetada no nó de balanço	46
3.1.2.6	Potências em trânsito nas linhas	47
3.1.3	Solução do trânsito de energia: aplicação do método <i>Newton-Raphson</i>	49
3.1.3.1	Algoritmo do trânsito de energias	53
3.2	Identificação dos Fatores Determinantes do Problema	55
3.2.1	Nível de tensão e tipologia de linhas	55
3.2.2	Comprimento de linha	56
3.2.2.1	Linha de comprimento curto	56
3.2.2.2	Linha de comprimento médio	57
3.2.2.3	Linha de comprimento longo	58
3.2.3	Carga	59
3.2.3.1	Diagrama de carga	59
3.2.3.2	Modelo de carga	62
3.2.4	Custos	62
3.3	<b>Conclusão</b>	64
<b>4</b>	<b>Análise e Discussão de Resultados</b>	<b>67</b>
4.1	Metodologia do estudo do projeto	67
4.1.1	Caso de estudo: sistema de dois barramentos	67
4.1.2	Pressupostos	68
4.1.3	<i>Software</i> selecionado PSS/E	71
4.2	Avaliação técnica da solução	72
4.2.1	Carga na Linha Simples a 150 kV	73
4.2.2	Queda de Tensão na Linha Simples a 150 kV	75
4.2.3	Energias de perda na Linha Simples a 150 kV	77
4.2.4	Carga na Linha Dupla a 150 kV	78
4.2.5	Queda de Tensão na Linha Dupla a 150 kV	80
4.2.6	Energias de perda na Linha Dupla a 150 kV	81

4.2.7	Carga na Linha Simples a 220 kV . . . . .	82
4.2.8	Queda de Tensão na Linha Simples a 220 kV . . . . .	84
4.2.9	Energias de perda na Linha Simples a 220 kV . . . . .	86
4.2.10	Carga na Linha Dupla a 220 kV . . . . .	87
4.2.11	Queda de Tensão na Linha Dupla a 220 kV . . . . .	89
4.2.12	Energia de perdas na Linha Dupla a 220 kV . . . . .	90
4.2.13	Carga na Linha Simples a 400 kV . . . . .	91
4.2.14	Queda de Tensão na Linha Simples a 400 kV . . . . .	93
4.2.15	Energia de perdas na Linha Simples a 400 kV . . . . .	95
4.2.16	Carga na Linha Dupla a 400 kV . . . . .	96
4.2.17	Queda de Tensão na Linha Dupla a 400 kV . . . . .	97
4.2.18	Energia de perdas na Linha Dupla a 400 kV . . . . .	99
4.3	Avaliação Económica . . . . .	100
4.3.1	Análise técnica-económica de Linhas Simples e Dupla a 150 kV . . .	102
4.3.2	Análise técnica-económica de Linhas Simples e Dupla a 220 kV . . .	102
4.3.3	Análise técnica-económica de Linhas Simples e Dupla a 400 kV . . .	103
4.4	Tabela de apoio a decisão das opções de projeto . . . . .	104
4.5	<b>Conclusão</b> . . . . .	105
<b>5</b>	<b>Conclusões e trabalhos futuros</b>	<b>107</b>
5.1	Conclusões . . . . .	107
5.2	Trabalhos futuros . . . . .	108
	<b>Bibliografia</b>	<b>109</b>
<b>A</b>	<b>Software PSS/E</b>	<b>113</b>
A.1	Estrutura e modo de funcionamento do PSS/E . . . . .	113
A.1.1	Cálculo da capacidade de transporte de linha com recurso ao PSS/E	118
A.1.2	Cálculo da queda de tensão com recurso ao PSS/E . . . . .	118
A.1.3	Cálculo da perdas com recurso ao PSS/E . . . . .	119
A.1.4	Cálculo da Energia de perdas com recurso ao PSS/E . . . . .	120
<b>B</b>	<b>Avaliação técnica da solução de uma Linha a 60 kV</b>	<b>123</b>
B.0.5	Carga na Linha Dupla a 60 kV . . . . .	123
B.0.6	Queda de Tensão na Linha Dupla a 60 kV . . . . .	125
B.0.7	Energia de perdas na Linha Dupla a 60 kV . . . . .	126
B.0.8	Carga na Linha Simples a 60 kV . . . . .	127
B.0.9	Queda de Tensão na Linha Simples a 60 kV . . . . .	129
B.0.10	Energia de perdas na Linha Simples a 60 kV . . . . .	130

<b>C</b>	<b>Investimentos sobre os vários tipos linha</b>	<b>133</b>
C.1	Investimentos sobre a linha simples a 150 kV . . . . .	133
C.2	Investimentos sobre a linha dupla a 150 kV . . . . .	134
C.3	Investimentos sobre a linha simples a 220 kV . . . . .	134
C.4	Investimentos sobre a linha dupla a 220 kV . . . . .	134
C.5	Investimentos sobre a linha simples a 400 kV . . . . .	135
C.6	Investimentos sobre a linha dupla a 400 kV . . . . .	135

# Lista de Figuras

2.1	Potência instalada entre 2011 à 2014 [1] . . . . .	7
2.2	Distribuição Mundial da potência instalada [1]. . . . .	8
2.3	Potência instalada acumulada [2]. . . . .	10
2.4	Distribuição da potência instalada em Portugal [2]. . . . .	13
2.5	Distribuição dos parques eólicos em Portugal [2]. . . . .	14
2.6	O contributo da Energia renovável no consumo de Energia Final 2013 [3]. . . . .	15
2.7	O contributo da Energia renovável no consumo de Energia Final 2013 [3]. . . . .	16
2.8	Metas propostas da evolução da capacidade instalada [4] . . . . .	16
2.9	Estrutura verticalmente integrada do sector elétrica [5]. . . . .	18
2.10	Organização do sistema elétrico nacional (aiecep Portugal Global, 2008) [6]. . . . .	20
2.11	Esquema de organização do SEN atualizado [7]. . . . .	21
2.12	Aspectos metodológicos da aplicação do mecanismo de custos de referência [8]. . . . .	30
2.13	Determinação do RAB por aplicações do mecanismo de custos de referência [8]. . . . .	31
3.1	Esquema uni-filar de um sistema com dois barramentos[9]. . . . .	36
3.2	Esquema monofásico equivalente de um sistema com dois barramentos[9]. . . . .	37
3.3	Esquema unifilar de um sistema com $n$ barramentos[9]. . . . .	42
3.4	Esquema monofásico equivalente de um sistema com $n$ barramentos[9]. . . . .	42
3.5	Potencia em trânsito numa linha genérica $k$ [9]. . . . .	47
3.6	Fluxograma da solução do trânsito de energia utilizando o método <i>Newton-Raphson</i> [9]. . . . .	54
3.7	Esquema equivalente de uma linha curta (a) e (b). . . . .	56
3.8	Esquema em $\pi$ nominal . . . . .	57
3.9	Esquema em $\pi$ equivalente da linha . . . . .	59
3.10	Diagrama de carga do dia da ponta anual[10]. . . . .	60
3.11	Diagrama de carga de um dia característico de primavera [10]. . . . .	60
3.12	Diagrama de carga de um dia característico de Verão [10]. . . . .	61
3.13	Diagrama de carga de um dia característico de Outono[10]. . . . .	61
3.14	Carga como potência ativa e reativa constante . . . . .	62

3.15	Esquema de uma linha simples ou dupla com painéis de linha. . . . .	63
3.16	Esquema de uma linha dupla com vários painéis de linha. . . . .	64
4.1	Esquema uni-filar do sistema de energia elétrica de um linha aérea (exemplo para carga $50+j20$ ) . . . . .	68
4.2	Diagrama de carga (a) e (b)[10]. . . . .	69
4.3	Diagrama de duração da carga . . . . .	70
4.4	Energia de perdas na linha simples a 150 kV. . . . .	78
4.5	Energia de perdas na linha dupla a 150 kV. . . . .	82
4.6	Energia de perdas na linha simples a 220 kV . . . . .	87
4.7	Energias de perda na linha dupla a 220 kV. . . . .	91
4.8	Energia de perdas na linha simples a 400 kV. . . . .	96
4.9	Energia de perdas na linha dupla a 400 kV. . . . .	100
A.1	Interface gráfica do PSS/E . . . . .	113
A.2	Separadores os mais usados para o estudo . . . . .	114
A.3	Caixa <i>Loadflow Solutions</i> . . . . .	117
A.4	Localização dos valores da tensão em módulo e resultados do transito de energia. . . . .	117
A.5	Resultados em forma gráfica . . . . .	118
A.6	caixa <i>Bus Based Reports</i> . . . . .	119
A.7	Resultados das perdas . . . . .	120
A.8	Diagrama de Carga . . . . .	120
B.1	Energia de perdas na linha dupla a 60 kV . . . . .	127
B.2	Energia de perdas na linha simples a 60 kV . . . . .	131

# Lista de Tabelas

2.1	<i>Top</i> 15 dos países com maior potência elétrica instalada até ao primeiro semestre de 2014 [1]. . . . .	6
2.2	Evolução da produção da energia eólica em Portugal [3]. . . . .	12
2.3	Evolução da produção da energia eólica em vários pontos de Portugal [3]. . . . .	12
2.4	Condições de simulação do regime de contingência n-2 [11] [12]. . . . .	26
2.5	Funcionamento dos sistemas de proteção em 1.º nível [11] [12]. . . . .	27
2.6	Limites de aceitabilidade de tensão [12]. . . . .	27
2.7	Limites de aceitabilidade de carga [12]. . . . .	28
2.8	Critério de aceitabilidade para desvios de tensão, ângulo e frequência [11]. . . . .	28
2.9	Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias (Sobrecargas temporárias admissíveis [%]) [11]. . . . .	28
2.10	Aplicação do incentivo à extensão da vida útil no período de 2009 a 2014 [8]. . . . .	33
3.1	Tipos de barramentos e as suas características[9]. . . . .	45
3.2	Custos típicos de linhas . . . . .	63
3.3	Instalação de Painel [13]. . . . .	64
4.1	Parâmetros típicos das linhas . . . . .	68
4.2	Diagrama de duração de carga . . . . .	69
4.3	Valor da Carga por nível de tensão . . . . .	70
4.4	Valor do Comprimento por nível de tensão . . . . .	71
4.5	Carga na linha simples a 150 kV, no cenário de Ponta. . . . .	74
4.6	Carga na linha simples a 150 kV, no cenário Intermédio. . . . .	74
4.7	Carga na linha simples a 150 kV, no cenário em Vazio. . . . .	74
4.8	Queda de tensão na linha simples a 150 kV, no cenário de Ponta. . . . .	75
4.9	Queda de tensão na linha simples a 150 kV, no cenário intermédio. . . . .	76
4.10	Queda de tensão na linha simples a 150 kV, no cenário Vazio. . . . .	76
4.11	Energia de perdas na linha simples a 150 kV. . . . .	77
4.12	Carga na linha dupla a 150 kV, no cenário de Ponta. . . . .	78
4.13	Carga na linha dupla a 150 kV, no cenário intermédio. . . . .	79
4.14	Carga na linha dupla a 150 kV, no cenário em Vazio. . . . .	79
4.15	Queda de tensão na linha dupla a 150 kV, no cenário Ponta. . . . .	80

4.16	Queda de tensão na linha dupla a 150 kV, no cenário Intermédio. . . . .	80
4.17	Queda de tensão na linha dupla a 150 kV, no cenário Vazio. . . . .	81
4.18	Energia de perdas na linha dupla a 150 kV, . . . . .	82
4.19	Carga na linha simples a 220 kV, no cenário de Ponta. . . . .	83
4.20	Carga na linha simples a 220 kV, no cenário Intermédio. . . . .	83
4.21	Carga na linha simples a 220 kV, no cenário em vazio . . . . .	83
4.22	Queda de Tensão na linha simples a 220 kV, no cenário de Ponta. . . . .	84
4.23	Queda de tensão na linha simples a 220 kV, no cenário intermédio. . . . .	85
4.24	Queda de tensão na Linha Simples a 220 kV, no cenário em vazio . . . . .	85
4.25	Energia de perdas na linha simples a 220 kV, no cenário de Ponta. . . . .	86
4.26	Carga na linha dupla a 220 kV, no cenário de Ponta. . . . .	87
4.27	Carga na linha dupla a 220 kV, no cenário Intermédio. . . . .	88
4.28	Carga na linha dupla a 220 kV, no cenário Vazio. . . . .	88
4.29	Queda de tensão na linha dupla a 220 kV, no cenário de Ponta. . . . .	89
4.30	Queda de tensão na linha dupla a 220 kV, no cenário Intermédio. . . . .	89
4.31	Queda de tensão na linha dupla a 220 kV, no cenário Vazio. . . . .	90
4.32	Energias de perda na linha dupla a 220 kV, no cenário de Ponta. . . . .	91
4.33	Carga na linha simples a 400 kV, no cenário de Ponta. . . . .	92
4.34	Carga na linha simples a 400 kV, no cenário Intermédio. . . . .	92
4.35	Carga na linha simples a 400 kV, no cenário em Vazio. . . . .	92
4.36	Queda de Tensão na linha simples a 400 kV, no cenário de Ponta. . . . .	93
4.37	Queda de Tensão na linha simples a 400 kV, no cenário Intermédio. . . . .	93
4.38	Queda de Tensão na linha simples a 400 kV, no cenário em Vazio. . . . .	94
4.39	Energia de perdas na linha simples a 400 kV . . . . .	95
4.40	Carga na linha dupla a 400 kV, no cenário de Ponta. . . . .	96
4.41	Carga na linha dupla a 400 kV, no cenário Intermédio. . . . .	96
4.42	Carga na linha dupla a 400 kV, no cenário em Vazio. . . . .	97
4.43	Queda de tensão na linha dupla a 400 kV, no cenário de Ponta. . . . .	97
4.44	Queda de tensão na linha dupla a 400 kV, no cenário Intermédio. . . . .	98
4.45	Queda de tensão na linha dupla a 400 kV, no cenário Vazio. . . . .	98
4.46	Energia de perdas na linha dupla a 400 kV. . . . .	99
4.47	Análise técnica-económica de linhas simples e dupla a 150 kV . . . . .	102
4.48	Análise técnica-económica de linhas simples e dupla a 220 kV . . . . .	103
4.49	Análise técnica-económica de linhas simples e dupla a 400 kV . . . . .	104
4.50	Soluções técnica-económica. . . . .	105
B.1	Carga na linha dupla a 60 kV, no cenário de Ponta. . . . .	123
B.2	carga na linha dupla a 60 kV, no cenário Intermédio. . . . .	124
B.3	carga na linha dupla a 60 kV, no cenário em Vazio. . . . .	124
B.4	Queda de tensão na linha dupla a 60 kV, no cenário de Ponta. . . . .	125
B.5	Queda de tensão na linha dupla a 60 kV, no cenário Intermédio. . . . .	125

B.6	Queda de tensão na linha dupla a 60 kV, no cenário Vazio. . . . .	126
B.7	Energia de perdas na linha dupla a 60 kV . . . . .	127
B.8	carga na linha simples a 60 kV, no cenário de Ponta. . . . .	128
B.9	carga na linha simples a 60 kV, no cenário intermédio. . . . .	128
B.10	carga na linha simples a 60 kV, no cenário em Vazio. . . . .	128
B.11	Queda de tensão na linha simples a 60 kV, no cenário de Ponta. . . . .	129
B.12	Queda de tensão na linha simples a 60 kV, no cenário Vazio. . . . .	129
B.13	Queda de tensão na linha simples a 60 kV, no cenário Vazio. . . . .	130
B.14	Energia de perdas na linha simples a 60 kV . . . . .	131
C.1	Investimentos sobre a linha simples a 150 kV . . . . .	133
C.2	Investimentos sobre a linha dupla a 150 kV . . . . .	134
C.3	Investimentos sobre a linha simples a 220 kV . . . . .	134
C.4	Investimentos sobre a linha dupla a 220 kV . . . . .	134
C.5	Investimentos sobre a linha simples a 400 kV . . . . .	135
C.6	Investimentos sobre a linha dupla a 400 kV . . . . .	135



# Capítulo 1

## Introdução

### 1.1 Enquadramento Geral

Nos últimos anos tem-se assistido a uma crescente dependência no uso energia elétrica para a realização das mais diversas atividades, o que resulta na constante procura de combustíveis fósseis para a sua produção.

A crise económica faz com que alguns países adotassem métodos alternativos para reduzir a dependência de fontes de energia provenientes de combustíveis como o petróleo, o carvão e o gás natural, tendo por base as energias renováveis.

A energia eólica é uma energia renovável, por essa razão, não importa a quantidade que se utilize nos dias de hoje, ela está igualmente disponível no futuro. Por outro lado, a energia eólica é uma fonte de energia limpa e não poluente. Não produz gases com efeito de estufa nem outros agentes de poluição [14].

A energia eólica é convertida em energia elétrica por meio de aerogeradores e o transporte da mesma é realizado por linhas de transmissão de elevada capacidade de transporte a níveis de tensão elevadas até chegar aos consumidores.

Neste sentido, torna-se interessante estudar e analisar em que condição a ligação dessas fontes à rede de energia elétrica pode ser realizada.

## 1.2 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação consiste em efetuar uma análise técnico-económica da ligação de um parque eólico à rede de energia elétrica. Esta ligação é modelada mediante uma rede de dois barramentos, um representando o parque eólico e outro o ponto de ligação à rede.

Numa fase inicial, pretende-se identificar regras e critérios de ligações a produção eólica à rede, assim como identificar os fatores determinantes, que condicionam ou influenciam essa ligação.

Na segunda fase pretende-se realizar simulações com recurso a software especializado, de forma, analisar quais as condições técnicas que permitem uma ligação à rede que respeite os padrões de segurança em vigor.

Este estudo será complementado posteriormente com a análise dos custos envolvidos na ligação à rede, de forma a extrair-se conclusões relativamente à sua viabilidade.

Deste modo, disponibiliza-se junto do planeador de redes ou promotor do parque eólico de uma ferramenta de apoio às decisões que permitem quantificar e identificar as soluções de ligação à rede que são mais vantajosas do ponto de vista técnico e económico.

## 1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação é dividida em 5 capítulos.

No **primeiro capítulo**, introdução, é identificado o problema a ser estudado e são definidos os principais objetivos desta dissertação.

No **segundo capítulo**, há uma abordagem sobre a energia eólica no mundo e em Portugal. Estabeleceu-se um enquadramento legislativo e regulamentar sobre os decretos-leis a serem aplicados nas atividades do Sector Elétrico Nacional, assim como os padrões de segurança no planeamento da RNT. Por último, faz-se uma abordagem sobre o mecanismo de valorização dos investimentos e incentivos.

No **terceiro capítulo**, é apresentado o estudo do trânsito de energia assim como a identificação dos fatores determinantes, que condicionam ou influenciam na ligação de um parque eólico à rede.

No **quarto capítulo**, são apresentadas as simulações e resultados para diferentes condições de ligação à rede tendo por base os fatores determinantes dessa ligação anteriormente identificados, como seja o comprimento, nível de tensão e potencia injetada.

No **quinto capítulo**, conclusões e trabalho futuro, serão inferidas as considerações finais sobre esta tese e futuras ideias para a continuação do trabalho aqui apresentado.



## Capítulo 2

# Energia Renováveis

Neste capítulo é efetuada uma análise sobre a energia eólica no mundo e, particularmente, em Portugal. De seguida, é abordado o enquadramento legislativo e regulamentar das atividades do Sector Elétrico Nacional. Por fim, são referidos os padrões de segurança no planeamento da RNT, assim como os mecanismos de valorização de investimentos e incentivos.

### 2.1 Energia Eólica no Mundo

A energia eólica é atualmente uma das fontes de energia renovável e amiga do ambiente que mais tem contribuído para o desenvolvimento tecnológico de vários países. Este tipo de energia é utilizada para gerar energia elétrica. Neste sentido, têm sido feitos investimentos que contribuem para o aumento do valor dos restantes tipos de energia renováveis.

Os dados apresentados na Tabela 2.1 evidenciam um claro aumento no uso de energia eólica em países tais como a China, os Estados Unidos da América e a Alemanha, durante o período que decorre desde 2010 até ao primeiro semestre de 2014 [1].

Tabela 2.1: *Top 15* dos países com maior potência elétrica instalada até ao primeiro semestre de 2014 [1].

Posição	País	Potência instalada em Junho de 2014 [MW]	Potência adicionada em 2014 [MW]	Potência instalada em 2013 [MW]	Potência adicionada em 2013 [MW]	Potência instalada em 2012 [MW]	Potência adicionada em 2012 [MW]	Potência instalada em 2011 [MW]
1	China	98588	7175	91413	5503	75324	5410	62364
2	Estado Unidos	61946	835	61108	1,6	59882	2883	46919
3	Alemanha	36488	1830	34658	1143	31315	941	29075
4	Espanha	22970	0,1	22959	122	22796	414	21673
5	Índia	21262	1112	20150	1243	18321	1471	15880
6	Reino Unido	11180	649	10531	1331	8445	822	6018
7	França	8592	338	8254	198	7499	320	6877
8	Itália	8586	30	8551	273	8144	650	6640
9	Canadá	8526	723	7698	377	6201	246	5265
10	Dinamarca	4855	83	4772	416	4162	56	3927
11	Portugal	4829	105	4724	22	4525	19	4379
12	Suécia	4824	354	4470	526	3745	-	2798
13	Brasil	4700	1301	3399	281	2507	118	1429
14	Austrália	3748	699	3049	475	2584	-	2226
15	Polónia	3727	337	3390	310	2497	-	1616
	Resto do Mundo	31506	2042	29451	1761	24660	3026	16493
	<b>Total</b>	<b>336327</b>	<b>17613</b>	<b>318488</b>	<b>13978</b>	<b>282607</b>	<b>16376</b>	<b>233579</b>

De acordo com a Tabela 2.1 é possível verificar que, até Junho de 2014, é atingido os 336327 MW, tendo em conta a produção eólica mundial. No ano de 2014, regista-se um aumento de 17613 MW nos primeiros seis meses, o que representa um crescimento de 4% na produção mundial face ao período homólogo. Verifica-se então um aumento inferior na ordem dos 2% [1].

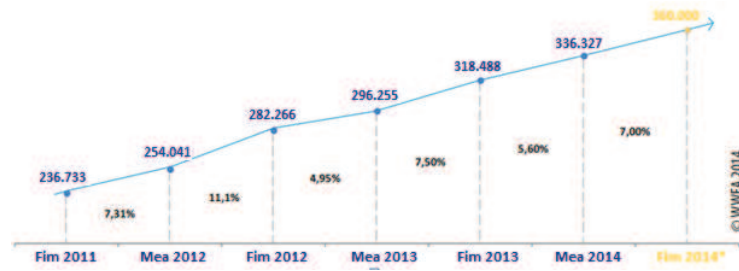


Figura 2.1: Potência instalada entre 2011 à 2014 [1]

De acordo com os dados da tabela 2.1, a produção eólica cresce 5,6% nos primeiros seis meses do ano de 2014, 4,95% nos primeiros seis meses do ano de 2013 e 7,3% nos primeiros seis meses do ano de 2012. Comparando os valores referentes à produção eólica anual entre 2013 e 2014, verifica-se um crescimento de 13,5%.

Países tais como China, EUA, Alemanha, Espanha e Índia, detêm uma quota total de 72% sobre a produção eólica global. Destaca-se assim a China, que em 2014, é o país com maior índice de produção eólica, com uma potência 7 175 MW nos primeiros 6 meses, 98000 MW em Junho de 2014 [1].

Até 2005, a Alemanha lidera o *ranking* dos países com maior produção de energia eólica, mas em 2008, é ultrapassada pelos EUA. Desde 2010, a China tem sido o maior produtor de energia eólica [15]. Sendo que em 2013, a potência instalada nesse país atinge os 34 658 MW, o que representa um aumento significativo de 42% face ao ano de 2012.

O Brasil torna-se o terceiro maior mercado de turbinas eólicas, com 1 300 MW de potência instalada, o que se traduz num aumento aproximado de 7%.

A Índia mantém a sua posição de forma incontestável ocupando o segundo lugar e o quinto em todo o mundo, com um crescimento de 1100 MW .

A produção eólica nos Estados- Unidos da América mostra um forte crescimento, atingindo os 835 MW, um pouco à frente do Canadá (723 MW) e da Austrália (699 MW) no primeiro semestre de 2014, enquanto que a Inglaterra reduz para 649 MW.

A produção de energia eólica em Espanha, no entanto, não contribui significativamente para o crescimento da produção mundial em 2014, uma vez que regista um crescimento de apenas 0,1 MW nos primeiros seis meses de 2014.

Em 2013, quatro países instalam mais de 1.000 MW, sendo eles a China (7.100 MW), a Alemanha (1.800 MW), o Brasil (1.300) e a Índia (1.100 MW).

Todavia, Espanha e Itália não só diminuem, como quase estagnam em termos de quantidade de potência instalada no período acima referido, com apenas 0,1 MW e 30 MW, respetivamente. Também é de referir que, com a entrada da Polónia e a saída do Japão da lista dos *top 15* [1].

Em seguida, apresenta-se a Figura 2.2 que mostra como a Potência instalada a nível mundial se encontra distribuída, tendo em conta os países referenciados como produtores de energia eólica.

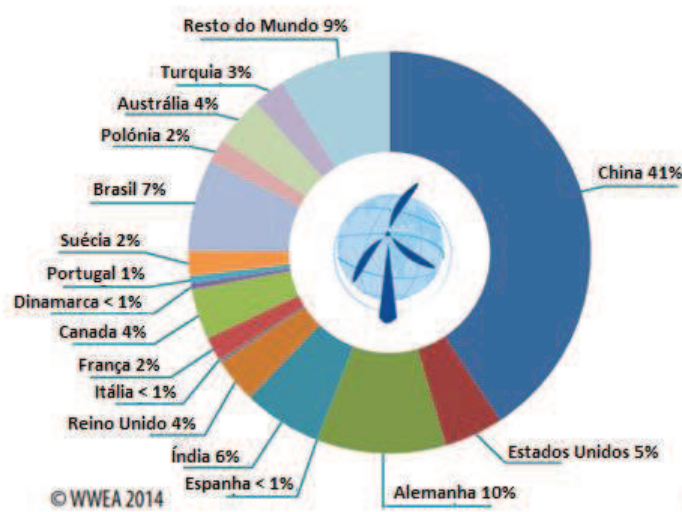


Figura 2.2: Distribuição Mundial da potência instalada [1].

Os tópicos abaixo indicam as características mais significativas dos principais mercados de energia eólica mundial:

- **Ásia**

Com 36,9% de produção eólica instalada no mundo, a Ásia torna-se assim o continente com a maior produção de energia eólica, seguida pela Europa que contribui com 36,7%.

Em junho de 2013, a China tem uma potência instalada de 98.600 MW, atingindo quase 100.000 MW. A Índia acrescenta 1100 MW à sua Potência, um pouco menos do que no primeiro semestre de 2013. No entanto, considerando os novos e ambiciosos planos do novo governo indiano, o mercado tem registado aumentos muito positivos. Dois outros importantes mercados, o Japão e a Coreia, crescem com resultados bastantes modestos,

com valores inferiores a 2%, no primeiro semestre de 2014.

Mais uma vez, verifica-se que em 2014, a China tem sido de longe o maior produtor de energia eólica, aumentando para 7100 MW nos primeiros seis meses de 2014. A China é responsável pela construção de 41% de turbinas eólicas um pouco por todo o globo.

- **Europa**

O mercado europeu continua a ser liderado pela Alemanha, o que aumenta a sua potência em 1800 MW, totalizando assim o valor de 36.500 MW, seguido pela Inglaterra (649 MW), Suécia (354 MW) e França (338 MW). Outros países tais como a Suécia, a Roménia e a Polónia começam a demonstrar algum interesse por este tipo de energia renovável [15]. Contudo, países tais como a Espanha e a Itália assinalam um declínio acentuado nas suas produções, para valores próximos do zero.

Contudo, não se pode esquecer que o futuro da energia eólica na Europa é influenciado pelas decisões da União Europeia em matéria de energias renováveis (mais presentemente, em 2030).

- **América Do Norte**

Os Estados Unidos de América recuperam-se da acentuada queda de potência instalada no primeiro semestre de 2013, chegando a alcançar os 835 MW entre janeiro e junho de 2014, isto em comparação com o mesmo período do ano de 2013 (1,6MW). Espera-se que, devido à maior competitividade da energia eólica face a outros tipos de energia, o mercado continue crescer nos próximos anos. O Canadá atinge os 723 MW de Potência instalada durante a primeira metade do ano de 2014, ou seja, 92% (valor superior comparado com o mesmo período de 2013), sendo o sexto maior mercado para novas turbinas eólicas em todo o mundo.

- **América Latina**

O Brasil encontra-se na liderança no mercado Latino Americano , registando-se como o 13º maior utilizador de energia eólica a nível mundial, tendo aumentado a sua potência instalada para 1300 MW no primeiro semestre de 2014. Atinge então uma Potência instalada de 4.700 MW e apresenta uma impressionante taxa de crescimento de 38,2% no

primeiro semestre de 2014. O Brasil torna-se assim o terceiro maior mercado na produção de turbinas eólicas, depois de países assim como a China e a Alemanha e à frente dos EUA e Índia. O Brasil deve atingir a marca de 5000 MW até Setembro de 2014 e entra na lista dos 10 países com maior potência instalada até o final de 2014. Outros países latino-americanos, a um ritmo menor, emergem no mercado eólico.

- **Oceânia**

Na Austrália verifica-se um aumento positivo na produção de energia eólica, onde encontra-se instalado o valor de potência de 699 MW, o que representa 23% de crescimento em comparação com o final de 2013 (semelhante à taxa de crescimento em 2011 e 2012). No entanto, devido às políticas do novo governo australiano, espera-se que este crescimento não continue num futuro próximo, atendendo à não existência de novos parques eólicos registados na Nova Zelândia [1].

## 2.2 Energia Eólica em Portugal

O aproveitamento da energia eólica em Portugal para a produção de energia elétrica começa em 1986, com a construção do primeiro parque eólico na ilha de Porto Santo (Madeira) e, no continente, a instalação do primeiro parque eólico em 1996.

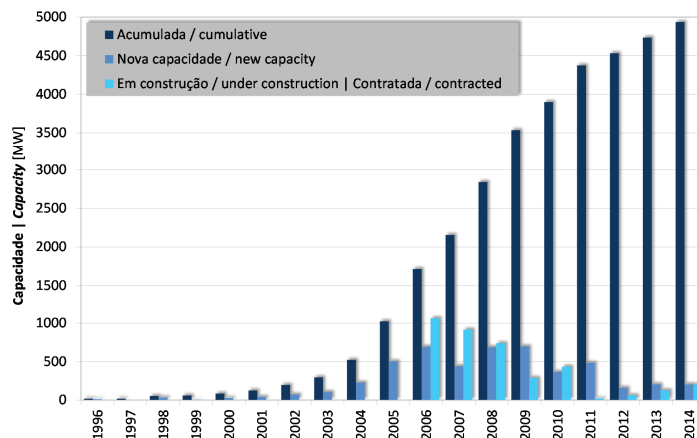


Figura 2.3: Potência instalada acumulada [2].

