

**Optimização da Ligação Eléctrica dos
Aerogeradores de um Parque Eólico
MEEC/UTAD**

Por

Paulo Jorge da Conceição Nunes

Orientador: Manuel da Ressurreição Cordeiro

Co-orientador: Luís Miguel Pires Neves

Dissertação submetida à

UNIVERSIDADE DE TRÁS-OS-MONTES E ALTO DOURO

para obtenção do grau de

MESTRE

em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, de acordo com o disposto no

DR – I série-A, Decreto-Lei n.º 74/2006 de 24 de Março e no

Regulamento de Estudos Pós-Graduados da UTAD

DR, 2ª série - Deliberação n.º 2391/2007

Orientação Científica :

Manuel da Ressurreição Cordeiro

Professor Catedrático do
Departamento de Engenharias II
UTAD

Luís Miguel Pires Neves

Professor Adjunto do
Departamento de Engenharia Electrotécnica
ESTG

*À Tânia
e à Cláudia*

Optimização da Ligação Eléctrica dos Aerogeradores de um Parque Eólico

Paulo Jorge da Conceição Nunes

Submetido na Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro
para o preenchimento dos requisitos parciais para obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Resumo – A presente dissertação com o título *Optimização das ligações eléctricas dos aerogeradores de um Parque Eólico* tem como objectivo o estudo e a implementação computacional em *Matlab* de uma aplicação informática que permita determinar a melhor configuração da rede de distribuição de energia eléctrica de um parque eólico com vista à minimização do custo global da solução.

Para a realização do trabalho foi necessário efectuar uma análise dos equipamentos constituintes dos parques eólicos e das tecnologias envolvidas nomeadamente quanto à arquitectura e ao tipo da rede eléctrica de distribuição.

Os métodos de optimização vulgarmente utilizados para a optimização das redes de distribuição de energia eléctrica são os métodos baseados em algoritmos genéticos e os métodos heurísticos baseados num conjunto de regras base.

O método seleccionado para aplicar ao caso de estudo do parque eólico de Pena Suar foi o método heurístico baseado num conjunto de regras base. Este método foi apresentado por Li et al[8] em 2004 e considera tanto os custos de investimento como os custos associados às perdas nas linhas de distribuição.

A caracterização do parque eólico de Pena Suar, permite identificar as informações necessárias para a implementação do algoritmo de optimização (a quantidade, tipo e potências dos aerogeradores bem como a sua localização geográfica; a arquitectura, o tipo e as tensões da rede de distribuição; a localização geográfica e as características do transformador de potência da subestação).

Palavras Chave: Optimização, Parque eólico, Análise Económica, Trânsito de Energia, Curto-Circuitos, *Matlab*.

Optimization of power distribution of wind generators in a Wind Farm

Paulo Jorge da Conceição Nunes

Submitted to the University of Trás-os-Montes and Alto Douro
in partial fulfilment of the requirements for the degree of
Master of Science in Electrical and Computer Engineering

Abstract – The main goal of this work, entitled “Optimization of power distribution of wind generators in a Wind Farm”, is the Matlab computational study and implementation of a computer application which can lead to an improved layout of the power distribution network of a wind farm aiming at lower global costs for this solution.

To accomplish this work it was necessary to analyse the equipment used in wind farms and the technology here involved, namely in what concerns their architecture and type of power distribution network.

The choice of the optimization method was done after studying several scientific publications on the works done. The optimization methods normally applied for the optimization of power distribution networks are based upon genetic algorithms and heuristic methods, which are based in expert rules. The method selected to be applied to the case study of Pena Suar wind farm was the heuristic one based in expert rules.

This method was presented in 2004 by Li et al[8] and takes into account not only the investment costs but also the costs resulting from losses in distribution lines.

The characterization of Pena Suar wind farm allows the identification of the data needed to establish the optimization algorithm (such as number, type and power of wind-generators as well as geographical location; architecture, type of distribution network and corresponding voltage; geographical location and features of a substation power transformer).

Key Words: Optimization, Wind Farm, Economic Analysis, Electrical Power Flow, Short-Circuits, *Matlab*.

Agradecimentos

Agradeço à Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro e ao Instituto Politécnico de Leiria por me terem proporcionado todos os meios e condições para desenvolver esta dissertação.

Agradeço especialmente ao meu orientador científico Professor Doutor Manuel Cordeiro e ao meu co-orientador Professor Doutor Luís Miguel Pires Neves pelo empenho, capacidade de organização, apoio e total disponibilidade para me orientarem na elaboração desta dissertação.