Em Portugal no ano de 2001, a potência eólica instalada, é de 114 MW distribuída por 16 parques, com um total de 173 aerogeradores. Em 2004, já existem 441 aerogeradores

espalhados por 71 parques, o que representa uma potência de 537 MW. Esses parques são bem visíveis nas serras nacionais do Norte e centro do continente.

Portugal apresenta o segundo maior valor da Europa dos Quinze, no que respeita à dependência do petróleo e seus derivados, para a produção de energia primária (49,8%). O primeiro lugar é ocupado pelo Luxemburgo com 58,1%. Esta dependência tem um elevado reflexo na fatura energética do país, nomeadamente o peso das importações de energia no PIB que, em 2006, ascende a 5% (cerca de 7,8 mil milhões de euros). Entre as várias modalidades de energias renováveis, a energia hídrica é a que primeira que é implementada em Portugal ainda nos anos 50, com grandes projetos hidroelétricos no rio Tejo, tais como os de Castelo de Bode (1951) e Cabril (1954) [16].

Nas últimas duas décadas, a produção de energia eólica é uma das que mais se desenvolve, embora outros tipos tenham também considerável expansão, nomeadamente a energia solar, destacando-se a central fotovoltaica de Serpa (Alentejo), (a maior do mundo), que é inaugurada em Junho de 2006.

Portugal ocupa então uma posição modesta no *ranking* de potência instalada, o oitavo lugar (com apenas 2 MW), muito menos do que Reino Unido (10 MW), a Itália e a Grécia (5 MW). A Europa, no seu conjunto, conta então com 509 MW instalados, (aproximadamente 25% da potência eólica mundial), contra os 1500 MW instalados nos EUA. Os EUA são, de facto, um exemplo paradigmático da expansão da energia eólica. [16].

Desde então, o crescimento na produção de eletricidade a partir de energia eólica em Portugal não pára, sendo que a prova disso surge em Junho de 2013, quando a DGEG revela que a produção eólica encontra-se nos 11,5 TWh, mais de 22% de toda a energia elétrica que se consome no país.

No período entre 2006 e 2014, a potência instalada cresce, em média, à taxa de 15% ao ano. A produção de energia eólica cresce também a um ritmo equivalente, que ultrapassa os 12000 GWh em 2014, embora tenha registado uma quebra de produção entre 2010 a 2011, conforme ilustra a tabela 2.3

Tabela 2.2: Evolução da produção da energia eólica em Portugal [3].

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 Mar <sup>1</sup>
<b>Produção (GWh)</b>	2926	4036	5757	7577	9182	9162	10260	12015	12101	11558
<b>Potência instalada (MW)</b>	1699	2464	3058	3564	3914	4378	4531	4731	4953	4853
<b>Horas de produção equivalente</b>	1722	1638	1883	2126	2346	2093	2264	2540	2443	2333
<b>Nº de parques</b>	142	167	192	215	225	236	240	244	245	245
<b>Nº de aerogeradores</b>	1048	1426	1717	1966	2130	2354	2426	2476	2496	2496

Em 2014, a produção de energia eólica representa um valor aproximado de 2/5 da energia elétrica produzida por fontes renováveis, os três primeiros meses de 2015, produz-se um pouco mais de 2/5 em relação ao ano anterior.

Tabela 2.3: Evolução da produção da energia eólica em vários pontos de Portugal [3].

	<b>Produção por Região</b>									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 Mar <sup>1</sup>
<b>Portugal</b>	2926	4036	5757	7577	9182	9162	10260	12015	12101	11558
<b>Continente</b>	2892	4007	5720	7506	9078	9055	10113	11859	11931	11393
Norte	1218	1213	1764	2585	3286	3349	4054	5046	4677	4329
Centro	1266	2287	3265	4023	4682	4658	5000	5547	5846	5636
Lisboa	96	124	218	249	274	249	232	276	272	272
Alentejo	266	312	374	409	447	417	401	443	556	573
Algarve	46	70	98	240	389	382	425	547	580	583
<b>R.A. Açores</b>	16	16	22	31	34	33	63	71	80	74
<b>R.A. Madeira</b>	17	14	15	40	70	73	84	83	90	91
Não especificado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Ao longo dos anos são construídos vários parques eólicos, contabilizando-se 245 até a data. Em Março de 2014 a potência instalada eólica atinge os 4.953 MW, sendo que grande parte dos aerogeradores atualmente instalados são implementados entre 2005 e 2014. Na Figura 2.3, pode-se constatar que ocorre uma dispersão geográfica da potência eólica instalada ao longo do território nacional.

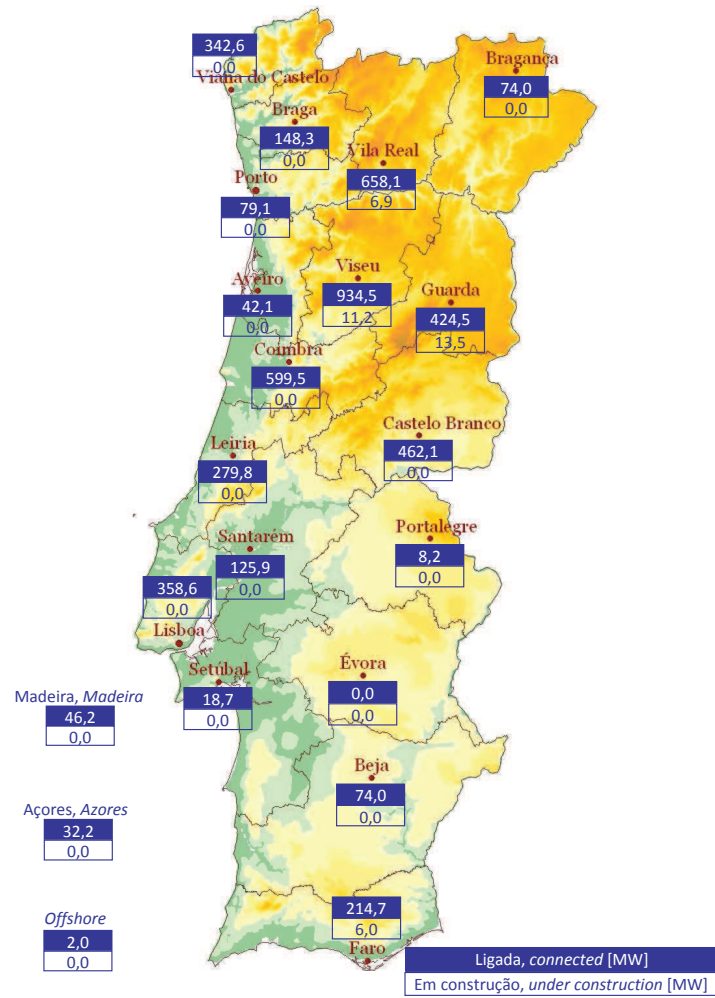


Figura 2.4: Distribuição da potência instalada em Portugal [2].

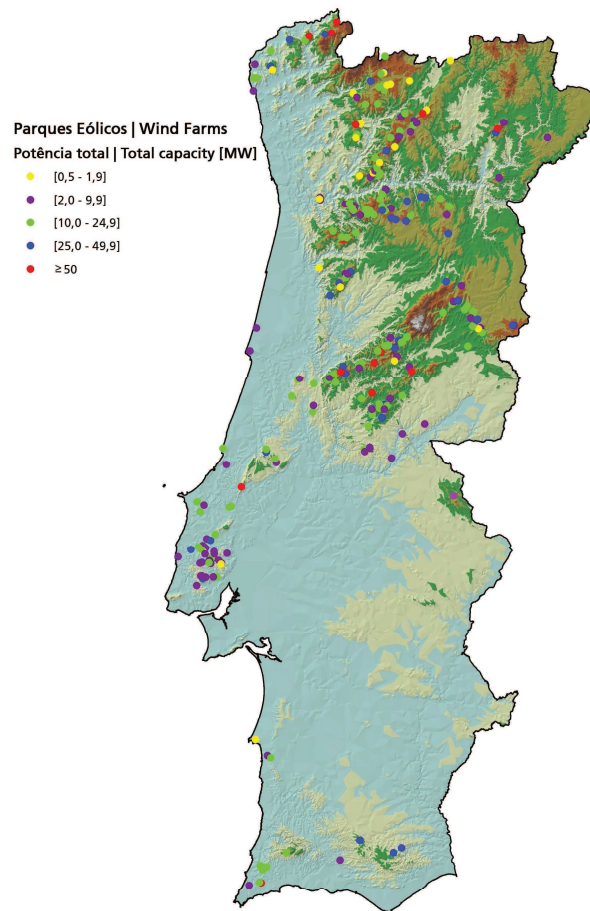


Figura 2.5: Distribuição dos parques eólicos em Portugal [2].

Os parques eólicos localizam-se predominantemente a norte do Tejo e nas regiões mais ao interior e a nordeste do país, devido às condições favoráveis que apresentam (vento mais intenso e regular).

O distrito de Viseu destaca-se como aquele que melhor aproveita a energia eólica, apresentando o valor de potência instalada ligada à rede nacional na ordem dos 934,5 MW. segue-se o distrito de Vila Real que apresenta valores consideráveis, (658,1 MW) e o distrito de Coimbra (599,5 MW) também.

Por fim, os distritos de Portalegre e de Évora são os que apresentam menor valor da potência instalada. Este último distrito é o único do Alentejo onde não se verifica o aproveitamento de energia eólica.

Tal como já foi referido anteriormente, a produção de energia eólica em Portugal apresenta níveis razoáveis e está bem posicionada no *ranking* mundial de produção de energia eólica, graças aos investimentos que têm sido feitos nessa fonte de energia renovável.

Segundo dados da PE PORTAL ENERGIA, surgem em Portugal, importantes projetos de investimento em energia renováveis, destacando-se a Empresa Senvion SE, uma subsidiária integral do Grupo *Suzlon*, (um dos maiores fabricantes de aerogeradores do mundo), que celebrou um contrato chave na mão com a empresa *Âncora Wind Energia Eólica, SA* para o fornecimento e instalação de 84 aerogeradores com uma potência nominal total de 171,6 MW para cinco parques eólicos a instalar em Portugal.

O projeto denomina-se *Âncora* e pertence ao consórcio entre as empresas Galp Energia SGPS, S.A., SGPS *Martifer*. S.A. e *Ferrostaal GmbH*.

Segundo as estimativas feitas sobre o crescimento da capacidade instalada no sector da energias eólicas e ao considerar alguns investimentos propostos para esta área, são estimados aproximadamente 2200 postos de trabalho. Portugal, diante das demais nações da união europeia e consciente das suas potencialidades respeitante a produção de energia a partir de fontes renováveis, assume uma meta ambiciosa no que respeita a sua redução de dependência energética produzida a partir de combustíveis fósseis.

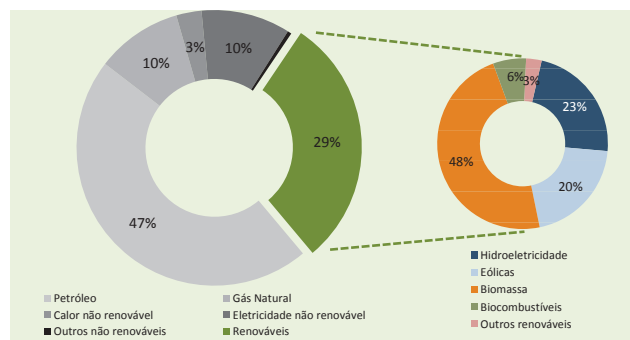


Figura 2.6: O contributo da Energia renovável no consumo de Energia Final 2013 [3].

Com efeito, Portugal propõe-se a atingir em 2010, uma meta global de 31% do consumo final de energia proveniente de fontes renováveis até 2020 (diretiva comunitária 2009/28/CE). Ainda na referida proposta prevê-se o valor de 8500 MW de potência instalada na energia eólica.

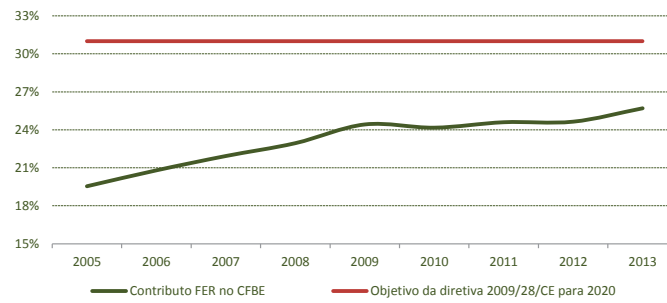


Figura 2.7: O contributo da Energia renovável no consumo de Energia Final 2013 [3].

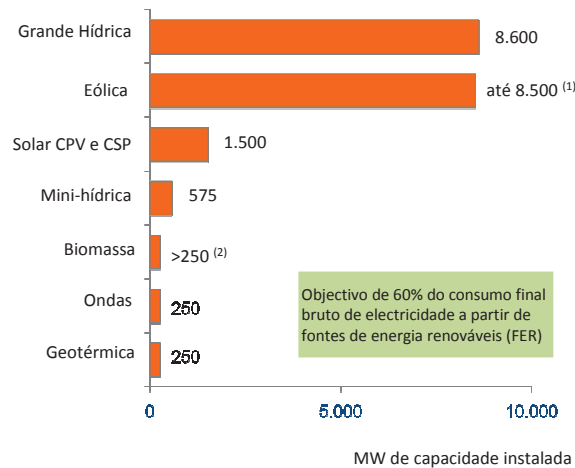


Figura 2.8: Metas propostas da evolução da capacidade instalada [4] .

Devido aos investimentos em energia eólica realizados nos últimos anos, o valor de 8500 MW, há muito que foi superado tal como apresenta a tabela 2.3. Após a concretização desses investimentos, será possível atingir uma poupança de 260 mil milhões de euros na importação de combustível fósseis até 2030 e gerar cerca de 568 mil postos de trabalho. [4].

## 2.3 Sistema Eléctrico

### 2.3.1 Sistema Eléctrico no passado

No final do século XIX, inicia-se a produção de electricidade, assim como o seu transporte e distribuição até aos consumidores. Surgem então sucessivas alterações no sector desde essa altura.

Inicialmente, o sector eléctrico é constituído por redes eléctricas de pequena potência e

restrita extensão geográfica devido, não só à baixa potência de cargas envolvidas, como também à falta de tecnologia então disponível.

Com o aumento gradual da potência de cargas e com a aceitação de diversas inovações tecnológicas, a extensão geográfica das redes e as potências envolvidas começam, também, a surgir.

Além disso e a par do aproveitamento de recursos hídricos muitas vezes disponíveis em locais afastados dos centros de consumo, resulta na construção de redes de transporte de energia elétrica com níveis de tensão cada vez mais elevados e cada vez mais extensas.

Esta evolução obriga à passagem de pequenos sistemas elétricos para grandes sistemas elétricos que englobam investimentos cada vez mais significativos, o que leva à necessidade de interligação progressiva com os sistemas elétricos nacionais.

O porquê destas interligações prende-se com razões técnicas e resulta, essencialmente, da necessidade do aumento de segurança das explorações e de maior estabilidade. Por exemplo, nos Estados Unidos da América, na década de 70, cerca de 76% dos ativos do sector são propriedade privada, 13% são propriedade federal, 10% é associado a serviços municipais e 1% é propriedade cooperativa. Até 1975, em Portugal, o sector elétrico encontra-se organizado por concessões atribuídas a entidades privadas. Nesse mesmo ano, ocorre a nacionalização e integração vertical do sector com a criação da EDP, que mais tarde adquire o nome de EDP,S.A.

No caso de países tais como a Espanha ou a Alemanha, o sector elétrico manteve-se estruturado por empresas privadas e atuam nas áreas de produção, transporte e distribuição de energia eólica. Na prática, verifica-se que as empresas apresentam uma estrutura verticalmente integrada e, desta forma, inclui diversas áreas desde a produção até ao relacionamento com o cliente final. Assim verifica-se que, mesmo aquando da existência de diversas empresas num mesmo país, existiam áreas concessionadas a cada uma delas, pelo que não havia qualquer concorrência [5].

Esta estrutura verticalmente integrada encontra-se ilustrada na Figura 2.9.

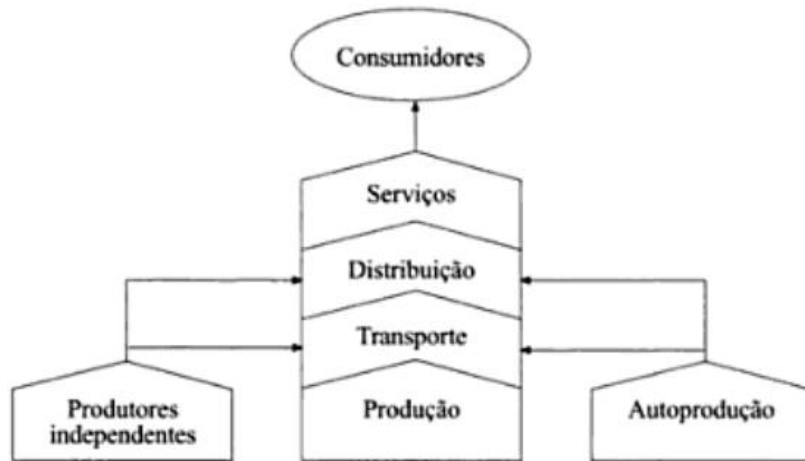


Figura 2.9: Estrutura verticalmente integrada do sector elétrica [5].

Quando a crise petrolífera surge em 1970, a económico é estável. Contudo, no início dos 1973, altera-se muito rapidamente, em especial nos países mais industrializados, desenvolvendo-se assim o sector Elétrico. A mudança de conjuntura económica (as taxas de juro e de inflação aumentaram de forma acentuada) fez com que o ambiente económico se tornasse mais volátil. Tal situação drástica provoca uma alteração acentuada no padrão de consumo de energia elétrica.

Como tal, já não se verifica um comportamento linear no consumo de energia elétrica, o que dificulta a realização de previsões por parte das estruturas centralizadas [5]

Adicionalmente e a partir da década de 80, verifica-se que diversas outras atividades económicas relacionadas com serviços de índole social, começaram a ser liberalizadas. Entre estas atividades destacam-se a indústria aérea, as redes fixas de telecomunicações, as redes móveis e as redes de distribuição de gás. Este mesmo processo de liberalização origina o aparecimento de diversos novos agentes de distribuição de energia elétrica nestes sectores, o que resulta no aumento da concorrência e, desta forma, o cliente passa a ter um papel mais ativo devido à possibilidade de escolha da entidade fornecedora do serviço. O sector elétrico um pouco por todo o globo, (à exceção da experiência de reestruturação do sector iniciado no Chile em 1979), permanece imune a este processo até finais dos anos 80.

Já em 1990, inicia-se uma reestruturação do sector elétrico em Inglaterra e no País de Gales, o que inicia um processo também de reestruturação deste mesmo sector noutros

países. Este processo torna-se cada vez mais recorrente devido, essencialmente, às seguintes razões:

- Por um lado, em alguns países, a implementação de mecanismos de mercado força, em alguns casos, a separação de companhias verticalmente integradas. Tal facto, assim como se menciona anteriormente, permite o aparecimento de concorrência em alguns segmentos do sector;
- Por outro lado, nos anos 80 e 90 surgem diversas evoluções tecnológicas, nomeadamente na área das telecomunicações e meios computacionais, o que permite melhorar o acompanhamento em tempo real da exploração das redes elétricas;
- Por último, em diversas áreas geográficas, passa a estar disponível gás natural em grandes quantidades e a preços atrativos. Este facto, associado aos avanços tecnológicos realizados na construção de centrais de ciclo combinado a gás natural, leva à diminuição de capital investido e dos largos prazos de amortização que é típico no sector eléctrico [5].

### 2.3.2 Reestruturação do Sistema Elétrico Nacional

A primeira grande reestruturação do sector eléctrico Português ocorre em 1995 e baseia-se no pacote legislativo nacional, que estabelece as regras para a criação do mercado interno de electricidade e liberalização do sector. Tal acontecimento é marcado pela reprivatização da EDP e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às atividades de produção e distribuição de energia eléctrica.

Esta reestruturação ou reorganização do SEN assenta na coexistência de um Mercado Liberalizado (ML) e um Mercado Regulado (MR). Sendo assim, os agentes económicos passam a ter a opção de estabelecer relações contratuais com o Comercializador Regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ou a negociar outras condições com os Comercializadores em ML.

O Mercado Regulado estava associado ao Sistema Elétrico de Serviço Público ou Vinculado (SEP), e o Mercado Liberalizado estava associado ao Sistema Elétrico Independente (SEI). O primeiro era regulado pela ERSE e integrava os produtores vinculados, a entidade

concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), (nomeadamente a REN) e os distribuidores vinculados. O segundo englobava o Sistema Elétrico Não Vinculado, SENV, e os produtores em Regime Especial, (PRE) [6], como mostra a Figura 2.10.

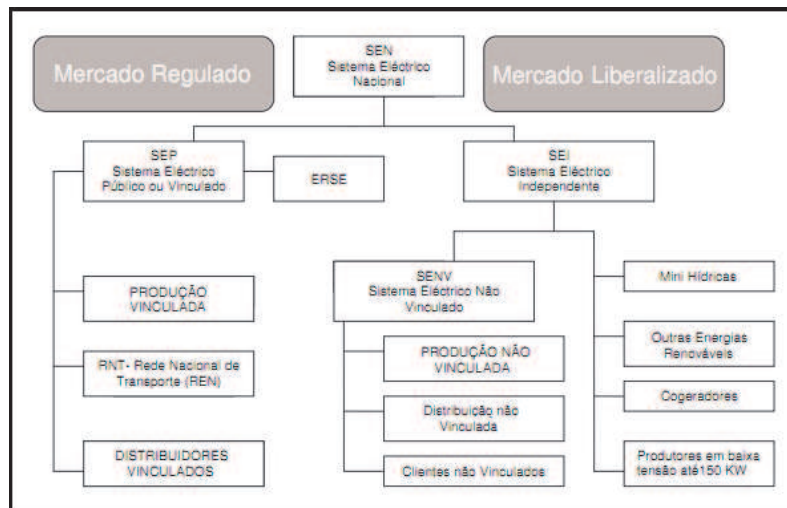


Figura 2.10: Organização do sistema elétrico nacional (aiecep Portugal Global, 2008) [6].

Assim, em contraposição com o regime aprovado em 1995, o novo quadro estabelece um Sistema Elétrico Nacional integrado, no qual as atividades de produção e comercialização são exercidas em regime de livre concorrência mediante a atribuição de licença e as atividades de transporte e distribuição são exercidas mediante a atribuição de concessões de serviço público [5]. A Figura que se segue, apresenta um esquema do sistema elétrico nacional mais atualizada.

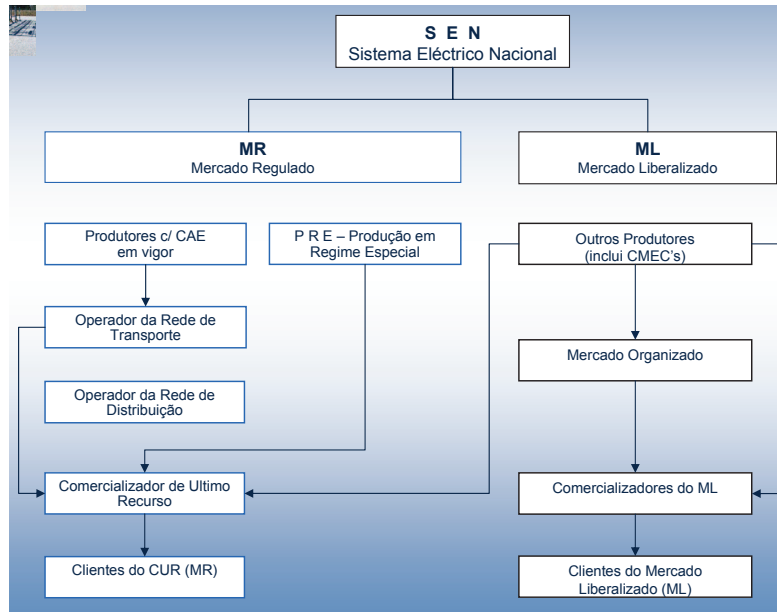


Figura 2.11: Esquema de organização do SEN atualizado [7].

## 2.4 Enquadramento Legislativo e Regulamentar

O regime jurídico que regula o Sistema Elétrico Nacional português (SEN), entendido como o conjunto de princípios, organizações, agentes e instalações elétricas relacionadas com a produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade e outras atividades (cfr. artigo 10.º do DL 29/2006), está essencialmente regulado por dois diplomas:

- O DL n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro (conforme alteração pelos DL n.ºs 104/2010, de 29 de Setembro, 78/2011, de 20 de Junho, 75/2012, de 26 de Março, 112/2012, de 23 de maio e, pelo DL n.º 215-A/2012, de 8 de Outubro («DL 29/2006»)), que estabelece as bases gerais da organização e funcionamento do SEN e dos seus intervenientes, e
- O DL n.º 172/2006, de 23 de agosto (conforme alteração pelos Decretos-Leis n.ºs 237-B/2006, de 18 de Dezembro, 199/2007, de 18 de maio, 264/2007, de 24 de Julho, 23/2009, de 20 de Janeiro, 104/2010, de 29 de Setembro e pelo DL n.º 215-B/2012, de 8 de Outubro («DL 172/2006»)), que concretiza os princípios gerais elencados no DL 29/2006.

Estes dois diplomas legais foram recentemente objeto de alterações relevantes, através dos já referidos DL n.ºs 215-A/2012 e 215-B/2012, ambos de 8 de Outubro (respetivamente

«DL 215- A/2012» e «DL 215-B/2012»), ora isto ocorreu no contexto da conclusão do processo de liberalização dos sectores da eletricidade e do gás natural e da transposição do «Terceiro Pacote Energético». Este consta da Diretiva n.º 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho Europeu, de 13 de Julho de acordo com os preâmbulos do DL 215-A/2012 e do DL 215-B/2012. Subjacente às alterações destes diplomas, estiveram os objetivos de promoção da competitividade, da transparência dos preços, do bom funcionamento e da liberalização dos mercados da eletricidade e do gás natural, definidos no quadro das Grandes Opções do Plano para 2012-2015 (5.<sup>a</sup> opção) [17].

As alterações introduzidas pelos DL 215-A/2012 e DL 215-B/2012 também refletem alguns dos compromissos assumidos pelo Estado Português no âmbito da celebração, em maio de 2012, do Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica, do qual faz parte a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional.

Nesta secção pretende-se apenas detalhar as considerações com maior relevância no trabalho, sendo que farei uma breve descrição do SEN, do novo enquadramento jurídico da produção de energia em regime especial e do transporte e a distribuição de eletricidade [17].

#### **2.4.1 Atividades do Sistema Elétrico Nacional**

De acordo com o DL 29/2006 o SEN integra as seguintes atividades no sector da eletricidade: produção, transporte, distribuição, comercialização, operação de mercados organizados de eletricidade, operação logística de mudança de comercializador de eletricidade e outras atividades relacionadas com a prestação de serviços no âmbito do mercado integrado no SEN (cfr. artigo 13.º). Serão analisadas, com maior detalhe, as atividades mais relevantes [17].

#### **2.4.2 Produção de eletricidade**

A produção de eletricidade é uma atividade que poderá ser exercida de forma livre, estando apenas sujeita à obtenção de licença (ou, em alguns casos, à realização de comunicação

prévia junto das entidades administrativas competentes; cfr. artigo 15.º do DL 29/2006; vide ponto 5 infra). O legislador distingue entre duas classificações, no que concerne à produção de eletricidade:

- Produção em regime ordinário, na qual se inclui a produção de eletricidade que não esteja abrangida por um regime jurídico especial. Estão ainda incluídos os centros electroprodutores (i) que forneçam energia ao abrigo de contratos de aquisição de energia, (ii) que beneficiem da compensação pecuniária correspondente aos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) ou (iii) que beneficiem de incentivos à garantia de potência (cfr. artigo 17.º do DL 29/2006);
- Produção em regime especial, na qual se inclui, nomeadamente, a atividade de produção sujeita a regimes jurídicos especiais, (a produção de eletricidade através de cogeração e de recursos endógenos, renováveis ou não renováveis), a micro-produção, a mini produção e a produção sem injeção de potência na rede (cfr. artigo 18.º do DL 29/2006).

Para além da distinção entre produção em regime ordinário e produção em regime especial referida nos parágrafos anteriores, a lei prevê ainda duas formas distintas de relacionamento comercial, consoante esteja em causa a eletricidade produzida em regime ordinário ou em regime especial. Enquanto os produtores de eletricidade em regime ordinário comercializam a eletricidade por si produzida através da celebração de contratos bilaterais (quer com clientes finais ou com comercializadores de energia) ou através da participação em mercados organizados, os produtores em regime especial gozam de um direito de venda de toda ou parte da eletricidade que produzam, sempre que beneficiem de uma remuneração garantida (*feed in tariff*) ou quando não sejam beneficiários de uma tarifa garantida, a um qualquer comercializador, incluindo um facilitador de mercado que agregue a produção (vide ponto 6. infra; cfr. artigos 19.º e 20.º do DL 29/2006) [17].

### 2.4.3 O transporte e a distribuição de eletricidade

O DL 29/2006 distingue duas formas de fornecimento de eletricidade na rede: o transporte e a distribuição. O transporte refere-se ao fornecimento de eletricidade em uma rede de

muito alta e de alta tensão; já a distribuição refere-se ao fornecimento de eletricidade em redes de distribuição de alta, média e baixa tensão. Por outras palavras, a eletricidade é fornecida em grandes canais, através da rede de transporte, a qual, por sua vez, encontra-se ligada a redes mais pequenas - a rede de distribuição - que permite o fornecimento de eletricidade a todo o território, até ao consumidor final [17].

Ao contrário da atividade de produção e comercialização de eletricidade, que são exercidas de forma livre (embora sujeitas a licenciamento), a atividade de transporte e de distribuição de eletricidade são exercidas em regime de concessão de serviço público (cfr. artigo 21.º e artigo 31.º do DL 29/2006). A concessão de serviço público da rede nacional de transporte é atribuída à sociedade REN, enquanto que a concessão da rede de distribuição é atribuída à EDP Distribuição Energia, S.A. e, apenas no que respeita à distribuição em baixa tensão, é atribuída aos municípios (sem prejuízo da possibilidade de os municípios realizarem uma exploração direta das redes ou concessionarem essa mesma exploração).

Um dos principais objetivos referidos no preâmbulo do DL 215-A/2012 é o de garantir a independência, separação jurídica e patrimonial do operador da rede nacional de transporte - sobretudo no contexto da recente privatização da REN e do já referido operador da rede de distribuição.

Neste sentido, e no que respeita à separação jurídica e patrimonial da atividade de transporte de eletricidade, o DL 29/2006 (na redação dada pelo DL 215-A/2012) estabelece determinados critérios mínimos que deverão ser verificados em relação ao operador da rede de transporte. De entre estes, destaca-se o facto de nenhuma entidade, incluindo as que exerçam atividades no sector elétrico, nacional ou estrangeiro, poder deter, diretamente ou sob qualquer outra forma, mais de 25% do capital social do operador da rede nacional de transportes ou de empresas que a controlem (cfr. artigo 25.º do DL 29/2006). É de referir também que a redação anterior do DL 29/2006 já previa uma limitação semelhante, embora com critérios numéricos distintos: a limitação era de 10%, reduzindo-se para 5% no caso de serem entidades que exercessem atividades no sector elétrico, nacional ou estrangeiro.

Por forma a monitorizar e garantir o cumprimento desses critérios mínimos, estabeleceu-se um novo mecanismo de «certificação» do operador da rede de transporte, sendo a ERSE

- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos a entidade responsável pela respetiva certificação.

Para além deste mecanismo, o DL 29/2006 (na redação dada pelo DL 215-A/2012) foi criado também um novo regime específico de certificação para entidades concessionária da rede de transporte controladas por uma pessoa ou mais pessoas de país fora da União Europeia. Esse procedimento visa verificar se, por um lado, a entidade concessionária cumpre com os requisitos de independência, separação jurídica e patrimoniais e se adicionalmente, atribuição do certificado coloca, ou não, em risco a segurança do abastecimento energético da União Europeia.

No caso do operador da rede de distribuição, e no que respeita à verificação da independência e da separação jurídica, o DL 29/2006, na sua redação mais recente, estabelece um «programa de conformidade do operador da rede de distribuição», destinado a verificar e avaliar determinadas medidas adotadas para excluir comportamentos discriminatórios (artigo 36.º-A do DL 29/2006) [17].

## 2.5 Critérios ou padrões de Planeamento

### 2.5.1 Padrão de segurança de planeamento da RNT

Os padrões de segurança a ter em conta no planeamento da RNT. Estão previstos no artigo 36.º do DL n.º 172/2006, de 23 de Agosto, nos termos a seguir indicados pelo RRT. Tem como objetivo a obtenção de uma qualidade adequada e da continuidade de serviço no abastecimento do consumo, tendo em conta, o seu valor económico e salvaguardando também o bom funcionamento das redes interligadas [11].

Nas próximas secções detalham-se as considerações com maior relevância para este trabalho, no que diz respeito as condições topológicas a considerar, aos critérios de estabilidade, aos limites de aceitabilidade de sobrecarga e de tensão.

### 2.5.2 Condições topológica a considerar

As simulações da RNT devem ser ensaiadas em três condições de rede distintas, sendo que os resultados dessas simulações devem respeitar sempre os limites de aceitabilidade de tensão e de sobrecarga definidos no documento RRT secção 9.4. essas condições de rede

são:

- **Situações n** - consideram-se todos os elementos da RNT em serviço.
- **Regime de contingência n-1** - considera-se a falha de um qualquer elemento do RNT (linha Simples, circuito de linha dupla, grupo gerador, auto transformador, transformador, bateria de condensador), devendo nos restantes, sem exceção, não se verificarem violações dos critérios de tensão e de sobrecarga, nem quaisquer redespacho ou reconfiguração topológica a nível da RNT.
- **Regime de contingência n-2** - supõe-se a falha, simultânea ou não, de dois elementos da RNT. O regime de contingência n-2 não é aplicado genericamente a toda a rede. Deverão apenas ser avaliados os casos apontados a tabela 2.4:

Tabela 2.4: Condições de simulação do regime de contingência n-2 [11] [12].

Tipo de falha	Campo de aplicação
Falha simultânea de dois circuitos do mesmo apoio (contingência 'n-2')	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Linhas duplas que ponham em causa o abastecimento das áreas da 'Grande Lisboa' e do Grande Porto</li> <li>– Qualquer outra linha dupla de mais de 35 Km, excepto 'antenas'</li> </ul>
Falha de dois elementos quaisquer não simultânea, com possibilidade de redespacho de produção e reconfiguração da rede, após a primeira falha (contingencia 'n-1-1')	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Em toda a rede de 400 kV</li> <li>– Nos autotransformadores inseridos nos eixos com função de grande transporte (todos os ligados nos 400 kV)</li> </ul>

No critério proposto para a contingência n-1-1 admite-se que, após a primeira falha, a reposição do nível de segurança de funcionamento n-1 possa ser conseguido com recurso a medidas de redespacho ou de reconfiguração da rede [11][12].

### 2.5.3 Critério de estabilidade

Considerando todos os elementos da RNT disponíveis e sem qualquer tipo de restrição, o sistema deverá ser transitoriamente estável, apresentando estabilidade na 1<sup>o</sup> oscilação,

para os diferentes tipos de defeito e localização descritas na tabela seguinte. Ainda deve ser dinamicamente estável com um adequado amortecimento das oscilações subsequentes.

Tabela 2.5: Funcionamento dos sistemas de proteção em 1.º nível [11] [12].

Local do Defeito	Condições iniciais	Tipo de defeito				
		Tipo	Eliminação do defeito		Tempo morto (S)	Religação
			Tempo(S)	Forma		
400 kV	Sem restrições	Trifásico	0,1	2 extremos	-	Não
		Fase-terra	0,1	2 extremos monofásico	0,9	Mal sucedida c/ abert. trifás. Definitiva
200 kV	Sem restrições	Trifásico	0,10	2 extremos	-	Não
		Fase-terra	0,10	2 extremos monofásico	0,9	Mal sucedida c/ abert. trifás. Definitiva
150 kV	Sem restrições	Trifásico	0,15	2 extremos	-	Não
		Fase-terra	0,15	2 extremos monofásico	0,9	Mal sucedida c/ abert. trifás. Definitiva

#### 2.5.4 Limites de Aceitabilidade

Para os diferentes regimes, normal ou de contingência, os valores estabilizados da tensão nos barramentos e de carga nos elementos da RNT não devem, salvo em situações restritas resultantes de características particulares dos equipamentos utilizados, violar os limites indicados nas duas tabelas seguintes [12]:

Tabela 2.6: Limites de aceitabilidade de tensão [12].

Tensão (kV)	Regime 'n'				Contingencia 'n-1'				Contingência 'n-2'			
	Mínimo		Máximo		Mínimo		Máximo'		Mínimo		Máximo	
	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u	kV	p.u
400	380	0,95	416	1,04	372	93	420	1,05	360	0,90	420	1,05
220	209	0,95	231	1,05	205	0,93	242	1,10	198	0,90	242	1,10
150	142	0,95	157	1,05	140	0,93	165	1,10	135	0,90	165	1,10
63	61	0,97	65	1,03	60	0,95	66	1,05	59	0,93	66	1,05

Tabela 2.7: Limites de aceitabilidade de carga [12].

Época	Regime 'n'		Contingência 'n-1'				Contingência 'n-2'			
			Linhas			Transf. (c)	Linhas			Transf. (c)
	Linhas	Transf.	150 e 200 kV		400 kV		150 e 200 kV		400 kV	
			ant. 1992 b)	pos. 1992	todas	(c)	ant. 1992 b)	pos. 1992	todas	(c)
Verão	100%	100%	100%	120%(2h)	120%(2h)	105%(2h)	100%	120%(2h)	120%(2h)	110%(2h)
Inverno	100%	100%	100%	120%(2h)	120%(2h)	120%(2h)	100%	120%(2h)	120%(2h)	130%(2h)

### 2.5.5 Limites de aceitabilidade de sobrecarga e de tensão

Para os diferentes regimes, normal ou de contingência, os valores da tensão, do desvio angular e do desvio de frequência nos barramentos não devem violar os limites estabelecidos, tal como especificado nas Tabelas 2.8 e 2.9 respetivamente. [12].

Tabela 2.8: Critério de aceitabilidade para desvios de tensão, ângulo e frequência [11].

Sem falha [N]	Tensão	Desvio angular	Frequência
	Dentro da banda estabelecida em funcionamento normal	Sem restrições particulares .....	De acordo com regras da % UCTE
Em situação de falha [N-1]	400 kV: 372-420 220 kV: 205-245 150 kV: 140-165 (* )63 kV: 60-66	Máximo de 30° após redespachos realizáveis em quinze minutos	Idem
Em situação de falha [N-2]	400 kV: 360-420 220 kV: 198-245 150 kV: 135-165 (* )63 kV: 59-66	Idem	Idem

Tabela 2.9: Critérios de aceitabilidade para sobrecargas temporárias (Sobrecargas temporárias admissíveis [%]) [11].

	Época sazonal	t < 20 min		20 min < t < 2h	
		Categoria A		Categoria B	
		Linhas	Transf.	Linhas	Transf.
Sem falhas [N].....	Todas.....	0	0	0	0
Em situação de falhas [N-1] ou [N-2].....	Inverno.....	15	25	0	20
	Intermédia.....	15	15	0	10
	Verão.....	15	10	0	5

Os valores indicativos das sobrecargas temporárias apresentam como referência as capacidades nominais dos transformadores e as máximas das linhas. No caso das linhas, os valores de capacidade máxima de projeto são diferentes consoante a época, (menores no verão e mais elevados no inverno).

Todas as linhas da rede de 400 kV, assim como as restantes linhas que alimentam a «Grande Lisboa» e a península de Setúbal, estão incluídas nas categorias de sobrecargas temporárias. Contudo, a evolução da estrutura da RNT pode levar a inclusão de outras linhas nesta categoria B, nomeadamente na zona do «Grande Porto» quando e se os 150 kV forem desativados [11].

## **2.6 Regulatório do transporte de energia**

A ERSE pretende, para o período de regulação de 2015 a 2017, conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e, simultaneamente, maior responsabilidade de atuação. Para tal, implementa os seguintes incentivos à atividade de Transporte de Energia Elétrica:

- Mecanismo de valorização de novos ativos a custos de referência, destinado a promover a eficiência dos custos de investimento nos novos equipamentos a integrar na rede de transporte, premiando através da taxa de remuneração os investimentos considerados mais eficientes;
- Incentivo à manutenção da exploração de equipamentos em fim de vida útil, destinado a manter os ativos totalmente amortizados em funcionamento, desde que garantam as adequadas condições de segurança e qualidade de serviço, permitindo diferir temporalmente entre investimentos de substituição;
- Incentivo à diminuição dos custos de exploração, que estabelece limites máximos e que considera os custos de referência para a operação e manutenção dos ativos de rede, adaptados ao nível de atividade da empresa;
- Incentivo ao aumento da disponibilidade da rede de transporte, enquanto fator determinante da qualidade de serviço prestada aos utilizadores da rede.

### 2.6.1 Mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência

O mecanismo dos custos de referência para os investimentos na rede de transporte foi introduzido no período regulamentar de 2009 - 2011 e incorpora os resultados de um estudo realizado em 2009 por um consultor independente, que procedeu à classificação e custeio das tipologias de investimento na rede de transporte em Portugal. Teve então por base o histórico de investimentos do seu operador da rede de transporte, definindo também a metodologia utilizada para a atualização dos custos de referência, recorrendo a índices económicos e a índices de matérias-primas. Adicionalmente, a regulamentação complementar da ERSE que publicou sobre o mecanismo, estabeleceu que sobre os custos de referência atualizados incidem fatores de eficiência, publicados pela ERSE para cada período regulamentar.

No âmbito deste mecanismo, os princípios base para a verificação da eficiência do investimento suportam-se na comparação entre os custos reais e os respetivos custos de referência, atendendo às tipologias e quantidades que caracterizam o investimento. Para cada obra ou projeto é calculado o rácio entre o custo real e o custo de referência, o qual determina o valor a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar aos mesmos [8].

A Figura 2.12 ilustra, de forma simplificada, a aplicação do mecanismo

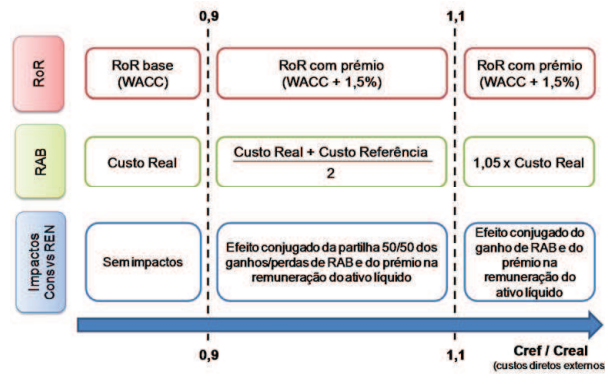


Figura 2.12: Aspectos metodológicos da aplicação do mecanismo de custos de referência [8].

A Figura 2.13 apresenta, de forma mais detalhada, o valor a atribuir à base de ativos nos casos em que o investimento é considerado eficiente.

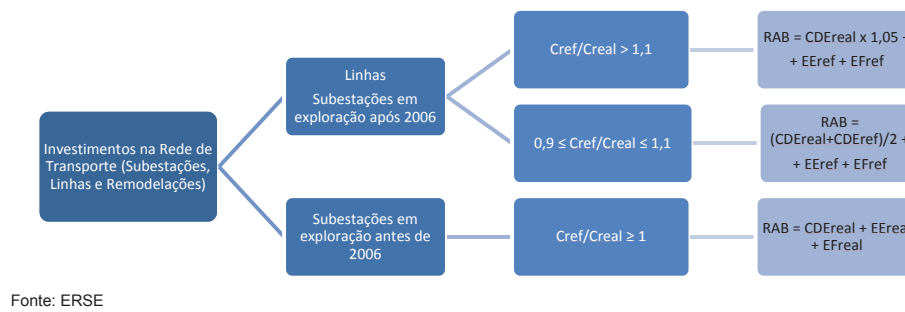


Figura 2.13: Determinação do RAB por aplicações do mecanismo de custos de referência [8].

### 2.6.2 Incentivo à extensão de vida útil

A regulação por custos aceites suportada pela remuneração do ativo líquido, incentiva o investimento em novos ativos, não promovendo a manutenção de ativos totalmente depreciados em exploração, independentemente da sua condição operacional. Pelo contrário, a regulação económica baseada em incentivos pode alterar o comportamento das empresas reguladas por forma a encontrarem as soluções economicamente mais eficientes no que diz respeito às decisões de investimento.

No que respeita à Rede Nacional de Transporte, existem ativos que se encontram totalmente amortizados, mas que continuam em condições operacionais que respeitam os padrões de segurança e qualidade de serviço. Além disso, os custos de operação e manutenção destes equipamentos podem ser considerados aceitáveis, apesar da idade dos equipamentos, não induzindo acréscimos assinaláveis nos custos de exploração da empresa. Perante uma regulação por custos aceites, o operador da rede de transporte seria levado à substituição destes ativos, pelo facto dos respetivos custos com capital (remuneração do ativo e amortização), após o final da vida útil, serem nulos.

Assim, no período de regulação 2009-2011, foi estabelecido o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), aplicável a linhas e transformadores de potência, com o objetivo de prolongar a vida operacional destes equipamentos que, apesar de se encontrarem totalmente amortizados, têm uma condição operacional que permite cumprir os padrões de segurança e qualidade de serviço.

A definição dos parâmetros associados a este incentivo ocorre em 2009. No período de regulação 2012 - 2014, manteve-se a aplicação do incentivo MEEFVU, bem como os seus

parâmetros, nomeadamente a taxa de remuneração, igual à da valorização dos investimentos dos custos de referência, e o parâmetro de partilha de 50%.

No caso das Linhas, o valor aceite na aplicação do incentivo é o valor histórico do imobilizado. No entanto, no caso dos transformadores o valor histórico do imobilizado não está disponível, sendo considerado (para este efeito) o custo de referência de preços de 2009, tendo por base os custos unitários estabelecidos pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, as características técnicas das máquinas que atingem o fim de vida útil. Refira-se ainda que, além de se constituir como alternativa temporária à substituição por novos equipamentos, permitindo a diferenciação temporal de investimentos, este incentivo também pretende promover a procura, por parte do operador da rede de transporte, de soluções de manutenção e conservação de ativos que favoreçam a extensão da sua vida útil [8]. A aplicação do mecanismo ao longo dos dois períodos regulatórios anteriores resume-se no Quadro 2.10.

Tabela 2.10: Aplicação do incentivo à extensão da vida útil no período de 2009 a 2014 [8].

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 E
<b>Taxa de remuneração</b>	9,05%	8,89%	9,06%	11,05%	9,56%	9,26%
<b>Parâmetro do incentivo</b>	20,0%	30,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
<b>Linhas</b>						
Activo em fim de vida útil aceite	174 644	177 566	230 077	285 689	313 535	311 081
N.º de anos de vida útil	30	30	30	30	30	30
Amortizaçãao do exercicio	5 821	5 919	7 669	9 523	10 451	10 369
Remuneração do activo em fim de vida útil	263	263	347	526	500	480
<b>Custo com capital</b>	6 085	6 182	8 017	10 049	10 951	10 849
<b>Incentivo para Linhas</b>	<b>1 217</b>	<b>1 855</b>	<b>4 008</b>	<b>5 024</b>	<b>5 475</b>	<b>5 425</b>
<b>Transformadores</b>						
Activo em fim de vida útil aceite	128 461	150 268	167 092	168 655	157 650	184 474
N.º de anos de vida útil	30	30	30	30	30	30
Amortizaçãao do exercicio	4 282	5 009	5 570	5 622	5 255	6 149
Remuneração do activo em fim de vida útil	194	223	252	310	251	285
<b>Custo com capital</b>	4 475	5 232	5 822	5 932	5 506	6 434
<b>Incentivo para Transformadores</b>	<b>895</b>	<b>1 569</b>	<b>2 911</b>	<b>2 966</b>	<b>2753</b>	<b>3 217</b>
<b>Total do Incentivo</b>	<b>2 112</b>	<b>3 424</b>	<b>6 919</b>	<b>7 991</b>	<b>8 229</b>	<b>8 642</b>

Nota-se que entre 2009 e 2014 o volume de ativos em fim de vida útil obteve um crescimento notório, no caso das Linhas a uma taxa média anual de 12% e no caso dos Transformadores de 8%, resultando num acréscimo do incentivo MEEFVU de cerca 6,5 milhões de euros neste mesmo período. Pelo facto de existirem duas taxas de remuneração, uma aplicada a ativos a custo real e outra aplicada a ativos aceites com base em custos de referência, considera-se que esta última deve ser a taxa a aplicar no cálculo do incentivo MEEFVU, uma vez que é esta taxa que assegura a diferença entre investir ou prolongar a vida útil do equipamento [8].

## 2.7 Conclusão

Pode-se concluir do segundo capítulo que a energia eólica é considerada uma fonte de energia com impacto relevante nas redes de energia elétrica. É analisado o enquadramento legislativo e regulamentar aplicados nas atividades do Sector Elétrico Nacional, assim como os padrões de segurança a ter em conta no planeamento da RNT. Todo este enquadramento aplica-se no planeamento e desenvolvimento de fontes de energia renovável. Por último, é apresentado o mecanismo de valorização dos investimentos e incentivos, na qual assume particular relevância os custos de referência, destinados a promover os custos de investimentos em novos equipamentos a integrar na rede de transporte. O objetivo é prolongar a vida operacional destes equipamentos. Deste modo, obteve-se informações importantes que permitem perceber qual a conjuntura técnica-económica da ligação de um parque eólico a um ponto da rede. Todo este processo envolve um estudo criterioso ao nível das regras e critérios da rede em estudo.

## Capítulo 3

# O problema técnico da ligação de um parque eólico à rede

No presente capítulo é realizada uma análise sobre o estudo do trânsito de energia, desde as suas equações e a aplicação do método Newton Raphson até ao fluxograma que resulta da solução do trânsito de energia. Posteriormente, identificam-se os fatores determinantes que influenciam, de um modo geral, a ligação de um parque eólico à rede.

### 3.1 Trânsito de Energia

Torna-se imperativo compreender, em primeiro lugar, o que se entende por trânsito de energia. Ora, este termo corresponde à solução, em regime estacionário, de um sistema de energia elétrica. Os elementos que o compõem, são nomeadamente geradores, as cargas e a própria rede.

O trânsito de energia considera as potências ativas e reativas dos geradores como as variáveis de controlo, as tensões nos barramentos como variáveis de estado e as potências ativas e reativa das cargas como variáveis de perturbação.[9].

As equações resultantes do trânsito de energia correspondentes são não-lineares devido à interdependência entre as potências dos geradores e as tensões nos barramentos.

No entanto, estas equações são algébricas, dado tratarem-se de uma solução em regime estacionário, ao contrário do que acontece com soluções em regime transitório, das quais resultam equações diferenciais. Em termos gerais, a implementação do trânsito de energia

a um sistema de energia elétrica corresponde à seguinte metodologia:

- Formulação de um modelo matemático que represente as características do sistema real,
- Especificação do tipo de barramento e das respectivas grandezas,
- Solução numérica das equações do trânsito de energia,
- Cálculo das potências em trânsito

### 3.1.1 Sistema com dois barramentos

Com o objetivo de apresentar de modo simples a determinação das equações utilizadas no processo de aplicação do trânsito de energia a um sistema de energia elétrica, recorre-se a um sistema básico com dois barramentos ligados por uma linha, como ilustra a Figura 3.1.

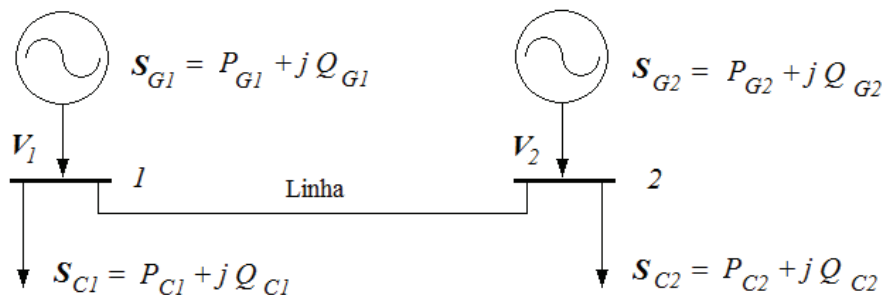


Figura 3.1: Esquema uni-filar de um sistema com dois barramentos[9].

Cada um dos barramentos é alimentado por um gerador que fornece potência complexa  $S_G$  e fornece uma carga  $S_C$ , como se pode verificar no esquema monofásico equivalente na Figura 3.1. os dois barramentos encontram-se ligados por uma linha de transmissão, modelada pelo seu esquema equivalente em  $\pi$ , o qual corresponde uma impedância longitudinal  $Z_L$  e uma admitância transversal  $Y_T$  que se divide pelos dois extremos da linha[9]. Tendo em conta o gerador e a carga existentes em cada barramento, opta-se por considerar um gerador fictício que injeta uma potência aparente  $S$ , resultante da diferença entre a potência aparente da carga  $S_C$ . Assim, num dado barramento, quando a potência gerada

for superior a carga do barramento,  $S$  será positivo e quando a potência gerada for inferior carga do barramento,  $S$  será negativo.

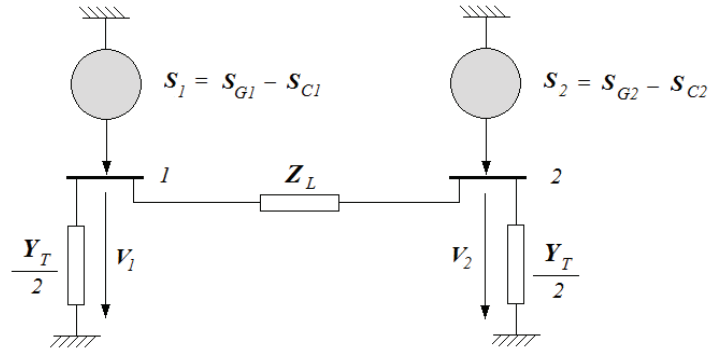


Figura 3.2: Esquema monofásico equivalente de um sistema com dois barramentos[9].

Considerando que a potência aparente injetada em cada um dos barramentos pode decompor-se na sua componente real, potência ativa  $P$ , e na sua componente imaginária, potência reativa  $Q$ , obtem-se:

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = P_{G1} - P_{C1} + j(Q_{G1} - Q_{C1}) \quad (3.1)$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = P_{G2} - P_{C2} + j(Q_{G2} - Q_{C2}) \quad (3.2)$$

### 3.1.1.1 Equações do trânsito de energia

Sabendo que a corrente  $I$ , injetada em cada barramento, se encontra relacionada com a potência através de:

$$I = \frac{S^*}{V^*} = \frac{P - jQ}{V^*} \quad (3.3)$$

Aplica-se a lei de *Kirchoff* aos barramentos 1 e 2, o que resulta em:

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = \frac{Y_T}{2} V_1 + \frac{1}{z_L} (V_1 - V_2) \quad (3.4)$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = \frac{Y_T}{2} V_2 + \frac{1}{z_L} (V_2 - V_1) \quad (3.5)$$

e deste modo, pode transformar em:

$$\frac{S_1^*}{V_1^*} = y_{11}V_1 + y_{12}V_2 \quad (3.6)$$

$$\frac{S_2^*}{V_2^*} = y_{21}V_1 + y_{22}V_2 \quad (3.7)$$

Nas quais:

$$y_{11} = \frac{Y_T}{2} + \frac{1}{z_L} \quad (3.8)$$

$$y_{12} = y_{21} = -\frac{1}{z_L} \quad (3.9)$$

$$y_{22} = \frac{Y_T}{2} + \frac{1}{z_L} \quad (3.10)$$

com base em 3.6 e 3.7 pode definir-se do seguinte modo:

$$[Y] = \begin{bmatrix} y_{11} & y_{12} \\ y_{21} & y_{22} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Que corresponde à matriz das admitâncias nodais, ou à inversa da matriz das impedâncias nodais:

$$[Z] = [Y]^{-1} \quad (3.12)$$

Pode definir-se também o vetor das potências injetadas:

$$[S] = \begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

e o vetor das tensões nodais:

$$[V] = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

As equações 3.6 e 3.7) podem então escrever-se na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} S^* \\ \overline{V}^* \end{bmatrix} = [Y][V] \quad (3.15)$$

Note-se que estas equações relacionam tensões e potências, o que as torna não-lineares. Ao considerar as equações 3.3, 3.6 e 3.7 pode escrever-se:

$$P_1 - jQ_1 = y_{11}V_1V_1^* + y_{12}V_2V_1^* \quad (3.16)$$

$$P_2 - jQ_2 = y_{21}V_1V_2^* + y_{22}V_2V_2^* \quad (3.17)$$

que em notação compacta, correspondem a:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{j=1}^2 y_{ij}V_j, \quad i = 1, 2 \quad (3.18)$$

Estas são as equações do trânsito de energia, na forma complexa, para o sistema de energia elétrica com dois barramentos. As equações do trânsito de energia podem também escrever-se na forma real, correspondendo assim a duas equações por cada barramento. Considere-se então a notação polar para a tensão complexa:

$$V_i = V_i e^{j\theta_i} \quad (3.19)$$

e a notação retangular para a admitância complexa:

$$y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.20)$$

onde  $G_{ij}$  e  $B_{ij}$  correspondem à condutância e à suscetância nodais, respetivamente. Substituindo em seguida 3.19 e 3.20 em 3.18, obtém-se:

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^2 (G_{ij} + jB_{ij})V_iV_j e^{j(\theta_j - \theta_i)}, \quad i = 1, 2 \quad (3.21)$$

Decompondo em parte real e imaginária, obtém-se:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Ci} = \sum_{j=1}^2 V_iV_j [G_{ij}\cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij}\sen(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, 2 \quad (3.22)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} = \sum_{j=1}^2 V_iV_j [G_{ij}\sen(\theta_i - \theta_j) - B_{ij}\cos(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, 2 \quad (3.23)$$

Estas são as equações do trânsito de energia, na forma real, para o sistema de energia elétrica com dois barramentos[9].

### 3.1.1.2 Potência de perdas na linha

Ao Somar as equações resultantes de 3.22, obtém-se a equação do balanço de potência ativa:

$$P_{G1} + P_{G2} = P_{C1} + P_{C2} + P_L \quad (3.24)$$

onde  $P_L$  corresponde às perdas de potência ativa na linha e determina-se a partir de:

$$P_L = (V_1^2 + V_2^2)G_{11} + 2V_1V_2G_{12}\cos(\theta_1 - \theta_2) \quad (3.25)$$

O balanço de potência reativa obtém-se a partir da soma das equações resultantes de 3.23:

$$Q_{G1} + Q_{G2} = Q_{C1} + Q_{C2} + Q_L \quad (3.26)$$

onde  $Q_L$  corresponde às perdas de potência reativa na linha e determina-se a partir de:

$$Q_L = -(V_1^2 + V_2^2)B_{11} - 2V_1V_2B_{12}\cos(\theta_1 - \theta_2) \quad (3.27)$$

### 3.1.1.3 Solução do trânsito de energia

As equações do trânsito de energia, conforme referido anteriormente, são equações algébricas não-lineares, pelo que a sua solução é impossível de obter-se por via analítica. A solução das equações de trânsito de energia deve assim recorrer à aplicação de um método numérico. No caso do sistema em estudo, com dois barramentos, existem doze variáveis. Essas variáveis correspondem às quatro potências ativas  $P_{G1}$ ,  $P_{C1}$ ,  $P_{G2}$  e  $P_{C2}$ , às quatro potências reativas  $Q_{G1}$ ,  $Q_{C1}$ ,  $Q_{G2}$  e  $Q_{C2}$ , às duas tensões  $V_1$  e  $V_2$  e aos dois argumentos  $\theta_1$  e  $\theta_2$ .

Ao ter em conta que para o sistema em estudo existem doze variáveis e que se conhecem apenas quatro equações reais do trânsito de energia, torna-se necessário especificar, oito dessas variáveis. Intuitivamente, uma primeira abordagem para a solução do trânsito de energia poderia decorrer da seguinte forma[9]:

- Conhecer ou estimar as cargas ativas e reativas  $P_{C1}$ ,  $P_{C2}$ ,  $Q_{C1}$  e  $Q_{C2}$ ,
- Especificar as gerações ativas e reativas  $P_{G1}$ ,  $P_{G2}$ ,  $Q_{G1}$  e  $Q_{G2}$ ,
- Calcular as tensões e os argumentos nos barramentos  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $\theta_1$  e  $\theta_2$

No entanto por um lado, não é possível seguir esta sequência pelo facto de, tal como apresenta em 3.24 e 3.26, não se poderem conhecer as potências geradas sem se conhecerem as perdas. Por sua vez, as perdas, como se apresenta em 3.25 e 3.27, são funções das incógnitas  $V_1$ ,  $V_2$ ,  $\theta_1$  e  $\theta_2$ . Por outro lado, como se pode concluir de 3.22 e 3.23, apenas é possível determinar  $\theta_1$  e  $\theta_2$ , se apenas a diferença  $(\theta_1 - \theta_2)$ . A solução do trânsito de energia deverá, deste modo, partir de considerações diferentes, impondo, por exemplo, a amplitude e o argumento da tensão no barramento 1, em vez das potências ativa e reativa geradas. Assim, o procedimento para a determinação da solução do trânsito de energia deverá seguir os seguintes passos:

- Conhecer ou estimar as cargas ativas e reativas,
- Especificar a amplitude e o argumento da tensão no barramento 1, que passa a ser o barramento de referência, bem como as potências ativa e reativa geradas no barramento 2,
- Resolver as equações do trânsito de energia para obter a amplitude e o argumento da tensão no barramento 2 e as gerações ativa e reativa no barramento 1, que passa também a ser o barramento de balanço de potência

Em alternativa, no barramento 2, pode-se especificar a amplitude da tensão  $V_2$  em vez da potência reativa  $Q_{G2}$ , que passa a ser calculada.

### 3.1.2 Sistema com $n$ barramentos

As equações do trânsito de energia a um sistema com  $n$  barramentos faz-se através de um processo análogo aquele que foi seguido para o sistema com 2 barramentos. Na Figura 3.3 apresenta-se o esquema unifilar para um sistema de energia elétrica constituído por  $n$  barramentos, enquanto que na Figura 3.4 se apresenta o esquema monofásico equivalente,

considerando o modelo em  $\pi$  para a linha de transmissão  $k$ . A potência injetada no barramento genérico  $i$  do sistema corresponde a[9]:

$$S_i = P_i + jQ_i = P_{Gi} - P_{Ci} + j(Q_{Gi} - Q_{Ci}) \quad (3.28)$$

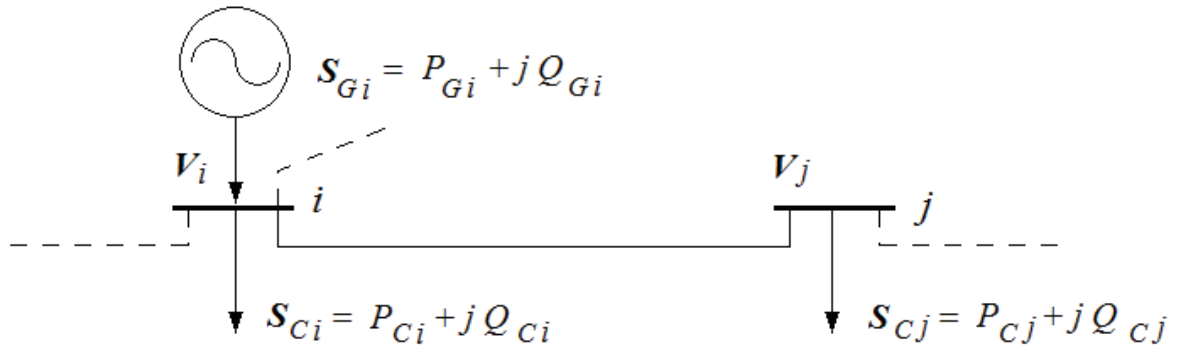


Figura 3.3: Esquema unifilar de um sistema com  $n$  barramentos[9].

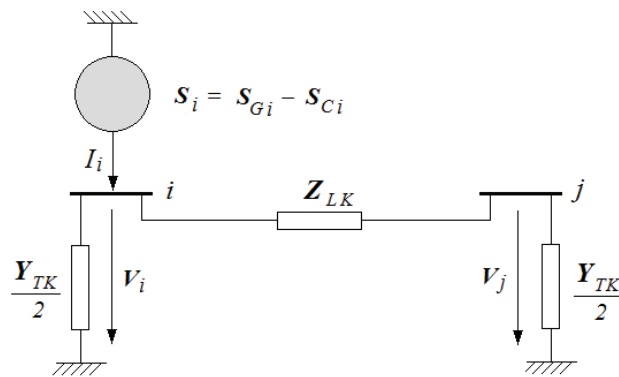


Figura 3.4: Esquema monofásico equivalente de um sistema com  $n$  barramentos[9].

### 3.1.2.1 Equações do trânsito de energia

O barramento genérico  $i$  do sistema, ao qual se encontram ligados, um gerador  $G_i$ , uma carga  $C_i$  e uma linha de transmissão  $k$ , vai ser utilizado para a determinação das equações do trânsito de energia. Assim, a aplicação da lei de *kirchoff* ao barramento  $i$  conduz à equação:

$$\frac{S_i^*}{V_i^*} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^n \frac{Y_{T_k}}{2} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^n \frac{1}{Z_{L_k}} (V_i - V_j) = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^n \left( \frac{Y_{T_k}}{2} + \frac{1}{Z_{L_k}} \right) V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^n \left( -\frac{1}{Z_{L_k}} \right) V_j \quad (3.29)$$

ou ainda:

$$\frac{S_i^*}{V_i^*} = y_{ii} V_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^n y_{ij} V_j = \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j \quad (3.30)$$

Na forma matricial, surge da seguinte forma:

$$\left[ \frac{S^*}{V^*} \right] = [Y][V] \quad (3.31)$$

Na qual:

$$y_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq 1}}^n \left( \frac{Y_{T_k}}{2} + \frac{1}{Z_{L_k}} \right) \quad (3.32)$$

$$y_{ij} = y_{ji} = -\frac{1}{z_{L_k}} \quad (3.33)$$

A matriz de admitâncias nodais possui a dimensão  $n \times n$ :

$$[Y] = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Esta matriz é complexa e simétrica, podendo ser decomposta em parte real e parte imaginária:

$$[Y] = [G] + j[B] \quad (3.35)$$

onde  $[G]$  e  $[B]$  correspondem à matriz das condutâncias nodais e à matriz de suscetâncias nodais, respetivamente.

O elemento diagonal  $y_{ii}$  calcula-se pela soma das admitâncias de todos os ramos ligados ao nó  $i$  (o seu valor é sempre diferente de zero); o elemento não diagonal  $y_{ij}$  ( $i \neq j$ ) é dado pelo simétrico da admitância do ramo que liga os nós  $i$  e  $j$  (o seu valor é nulo se estes nós não estiverem ligados). Dado que, numa rede elétrica, cada nó só está ligado aos que lhe são vizinhos, o número de elementos nulos da matriz é muito elevado, dando origem a uma matriz esparsa[9].

Da equação 3.30 obtém-se:

$$P_i - jQ_i = V_1^* \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j, \quad i = 1, \dots, n \quad (3.36)$$

ou, dividindo-se em potência de geração e potência de carga, obtém-se:

$$P_{Gi} - P_{Ci} - j(Q_{Gi} - Q_{Ci}) = V_1^* \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j, \quad i = 1, \dots, n \quad (3.37)$$

Esta é a forma complexa das equações do trânsito de energia. Substituindo 3.19 e 3.20 na equação 3.37, obtém-se  $2n$  equações reais, em coordenadas polares das tensões, e que exprimem o equilíbrio de potência ativa e reativa no barramento  $i$ [9]:

$$P_i = P_{Gi} - P_{Ci} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (3.38)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)], \quad i = 1, \dots, n \quad (3.39)$$

### 3.1.2.2 Tipos de barramentos

Nos sistemas de energia elétrica consideram-se três tipos de barramentos, PQ, PV e Balanço, em função das variáveis conhecidas nos mesmos barramentos.

Os barramentos tipo PQ são os mais comuns nas redes elétricas e correspondem a barramentos de carga, nos quais se conhecem as potências ativas e reativas. A tensão nestes barramentos, em amplitude e argumento, é calculada dependendo das potências geradas

noutros barramentos e das perdas no sistema.

Os barramentos tipo PV correspondem aos barramentos de geração, nos quais é imposta a potência ativa a ser gerada e o valor da amplitude da tensão. A potência reativa, gerada nestes barramentos, bem como o argumento da tensão são calculados de modo a garantir o valor da amplitude da tensão imposto.

Os barramentos tipo Balanço têm como objetivo garantir o equilíbrio das potências geradas com as potências de carga e perdas do sistema. Num sistema de energia elétrica existe um único nó de balanço que é também utilizado como nó de referência para a tensão, dado que a amplitude e o argumento desta são impostos neste tipo de barramento. As potências ativa e reativa são calculadas. Na tabela 3.1 apresentam-se de forma concisa as características dos três tipos de barramentos.

Tabela 3.1: Tipos de barramentos e as suas características[9].

Tipo de barramento	Variáveis conhecidas		Variáveis impostas		Variáveis calculadas	
Balanço/Referência	$P_C$	$Q_c$	V	$\theta$	$P_G$	$Q_G$
PQ	$P_C$	$Q_c$	$P_G$	$Q_G$	V	$\theta$
PV	$P_C$	$Q_c$	$P_G$	V	$Q_G$	$\theta$

### 3.1.2.3 Solução do trânsito de energia

A solução de um trânsito de energia consiste em resolver as equações de modo a determinar as incógnitas (as variáveis calculadas).

### 3.1.2.4 Cálculo das tensões

O primeiro procedimento a realizar na determinação da solução do trânsito de energia corresponde ao cálculo das tensões nos barramentos. Tendo em conta que as equações do trânsito de energia são equações não-lineares, a solução terá de recorrer a um método numérico iterativo. Três métodos iterativos podem ser utilizados na solução[9]:

- Método de Gauss-Seidel;
- Método de *Newton-Raphson*;
- Método do Desacoplamento.

A sequência de qualquer um dos métodos numéricos inicia-se com uma estimativa do valor inicial para as amplitudes e argumentos das tensões nos barramentos, seguida de uma correção que adicionada àquele valor, ora isto conduz a uma melhor aproximação da solução final. Após a primeira iteração, o processo repete-se sucessivamente até que a amplitude e o argumento das tensões em todos os barramentos cumpra os requisitos de precisão pré-definidos.

A qualidade de um algoritmo mede-se através da sua capacidade para encontrar uma solução, bem como pelo tempo de computação necessário para que o método convirja para uma solução[9].

O método *Gauss-Seidel*, de entre os métodos aplicados ao trânsito de energia, é o mais simples de implementar. No entanto, é o método que apresenta menor velocidade de convergência. O método *Newton-Raphson* apresenta uma maior velocidade de convergência, necessitando de um menor número de iterações. Este método requer a utilização de computadores com maior capacidade de memória disponível.

O método do Desacoplamento é uma variante ao método de *Newton-Raphson*, que tira partido da fraca relação entre a potência reativa e o argumento da tensão e também da fraca relação entre a potência ativa e a amplitude da tensão. Este método é um pouco mais rápido do que o método *Newton-Raphson*, o que o torna especialmente vantajoso no contexto do trânsito de energia de sistemas de grande dimensão.

### 3.1.2.5 Potência injetada no nó de balanço

Após a determinação das tensões nos barramentos, deve calcular-se a potência injetada no barramento de balanço. Para tal, recorre-se à aplicação da equação 3.36 ao barramento de balanço:

$$P_i + jQ_i = V_1^* \sum_{j=1}^n y_{ij} V_j, \quad i = 1, \dots, n \quad (3.40)$$

Quando se trata de um sistema com mais do que um nó de balanço, dever-se-á calcular a potência complexa injetada para todos eles, com base nas respetivas equações do trânsito de energia[9].

## 3.1.2.6 Potências em trânsito nas linhas

Finalmente, procede-se à determinação das potências ativa e reativa em trânsito nas linhas. Ao Considerar o esquema equivalente da linha em  $\pi$  apresentado na Figura 3.5, a potência complexa  $S_{ij}^k$  que transita na linha  $k$ , que faz a ligação dos nós  $i$  e  $j$ , medida no nó  $i$  e considerada positiva na direção  $i \rightarrow j$ , é dada por 3.41.

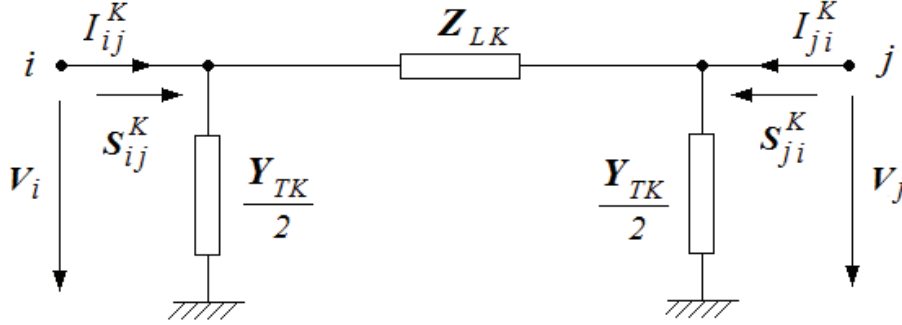


Figura 3.5: Potencia em trânsito numa linha genérica  $k$  [9].

$$S_{ij}^k = P_{ij}^k + jQ_{ij}^k = V_i(I_{ij}^k)^* = \frac{1}{Z_{L_k}^*}(V_i^2 - V_i V_j^*) + \frac{Y_{T_k}^*}{2} V_i^2 = \left( \frac{1}{Z_{L_k}^*} + \frac{Y_{T_k}^*}{2} \right) V_i^2 - \frac{1}{Z_{L_k}^*} V_i V_j^* \quad (3.41)$$

na qual:

$$Z_{L_k} = R_k + jX_k \quad (3.42)$$

$$Y_{T_k} = J\omega C_k \quad (3.43)$$

$R_k$ ,  $X_k$  e  $C_k$  correspondem, respetivamente, à resistência, à reactância e à capacitância totais da linha. Define-se da seguinte forma:

$$G_k = \text{Re}\left\{\frac{1}{Z_{L_k}}\right\} = \frac{R_{L_k}}{R_{L_k}^2 + X_{L_k}^2} \quad (3.44)$$

$$B_k = \text{Im}\left\{\frac{1}{Z_{L_k}}\right\} = \frac{X_{L_k}}{R_{L_k}^2 + X_{L_k}^2} \quad (3.45)$$

$$B'_k = \text{Im}\left\{\frac{Y_{T_k}}{2}\right\} = \frac{\omega C_k}{2} \quad (3.46)$$

Pode escrever-se a equação 3.41 da seguinte forma:

$$S_{ij}^k = [G_k - j(B_k + B'_k)]V_i^2 - (G_k - jB_k)V_iV_j[\cos(\theta_i - \theta_j) + j\text{sen}(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.47)$$

Decompondo em parte real e imaginária, obtêm-se as potências ativa e reativa emitidas do nó  $i$  para o nó  $j$ :

$$P_{ij}^k = G_kV_i^2 - V_iV_j[G_k\cos(\theta_i - \theta_j) + B_k\text{sen}(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.48)$$

$$Q_{ij}^k = -(B_k + B'_k)V_i^2 - V_iV_j[G_k\text{sen}(\theta_i - \theta_j) - B_k\cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.49)$$

Seguindo o mesmo raciocínio, pode considerar-se que a potência complexa no extremo da linha ligado ao nó  $j$ , definida positiva na direção  $j \rightarrow i$ , pode ser dada por:

$$S_{ji}^k = P_{ji}^k + jQ_{ji}^k = V_j(I_{ji}^k)^* = \left( \frac{1}{Z_{Lk}^*} + \frac{Y_{Tk}^*}{2} \right) V_j^2 - \frac{1}{Z_{Lk}^*} V_iV_j^* \quad (3.50)$$

Decompondo em parte real e imaginária, obtemos [9]:

$$P_{ji}^k = G_kV_j^2 - V_iV_j[G_k\cos(\theta_j - \theta_i) + B_k\text{sen}(\theta_j - \theta_i)] \quad (3.51)$$

$$Q_{ji}^k = -(B_k + B'_k)V_j^2 - V_iV_j[G_k\text{sen}(\theta_j - \theta_i) - B_k\cos(\theta_j - \theta_i)] \quad (3.52)$$

Somando  $S_{ij}^k$  e  $S_{ji}^k$  obtêm-se as perdas de potência ativa  $P_L$  e reativa  $Q_L$  na linha:

$$S_{ij}^k + S_{ji}^k = P_{ij}^k + P_{ji}^k + j(Q_{ij}^k + Q_{ji}^k) = P_L + jQ_L \quad (3.53)$$

Substituindo 3.48, 3.49, 3.51 e 3.52 em 3.53, resulta em:

$$P_L = G_k[V_i^2 + V_j^2 - 2V_iV_j\cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.54)$$

$$Q_{ji}^k = -(B_k + B'_k)(V_i^2 + V_j^2) + 2B_kV_iV_j\cos(\theta_i - \theta_j) \quad (3.55)$$



ou ainda:

$$[J^\circ][\Delta x^\circ] = [\Delta y^\circ] \quad (3.60)$$

onde  $[J]$  é a matriz  $n \times n$  designada por *Jacobiano*:

$$[J] = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

$[\Delta x]$  e  $\Delta y$  são vetores com  $n$  componentes:

$$[\Delta x] = \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \vdots \\ \Delta x_n \end{bmatrix} \quad (3.62)$$

$$[\Delta y] = \begin{bmatrix} y_1 - f_1[x] \\ \vdots \\ y_n - f_n[x] \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

Na iteração  $k$ , a equação 3.60 escreve-se:

$$[J^k][\Delta x^k] = [\Delta y^k] \quad (3.64)$$

Este sistema de equações lineares pode resolver-se em ordem a  $[\Delta x^k]$  por inversão do Jacobiano:

$$[\Delta x^k] = [J^k]^{-1}[\Delta y^k] \quad (3.65)$$

Ao Adicionar o acréscimo  $[\Delta x^k]$  ao vetor das incógnitas obtido na iteração anterior (ou ao valor inicialmente estimando), obtém-se uma melhor aproximação da solução final:

$$[x^{k+1}] = [x^k] + [\Delta x^k] = [x^k] + [J^k]^{-1}[\Delta y^k] \quad (3.66)$$

verifica-se que o *Jacobiano* tem de ser recalculado em cada iteração, usando os valores das incógnitas obtidos na iteração anterior.

A aplicações do método de *Newton-Raphson* ao trânsito de energia requerem a formulação das equações, sob forma real equação 3.38 e 3.39 [9].

Estas equações exprimem as potências ativas e reativas injetadas em função dos módulos e argumentos das tensões (admite-se que o barramento 1 é o de referencia/balanco):

$$P_i = f_i(V_2, \dots, V_n, \theta_2, \dots, \theta_n), \quad i = 2, \dots, n \quad (3.67)$$

$$Q_i = g_i(V_2, \dots, V_n, \theta_2, \dots, \theta_n), \quad i = 2, \dots, n \quad (3.68)$$

para pequenas variações de  $V$  e  $\theta$ , temos:

$$\Delta P_i = \frac{\partial P_i}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \dots + \frac{\partial P_i}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n + \dots + V_2 \frac{\partial P_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \dots + V_n \frac{\partial P_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \quad (3.69)$$

$$\Delta Q_i = \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_2} \Delta \theta_2 + \dots + \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_n} \Delta \theta_n + \dots + V_2 \frac{\partial Q_i}{\partial V_2} \frac{\Delta V_2}{V_2} + \dots + V_n \frac{\partial Q_i}{\partial V_n} \frac{\Delta V_n}{V_n} \quad (3.70)$$

Definindo as variáveis:

$$\begin{aligned} H_{ij} &= \frac{\partial P_i}{\partial \theta_j} & N_{ij} &= V_j \frac{\partial P_i}{\partial V_j} \\ J_{ij} &= \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_j} & L_{ij} &= V_j \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \end{aligned} \quad (3.71)$$

obtém-se:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{22} & N_{22} & \cdots & \cdots & H_{2n} & N_{2n} \\ J_{22} & L_{22} & \cdots & \cdots & J_{2n} & L_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ H_{n2} & N_{n2} & \cdots & \cdots & H_{nn} & N_{nn} \\ J_{n2} & L_{n2} & \cdots & \cdots & J_{nn} & L_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\Delta \delta_2}{V_2} \\ \frac{\Delta V_2}{V_2} \\ \vdots \\ \vdots \\ \frac{\Delta \delta_n}{V_n} \\ \frac{\Delta V_n}{V_n} \end{bmatrix} \quad (3.72)$$

ou em forma compacta:[9]

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta V}{V} \end{bmatrix} \quad (3.73)$$

Estas são as equações do trânsito de energia linearizadas em torno de um ponto de referência.

tendo o jacobino

$$[J] = \begin{bmatrix} H & N \\ J & L \end{bmatrix} \quad (3.74)$$

onde a sua dimensão  $2(n-1) \times 2(n-1)$  é uma matriz assimétrica, ainda que topologicamente simétrica - a um elemento não diagonal (não) nulo no triângulo superior, corresponde um elemento não diagonal (não) nulo no triângulo inferior. Os seus elementos calculam-se analiticamente a partir das equações do trânsito de energia, obtendo-se:

$$H_{ij} = L_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.75)$$

$$N_{ij} = -J_{ij} = V_i V_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.76)$$

para  $i \neq j$ ;

$$H_{ii} = -Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad (3.77)$$

$$N_{ii} = P_i + G_{ii} V_i^2 \quad (3.78)$$

$$J_{ii} = P_i - G_{ii} V_i^2 \quad (3.79)$$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} V_i^2 \quad (3.80)$$

para  $i = j$ ;

A análise realizada até aqui pressupõe que todos os barramentos são do tipo PQ, com exceção do barramento de balanço. Para barramentos do tipo PV, a respetiva equação correspondente à potência reativa, não intervém no processo iterativo de cálculo das tensões, uma vez que, aquela não é especificada. Em contrapartida, o modelo da tensão não constitui uma incógnita, visto ser especificada. A dimensão do sistema de equação (e, por conseguinte, do Jacobiano reduz-se para  $2n_{PQ} + n_{PQ}$

### 3.1.3.1 Algoritmo do trânsito de energias

O processo de determinação da solução do trânsito de energia de um sistema de energia elétrica, consiste num conjunto de procedimentos que se iniciam, de acordo com os seguintes passos:

1. estimar de valores iniciais das tensões nos barramentos;
2. Calcular os erros de fecho  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  entre os valores especificados e calculados (pelas equações 3.38 e 3.39) das potências ativas e reativas injetadas:

$$\Delta P_i^k = P_i^{esp} - P_i^{calc^k} \quad (3.81)$$

$$\Delta Q_i^k = Q_i^{esp} - Q_i^{calc^k} \quad (3.82)$$

3. Calcular a matriz do Jacobiano  $[J^k]$
4. Calcular os acréscimos  $\Delta\theta$  e  $\Delta V$  resolvendo o sistema de equações 3.73:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J^k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta^k \\ \frac{\Delta V^k}{V^k} \end{bmatrix} \quad (3.83)$$

5. Para as barras PQ, atualizar os valores da amplitude e argumento da tensão:

$$V_i^{k+1} = V_i^k + \Delta V_i^k \quad (3.84)$$

$$\theta_i^{k+1} = \theta_i^k + \Delta\theta_i^k \quad (3.85)$$

6. Para as barras PV, atualizar o valor do argumento pela equação 3.85 e calcular a potência reativa injetada:

$$Q_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j [G_{ij} \text{sen}(\theta_i - \theta_j) - B_{ij} \text{cos}(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.86)$$

7. Caso a potência reativa esteja fora dos limites máximo e mínimo imposto pelo gerador, reclassificar a barra como falso PQ; na iteração seguinte calcular-se-á potência

reativa (usando os valores especificados da tensão para todas as barras PV): se estiver dentro dos limites, a barra volta a ser classificada como PV.

8. Repetir até a convergência atingir os valores absolutos dos erros de fecho  $\Delta P_i$  e  $\Delta Q_i$  até se tornarem inferiores a uma tolerância arbitrariamente pequena (tipicamente, 0,01 MW/Mvar):

$$|\Delta P_i|, |\Delta Q_i| < \varepsilon \quad (3.87)$$

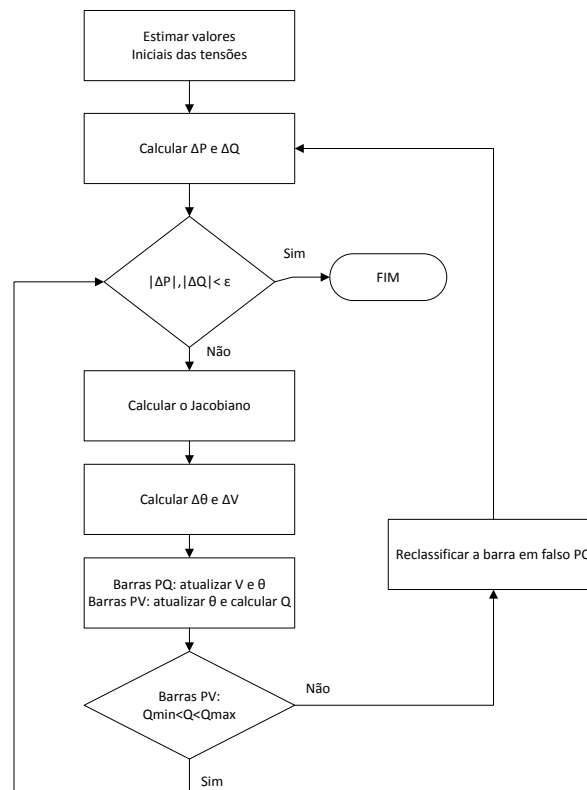


Figura 3.6: Fluxograma da solução do trânsito de energia utilizando o método *Newton-Raphson*[9].

## 3.2 Identificação dos Fatores Determinantes do Problema

O trânsito de energia é uma das ferramentas utilizadas na análise dos sistemas de energia Elétrica, o que permite também o estudo das condições de funcionamento dos sistemas. É com base no sistema com dois barramentos, que se realiza este estudo, a nível técnico e económico da rede acima citada, tendo-se identificado quatro fatores que influenciam de forma determinante a ligação de um parque eólico à rede:

- Nível de tensão e tipologia de linhas;
- Comprimento de linha;
- Carga;
- Custo.

### 3.2.1 Nível de tensão e tipologia de linhas

Uma linha de transporte de energia elétrica é uma infraestrutura que pode ser aérea, (a mais vulgar), ou subterrânea, e que tem como foco realizar o transporte de energia elétrica entre dois pontos distintos, (exemplo: uma central de geração e o consumidor final). O transporte de energia elétrica é utilizada a Muito Alta Tensão (MAT) sendo a RNT composta por três níveis distintos de tensão (150 kV, 220 kV e 400 kV), embora, exista também uma linha explorada a 132 kV no norte de Portugal [18]. Existe também o nível de Alta Tensão (AT) de interligação com a rede de Distribuição, nomeadamente com uma tensão de 60 kV [11].

No que diz respeito a este estudo, apenas são focados os níveis de tensão de MAT. Em cada um desses níveis de tensão existem vários tipos de linha, como por exemplo:

- Linha aérea a 60 kV dupla;
- Linha aérea a 60 kV Simples;
- Linha aérea a 150 kV dupla;
- Linha aérea a 150 kV simples;

- Linha aérea a 220 kV dupla;
- Linha aérea a 220 kV simples;
- Linha aérea a 400 kV dupla;
- Linha aérea a 400 kV simples.

### 3.2.2 Comprimento de linha

O que se pretende analisar são as condições técnicas de ligação à rede mediante a utilização de diferentes níveis de tensão e tipologia de linha. Por um lado quanto maior é a tensão, maior a capacidade de transporte de uma linha e também os custos associados. Por outro lado, a utilização de linhas dupla permite, para o mesmo nível de tensão, reduzir a queda de tensão entre o parque eólico e o ponto de ligação à rede. O comprimento da linha influencia para um mesmo nível de carga e tensão, a queda de tensão entre a emissão e o receptor. Podem-se classificar as linhas aéreas de transmissão como linhas curtas, médias ou longas, as quais passo a explicar em seguida.

#### 3.2.2.1 Linha de comprimento curto

As linhas de comprimento curto podem atingir até 80 km, Neste caso, a capacitância da linha, por ser pequena, é desprezada. Deste modo sendo também se pode considerar a admitância transversal desprezável, sendo a linha representada pelos parâmetros série, ou seja, a resistência e a indutância conforme se representada na Figura 3.7[19]:

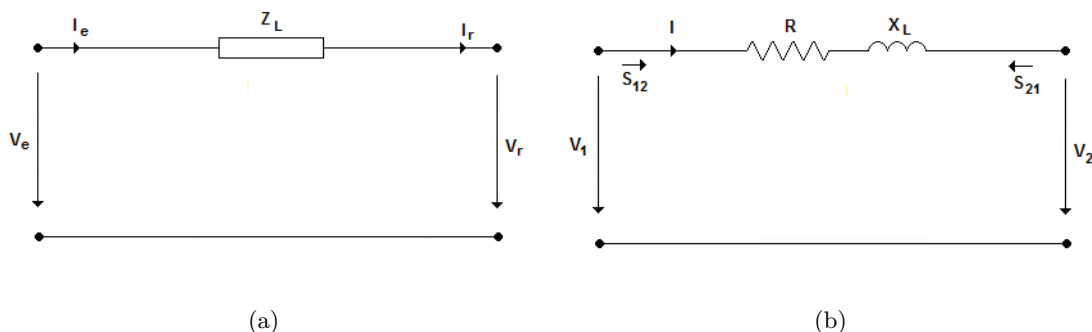


Figura 3.7: Esquema equivalente de uma linha curta (a) e (b).

Da Figura 3.7 podem deduzir-se as seguintes equações:

$$Z = R + jX_L \quad (3.88)$$

$$I_e = I_R \quad (3.89)$$

$$V_S = V_R + ZI_R \quad (3.90)$$

$$V_S - V_R = ZI_e \quad (3.91)$$

Logo, quanto maior o comprimento, maior a impedância da linha ( $Z$ ) e maior a queda de tensão provocada.

### 3.2.2.2 Linha de comprimento médio

As linhas de comprimento médio são linhas que compreendem entre 80 a 240 km. Assim assume-se o esquema equivalente em  $\pi$  nominal da linha, como ilustra a Figura 3.8 [9][19].

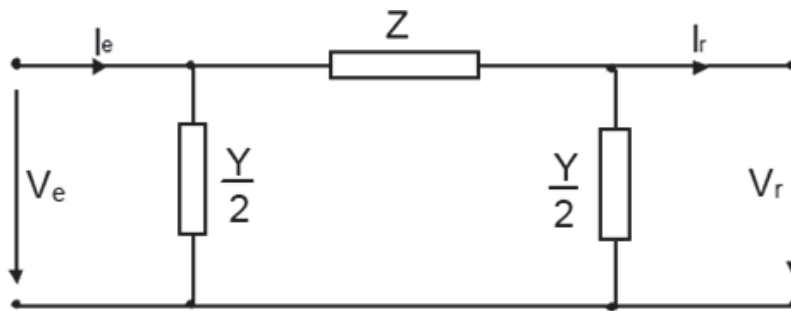


Figura 3.8: Esquema em  $\pi$  nominal

Neste esquema o ramo longitudinal possui uma impedância longitudinal  $Z_L$  e cada um dos dois ramos transversais apresenta admitância  $\frac{Y}{2}$ , tal que:

A impedância longitudinal da linha, é dada por:

$$Z_L = R_L + jX_L \quad (3.92)$$

No qual  $R_L$  e  $X_L$  correspondem à resistência e à reactância da linha.

$$X_L = \omega L \quad (3.93)$$

Por seu lado, a admitância transversal da linha, resulta de:

$$Y_L = G_T + jB_T \quad (3.94)$$

Na qual  $G_T$  corresponde à condutância e  $B_T$  à susceptância.

$$B_T = \omega C \quad (3.95)$$

Da Figura 3.8, podem tirar-se as seguintes equações:

$$V_S = V_R + ZI_1 \quad (3.96)$$

$$I_1 = I_R + \frac{y}{2}V_R \quad (3.97)$$

substituindo-se a corrente  $I_1$  na equação acima e agrupando os termos obtêm-se:

$$V_S = \left(1 + Z\frac{y}{2}\right)V_R + ZI_R \quad (3.98)$$

$$I_S = I_1 + \frac{y}{2}V_S \quad (3.99)$$

substituindo-se na equação de  $I_S$  a corrente  $I_1$  e a tensão  $V_S$  e agrupando termos, temos então:

$$I_S = I_R + \frac{y}{2}V_R + \frac{y}{2}\left[\left(1 + Z\frac{y}{2}\right)V_R + ZI_R\right] \quad (3.100)$$

$$I_S = \left[Z\left(\frac{y}{2}\right)^2 + 2\left(\frac{y}{2}\right)\right]V_R + \left(1 + Z\frac{y}{2}\right)I_R \quad (3.101)$$

Explicitando-se as variáveis da receção, considera-se o sistema formado pelas Equações 3.98,3.99,3.100 e 3.101.

### 3.2.2.3 Linha de comprimento longo

As linhas de comprimento longo possuem comprimentos superior a 240 km e tal facto é determinado considerando os parâmetros da linha distribuídos. Ora isto resulta em

equações diferenciais parciais, as quais são ajustadas a um modelo  $\pi$  equivalente, conforme demonstrado na Figura seguinte:

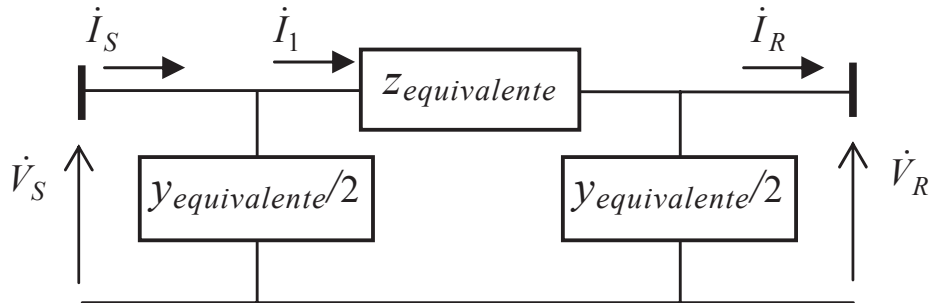


Figura 3.9: Esquema em  $\pi$  equivalente da linha

Os valores dos parâmetros da Figura 3.9 são demonstrados nas equações seguintes [19]:

$$Z_{equivalente} = Z \frac{\sinh(\gamma l)}{\gamma l} \tag{3.102}$$

$$y_{equivalente} = Y \frac{\tanh(\gamma \frac{l}{2})}{\gamma \frac{l}{2}} \tag{3.103}$$

onde:

$\gamma = \sqrt{zy}$ , constante de propagação,  $Z=zl$  e  $Y=yl$ , onde  $l$  é o comprimento da linha.

### 3.2.3 Carga

Em Portugal Continental existem cerca de 6,1 milhões de consumidores. A maioria destes é abastecida por uma rede em Baixa Tensão, sendo que cerca de 23.500 são de Média Tensão e 350 consumidores em Alta e Muito Alta Tensão. Em 2013, regista-se o valor de consumo de 49 mil milhões de kWh. [20].

#### 3.2.3.1 Diagrama de carga

Relativamente ao dia 4 de Fevereiro de 2014, verifica-se no diagrama de carga do dia da ponta anual, que houve uma contribuição significativa das fontes de energia renováveis, nomeadamente eólica e hídrica, no consumo de energia. É de salientar que a importação tem uma contribuição mínima no período da manhã [10].

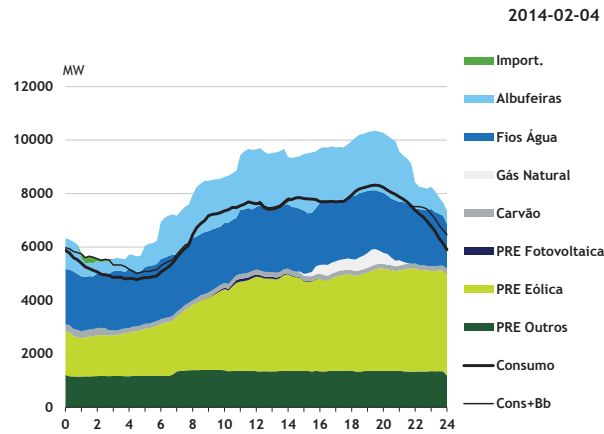


Figura 3.10: Diagrama de carga do dia da ponta anual[10].

Os diagramas de carga podem apresentar variações sazonais, obtendo-se:

### Diagrama de carga da Primavera

Num diagrama de carga de um típico dia de primavera, registado a 16 de Abril, verifica-se uma participação bastante elevada da componente hídrica, coadjuvadas pelas centrais a carvão e outra fonte renovável. Neste dia assinala-se uma potência máxima na ordem 7000 MW e 1000 MW de mínima. [10].

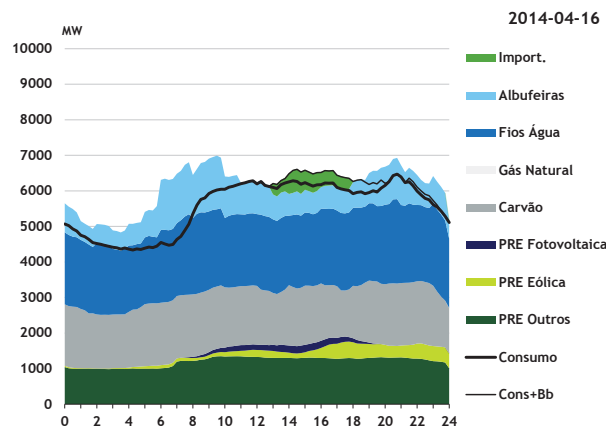


Figura 3.11: Diagrama de carga de um dia característico de primavera [10].

### Diagrama de carga do Verão

No diagrama de carga de um dia típico de verão, correspondendo ao dia 16 de Julho, onde verifica-se um forte contributo das fontes de energia renováveis, do carvão e também gás natural, ou seja, todas elas são responsáveis por grande parte da produção. Neste dia,

registra-se uma potência máxima de aproximadamente 7000 MW e mínima de 1000 MW [10].

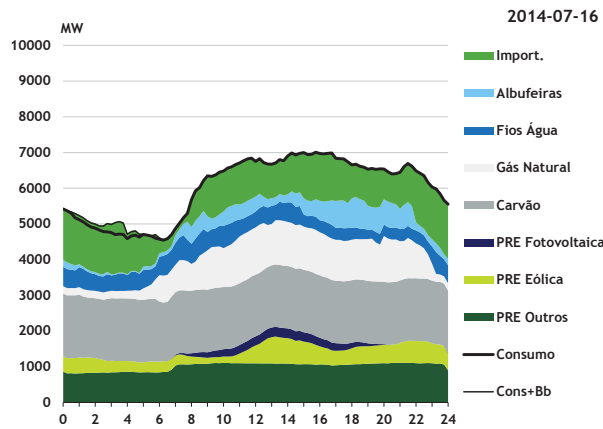


Figura 3.12: Diagrama de carga de um dia característico de Verão [10].

### Diagrama de carga do Outono

No diagrama de carga correspondente ao outono, dia 15 de Outubro, A eólica e o carvão destacam-se com as fontes de energia renovável que maior contribuição tem na satisfação do consumo. Neste dia, regista-se uma potência máxima cerca de 7100 MW e 1100 MW de mínima.

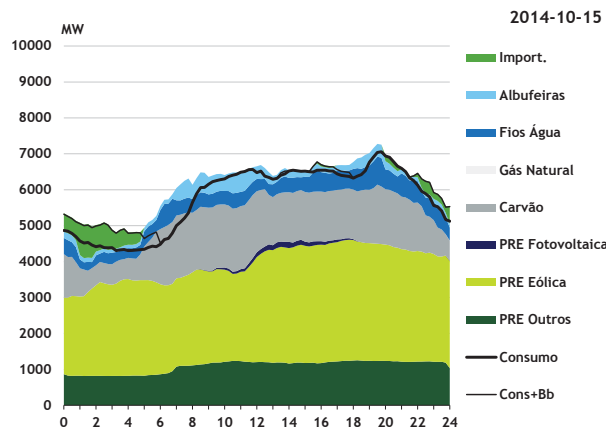


Figura 3.13: Diagrama de carga de um dia característico de Outono[10].

A partir do diagrama de carga é possível observar cenários típicos de operação, os quais podem ser mapeados para ambientes de simulação (tipicamente cenários de ponte vazio e situações intermédias).

### 3.2.3.2 Modelo de carga

A representação da carga depende muito do tipo de estudo realizado. A carga pode ser representada por uma potência constante, corrente constante ou impedância constante. É importante que se conheça a variação das potências ativas e reativas com a variação da tensão. Num barramento típico a carga é composta por motores de indução (50 a 70%), aquecimento e iluminação (20 a 30%) e motores síncronos (5 a 10%). Isto significa que, não apresenta variações de potência ativa perante variações da tensão aos seus terminais.[19]. A Figura 3.14 mostra a representação da carga como potência ativa e reativa constante.

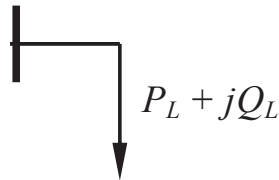


Figura 3.14: Carga como potência ativa e reativa constante

### 3.2.4 Custos

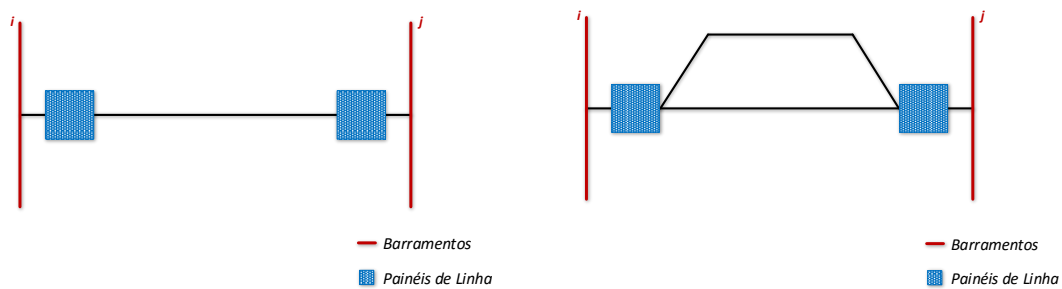
Para a análise técnica-económica de ligação de parques eólicos a uma rede de energia elétrica torna-se essencial conhecer o custo associado às diferentes soluções técnicas de ligação. Estas mesmas soluções técnicas de ligação podem passar pelo estabelecimento de corredores com tipologias e níveis de tensão distintos.

Deste modo, apresenta-se na tabela 3.2, os valores de referência dos custos associados às tipologias base, os quais são utilizados em estudo de viabilidade.

Tabela 3.2: Custos típicos de linhas

Tipologia base	Tipo de linha	Custo total	Unidade de investimento
Linhas aéreas de 400 kV	Circuito duplo	457 154 €	km de linha
	circuito simples	282 608 €	km de linha
Linhas aéreas de 220 kV	Circuito duplo	292 092 €	km de linha
	circuito simples	205 201 €	km de linha
Linhas aéreas de 150 kV	Circuito duplo	186.046 €	km de linha
	Circuito simples	148.696 €	km de linha
Linhas curtas < 10 km de 400 kv	Circuito duplo	1 074 452 €	km de linha
	circuito simples	349 709 €	km de linha
Linhas curtas < 10 km de 220 kv	Componente Fixa	752 859 €	km de linha
	componente variável	216 806 €	km de linha
Linha subterrânea de 220 kV	Circuito simples	2 019 302 €	km de linha
<i>Upgrading</i> em linhas de 220 kV e de 150kV		49 626 €	km de linha

A cada ligação de um corredor torna-se necessário contabilizar o número de painéis de linha associados a cada solução técnica de ligação. Assim considera-se uma ligação envolvendo uma linha simples ou dupla ligada em painel único e existe a necessidade de 2 painéis de linha, como ilustra a Figura 3.15.



(a) Painel de linha numa linha simples

(b) Painel de linha numa linha dupla

Figura 3.15: Esquema de uma linha simples ou dupla com painéis de linha.

Se a ligação envolver uma linha dupla com ternos separados torna-se necessário contabilizar 4 painéis de linha, como ilustra a seguinte Figura:

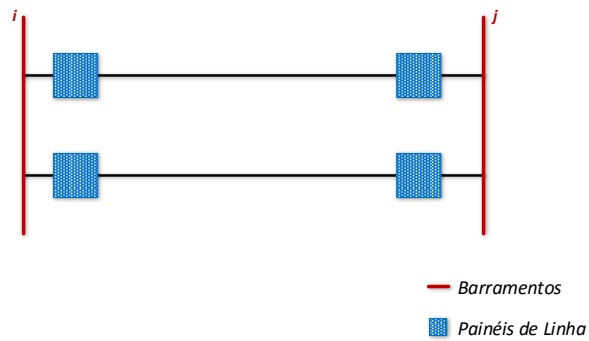


Figura 3.16: Esquema de uma linha dupla com vários painéis de linha.

Os painéis, por sua vez podem ser instalados ao ar livre (AIS) e encapsulados com custos distintos, como indica na tabela 3.3

Tabela 3.3: Instalação de Painel [13].

Tipologia base	Custo total	Unidade de investimento
Painéis AIS de 400 kV ( <i>outdoor</i> )	1 776 586 €	Painel
Painéis AIS de 220 kV ( <i>outdoor</i> )	1 152 038 €	Painel
Painéis AIS de 150 kV ( <i>outdoor</i> )	978 029 €	Painel
Painéis AIS de 60 kV ( <i>outdoor</i> )	603 765 €	Painel
Painéis Híbridos de 400 kV ( <i>outdoor</i> )	3 021 325 €	Painel
Painéis Híbridos de 220 kV ( <i>outdoor</i> )	1 763 866 €	Painel
Painéis Híbridos de 150 kV ( <i>outdoor</i> )	1 443 683 €	Painel
Painéis Híbridos de 60 kV ( <i>outdoor</i> )	602 139 €	Painel
Painéis GIS de 400 kV ( <i>outdoor</i> )	3 475 478 €	Painel
Painéis GIS de 220 kV ( <i>outdoor</i> )	1 404 867 €	Painel
Painéis GIS de 150 kV ( <i>outdoor</i> )	1 310 653 €	Painel
Painéis GIS de 60 kV ( <i>outdoor</i> )	868 561 €	Painel
Painéis AIS de 60 kV ( <i>indoor</i> )	872 381 €	Painel

### 3.3 Conclusão

No capítulo três é realizada a análise do problema técnico da ligação de um parque eólico à rede, na qual são apresentados os fatores determinantes do problema, a saber: o nível de

tensão; tipologia de linha; comprimento e o nível de carga. Como resultado, constrói-se a rede em estudo por forma a verificar o seu comportamento face aos níveis de queda de tensão, carga na linha e energias de perda.



## Capítulo 4

# Análise e Discussão de Resultados

Neste capítulo é feita uma análise técnica e económica das soluções de ligação que envolvem as linhas aéreas duplas e simples a 60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV. Para o efeito, são analisados os cenários de ponta, intermédio e vazio. Em cada cenário apresentam-se os resultados que analisam a carga na linha, queda de tensão e a energia de perdas das respetivas ligações.

Seguidamente, realiza-se um estudo económico das várias linhas, considerando-se os seus custos de investimento totais. Por último, são comparadas as linhas por forma a estabelecer a melhor solução técnica e económica da ligação de parques eólicos à rede.

### 4.1 Metodologia do estudo do projeto

#### 4.1.1 Caso de estudo: sistema de dois barramentos

O estudo do sistema de dois barramentos é considerado como ponto de partida para as simulações uma rede simples. Trata-se de uma rede com dois barramentos, sendo o barramento 1 de balanço/referência e o barramento 2 do tipo PQ. A rede é constituída por um gerador ligado ao barramento 1 e uma carga ligada ao barramento 2, como se apresenta na Figura 4.1:

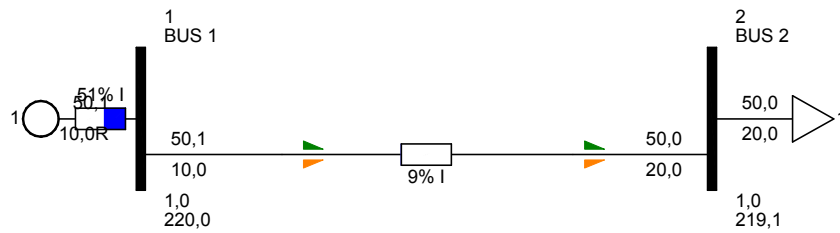


Figura 4.1: Esquema uni-filar do sistema de energia elétrica de um linha aérea (exemplo para carga  $50+j20$ )

#### 4.1.2 Pressupostos

No âmbito deste estudo são simuladas na rede (já mencionada na secção 4.1.1) as diferentes características de vários tipos de linhas, (também mencionadas na secção 3.2.1). Este facto, permite uma avaliação do funcionamento da rede quando sujeita a diferentes cenários e auxilia na avaliação dos projetos que envolvem a rede em análise. As linhas de transmissão de energia são caracterizadas pelos seus parâmetros elétricos, isto é, constantes elétricas por quilómetro de comprimento de linha. A Tabela a seguir ilustra os valores dos parâmetros elétricos referidos utilizados no estudo das linhas, assim como os valores da potência nominal de cada tipo de linha.

Tabela 4.1: Parâmetros típicos das linhas

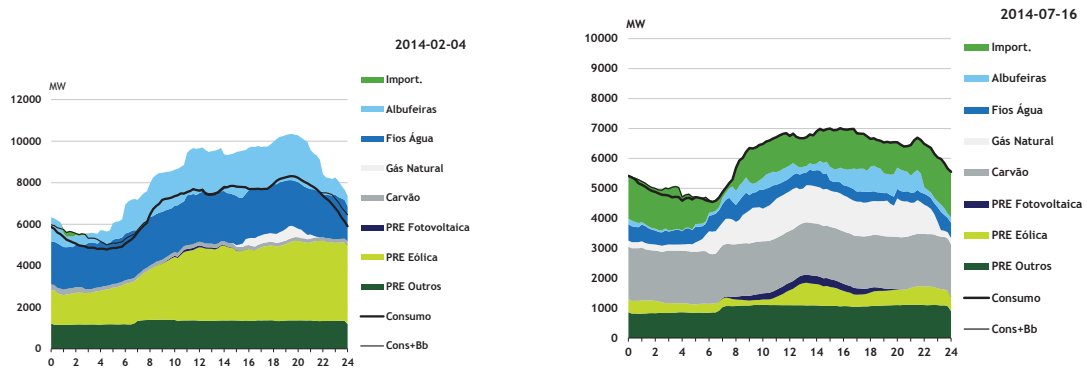
Tipologia base		Resistência	Reatância	Suscetância	Potência Nominal (MVA)
		$R^*$ (pu/km)	$X^*$ (pu/km)	$B^*$ (pu/km)	
Linhas aéreas de 400 kV	circuito duplo	0,00001	0,00009	0,01208	2300
	circuito simples	0,00002	0,00021	0,00548	1150
Linhas aéreas de 220 kV	circuito duplo	0,00008	0,00044	0,00263	632
	circuito simples	0,00016	0,00088	0,00129	316
Linhas aéreas de 150 kV	circuito duplo	0,00028	0,00095	0,00119	432
	circuito simples	0,00056	0,00192	0,00060	216
Linhas aéreas de 60 kV	circuito duplo	0,003167	0,0095	0,000125	120
	circuito simples	0,00159	0,004598	0,000246	60

Legenda:

\* na base de 100 MVA

Por sua vez, o transporte da energia elétrica não depende apenas de um único parâmetro. O seu consumo é caracterizado por uma modulação da energia consumida no tempo através de uma função. O diagrama de carga traduz a variação do consumo ao longo das horas

do dia e dos dias do ano em que o consumo é estimulado nas horas de vazio, intermedio e desencorajado nas horas de ponta.



(a) Diagrama de carga tipico de um dia de ponta (b) Diagrama de carga tipico de um dia de verão

Figura 4.2: Diagrama de carga (a) e (b)[10].

Com o intuito de determinar as energias de perdas de uma determinada linha aérea, é necessario considerar o diagrama de duração de carga da Tabela 4.2. Esta define a duração associada ao cenario de ponta, intermedio e em vazio ao longo de um ano, na qual os seus respectivos valores foram obtidos via do estudo do diagrama de carga indicados pela REN.

Tabela 4.2: Diagrama de duração de carga

	Tempo anual [horas]			
	Cenário			Somatório
	Ponta	Intermédio	Vazio	
<b>Tempo [horas]</b>	262,8	4555,2	3942	8760
<b>Percentagem [%]</b>	3%	52%	45%	100%

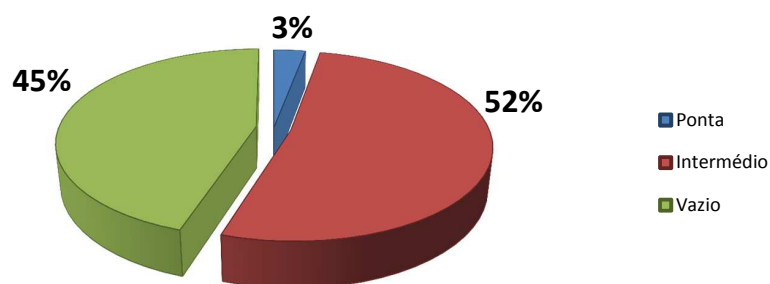


Figura 4.3: Diagrama de duração da carga

Para a construção dos vários cenários, são considerados para cada nível de tensão os seguintes patamares de carga adaptada a cada nível de tensão, como ilustrados na Tabela 4.3:

Tabela 4.3: Valor da Carga por nível de tensão

Cenário de carga [MW]	Nível de tensão			
	60 kV	150 kV	220 kV	400 kV
10	*			
20	*			
30	*	*		
40	*			
50	*		*	
60	*	*		
100		*	*	*
130		*		
150			*	
160		*		
200		*	*	*
250			*	
300			*	*
400				*
500				*
600				*

Uma vez que cada linha aérea possui um determinado valor de potência nominal, acha-se

necessário optar por seis casos de potência distintas. Os valores indicados na Tabela 4.3 correspondem ao cenário de ponta, sendo este o de maior consumo. Por outro lado, o cenário intermédio não é nada mais do que a consideração dos níveis de carga a redução de 40% inicialmente imposta no cenário de ponta. Já no cenário em vazio é feita a redução dos níveis da carga na ordem dos 70% face aos níveis de carga usados no cenário de ponta. Da mesma forma são considerados os comprimentos das linhas para cada nível de tensão indicadas na Tabela 4.4:

Tabela 4.4: Valor do Comprimento por nível de tensão

Comprimento [km]	Tipologia base			
	60 kV	150 kV	220 kV	400 kV
10	*			
20	*	*		
30	*			
40	*	*	*	
50	*			
60	*	*		
80		*	*	*
100		*		
120		*	*	
160			*	*
200			*	
240			*	*
300				*

#### 4.1.3 *Software* selecionado PSS/E

Para a simulação da rede é selecionado o *software* da *Siemens PTI (Power Technologies International) PSS/E (Power System Simulator/Engineering)*. A escolha deste *software* deve-se ao facto deste permitir a realização de simulações em regime estacionário (através do cálculo do trânsito de energia). Assim é possível permitir que simule sistemas de energia elétrica de grandes dimensões e de grande complexidade, com diferentes tipos de equipamento e redes distintas interligadas entre si. Por exemplo, este programa é

muito utilizado pelo operador português da rede elétrica de transporte REN. Assim sendo, apresenta-se uma aplicação do programa PSS/E seguida de uma avaliação de um dos resultados dos vários cenários, descrito no Anexo I.

## 4.2 Avaliação técnica da solução

São realizadas três simulações diferentes e nas mesmas são monitorizadas os seguintes parâmetros:

- **Carga na linha** - Em termos técnicos, não se admitem valores superiores a 100%. Caso contrário, é considerado como sobrecarga na linha. Estes são os critérios em linha com os padrões de segurança usualmente empregues pelas operadoras de rede.
- **Queda de tensão** - Após obter os resultados das tensões dos barramentos, monitorizam-se, para cada cenário, as quedas de tensão máximas admissíveis entre o parque eólico e o ponto de ligação à rede, que não podem ultrapassar os 5%. A queda de tensão é dada pela seguinte fórmula:

$$\Delta U(\%) = \frac{|V_1 - V_2|}{V_1} 100 \quad (4.1)$$

$V_1$  Valor de tensão no barramento 1 em [pu]

$V_2$  Valor de tensão no barramento 2 em [pu]

- **Energia de perdas** - o seu valor é calculado através do somatório dos resultados da Energia de perdas dos vários cenários (Ponta, intermédio e vazio). Este valor é dado por:

$$E[MWh] = EP_{ponta} + EP_{inter} + EP_{vazio} \quad (4.2)$$

sendo:

$$EP_{ponta} = Perdas_{ponta} * t_{ponta} \quad (4.3)$$

$$EP_{inter} = Perdas_{inter} * t_{inter} \quad (4.4)$$

$$EP_{vazio} = Perdas_{vazio} * t_{vazio} \quad (4.5)$$

substituindo 4.3, 4.4 4.5 em 4.2 resulta:

$$E[MWh] = Perdas_{ponta} * t_{ponta} + Perdas_{inter} * t_{inter} + Perdas_{vazio} * t_{vazio} \quad (4.6)$$

onde:

$EP_{ponta}$  - Energia de perdas no cenário de ponta em [MWh];

$EP_{inter}$  - Energia de perdas no cenário de intermédio em [MWh];

$EP_{vazio}$  - Energia de perdas no cenário de vazio em [MWh];

$Perdas_{ponta}$  - Perdas no cenário de Ponta em [MWh];

$Perdas_{inter}$  - Perdas no cenário intermédio em [MWh];

$Perdas_{vazio}$  - Perdas no cenário em vazio em [MWh];

$t_{ponta}$  - Duração associada ao cenário de ponta (visto no diagrama de duração de carga) em [horas];

$t_{inter}$  - Duração associada ao cenário intermédio (visto no diagrama de duração de carga) em [horas];

$t_{vazio}$  - Duração associada ao cenário em vazio (visto no diagrama de duração de carga) em [horas].

#### 4.2.1 Carga na Linha Simples a 150 kV

As Tabelas a seguir apresentam os resultados obtidos da carga da linha de um sistema com dois barramentos ao usar as características de uma linha Simples a 150 kV, para os três cenários de carga. Obtendo-se assim:

Tabela 4.5: Carga na linha simples a 150 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=216$ [MVA]
	Potência ativa [MW]					
	30	60	100	130	160	200
20	15	30	51	67	84	106
40	15	31	53	70	89	115
60	15	32	55	74	96	133
80	15	32	57	80	111	161
100	16	33	61	91	128	160
120	16	34	66	103	129	151

Tabela 4.6: Carga na linha simples a 150 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=216$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	21	42	70	91	112	140
20	11	21	36	47	58	73
40	11	21	36	48	60	76
60	11	22	37	49	62	81
80	11	22	38	51	66	89
100	11	22	39	54	71	105
120	11	22	40	57	81	113

Tabela 4.7: Carga na linha simples a 150 kV, no cenário em Vazio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=216$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	12	24	40	52	64	80
20	6	12	20	26	32	41
40	6	12	20	27	33	42
60	6	12	21	27	34	43
80	6	12	21	28	34	44
100	6	12	21	28	35	46
120	6	12	21	29	36	48

Da análise das três Tabelas 4.5 ,4.6 e 4.7 verifica-se que, tanto com o aumento da potência ativa da carga como com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha aumenta. Observa-se também que o valor mínimo da carga no cenário de ponta é de 15% e máximo de 161%. No cenário intermédio, os valores são de 11% e 113% de mínimo e máximo respetivamente. Por último, no cenário em vazio os valores são de 6% e 48% de mínimo e de máximo, respetivamente.

Ainda de acordo com as Tabelas acima e ao analisar os valores da carga da linha, é possível concluir que, para os diversos cenários apresentados, verificam-se valores de carga superiores a 100 %, principalmente no cenário de ponta e de intermédio.

#### 4.2.2 Queda de Tensão na Linha Simples a 150 kV

De forma a complementar a análise anteriormente feita, é efetuado o estudo da queda de tensão na linha, sendo que a Tabela seguinte representa os resultados deste estudo.

Tabela 4.8: Queda de tensão na linha simples a 150 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	30	60	100	130	160	200
20	0,8	1,6	2,8	3,7	4,6	5,9
40	1,6	3,3	5,8	7,9	10,1	13,4
60	2,3	5,1	9,2	12,9	17,2	24,8
80	3,0	6,9	13,2	19,2	28,0	44,1
100	3,7	8,9	17,9	28,8	44,0	58,4
120	4,4	11,0	24,1	42,0	55,9	69,5

Tabela 4.9: Queda de tensão na linha simples a 150 kV, no cenário intermédio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	21	42	70	91	112	140
20	0,5	1,1	1,9	2,5	3,1	4,0
40	1,1	2,2	3,9	5,2	6,6	8,6
60	1,5	3,4	6,0	8,2	10,6	14,2
80	2,0	4,5	8,3	11,6	15,4	21,7
100	2,4	5,7	10,8	15,5	21,5	34,3
120	2,7	6,9	13,6	20,3	30,9	47,2

Tabela 4.10: Queda de tensão na linha simples a 150 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	12	24	40	52	64	80
20	0,3	0,6	1,1	1,4	1,7	2,2
40	0,5	1,2	2,1	2,8	3,5	4,5
60	0,8	1,8	3,2	4,3	5,4	7,1
80	0,9	2,3	4,3	5,8	7,5	9,8
100	1,1	2,8	5,3	7,4	9,6	13,0
120	1,2	3,3	6,4	9,1	12,0	16,6

Da análise destas Tabelas 4.8, 4.9 e 4.10 destacam-se os seguintes aspetos:

- O comportamento da queda de tensão na linha também é idêntico ao da carga na linha. Com o aumento da potência ativa da carga e do comprimento da linha, a queda de tensão sofre um aumento progressivo, verificando-se o valor mínimo da queda de tensão no cenário de ponta de 0,79% de mínimo e máximo de 69,54%. No cenário intermédio, verifica-se 0,5% de valor mínimo e 47,2% de valor máximo e no cenário em vazio verificam-se os valores 0,30% e 16,55% de mínimo e máximo, respetivamente.
- Para os diversos cenários apresentados, observa-se uma queda de tensão superior a

5 % e, assim, na receção ( $V_2$ ) não é garantido o valor mínimo de 0,95 pu e máximo de 1,05 pu. Houve então uma sub-tensão na rede, conforme mostra na Tabela 2.6.

### 4.2.3 Energias de perda na Linha Simples a 150 kV

Tendo em conta a análise efetuada na carga na linha e da queda de tensão na linha, também deve ser tida em consideração a energia de perdas. Como tal, as Tabelas a seguir, demonstram todos os cálculos efetuados para esta análise.

Tabela 4.11: Energia de perdas na linha simples a 150 kV.

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	30	60	100	130	160	200
20	384	1450	4194	7187	11008	17457
40	722	2992	8655	15072	23509	38420
60	1063	4549	13495	23984	38391	65458
80	1402	6156	18748	34432	57339	105138
100	1748	7827	24683	47247	83394	169175
120	2087	9514	31555	64008	121604	229116

Mais uma vez, segue-se a mesma tendência no que diz respeito a energia de perdas. A energia de perdas tende a aumentar de forma semelhante à carga na linha e a queda de tensão na linha. À medida que aumenta a potência ativa da carga e o comprimento da linha, verifica-se um aumento da energia de perdas. A Figura 4.4 ilustra tudo o que é dito na alínea anterior:

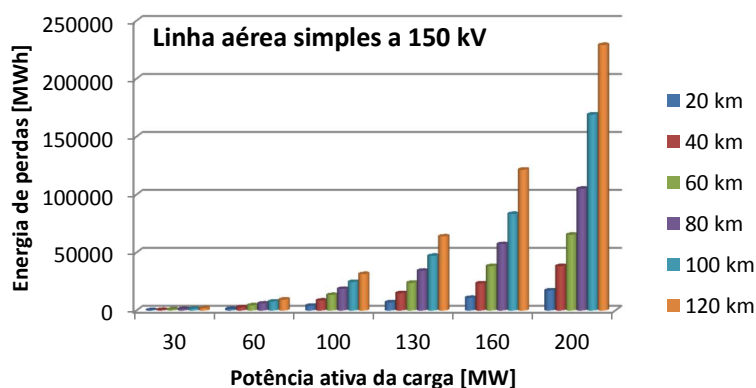


Figura 4.4: Energia de perdas na linha simples a 150 kV.

#### 4.2.4 Carga na Linha Dupla a 150 kV

A Tabela a seguir apresenta os resultados obtidos da carga na linha, usando as características de uma linha dupla a 150 kV.

Tabela 4.12: Carga na linha dupla a 150 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	carga na linha [%]					$S_N=432$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	30	60	100	130	160	200
20	8	15	25	33	41	51
40	8	15	26	34	42	53
60	8	15	26	34	43	55
80	8	15	26	35	44	57
100	8	16	27	36	46	61
120	8	16	27	37	48	65

Tabela 4.13: Carga na linha dupla a 150 kV, no cenário intermédio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=432$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	21	42	70	91	112	140
20	5	11	18	23	28	36
40	5	11	18	23	29	36
60	5	11	18	24	29	37
80	5	11	18	24	30	38
100	5	11	18	24	30	39
120	5	11	18	25	31	40

Tabela 4.14: Carga na linha dupla a 150 kV, no cenário em Vazio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=432$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	12	24	40	52	64	80
20	3	6	10	13	16	20
40	3	6	10	13	16	20
60	3	6	10	13	16	21
80	3	6	10	13	16	21
100	3	6	10	13	17	21
120	4	6	10	13	17	21

Da análise das três Tabelas 4.12 ,4.13 e 4.14, verifica-se que, tanto com o aumento da potência ativa da carga como com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha (a que esta irá estar sujeita) tende a aumenta. Desta forma, o valor mínimo da carga na linha no cenário de ponta é de 8% de mínimo e de máximo 65%. No cenário intermédio é de 5% e 40% de mínimo e máximo, respetivamente. Por último, no cenário em vazio, é de 3% e 21% de mínimo e máximo, respetivamente.

Ainda é possível concluir que, para os diversos cenários apresentados, verifica-se um bom comportamento da carga, ou seja, a mesma não é superiores a 100 % da sua potência nominal.

#### 4.2.5 Queda de Tensão na Linha Dupla a 150 kV

De forma a complementar a análise anterior, é efetuado o estudo da queda de tensão na linha. A Tabela seguinte dá então uma visão mais detalhada sobre este estudo.

Tabela 4.15: Queda de tensão na linha dupla a 150 kV, no cenário Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	30	60	100	130	160	200
20	0,4	0,8	1,3	1,8	2,2	2,8
40	0,7	1,5	2,7	3,6	4,5	5,8
60	1,0	2,3	4,1	5,5	7,0	9,2
80	1,3	3,0	5,5	7,5	9,8	13,0
100	1,5	3,7	7,0	9,8	12,8	17,7
120	1,7	4,4	8,6	12,2	16,4	23,7

Tabela 4.16: Queda de tensão na linha dupla a 150 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	21	42	70	91	112	140
20	0,3	0,5	0,9	1,2	1,5	1,9
40	0,5	1,0	1,8	2,4	3,0	3,9
60	0,6	1,5	2,7	3,7	4,6	6,0
80	0,8	2,0	3,6	4,9	6,3	8,3
100	0,9	2,4	4,5	6,2	8,1	10,7
120	0,9	2,7	5,4	7,6	9,9	13,5

Tabela 4.17: Queda de tensão na linha dupla a 150 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	12	24	40	52	64	80
20	0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	1,1
40	0,2	0,5	1,0	1,3	1,7	2,1
60	0,3	0,8	1,4	1,9	2,5	3,2
80	0,3	0,9	1,8	2,5	3,3	4,2
100	0,2	1,1	2,2	3,1	4,0	5,3
120	0,1	1,2	2,6	3,7	4,8	6,4

Da análise desta Tabela destacam-se os seguintes aspetos:

- O comportamento da queda de tensão na linha também é idêntico ao da carga na linha, isto é, com o aumento da potência ativa da carga e do comprimento da linha, a queda de tensão sofre um aumento progressivo. Desta forma, o valor mínimo da queda de tensão no cenário de ponta é de 0,38% de mínimo e máximo de 23,74%. No cenário intermédio, verifica-se 0,3% de valor mínimo e 13,5% valor máximo e no cenário em vazio verifica-se os valores de 0,14% e de 6,40% de mínimo e de máximo, respetivamente.
- Para os diversos cenários apresentados observam-se valores de queda de tensão superiores a 5%. Assim, na receção, ( $V_2$ ) não são garantidos no mínimo 0,95 pu e no máximo 1,05 pu. Visto que esta mesma tensão diminui mais que 0,95 pu, podemos então afirmar que ocorre uma sub-tensão.

#### 4.2.6 Energias de perda na Linha Dupla a 150 kV

Tendo em conta a análise efetuada na carga na linha e da queda de tensão na linha, também deve ser tida em consideração a energia de perdas. Como tal, a Tabelas a seguir e a Figura, apresentam todos os cálculos efetuados para esta análise.

Tabela 4.18: Energia de perdas na linha dupla a 150 kV,

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	30	60	100	130	160	200
20	192	719	2025	3512	5300	8389
40	336	1447	4104	7048	10867	17313
60	488	2130	6191	10787	16714	26948
80	632	2851	8333	14604	22900	37525
100	821	3488	10487	18633	29541	49300
120	964	4173	12698	22810	36735	62953

Mais uma vez, segue-se a mesma tendência no que concerne a energia de perda, isto é, a energia de perdas tende a aumentar de forma semelhante à carga na linha e a queda de tensão na linha. À medida que aumenta a potência ativa da carga e o comprimento da linha, aumenta a a energia de perdas.

As Figuras abaixo ilustram este facto.

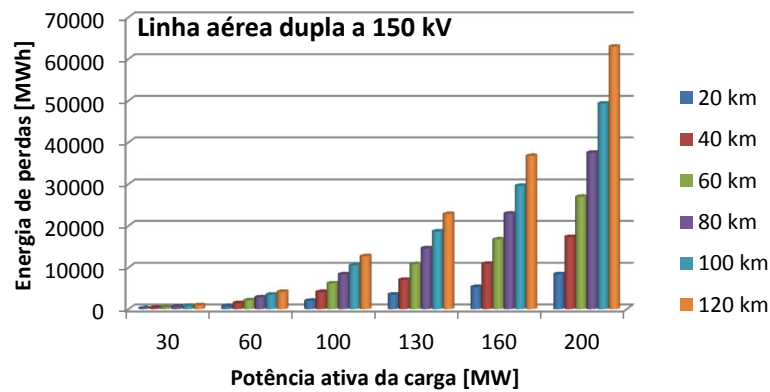


Figura 4.5: Energia de perdas na linha dupla a 150 kV.

#### 4.2.7 Carga na Linha Simples a 220 kV

Os resultados que se obtém relativos à carga na linha de um sistema com dois barramentos ao usar as características de uma linha simples a 220 kV, estão ilustrados na Tabela que se segue:

Tabela 4.19: Carga na linha simples a 220 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=316$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	50	100	150	200	250	300
40	17	35	53	71	90	110
80	17	36	55	76	98	124
120	17	36	57	82	115	161
160	18	37	61	96	139	162
200	18	38	67	111	133	155
240	18	40	79	108	127	128

Tabela 4.20: Carga na linha simples a 220 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=316$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	35	70	105	140	175	210
40	12	24	37	49	62	75
80	12	25	37	51	65	80
120	12	25	38	53	69	88
160	12	25	39	56	76	107
200	12	25	41	60	92	117
240	12	26	42	69	97	112

Tabela 4.21: Carga na linha simples a 220 kV, no cenário em vazio

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=316$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	20	40	60	80	100	120
40	7	14	21	28	35	42
80	7	14	21	28	36	43
120	7	14	21	29	36	45
160	7	14	21	29	37	46
200	8	14	21	30	38	48
240	10	14	22	30	40	52

Da análise das Tabelas 4.19, 4.20 e 4.21 verifica-se que, tanto com o aumento da potência ativa da carga como com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha (a que esta irá estar sujeita) tende a aumentar. Verifica-se ainda, tanto no cenário de ponta como no cenário intermédio para alguns cenários apresentados, que a carga na linha atinge valores superiores a 100%, embora esta tendência seja mais visível no cenário de ponta.

O valor mínimo da carga na linha no cenário de ponta é de 17% de mínimo e no máximo de 162%. No cenário intermédio verifica-se 12% de valor mínimo e 117% de valor máximo e no cenário em vazio verifica-se os valores de 3% e 22% de mínimo e máximo, respetivamente.

#### 4.2.8 Queda de Tensão na Linha Simples a 220 kV

Para dar continuidade a análise anterior, é efetuado o estudo da queda de tensão na linha simples a 220 kV. A Tabela seguinte apresenta os resultados deste estudo.

Tabela 4.22: Queda de Tensão na linha simples a 220 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	50	100	150	200	250	300
40	1	2,1	3,2	4,4	5,7	7,1
80	1,8	4,2	6,8	9,8	13,3	17,5
120	2,5	6,4	11,0	17	25,7	40,1
160	3,1	8,7	16,3	29,3	47,9	60,2
200	3,5	11,3	23,9	47,5	62,4	79,6
240	3,8	14,3	37,9	59,7	79,2	85,9

Tabela 4.23: Queda de tensão na linha simples a 220 kV, no cenário intermédio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	35	70	105	140	175	210
40	0,6	1,4	2,2	3,0	3,8	4,7
80	1,1	2,7	4,4	6,3	8,3	10,5
120	1,4	4	6,8	10	13,8	18,4
160	1,6	5,2	9,4	14,5	21,5	33,6
200	1,6	6,3	12,3	20,6	36,3	51,1
240	1,4	7,5	15,7	31,2	50,7	62,6

Tabela 4.24: Queda de tensão na Linha Simples a 220 kV, no cenário em vazio

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	20	40	60	80	100	120
40	0,3	0,7	1,2	1,6	2,1	2,5
80	0,5	1,3	2,2	3,2	4,2	5,2
120	0,4	1,8	3,2	4,7	6,4	8,1
160	0,2	2,1	4,1	6,3	8,7	11,4
200	0,2	2,2	4,9	7,9	11,3	15,4
240	0,8	2,2	5,6	9,5	14,3	20,6

Da análise destas Tabelas 4.22, 4.23 e 4.24 destacam-se os seguintes aspetos:

- Nos três cenários (ponta, intermédio e vazio), o comportamento da queda de tensão na linha também é idêntico ao da carga na linha. Com o aumento da potência ativa da carga e do comprimento da linha, a queda de tensão sofre um aumento progressivo, sendo o valor mínimo da queda de tensão no cenário de ponta de 1% de mínima e de máximo 85,9%. Já no cenário intermédio os valores são de 0,6% e 62,6% de mínimo e máximo. Por último, no cenário em vazio os valores são de 0,2% e 20,6% de mínimo e máximo, respetivamente.
- Em azul estão assinalados os diversos cenários não exequíveis da linha. Desta forma pode-se afirmar que, para os diversos cenários apresentados, observam-se valores de

queda de tensão superiores a 5%. Portanto, na recepção ( $V_2$ ) não são garantidos no mínimo os 0,95 pu e no máximo os 1,05 pu, conforme referido na Tabela 2.6, visto que as mesmas atingem sub-tensões inferiores a normal.

#### 4.2.9 Energias de perda na Linha Simples a 220 kV

Tendo em conta a análise efetuada sobre a carga na linha e da queda de tensão na linha, deve-se ainda ter em conta a energia de perdas. Como tal, a Tabela 4.25 mostra todos os cálculos efetuados para esta análise.

Tabela 4.25: Energia de perdas na linha simples a 220 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	50	100	150	200	250	300
40	576	2358	5353	9710	15429	22707
80	1066	4645	11006	20475	33586	50974
120	1596	6996	17117	33032	57031	93608
160	2084	9453	23871	49126	91713	169525
200	2651	11902	31728	70896	151835	243688
240	3133	14442	42022	105168	201026	274804

Mais uma vez, é seguida a mesma tendência no que diz respeito a energia de perdas. A energia de perdas tende a aumentar de forma semelhante a carga da linha e queda de tensão na linha. À medida que aumenta a potência ativa na carga e o comprimento da linha, verifica-se um aumento da energia de perdas.

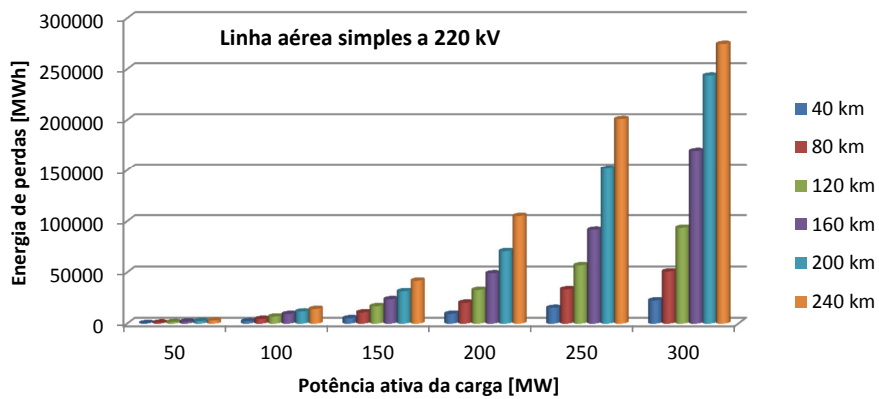


Figura 4.6: Energia de perdas na linha simples a 220 kV

#### 4.2.10 Carga na Linha Dupla a 220 kV

As Tabelas 4.26, 4.27 e 4.28 apresentam os resultados obtidos relativamente às cargas na linha, de um sistema com dois barramentos, para uma linha dupla a 220 kV, nos três cenários possíveis (ponta, intermédio e vazio) e considera-se uma  $\tan \theta$  da carga de 0,4.

Tabela 4.26: Carga na linha dupla a 220 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Carga na Linha [%]					$S_N=632$ [MVA]
	Potência ativa na carga [MW]					
	50	100	150	200	250	300
40	9	17	26	35	44	53
80	9	17	26	36	45	55
120	9	17	27	36	47	57
160	9	18	27	37	48	61
200	9	18	27	38	51	67
240	10	18	28	40	55	79

Tabela 4.27: Carga na linha dupla a 220 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Carga na Linha [%]					$S_N=632$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	35	70	105	140	175	210
40	6	12	18	24	30	37
80	6	12	18	25	31	37
120	6	12	18	25	31	38
160	7	12	19	25	32	39
200	8	12	19	25	33	41
240	9	12	19	26	34	42

Tabela 4.28: Carga na linha dupla a 220 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Carga na Linha [%]					$S_N=632$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	20	40	60	80	100	120
40	3	7	10	14	17	21
80	4	7	10	14	17	21
120	5	7	10	14	17	21
160	6	7	10	14	18	21
200	8	8	10	14	18	21
240	9	10	11	14	18	22

Da análise das três Tabelas 4.26, 4.27 e 4.28 verifica-se que, tanto com o aumento da potência ativa na carga como com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha aumenta. Neste situação, o valor mínimo da carga na linha no cenário de ponta é de 9% de mínima e máximo de 79%. No cenário intermédio verificam-se os valores de 6% de mínimo e 42% de máximo. Por último, no cenário em vazio verificam-se os valores de 3% e 22% de mínimo e máximo, respetivamente.

Através dos valores da carga da linha é possível concluir que, para os diversos cenários apresentados, apresenta um bom comportamento, isto é, não se verifica carga na linha superiores a 100 %.

## 4.2.11 Queda de Tensão na Linha Dupla a 220 kV

De forma a complementar a análise anterior, é também efetuado o estudo da queda de tensão na linha. A Tabela seguinte apresenta os resultados então obtidos.

Tabela 4.29: Queda de tensão na linha dupla a 220 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	50	100	150	200	250	300
40	0,4	0,8	1,3	1,8	2,2	2,8
80	0,7	1,5	2,7	3,6	4,5	5,8
120	1,0	2,3	4,1	5,5	7,0	9,2
160	1,3	3,0	5,5	7,5	9,8	13,0
200	1,5	3,7	7,0	9,8	12,8	17,7
240	1,7	4,4	8,6	12,2	16,4	23,7

Tabela 4.30: Queda de tensão na linha dupla a 220 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	35	70	105	140	175	210
40	0,3	0,6	1,0	1,4	1,8	2,2
80	0,4	1,1	1,9	2,7	3,5	4,4
120	0,3	1,4	2,7	3,9	5,3	6,8
160	0,02	1,6	3,3	5,1	7,1	9,3
200	0,5	1,6	3,8	6,3	9,1	12,2
240	1,2	1,4	4,2	7,4	11,1	15,6

Tabela 4.31: Queda de tensão na linha dupla a 220 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	20	40	60	80	100	120
40	0,1	0,3	0,5	0,7	1,0	1,2
80	0,0	0,5	0,9	1,3	1,8	2,2
120	0,2	0,4	1,1	1,8	2,5	3,2
160	0,7	0,2	1,1	2,1	3,0	4,1
200	1,3	0,2	0,9	2,2	3,5	4,8
240	2,2	0,8	0,6	2,1	3,8	5,5

Da análise desta Tabela, destacam-se os seguintes aspetos:

- Nos três cenários (ponta, intermédio e vazio), o comportamento da queda de tensão na linha também é semelhante ao da carga na linha. Com o incremento da potência ativa da carga e do comprimento da linha, a queda de tensão sofre também um incremento progressivo. Neste caso, o valor mínimo da Queda de tensão no cenário de ponta é de 0,4% e o máximo de 23,7%. No cenário intermédio, assinalam-se 0% de valor mínimo e 15,6% de valor máximo. Em último lugar, já no cenário em vazio, assinalam-se os valores 0% e 5,5%, respetivamente.
- As células das tabelas a azul têm como objetivo assinalar os diversos cenários não exequíveis. Isto significa que, para os diversos cenários apresentados, observam-se valores de queda de tensão superiores a 5% e, assim, na receção ( $V_2$ ) não são garantidos no mínimo os 0,95 pu e no máximo os 1,05 pu, (conforme referido na Tabela 2.6). Podemos então afirmar que ocorre uma sub-tensão com ( $V_2$ ) inferior a 0,95.

#### 4.2.12 Energia de perdas na Linha Dupla a 220 kV

Tendo em consideração as características da linha e os dados do diagrama de duração de carga demonstradas na tabela 4.2, calculou-se a energia de perdas para diferentes comprimentos e os resultados obtidos encontra-se na tabela 4.32.

Tabela 4.32: Energias de perda na linha dupla a 220 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	50	100	150	200	250	300
40	245	1154	2555	4631	7376	10670
80	527	2172	5076	9293	14918	22012
120	770	3150	7518	13991	22775	34192
160	1089	4207	9965	18775	31130	47643
200	1583	5217	12416	23754	40128	63312
240	2201	6350	14877	28827	50252	83718

Mais uma vez verifica-se a mesma tendência no que diz respeito a energia de perdas. A energia de perdas sofre um aumento de forma semelhante à carga na linha e queda de tensão. À medida que aumenta a potência ativa da carga e o comprimento da linha, assinala-se um aumento da energia de perdas. As Figuras abaixo suportam claramente estes factos.

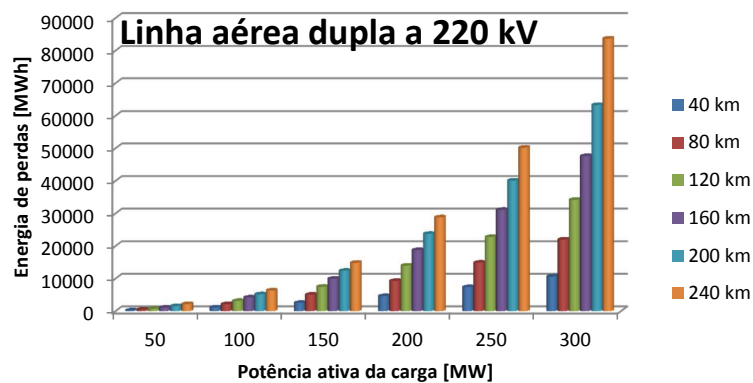


Figura 4.7: Energias de perda na linha dupla a 220 kV.

#### 4.2.13 Carga na Linha Simples a 400 kV

Os resultados obtidos da carga na linha, no caso de um sistema com dois barramentos que usa as características de uma linha simples a 400 kV, está ilustrado na Tabela a seguir:

Tabela 4.33: Carga na linha simples a 400 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=1150$ [MVA]
	Potência ativa [MW]					
	100	200	300	400	500	600
80	9	19	29	39	49	59
160	10	19	29	40	52	64
240	12	19	30	42	56	79
300	14	19	30	44	64	91

Tabela 4.34: Carga na linha simples a 400 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=1150$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	70	140	210	280	350	420
80	7	13	20	27	34	41
160	8	13	20	27	35	42
240	11	13	20	28	36	45
300	13	15	20	28	37	47

Tabela 4.35: Carga na linha simples a 400 kV, no cenário em Vazio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=1150$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	40	80	120	160	200	240
80	4	8	11	15	19	23
160	7	8	11	15	19	23
240	11	11	12	15	19	23
300	14	13	14	16	19	23

Da análise das três Tabelas 4.33, 4.34 e 4.35 verifica-se que, tanto com o aumento da potência ativa da carga como com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha, está sujeita a aumentar. O valor mínimo da queda de tensão no cenário de ponta é de 9% e máximo de 91%.

No cenário intermédio verifica-se 7% de valor mínimo e 47% de valor máximo e no cenário

em vazio, verificam-se os valores de 4% e de 23% mínimo e máximo, respetivamente. Ainda de acordo com as Tabelas, ao analisar os valores da carga da linha, é possível concluir que verifica-se um bom comportamento no transporte, por outras palavras, não se verificam valores na carga superiores a 100%.

#### 4.2.14 Queda de Tensão na Linha Simples a 400 kV

De acordo com a análise anterior, é efetuado o estudo da Queda de tensão na linha. A Tabela seguinte, representa os resultados deste estudo.

Tabela 4.36: Queda de Tensão na linha simples a 400 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	100	200	300	400	500	600
80	0,5	1,4	2,3	3,3	4,4	5,5
160	0,3	2,2	4,3	6,8	9,5	12,7
240	0,7	2,4	6,1	10,7	16,6	25,9
300	2,0	2,1	7,3	14,4	26,4	47,2

Tabela 4.37: Queda de Tensão na linha simples a 400 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	70	140	210	280	350	420
80	0,2	0,8	1,5	2,1	2,8	3,5
160	0,3	1	2,4	3,9	5,5	7,3
240	1,6	0,5	2,8	5,3	8,3	11,7
300	3,12	0,4	2,6	6,2	10,5	16,1

Tabela 4.38: Queda de Tensão na linha simples a 400 kV, no cenário em Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	40	80	120	160	200	240
80	0	0,3	0,7	1,0	1,4	1,8
160	0,8	0,1	0,6	1,4	2,2	3,0
240	2,4	1,3	0,1	1,1	2,4	3,8
300	4,2	2,8	1,3	0,4	2,1	4,1

Da análise destas Tabela há a destacar os seguintes aspetos:

- No cenário de ponta, o comportamento da queda de tensão na linha também é idêntico ao da carga na linha. Com o incremento da potência ativa da carga e do comprimento da linha, a queda de tensão sofre também um incremento contínuo. As células a azul indicam os diversos cenários não exequíveis, isto é, ocorre uma sub-tensão na qual a tensão elétrica é inferior relativamente às tensões imposta no padrão de segurança de planeamento da RNT.
- No cenário intermédio (No transporte a 80 km e 160 km), o comportamento da queda de tensão na linha também é semelhante ao da carga na linha. Com o aumento da potência ativa da carga e com o comprimento da linha, a queda de tensão sofre um aumento contínuo. No transporte a 240 km e 300 km para uma mesma potência injetada de 70 MW, considerada como uma carga pequena (6 % da potência nominal), nota-se que existe um aumento da tensão de receção embora não atinja a sobrecarga. As células em azul mostram os diversos cenários não exequíveis. Ocorre então uma sub-tensão na qual a tensão elétrica é inferior relativamente às tensões impostas no padrão de segurança de planeamento da RNT.
- No cenário em vazio, a análise é muito idêntica ao do cenário intermédio embora não hajam sub-tensões, isto é, existem tensões elétricas inferiores às tensões normais impostas no padrão de segurança de planeamento da RNT.
- É de assinalar ainda que existem mais células em azul no cenário de ponta em

relação aos outros cenários (intermédio e no vazio não tem células em azul). Este facto significa que, no cenário de ponta, há mais casos em sub-tensões.

Conforme se pode observar nas Tabelas anteriores, o valor mínimo da Queda de tensão no cenário de ponta é de 0,3% e máximo de 47,2%. Já no cenário intermédio os valores são de 0,2% e 16,1% de mínimo e máximo e, por último, no cenário em vazio são de 0% e 4,1% respetivamente. Ainda de acordo com estas Figuras e analisando os valores da queda de tensão da linha, é possível concluir que, para os diversos cenários apresentados, observam-se valores de Queda de tensão superiores a 5 %.

#### 4.2.15 Energia de perdas na Linha Simples a 400 kV

Tendo em conta a análise efetuada na carga na linha e da queda de tensão na linha, também deve considerar-se a energia de perdas. Como tal, as Tabelas a seguir, mostram todos os cálculos efetuados para esta análise.

Tabela 4.39: Energia de perdas na linha simples a 400 kV

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	100	200	300	400	500	600
<b>80</b>	527	2130	4984	9186	14665	4139
<b>160</b>	1128	4154	9753	18244	29960	45359
<b>240</b>	2289	6280	14397	27494	46675	74535
<b>300</b>	3868	8261	18152	34668	61568	105020

Mais uma vez segue-se a mesma tendência no que diz respeito a energia de perdas. A energia de perdas tende a aumentar de forma semelhante a carga na linha e a Queda de tensão na linha. À medida que aumenta a potência gerada no parque eólico e o comprimento da linha, verifica-se um aumento da energia de perdas. A Figura abaixo ilustra esta tendência.

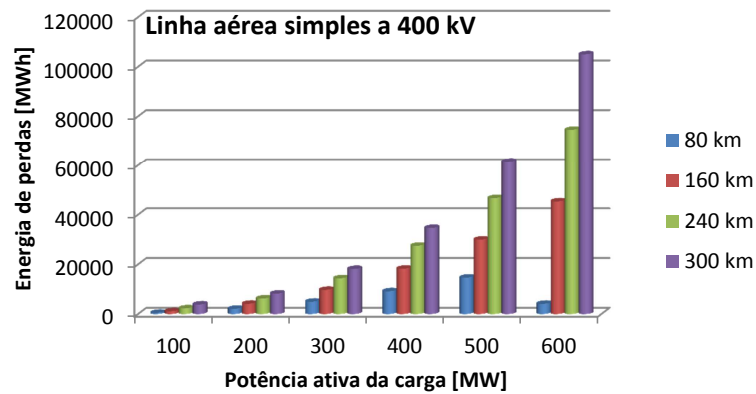


Figura 4.8: Energia de perdas na linha simples a 400 kV.

#### 4.2.16 Carga na Linha Dupla a 400 kV

As Tabelas 4.40, 4.41 e 4.42 apresentam os resultados obtidos relativamente às cargas na linha, de um sistema com dois barramentos, para uma linha dupla a 400 kV, nos três cenários possíveis (ponta, intermédio e vazio) e considera-se uma  $\tan \alpha$  da carga de 0,4.

Tabela 4.40: Carga na linha dupla a 400 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	carga na linha [%]					$S_N=2300$ [MVA]	
	Potência ativa [MW]						
	100	200	300	400	500		600
80	5	9	14	19	24	29	
160	8	10	14	19	24	29	
240	12	12	15	19	24	30	
300	15	15	16	19	24	30	

Tabela 4.41: Carga na linha dupla a 400 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	carga na linha [%]					$S_N=2300$ [MVA]	
	Potência ativa da carga [MW]						
	70	140	210	280	350		420
80	4	7	10	13	17	20	
160	8	8	10	13	17	20	
240	12	12	13	14	17	20	
300	15	15	15	16	17	20	

Tabela 4.42: Carga na linha dupla a 400 kV, no cenário em Vazio.

Comprimento [km]	carga na linha [%]					$S_N=2300$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	40	80	120	180	200	240
80	4	4	6	8	9	11
160	8	8	8	9	10	11
240	12	12	12	12	12	13
300	16	15	15	15	15	15

De acordo com o que se verifica nas três Tabelas 4.40, 4.41, e 4.42, o aumento da potência ativa da carga ou com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha (a que esta irá estar sujeita) aumenta. Ainda de acordo com as Tabelas e analisando os valores da carga da linha, é possível aferir que, para os diversos cenários apresentados, assinala-se um bom comportamento no transporte. Por outras palavras, não se verificam valores da carga na linha superiores a 100 % da sua potência nominal. O valor mínimo da carga da linha no cenário de ponta é de 5% e máximo de 24%. No cenário Intermédio verifica-se 4% de valor mínimo e 17% de valor máximo. No cenário em vazio verificam-se os valores mínimo e máximo de 4% e 15%, respetivamente.

#### 4.2.17 Queda de Tensão na Linha Dupla a 400 kV

Por forma a compreender melhor a análise anterior, é efetuado ainda o estudo da Queda de tensão na linha. A Tabela seguinte, apresenta os resultados deste estudo.

Tabela 4.43: Queda de tensão na linha dupla a 400 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	100	200	300	400	500	600
80	0	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0
160	0,7	0,1	0,9	1,8	2,7	3,6
240	2,1	0,9	0,4	1,8	3,3	4,9
300	3,7	2,1	0,4	1,4	3,4	5,6

Tabela 4.44: Queda de tensão na linha dupla a 400 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	70	140	210	280	350	420
80	0,1	0,2	0,4	0,7	1,0	1,3
160	0,9	0,4	0,2	0,8	1,4	2,0
240	2,4	1,6	0,7	0,2	1,1	2,1
300	4,14	3,1	2,0	0,8	0,4	1,8

Tabela 4.45: Queda de tensão na linha dupla a 400 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	40	80	120	160	200	240
80	0,2	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6
160	1,1	0,8	0,5	0,2	0,1	0,4
240	2,8	2,3	1,9	1,4	0,9	0,4
300	4,6	4,0	3,4	2,8	2,1	1,5

Da análise destas Tabela há a destacar os seguintes aspetos:

- No cenário de ponta, o transporte a 80 km é o único caso onde o comportamento da queda de tensão na linha também é idêntico ao da carga na linha, isto é, com o aumento da potência ativa da carga e do comprimento da linha, a queda de tensão sofre um aumento progressivo. No transporte a 160, 240 e 300 km para uma mesma potência ativa da carga de 100 kV, verifica-se uma carga pequena e com 4,4 % da potência nominal. A queda de tensão por quilómetro de linha dupla a 400 kV apresenta valores de tensão no recetor muito alto, na eminência de haver um efeito de *Ferranti* (segundo a definição, caracteriza-se pela elevação da tensão ao final da linha em condições de carga leve) [21]. No transporte a 300 km com potência a 600 MW ocorre uma sub-tensão resultante da diminuição da tensão no recetor muito inferior à tensão imposta no padrão de segurança da RNT.
- No cenário intermédio e vazio verifica-se que no transporte a 300 Km e com cargas

pequenas, considera-se linha em vazio e apresenta o valor de 0,17 % da potência nominal. É de notar que a queda de tensão na linha por quilómetro de linha dupla a 400 kV tende a aumentar pelo facto de que a tensão na receção aumentou de tal forma que houve uma sobrecarga no vazio, deu-se o efeito *Ferranti*.

Conforme se pode observar na Tabela anterior, o valor mínimo da Queda de tensão no cenário de ponta é de 0% e máximo 5,6%. No cenário intermédio os valores são de 0,1% e 2,1% de mínimo e máximo, respetivamente. Por fim, no cenário em vazio os valores são de 0,2% e 1,5%, respetivamente.

#### 4.2.18 Energia de perdas na Linha Dupla a 400 kV

Ao considerarem-se as características da linha e os dados do diagrama de duração de carga assinalados na tabela 4.2, calcula-se a energia de perdas para diferentes comprimentos e os resultados obtidos encontra-se na tabela 4.46.

Tabela 4.46: Energia de perdas na linha dupla a 400 kV.

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	100	200	300	400	500	600
80	282	1013	2361	4253	6769	9914
160	1251	2390	4687	8243	13062	19200
240	4043	5175	8055	12784	19564	28453
300	8185	8938	11918	17241	25119	35814

Mais uma vez, segue-se a mesma tendência no que diz respeito a energia de perdas. A energia de perdas tende a aumentar de forma semelhante a carga na linha e queda de tensão na linha. À medida que aumenta a potência ativa da carga e o comprimento da linha, dá-se um aumento da energia de perdas. A Figura abaixo demonstra este facto.

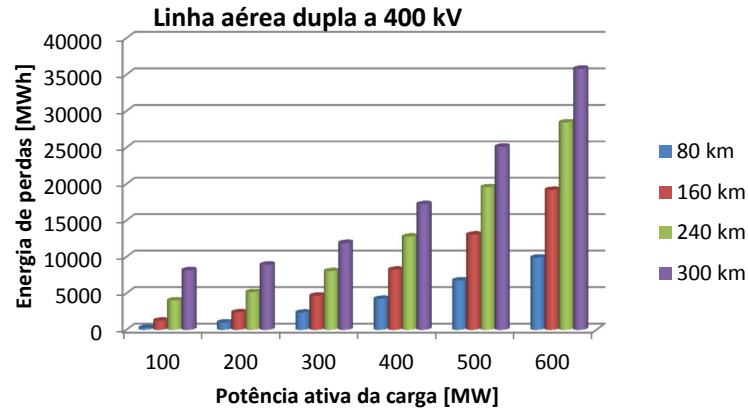


Figura 4.9: Energia de perdas na linha aérea dupla a 400 kV.

### 4.3 Avaliação Económica

Uma vez identificada a energia de perdas associada aos vários cenários, analisam-se os diferentes tipos de investimento possíveis, com vista a decidir qual a melhor solução técnico-económica para a ligação de um parque eólico à rede. Cada tipo de investimento da linha é avaliado, conforme referido no anexo I da secção C. É estabelecido um valor para o custo da energia de perdas  $e$ , desta forma, é possível obter o Valor Atual (VA) de um valor a receber no futuro ( $C$ ) (obtem-se multiplicando esse valor que é a energia de perdas (MWh) por coeficiente de atualização). Para o custo da energia de perdas na rede elétrica de transporte, considera-se o valor de 0,0483 €/kWh, consistente com o facto de uma unidade monetária hoje valer mais do que uma unidade disponível num período futuro[22].

Supondo que um determinado valor é recebido no final do período  $l$  ( $E_1$ ), e considerando o período zero como sendo referencial para o cálculo do VA, obtemos o seguinte:

$$VA = \alpha E_1 \quad (4.7)$$

Na qual,  $\alpha$  é o coeficiente de atualização ou custo da energia de perdas na rede elétrica de transporte. O raciocínio é o seguinte:

Se um agente possui hoje uma unidade monetária e prescinde dela por um período, deixa de a poder aplicar e perde a remuneração que recebe por essa aplicação alternativa. Portanto, o agente ao prescindir da unidade monetária por um período, exige uma remuneração com-

patível com esse custo, a taxa de atualização exigida é, a partir dessa altura, designada por  $k$  e o seu valor é de 10 %.

No final do período, o agente recebe a unidade monetária adicionada da remuneração, isto é  $1+k$ . Dai resulta que o VA de uma unidade disponível no final do período 1 é igual a  $1/(1+k)$ , que é o coeficiente de atualização  $\alpha$  na expressão acima apresentada.

Para o segundo período, o raciocínio é em tudo semelhante ao efetuado anteriormente. A diferença é que, no primeiro, o agente exige a remuneração correspondente a dois períodos e, no segundo, essa remuneração recai sobre a unidade monetária e remuneração obtida no primeiro período. O coeficiente de atualização de uma unidade monetária é, então, para a taxa de atualização acima referida[22]:

$$\alpha_2 = \frac{1}{(1 + 0,1)^2} = 0,83$$

Neste estudo considera-se um período igual a 30 anos, o que corresponde ao tempo de vida útil dos equipamentos. o custo de exploração, (que corresponde ao custo de perdas atualizado), que é dado pela seguinte expressão:

$$C_{PA} = \sum_{i=1}^{n=30} VA_i = \alpha E_1 + \sum_{i=2}^{n=29} \frac{VA_{i-1}}{(1+k)^i} \quad (4.8)$$

Sendo:

$C_{PA}$  - Custo de perdas atualizado [€];

$\alpha$  - Custo da energia de perdas na rede elétrica de transporte [€/kWh];

$E_1$  - Energia de perdas na linha [MWh];

$k$  - Taxa de atualização [%];

$VA_i$  - Valor Atual para os vários casos [€].

Após encontrar o custo de perdas atualizado, calcula-se o custo total do investimento através da soma do custo das perdas atualizado e do custo de investimento da linha. A sua formula é dada por:

$$C_{TI} = C_{PA} + C_I \quad (4.9)$$

Sendo:

$C_I$  - Custo de investimento [€];

$C_{PA}$  - Custo de perdas atualizado [€];

$C_{TI}$  - Custo total do investimento [€].

#### 4.3.1 Análise técnica-económica de Linhas Simples e Dupla a 150 kV

Ao estabelecer-se uma comparação entre os dois tipos de linha por intermédio dos indicadores de comprimento da linha e potência ativa da carga, é possível relacionar os dois tipos de linha mediante os seus valores de custo total do investimento. A tabela abaixo ilustra da seguinte forma:

Tabela 4.47: Análise técnica-económica de linhas simples e dupla a 150 kV

Potência da carga Ativa [MW]	Tipo de Linha	Comprimento [km]					
		20	40	60	80	100	120
50	Simples	5 122 148,89 €	8 265 424,97 €	11 410 456,03 €	14 553 731,12 €	17 701 395,66 €	20 844 671,74 €
	Dupla	7 729 121,44 €	11 521 995,84 €	15 319 257,70 €	19 112 132,10 €	22 927 821,30 €	26 720 695, 70 €
100	Simples	5 656 103,16 €	9 402 655,44 €				
	Dupla	7 993 246,73 €	12 078 764,92 €	16 141 468,31 €	20 223 915,28 €	24 263 803,85 €	28 327 823,48 €
150	Simples	7 030 695,39 €					
	Dupla	8 647 417,50 €	13 409 482,52 €	18 175 496,26 €			
200	Simples	8 529 452,82 €					
	Dupla	9 391 970,00 e	14 884 108,91 €				
250	Simples	10 443 264,28 €					
	Dupla	10 287 451,25 €	16 796 604,12 €				
300	Simples						
	Dupla	11 834 470,78 €					

A amarelo estão assinalados os vários tipos de custos totais de investimento que registam a melhor solução económica ao comparar a linha simples com a dupla, a 150 kv. As células que se encontram a azul correspondem aos cenários topológico (comprimento) e operacional (nível de carga) nos quais os padrões de segurança são violados.

#### 4.3.2 Análise técnica-económica de Linhas Simples e Dupla a 220 kV

Estabelecendo uma comparação entre os dois tipos de linha com recurso aos indicadores de comprimento da linha e potência ativa da carga, é possível relacionar os dois tipos de

linha mediante os seus valores de custo total de investimento. A Tabela ilustra esse mesmo facto:

Tabela 4.48: Análise técnica-económica de linhas simples e dupla a 220 kV

Potência da carga Ativa [MW]	Tipo de Linha	Comprimento [km]					
		40	80	120	160	200	240
50	Simples	10 800 372,33 €	19 254 110,27 €	27 727 591,80 €	36 180 013,50 €	44 671 922,37 €	53 121 272,85 €
	Dupla	16 414 680,97 €	28 239 637,29 €	40 044 850,02 €	51 888 233,68 €	63 819 366,60 €	75 812 801,51 €
100	Simples	11 693 221,10 €	21 046 389,00 €				
	Dupla	16 869 660,91 €	29 063 164,13 €	41 236 923,77 €	53 450 170,58 €	65 639 286,35 €	77 890 704,09 €
150	Simples	13 193 294,77 €					
	Dupla	17 571 655,02 €	30 518 046,94 €	43 424 512,93 €			
200	Simples	15 375 618,98 €					
	Dupla	18 611 483,80 €	32 629 732,98 €				
250	Simples						
	Dupla	19 986 076,03 €	35 447 361,86 €				
300	Simples						
	Dupla	21 635 762,20 €					

A amarelo estão assinalados os vários tipos de custos totais de investimento que registaram a melhor solução económica ao comparar a linha simples com a dupla, a 220 kv. As células que se encontram a cor azul correspondem aos cenários topológico (comprimento) e operacional (nível de carga) nos quais os padrões de segurança são violados.

### 4.3.3 Análise técnica-económica de Linhas Simples e Dupla a 400 kV

Ao estabelecer uma comparação entre os dois tipos de linha por intermédio dos indicadores de comprimento da linha e potência ativa da carga, é possível relacionar os dois tipos de linha mediante os seus valores de custo total de investimento, conforme ilustra a tabela seguinte:

Tabela 4.49: Análise técnica-económica de linhas simples e dupla a 400 kV

Potência da carga Ativa [MW]	Tipo de Linha	Comprimento [km]			
		80	160	240	300
100	Simple	26 425 937,29 €	49 335 557,26 €	72 525 536,14 €	90 273 075,76 €
	Dupla	43 819 940,32 €	80 877 513,75 €	118 848 118,28 €	148 352 189,63 €
200	Simple	27 228 404,31 €	50 850 987,06 €	74 524 464,38 €	92 472 949,82 €
	Dupla	44 185 854,75 €	81 447 883,97 €	119 414 978,52 €	148 729 072,72 €
300	Simple	28 657 839,83 €	53 655 453,55 €		
	Dupla	44 861 085,34 €	82 598 715,57 €	120 857 576,43 €	150 221 687,71 €
400	Simple	30 762 505,93 €			
	Dupla	45 808 777,39 €	84 379 586,89 €	123 226 367,82 €	152 887 510,36 €
500	Simple	33 506 864,17 €			
	Dupla	47 068 856,83 €	86 793 130,41 €	126 621 825,61 €	156 833 594,78 €
600	Simple				
	Dupla	48 643 956,12 €	89 867 425,88 €	131 074 223,28 €	

A amarelo estão assinalados os vários tipos de custos totais de investimento que registam a melhor solução económica ao comparar a linha simples com a dupla, a 400 kv. As células que se encontram a cor azul corresponde aos cenários topológico (comprimento) e operacional (nível de carga) nos quais os padrões de segurança são violados.

#### 4.4 Tabela de apoio a decisão das opções de projeto

Ao estabelecer uma comparação entre os vários tipos de linhas, sendo elas de 150 kV, 220 kV e 400 kV, por intermédio dos indicadores dos resultados técnico e económico, resulta na seguinte tabela:

Tabela 4.50: Soluções técnica-económica.

Comprimento [km]	Potência ativa da carga [MW]												
	30	50	60	100	130	150	160	200	250	300	400	500	600
20	150S	150S	150S	150S	150S	150D	150D/220S	150D	220D/400S	220D/400S	400S	400S	400D
40	150S	150S	150S	220S	220S	150D	200S	200S	220D/400S	220D/400S	400S	400S	400D
60	150S	150D	150D	150D/220S	220S/220D	220D	400S	400S	400S	400S	400S	400S	400D
80	150S	150D/220S	150D	220S	220D	400S	400S	400S	400S	400S	400S	400S	400D
100	150S	150D	150D	220D	220D	400S	400S	400S	400S	400S	400D	400D	400D
120	150S	150D/220S	150D	220D/400S	220D	400s	400S	400S	400S	400S	400D	400D	400D
160	220S	200S	400S	400S	400S	400S	400S	400s	400S	400S	400D	400D	400D
200	220S	200S	400S	400S	400S	400S	400S	400s	400D	400D	400D	400D	400D
240	220S	200S	400S	400S	400S	400S	400S	400S	400D	400D	400D	400D	400D
300	400S	400S	400s	400S	400S	400S	400S	400S	400D	400D	400D	400D	400D

Legenda:

150D - Linha dupla a 150 kV

150S - Linha simples a 150 kV

220D - Linha dupla a 220 kV

220S - Linha simples a 220 kV

400D - Linha dupla a 400 kV

400S - Linha simples a 400 kV

Ao analisar a Tabela 4.50 verifica-se que, quer com o aumento da potência ativa na carga, quer com o aumento do comprimento da linha, os níveis de tensão tendem a aumentar. Para concluir, pode-se afirmar com base nos níveis de tensões que existe uma grande predominância das células a 400 kV quando essas estão sujeitas a cargas e distância elevadas. As células de tensão a 150 kV são bastante predominantes quando estão sujeitas a cargas e distâncias curtas e as células de a 220 kV são bastante visíveis nas zonas intermédias da Tabela acima referida, Nota-se ainda que nem sempre existem tensões que se destacuem, isto é, ocorrem competições entre as mesmas, como no caso das linhas 150/220 kV e 220/400 kV apresentados acima.

## 4.5 Conclusão

Neste capítulo, para os vários tipos de níveis de tensão, foram realizadas simulações para vários cenários operacionais e diferentes cenários topológicos (comprimentos e tipologias de linhas).

Analisando os resultados das simulações dos diversos níveis de tensão das linhas pode-se concluir que os valores da carga na linha, da queda de tensão e da energia de perdas

tendem a aumentar. Ora isto ocorre devido ao aumento do comprimento da linha e da potência ativa da carga.

Ainda a partir das simulações, pode-se concluir que a linha dupla apresenta valores mais baixos a nível dos valores da queda de tensão e carga da linha em cerca de metade, assim como ao nível dos valores da energia de perdas em relação a linha simples.

No decorrer deste trabalho analisa-se ainda a componente económica das diferentes ligações, tendo em consideração a tipologia de base das linhas. A análise económica foi efetuada tendo em consideração o valor atual do custo de perdas atualizado e do custo total de investimento, no sentido de obter a melhor solução técnico-económica.

## Capítulo 5

# Conclusões e trabalhos futuros

Este último capítulo apresenta as principais conclusões do estudo realizado nesta dissertação, assim como sugestões para trabalhos futuros no âmbito da mesma.

### 5.1 Conclusões

Em termos gerais, os objetivos propostos para esta dissertação foram alcançados, visto que foram obtidas informações relevantes, através das simulações, sobre o comportamento da rede em regime permanente, de modo a se poder comparar as diferentes tipologias (simples e dupla) para os diversos níveis de tensão, resultando na melhor solução técnica e económica. A ferramenta selecionada para as simulações foi o PSS/E.

O principal foco deste trabalho foi o estudo técnico e económico da ligação de fontes de energia renováveis à rede elétrica. Para esse efeito, foi estudada a rede de dois barramentos e, simuladas diferentes formas de ligação:

- Tipologias da linha (simples e dupla);
- Diferentes níveis de tensões (60 kV, 150 kV, 220 kV e 400 kV);
- Diferentes valores para o comprimento de ligação e diferentes níveis de potência ativa de carga.

Os resultados obtidos permitem concluir, que as linhas de tensões a 400 kV são aplicadas a cargas elevadas e distância elevadas. As linhas de nível de tensão a 150 kV são aplicadas

a cargas pequenas e distâncias curtas e as linhas de nível de tensão a 220 kV em valores intermédios.

## 5.2 Trabalhos futuros

O trabalho realizado nesta dissertação teve os seus objetivos concretizados embora algumas melhorias podem ser realizadas no seguinte contexto:

- Alargar as análises para incluir o estudo da ligação a 60 kV, em virtude das ligações dos parques cada vez mais serem efetuadas a esse nível de tensão.
- Estudar o impacto da natureza da carga (através da  $\text{tg}\theta$ ) na ligação à rede.
- Analisar se perante variações nos valores do diagrama de duração de carga as soluções técnica-económica são alteradas ou não.

# Bibliografia

- [1] . WWEA 2014, “Half year report 2014,” *WWEA - The World Wind Energy Association*, Germany.
- [2] . INEGI Instituto de Ciência e inovação em engenharia mecânica e engenharia industrial; APREN Associação Portuguesa de energia Renováveis 2014, “Parques eólicos de Portugal,” *e2p Energias endógenas de Portugal - Bases de dados de fontes renováveis de energia*, Portugal.
- [3] . DGEG 2015, “Renováveis. estatísticas rápidas - n°125 - março de 2015,” *DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia*, Portugal.
- [4] . Português, Governo, “Estratégia nacional para a energia 2020 (ene 2020), resolução do conselho de ministros no 29/2010,” 2010.
- [5] J. P. T. Saraiva, J. T. Saraiva, J. L. P. da Silva, M. T. P. de Leão, J. L. P. P. da Silva, M. T. C. P. da Silva, and . de Leão, Ponce, *Mercados de Electricidade-Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUP Edições, 2002.
- [6] . Gaspar, João Filipe Santos, “Estratégias de comercialização de energia para negociação bilateral em mercados de energia eléctrica multi-agente,” *Instituto Superior de Engenharia de Lisboa*, 2012.
- [7] . Praça, Isabel, “Agentes inteligentes aplicados aos mercados de energia,” *Apresentação Universidade do Minho, 09/03*, 2007.
- [8] . ERSE, “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017,” *ERSE - Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos*, 2014.

- [9] . Paiva, José Pedro Sucena, “Redes de energia eléctrica, uma análise sistémica.”
- [10] . REN 2015, “Caracterização da rede nacional de transporte para efeitos de efeitos de acesso á rede - situação a 31 de dezembro de 2014,” *REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.*, Portugal.
- [11] . Decreto Lei n.º172/2006 de 23 de Agosto, “Diário da república, 1.ªsérie –n.º147 –30 de julho de 2010,” *Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento*, Portugal.
- [12] . REN 2008, “Plano de desenvolvimento e investimento da rnt (2009 - 2014), anexo 1 - padrão de segurança de planeamento da rnt,” *REN - Rede Eléctrica Nacional, REN S.A.*, Portugal.
- [13] . Despacho n.º14430/2010, “Diário da república, 2.ªsérie –n.º180 –15 de setembro de 2010,” *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*, Portugal.
- [14] . DGEG –Direcção Geral de Energia e Geologia, “Energia eólica,” 2015. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>
- [15] . WWEA 2012, “Half year report 2012,” *WWEA - The World Wind Energy Association*, Germany.
- [16] J. R. Ferreira and . Martins, Fernando Ribeiro, “Ventos de mudança. a energia eólica em portugal,” *Centro de Estudos de Geografia e Planeamento Regional, Faculdade de Ciências Sociais e Humanas, Universidade Nova de Lisboa, Portugal*, 2009.
- [17] F. DA CUNHA FERREIRA and . LOURO E COSTA, JOÃO, “O sistema eléctrico português e as recentes alterações ao seu regime jurídico.” *Actualidad Juridica (1578-956X)*, no. 34, 2013.
- [18] . ERSE –Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos, “Rede nacional de transporte (rnt),” 2009. [Online]. Available: <http://www.erse.pt/>
- [19] . Borges, Carmen Lucia Tancredo, “Análise de sistemas de potência,” *Brasil: EE-UFRJ, Departamento de Eletrotécnica*, 2005.

- [20] . REN –Redes Energéticas Nacionais SGPS SA, “O setor elétrico,” <http://www.ren.pt>, 2015.
- [21] . Chaves, Fabrício Silveira, “Análise da tensão ao longo da linha de transmissão.”
- [22] . Isabel Soares; José Moreira; Carlos Pinho; João Couto, *Decisões de Investimento - Análise Financeira de Projetos*. Edições Sílabo, 2015.



# Apêndice A

## Software PSS/E

### A.1 Estrutura e modo de funcionamento do PSS/E

Primeiramente inicia-se o PSS/E, sendo que a janela de folha de cálculo torna-se visível, apenas ficando quando se abre um ficheiro já existente ou se cria um novo caso, como ilustra a Figura seguinte:

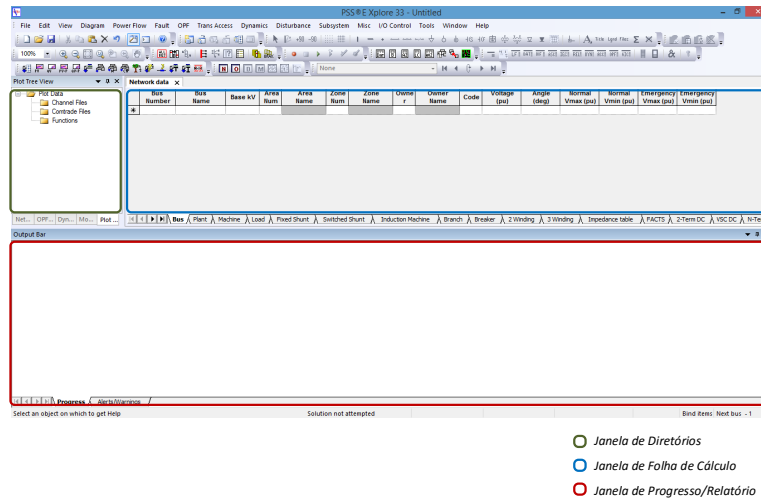


Figura A.1: Interface gráfica do PSS/E

Para dar início à simulação, devem-se ser introduzidos os dados referentes aos separadores, que estão assinalados através de uma seta vermelha como ilustra a Figura A.2:

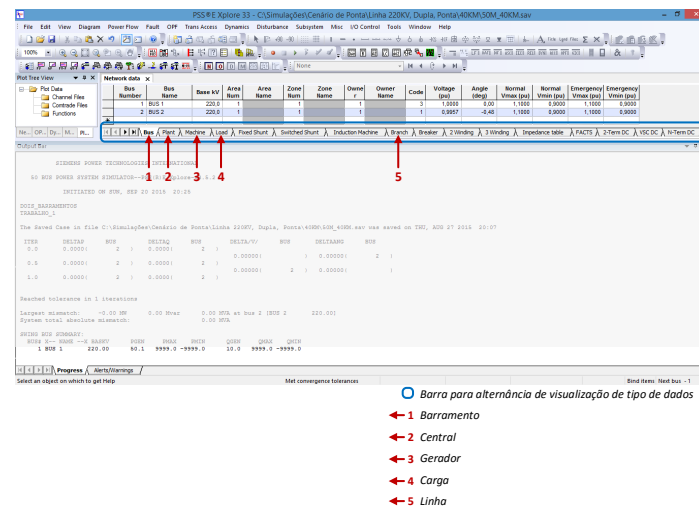


Figura A.2: Separadores os mais usados para o estudo

Relativamente aos separadores indicados estes são definidos por:

- Barramento “Bus”** - Serve para dimensionar os dados do barramento. Os campos na sua maioria, são preenchidos com base no tipo de linha em estudo, por exemplo, se o caso a analisar, for uma linha Dupla à 220 KV, no campo *Base KV* preenche-se com o valor da tensão de 220 KV. Quanto ao *Code*, este define-se pelo tipo de barramento, ou seja no caso da rede em estudo, o Barramento 1 é alimentado pelo gerador, então é do tipo balanço/referência, por isso é preenchido com o número 3. No que diz respeito ao barramento 2, este está associado a uma carga, do tipo PQ logo atribui-se o numero 1.
- Central “Plant”** - Serve para dimensionar os dados da central. Está associado a uma regra particular, pois deve ser dimensionado depois da linha *Branch* e antes do Gerador *Machine*. O número do barramento ao qual a central está ligada, preenche-se no campo *Bus Number*. Quanto aos outros campos (que neste estudo não são relevantes) como o campo *Vsched*, representa o valor da tensão a controlar no barramento indicado e o campo *Remote Bus Number*, que caso seja 0 demonstra a tensão a controlar, no barramento ao qual a central está ligada.
- Linha “Branch”** - permite dimensionar os dados da Linha. As suas extremidades definem-se ao preencher os campos *From Bus* e *To Bus* (no caso de uma linha du-

pla à 220 kv preenche-se com os números 1 e 2 respetivamente). O Id é o campo considerado como sendo o número de identificação da linha. Por norma o seu valor é 1. Os campos *Line R*, *Line X* e *Charging B*, sendo os parâmetros elétricos da linha devem ser preenchidos, consoante o tipo de linha em estudo, para tal, existe a Tabela 4.1 apresentada na secção 4.1.2, que possui todos os valores correspondentes, aos vários tipos de linha, que vão ser analisada neste estudo. Contudo, não basta apenas inserir os valores da Tabela 4.1 nos campos dos parâmetros elétricos, porque estes, são apresentados na unidade pu/KM. Então deve realizar-se o cálculo no sentido de eliminar a unidade km, como se demonstra a seguir. Como referido na secção 4.1.2, um dos fatores importantes é o comprimento da linha, assim para eliminar a unidade quilómetro, como exemplo, escolheu-se para o primeiro cenário de uma linha dupla à 220 KV, o comprimento de 40 km, sendo assim o X, R e B têm o seguinte valor:

$$X=0,00008 \text{ pu/km} * 40 \text{ km} = 0,0032 \text{ p.u.}$$

$$R=0,00044 \text{ pu/km} * 40 \text{ km} = 0,0176 \text{ p.u.}$$

$$B=0,00263 \text{ pu/km} * 40 \text{ km} = 0,1052 \text{ p.u.}$$

Quanto ao *Rate*, corresponde ao valor da Potência nominal da linha. A tabela 4.1 da secção 4.1.2 encontra-se os vários valores do *Rate*, para os vários tipos de linha em estudo seja ela dupla ou simples (considerando como exemplo uma linha dupla à 220 KV, o valor é de 632 KW).

- **Carga “Load”** - dimensiona os dados da carga. O campo *Bus Number* requer o número do barramento ao qual a carga se encontra ligada (no caso de uma linha dupla à 220 KV, referiu-se que a carga está associada ao barramento 2, logo escolhe-se o número 2). O campo Id preenche-se com número de identificação da carga, por defeito este campo assume o valor 1. Caso exista mais do que uma carga ligada ao barramento, este é o número que suporta essa diferença de cargas. O campo *Pload* preenche-se com o valor da potência ativa consumida pela carga em MW. Neste estudo, e como carga é um dos fatores determinantes (assim como o comprimento),

vão assumir-se vários valores para o estudo dos vários cenários e iniciando em 40 MW. O campo  $Qload$  está associado à potência reativa consumida pela carga em MVar. O seu valor é calculado usando a fórmula proveniente da teoria do triângulo da potência, assumindo que a tangente de  $\theta$  é igual a 0.4, tem-se:

$$Qload = Pload * \tan\theta = 40 * 0,4 = 16\text{Mvar.}$$

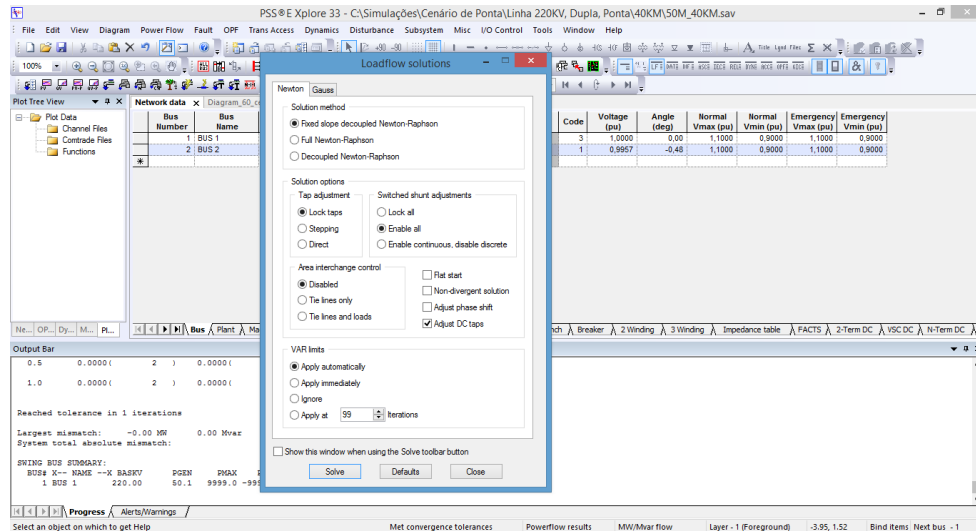
sendo:

$Qload$  - Potência reativa consumida pela carga [Mvar];

$Pload$  - Potência ativa consumida pela carga [Mvar].

- **Gerador “*Machine*”** - serve para dimensionar os dados do gerador. O seu preenchimento inicia-se no campo *Bus Number*, onde se escreve o número do barramento ao qual o gerador está ligado (neste caso, considerando uma linha dupla à 220 KV, o valor é igual a 1). O campo *Id* representa o número de identificação do gerador, o qual por defeito assume o valor 1. Caso exista mais de um gerador ligado ao barramento, neste campo é possível distinguir esse gerador, mas como considera apenas um gerador, então o campo é preenchido com o valor 1. Quanto aos outros campos  $Pgen$  (Potência ativa gerada em MW) e  $Qgen$  (Potência reativa gerada em MVar) para este estudo não é necessário o seu preenchimento, pois os seus valores são gerados aleatoriamente pelo programa assim que este é simulado.

Após a introdução dos dados dos barramentos, das linhas, da carga, da central e dos geradores, segue-se a escolha do método numérico que se pretende utilizar. Neste estudo foi escolhido o método de *Newton-Raphson*, já mencionado na secção 3.1.3, como mostra a Figura seguinte:

Figura A.3: Caixa *Loadflow Solutions*

O comando de ordem para que o programa resolva o trânsito de energia e forneça a respectiva solução, está disponível em solve, sendo que o programa permite uma monitorização do progresso da solução do trânsito de energia. Após terminar a simulação, na janela de progresso é possível verificar o número total de iterações do processo, bem como o valor final da geração de potência ativa e reativa do barramento de balanço. Como ilustra a Figura:

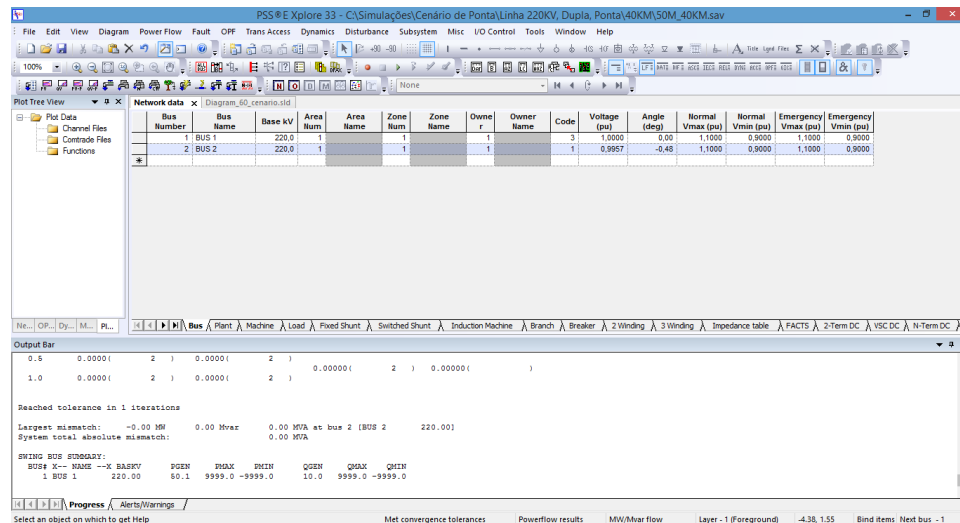


Figura A.4: Localização dos valores da tensão em módulo e resultados do trânsito de energia.

A solução do programa PSS/E convergiu após 1 iteração, mas haverá casos que pode convergir para mais iterações. Também a potência ativa e reativa injetadas no nó de

balanço, resulta nos valores de 50,1 MW e 10 MVAR, respectivamente.

Outra forma de análise dos resultados, é a gráfica, a partir da qual se podem consultar as tensões de cada barramento, assim como as setas a que identificam os trânsito das potências na linha, a queda de tensão na linha e o valor da carga na linha em percentagem. A Figura a seguir mostra essa tendência:

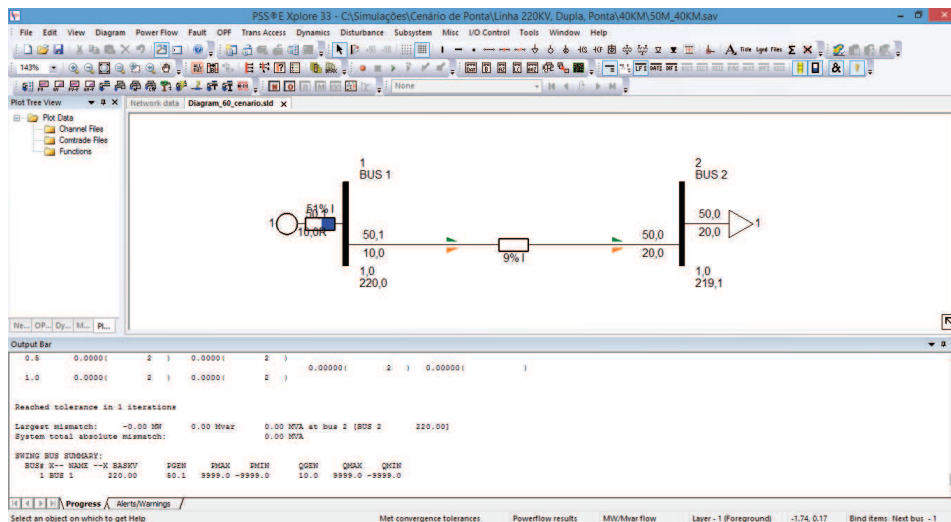


Figura A.5: Resultados em forma gráfica

Na Figura A.5 também se apresenta o diagrama com o barramento de balanço, no qual se podem verificar os valores em KV e pu da tensão, os dados do gerador e respectivas potências injetadas, bem como as potências em trânsito através das linhas que ligam este barramento ao outro. É com base em alguns destes resultados que se torna possível efetuar alguns cálculos técnicos da linha.

### A.1.1 Cálculo da capacidade de transporte de linha com recurso ao PSS/E

o software PSS/E indica esse resultado e em percentagem, como demonstra a Figura A.5, onde o seu valor é 9%.

### A.1.2 Cálculo da queda de tensão com recurso ao PSS/E

Para os cálculos da queda de tensão, recorre-se à visualização imediata dos valores das tensões nos barramentos que se encontram no separador *Bus* campos *Voltage*. Tendo

visualizado os valores, a queda de tensão em percentagem, é calculada através da expressão 4.1 da secção 4.2.

Segundo as normais, as quedas de tensão máxima admissíveis entre o parque eólico e o ponto de ligação a rede não pode de forma alguma ultrapassar os 5

### A.1.3 Cálculo da perdas com recurso ao PSS/E

O primeiro passo a efetuar para obter as perdas na linha é carregar na barra de menus e seguindo os passos:

*power flow* → *Reports* → *Bus Based Reports*

Após esta ação, surge a caixa de *Bus Based Reports* onde o utilizador deve escolher *Go*, conforme mostra a Figura seguinte:

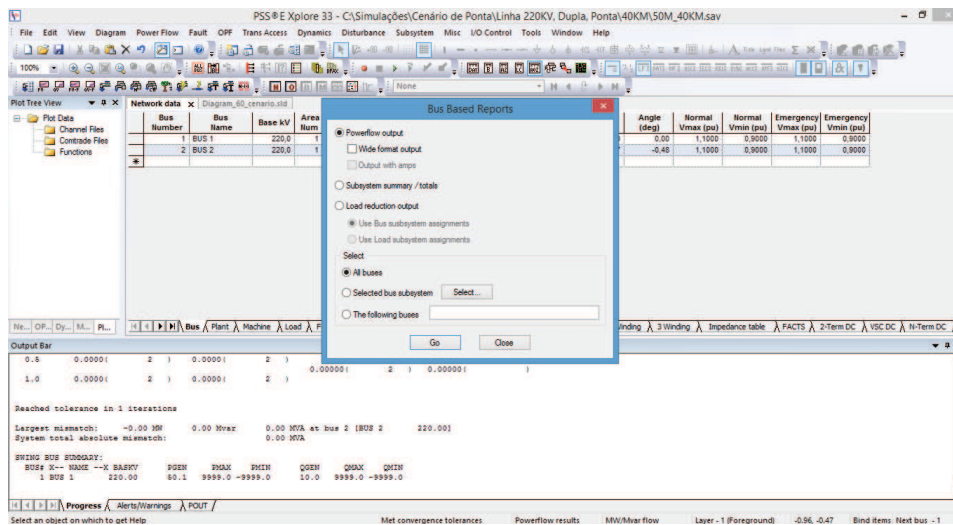


Figura A.6: caixa *Bus Based Reports*

Após premir no botão *GO*, A janela de progresso, em forma de relatório mostra todos os resultados relativos ao trânsito de energia assim como as perdas de todos os barramentos envolvidos na rede, conforme apresenta na Figura A.7:

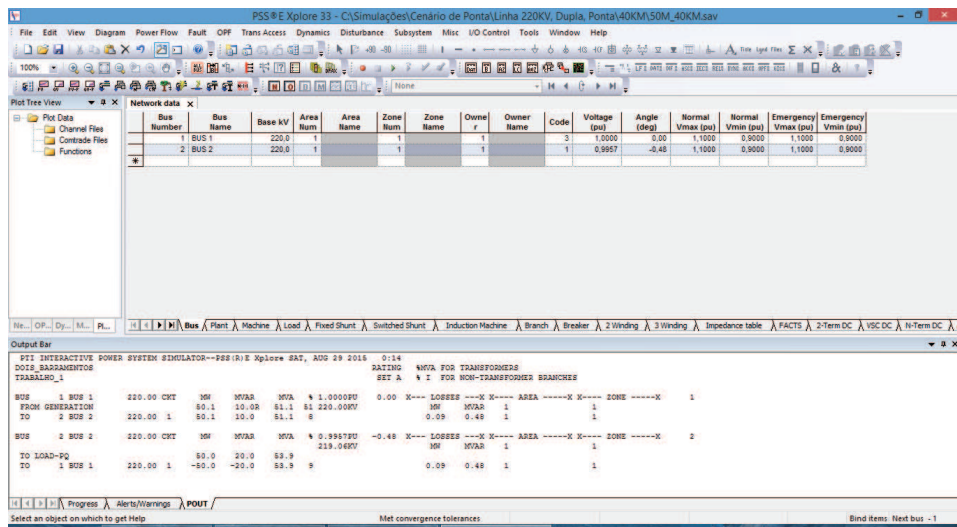


Figura A.7: Resultados das perdas

No caso em estudo de uma linha aérea à 220 KV, essa perda é de 0,09Mw.

#### A.1.4 Cálculo da Energia de perdas com recurso ao PSS/E

Com o intuito de determinar as Energia de perdas, de uma determinada Linha aérea é necessário considerar o diagrama de carga anual, onde é representada a evolução do consumo ao longo do ano (8760 horas). Através do diagrama de carga podem ser identificados os três possíveis cenários sendo eles, o cenário de ponta, intermédio e vazio como ilustra a Figura A.8:

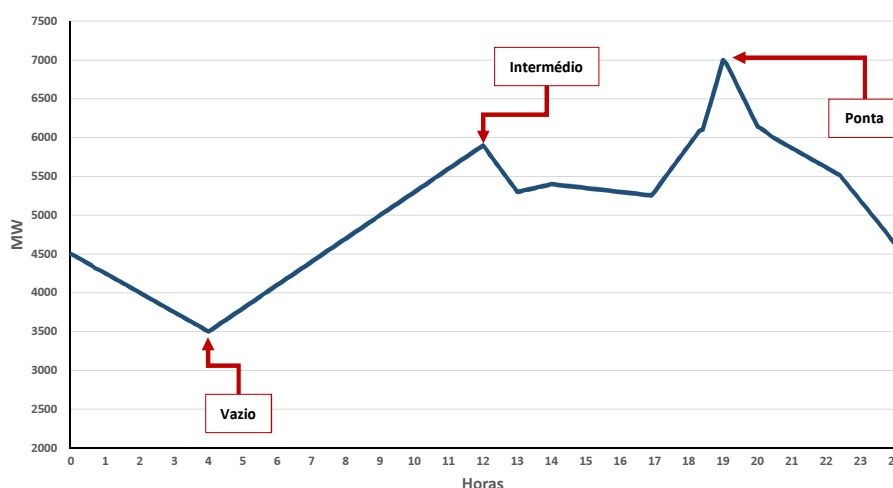


Figura A.8: Diagrama de Carga

Para a simulação, no cenário de ponta, considera-se todos os diferentes níveis de carga a aplicar na rede como sendo o de maior consumo. O cenário intermédio não é nada mais do que considerar nos níveis de carga a redução de 70% inicialmente imposta no cenário de ponta. Já no cenário em vazio reduz-se os níveis da carga na ordem dos 40% face aos níveis de carga usados no cenário de ponta. Portanto, para obter o valor da energia de perdas, basta efetuar o somatório da energia de perdas dos cenários (ponta, intermédio e vazio). O horizonte temporal estabelecido para o cálculo da energia de perdas será de um ano com 365 dias (equivalente a 8760 horas) e percentualmente equivalente a 100%. Com base nestes pressupostos, a energia de perdas, é calculada através da expressão 4.2 da seção 4.2.



## Apêndice B

# Avaliação técnica da solução de uma Linha a 60 kV

### B.0.5 Carga na Linha Dupla a 60 kV

Os resultados obtidos da carga na linha, do caso de um sistema com dois barramentos, usando as características de uma linha dupla a 60 kV, está ilustrado na Tabela a seguir:

Tabela B.1: Carga na linha dupla a 60 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=120$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	10	20	30	40	50	60
10	4	7	11	14	18	22
20	4	7	11	15	18	22
30	4	7	11	15	18	22
40	4	7	11	15	18	22
50	4	7	11	15	19	23
60	4	7	11	15	19	23

Tabela B.2: carga na linha dupla a 60 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=120$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	7	14	21	28	35	42
10	6	13	19	25	32	38
20	6	13	19	26	32	39
30	6	13	19	26	33	40
40	6	13	19	26	33	40
50	6	13	20	26	34	41
60	6	13	20	27	34	42

Tabela B.3: carga na linha dupla a 60 kV, no cenário em Vazio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=120$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	4	8	12	16	20	24
10	4	7	11	14	18	22
20	4	7	11	15	18	22
30	4	7	11	15	18	22
40	4	7	11	15	18	22
50	4	7	11	15	19	23
60	4	7	11	15	19	23

Da análise das três Tabelas B.1, B.2 e B.3, verifica-se que, tanto com o aumento da potência ativa da carga ou com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha, tende a aumentar, sendo o valor mínimo da carga na linha no cenário de ponta 4% e máximo 23%, no cenário intermédio valores 6% e 42% mínimo e máximo e por último no cenário em vazio de 4% e 23% respetivamente.

De acordo com as Tabelas já referida na alínea anterior, analisando os valores da carga da linha, é possível concluir que para os diversos cenários apresentados, não se verifica valores da carga na linha superiores a 100 % da sua potência nominal.

### B.0.6 Queda de Tensão na Linha Dupla a 60 kV

De forma a dar sequencia a análise anterior, foi efetuado o estudo da Queda de tensão na linha. A Tabela seguinte apresenta detalhes sobre o estudo.

Tabela B.4: Queda de tensão na linha dupla a 60 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	10	20	30	40	50	60
10	0,3	0,7	1,0	1,4	1,8	2,1
20	0,7	1,4	2,1	2,9	3,6	4,4
30	1,0	2,1	3,2	4,4	5,6	6,3
40	1,3	2,8	4,3	6,0	7,7	9,6
50	1,6	3,5	5,5	7,7	10,0	12,6
60	1,9	4,2	6,7	9,5	12,5	16,0

Tabela B.5: Queda de tensão na linha dupla a 60 kV, no cenário Intermédio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	7	14	21	28	35	42
20	0,2	0,5	0,7	1,0	1,2	1,5
40	0,5	0,9	1,5	2,0	2,5	3,0
60	0,7	1,4	2,2	3,0	3,8	4,6
80	0,9	1,9	2,9	4,0	5,2	6,3
100	1,1	2,4	3,7	5,1	6,6	8,1
120	1,3	2,8	4,5	6,2	8,1	10,1

Tabela B.6: Queda de tensão na linha dupla a 60 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	4	8	12	16	20	24
10	0,1	0,3	0,4	0,5	0,7	0,8
20	0,2	0,5	0,8	1,1	1,4	1,7
30	0,4	0,8	1,2	1,6	2,1	2,5
40	0,5	1,0	1,6	2,2	2,8	3,4
50	0,5	1,3	2,0	2,7	3,5	4,3
60	0,6	1,5	2,4	3,3	4,2	5,2

O comportamento da queda de tensão na linha também é idêntico ao da carga na linha. Com o aumento da potência ativa da carga e com o aumento do comprimento da linha, a queda de tensão sofre um aumento progressivo.

No que diz respeito aos valores visualizados nas células em cor azul, correspondem aos diversos cenários onde a queda de tensão na linha atinge valores superiores a 5% e segundo as regras, a Queda de tensão máxima admissível entre o parque eólico e o ponto de ligação, não deve exceder os 5%. Quanto ao valor mínimo da Queda de tensão no cenário de ponta é de 0,3% e máximo 16,0%. No cenário intermédio verifica-se 0,2% de valor mínimo e 10,1% valor máximo e no cenário em vazio nota-se os valores 0,13% e 5,20%, respetivamente.

### B.0.7 Energia de perdas na Linha Dupla a 60 kV

Tendo em conta a análise efetuada na carga na linha e da queda de tensão na linha, também deverá ser tida em consideração a energia de perdas. Como tal, as Tabelas a seguir, espelham todos os cálculos efetuados para esta análise.

Tabela B.7: Energia de perdas na linha dupla a 60 kV

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	10	20	30	40	50	60
10	53	237	534	964	1472	2146
20	140	447	1113	1945	3040	4459
30	193	692	1621	2943	4722	6798
40	237	972	2208	4003	6474	9557
50	254	1183	2768	5116	8322	12474
60	342	1428	3373	6290	10328	15742

Mais uma vez é seguida a mesma tendência no que diz respeito a energia de perdas. A energia de perda tende a aumentar de forma semelhante a carga na linha e queda de tensão na linha. A medida que aumenta a potência ativa e o comprimento da linha, verifica-se um aumento das energias de perdas. A Figura que se segue ilustra este facto.

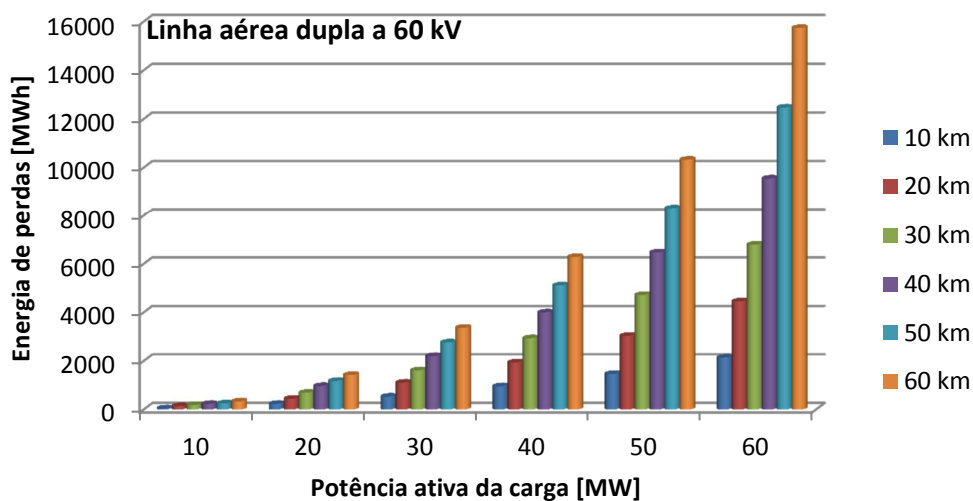


Figura B.1: Energia de perdas na linha dupla a 60 kV

### B.0.8 Carga na Linha Simples a 60 kV

Os resultados obtidos da carga na linha, usando as características de uma linha simples a 60 kV, está ilustrado na Tabela a seguir:

Tabela B.8: carga na linha simples a 60 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=60$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	10	20	30	40	50	60
10	18	36	55	74	93	113
20	18	37	56	77	98	119
30	18	38	58	80	103	129
40	18	38	60	84	111	146
50	19	39	62	89	126	171
60	19	40	64	97	143	175

Tabela B.9: carga na linha simples a 60 kV, no cenário intermédio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=60$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	7	14	21	28	35	42
10	13	25	38	51	64	78
20	13	26	39	52	66	81
30	13	26	40	54	69	84
40	13	26	40	55	71	89
50	13	27	41	57	75	95
60	13	27	42	59	79	106

Tabela B.10: carga na linha simples a 60 kV, no cenário em Vazio.

Comprimento [km]	Carga na linha [%]					$S_N=60$ [MVA]
	Potência ativa da carga [MW]					
	4	8	12	16	20	24
10	7	14	22	29	36	44
20	7	15	22	29	37	45
30	7	15	22	30	38	46
40	7	15	22	30	38	47
50	7	15	23	31	39	48
60	7	15	23	31	40	49

Da análise das três Tabelas B.8, B.9 e B.10, verifica-se que, tanto com o aumento da potência ativa da carga ou com o aumento do comprimento da linha, a carga na linha irá aumentar. Ainda de acordo com as Tabelas da alínea anterior, analisando os valores da carga da linha, é possível concluir que para os diversos cenários apresentados, verifica-se valores na carga superiores a 100%.

### B.0.9 Queda de Tensão na Linha Simples a 60 kV

De forma a complementar a análise anterior, foi efetuado o estudo da Queda de tensão na linha, As tabelas seguinte representam os resultados deste estudo.

Tabela B.11: Queda de tensão na linha simples a 60 kV, no cenário de Ponta.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	10	20	30	40	50	60
10	0,7	1,4	2,2	2,9	3,7	4,5
20	1,4	2,9	4,5	6,2	8,0	9,9
30	2,1	4,5	7,0	9,8	13,0	16,6
40	2,8	6,1	9,8	14,1	19,3	26,3
50	3,6	7,8	12,9	19,2	28,5	41,2
60	4,3	9,7	16,4	26,2	41,1	53,1

Tabela B.12: Queda de tensão na linha simples a 60 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	7	14	21	28	35	42
10	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,1
20	1,0	2,0	3,1	4,2	5,3	6,5
30	1,5	3,0	4,7	6,5	8,4	10,4
40	1,9	4,1	6,4	9,0	11,8	15,0
50	2,4	5,2	8,3	11,8	15,9	20,8
60	2,9	6,3	10,3	14,9	20,7	28,9

Tabela B.13: Queda de tensão na linha simples a 60 kV, no cenário Vazio.

Comprimento [km]	Queda de tensão [%]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	4	8	12	16	20	24
10	0,3	0,6	0,8	1,1	1,4	1,7
20	0,5	1,1	1,7	2,3	2,9	3,5
30	0,8	1,7	2,6	3,5	4,5	5,5
40	1,0	2,2	3,5	4,8	6,1	7,5
50	1,3	2,8	4,4	6,0	7,8	9,7
60	1,5	3,3	5,3	7,4	9,7	12,2

O comportamento da queda de tensão na linha também é idêntico ao da carga na linha. Com o aumento da potência ativa da carga e com o aumento do comprimento da linha, a queda de tensão sofre um aumento progressivo. Os valores indicados na tabela de cor azul correspondem aos cenários topológicos (comprimento) e operacionais (nível de carga) nos quais os padrões de segurança são violados. Quanto ao valor mínimo da queda de tensão no cenário de ponta 0,7% e máximo 53,1%. No cenário intermédio verifica-se 0,5% de valor mínimo e 28,9% valor máximo e no cenário em vazio nota-se os valores 0,27% e 12,16%, respetivamente.

#### B.0.10 Energia de perdas na Linha Simples a 60 kV

Tendo em conta a análise efetuada na carga na linha e da queda de tensão na linha, também deverá ser tida em consideração a energia de perdas. Como tal, a Tabela a seguir, ilustra os cálculos efetuados para esta análise.

Tabela B.14: Energia de perdas na linha simples a 60 kV

Comprimento [km]	Energia de perdas [MWh]					
	Potência ativa da carga [MW]					
	10	20	30	40	50	60
10	140	447	1069	1945	3040	4459
20	237	972	2208	4073	6482	9610
30	342	1472	3451	6377	10468	15952
40	447	2015	4783	9049	15339	24493
50	587	2575	6211	12238	21935	37142
60	701	3145	7902	16224	30870	50957

Mais uma vez é seguida a mesma tendência no que diz respeito a energia de perdas. A energia de perdas tende a aumentar de forma semelhante a carga na linha e queda de tensão na linha. A medida que aumenta a potência ativa da carga e o comprimento da linha, verifica-se um aumento da energia de perdas. A Figura abaixo suportam este facto.

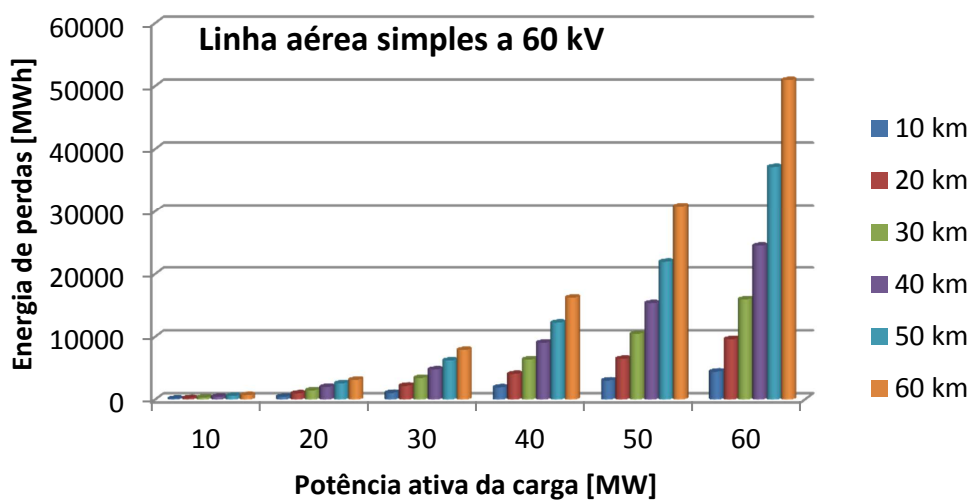


Figura B.2: Energia de perdas na linha simples a 60 kV



## Apêndice C

# Investimentos sobre os vários tipos linha

### C.1 Investimentos sobre a linha simples a 150 kV

Tabela C.1: Investimentos sobre a linha simples a 150 kV

	Investimentos					
	Comprimento [km]	Euro/km	Unidade	Euro/Unidade	Custo [Euro]	Custo Total
<b>Painéis AIS de 150 kV</b>	***	***	2	978 029,00 €	1 956 058,00 €	***
<b>Linha simples a 150 KV</b>	20	148 696,00 €	*	*	2 973 920,00 €	4 929 978,00 €
	40		*	*	5 947 840,00 €	7 903 898,00 €
	60		*	*	8 921 760,00 €	10 877 818,00 €
	80		*	*	11 895 680,00 €	13 851 738,00 €
	100		*	*	14 869 600,00 €	16 825 658,00 €
	120		*	*	17 843 520,00 €	19 799 578,00 €

## C.2 Investimentos sobre a linha dupla a 150 kV

Tabela C.2: Investimentos sobre a linha dupla a 150 kV

	Investimentos					
	Comprimento [km]	Euro/km	Unidade	Euro/Unidade	Custo [Euro]	Custo Total
Painéis AIS de 150 kV	***	***	4	978 029,00 €	3 912 116,00 €	***
Linha dupla a 150 KV	20	186 046,00 €	*	*	3 720 920,00 €	7 633 036,00 €
	40		*	*	7 441 840,00 €	11 353 956,00 €
	60		*	*	11 162 760,00 €	15 074 876,00 €
	80		*	*	14 883 680,00 €	18 795 796,00 €
	100		*	*	18 604 600,00 €	22 516 716,00 €
	120		*	*	22 325 520,00 €	26 237 636,00 €

## C.3 Investimentos sobre a linha simples a 220 kV

Tabela C.3: Investimentos sobre a linha simples a 220 kV

	Investimentos					
	Comprimento [km]	Euro/km	Unidade	Euro/Unidade	Custo [Euro]	Custo Total
Painéis AIS de 220 kV	***	***	2	1 152 038,00 €	2 304 076,00 €	***
Linha simples a 220 KV	40	205 201,00 €	*	*	8 208 040,00 €	10 512 116,00 €
	80		*	*	16 416 080,00 €	18 720 156,00 €
	120		*	*	24 624 120,00 €	26 928 196,00 €
	160		*	*	32 832 160,00 €	35 136 236,00 €
	200		*	*	41 040 200,00 €	43 344 276,00 €
	240		*	*	49 248 240,00 €	51 552 316,00 €

## C.4 Investimentos sobre a linha dupla a 220 kV

Tabela C.4: Investimentos sobre a linha dupla a 220 kV

	Investimentos					
	Comprimento [km]	Euro/km	Unidade	Euro/Unidade	Custo [Euro]	Custo Total
Painéis AIS de 220 kV	***	***	2	1 152 038,00 €	2 304 076,00 €	***
Linha dupla a 220 kV	40	205 201,00 €	*	*	8 208 040,00 €	10 512 116,00 €
	80		*	*	16 416 080,00 €	18 720 156,00 €
	120		*	*	24 624 120,00 €	26 928 196,00 €
	160		*	*	32 832 160,00 €	35 136 236,00 €
	200		*	*	41 040 200,00 €	43 344 276,00 €
	240		*	*	49 248 240,00 €	51 552 316,00 €

## C.5 Investimentos sobre a linha simples a 400 kV

Tabela C.5: Investimentos sobre a linha simples a 400 kV

	Investimentos					
	Comprimento [km]	Euro/km	Unidade	Euro/Unidade	Custo [Euro]	Custo Total
Painéis AIS de 400 kV	***	***	2	1 776 586,00 €	3 553 172,00 €	***
Linha simples a 400 kV	80	282 608,00 €	*	*	22 608 640,00 €	26 161 812,00 €
	160		*	*	45 217 280,00 €	48 770 452,00 €
	240		*	*	67 825 920,00 €	71 379 092,00 €
	300		*	*	84 782 400,00 €	88 335 572,00 €

## C.6 Investimentos sobre a linha dupla a 400 kV

Tabela C.6: Investimentos sobre a linha dupla a 400 kV

	Investimentos					
	Comprimento [km]	Euro/km	Unidade	Euro/Unidade	Custo [Euro]	Custo Total
Painéis AIS de 400 kV	***	***	4	1 776 586,00 €	7 106 344,00 €	***
Linha dupla a 400 KV	80	457 154,00 €	*	*	36 572 320,00 €	43 678 664,00 €
	160		*	*	73 144 640,00 €	80 250 984,00 €
	240		*	*	109 716 960,00 €	116 823 304,00 €
	300		*	*	137 146 200,00 €	144 252 544,00 €