Agradeço também à minha família pelo apoio, incentivo e compreensão manifestados.

A todos, muito obrigado.

Leiria
9 de Junho de 2008

Paulo Jorge da Conceição Nunes

Índice

Resumo	i
<i>Abstract</i>	iii
Agradecimentos	v
Índice de tabelas	xi
Índice de figuras	xiii
Lista de símbolos	xv
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objectivos.....	2
1.3 Estrutura da dissertação	3
2 Parques eólicos	5
2.1 A energia eólica	5
2.2 Estudos de viabilidade de um Parque Eólico	7
2.2.1 Análise do potencial eólico	7
2.2.2 Estudo de impacto ambiental	10

2.2.3	Interligação com a rede eléctrica	10
2.3	Equipamentos de um Parque Eólico.....	10
2.3.1	Aerogeradores	11
2.3.1.1	Rotor	12
2.3.1.2	A <i>Nacelle</i>	13
2.3.1.3	A torre	15
2.4	Subestação MT/AT	15
2.5	Rede de Média Tensão	18
3	Redes de energia eléctrica	19
3.1	Classificação das Redes Eléctricas.....	19
3.1.1	Níveis de Tensão.....	19
3.1.2	Função.....	20
3.1.3	Topologia	20
3.2	Trânsito de potências nas redes de distribuição radiais.....	22
3.2.1	Modelo da linha curta	23
3.3	Sistema por unidade	25
3.3	Cabos eléctricos isolados	26
3.3.1	Dimensionamento	26
3.3.2	Instalação	28
3.4	Máquinas eléctricas	29
3.4.1	Geradores síncronos.....	29
3.4.2	Máquinas assíncronas	34
3.4.3	Transformadores	37
3.5	Cálculo das correntes de curto-circuito simétrico	39
4	Optimização de redes eléctricas de parques eólicos	43
4.1	Níveis de tensão num parque eólico.....	43
4.2	Optimização de redes de distribuição de energia eléctrica.....	44
5	O caso em estudo – Pena Suar	47
5.1	Caracterização	47
5.2	Escolha do método de optimização	48
5.3	Formulação do modelo de optimização	49
5.3.1	Dados de caracterização do Parque Eólico	49
5.3.2	Algoritmo de optimização.....	52
5.4	Análise dos resultados obtidos	53

5.4.1	Caso 1	55
5.4.2	Caso 2	55
5.4.3	Caso 3	57
5.4.3	Caso 4	58
6	Conclusões	59
6.1	Perspectivas de trabalhos futuros	60
6.1.1	Optimização da localização da subestação eléctrica	60
6.1.2	Optimização do nível de tensão da rede de distribuição do parque eólico	60
A	Dados Gerais	63
A.1	Parque eólico de Pena Suar	63
B	Resultados obtidos	71
B.1	Caso 1	72
B.2	Caso 2	76
B.3	Caso 3	80
B.4	Caso 4	84
	Referências Bibliográficas	89

Índice de tabelas

Tabela 3.1 – Valores da constante k para os cabos isolados.....	28
Tabela 5.1 – Designação dos campos do ficheiro resultados.txt	54
Tabela 5.2 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 1	55
Tabela 5.3 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 2	56
Tabela 5.4 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 3	57
Tabela 5.5 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 4	58
Tabela A.1 – Posições geográficas dos sistemas do parque eólico	63
Tabela A.2 – Distâncias entre os sistemas do parque eólico em metros	65
Tabela A.3 – Características dos cabos unipolares para a tensão 6/10kV	66
Tabela A.4 – Características dos cabos unipolares para a tensão 8,7/15kV	67
Tabela A.5 – Características dos cabos unipolares para a tensão 12/20kV	68
Tabela A.6 – Características dos cabos unipolares para a tensão 18/30kV	69
Tabela B.1 – Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 1.....	72
Tabela B.2 – Resultados da optimização realizada no Caso 1.....	74
Tabela B.3 – Resultados da optimização realizada no Caso 1 (<i>continuação</i>)	75
Tabela B.4 – Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 2.....	76
Tabela B.5 – Resultados da optimização realizada no Caso 2.....	78
Tabela B.6 – Resultados da optimização realizada no Caso 2 (<i>continuação</i>)	79
Tabela B.7 – Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 3.....	80

Tabela B.8 – Resultados da optimização realizada no Caso 3	82
Tabela B.9 – Resultados da optimização realizada no Caso 3 (<i>continuação</i>)	83
Tabela B.10 – Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 4	84
Tabela B.11 – Resultados da optimização realizada no Caso 4	86
Tabela B.12 – Resultados da optimização realizada no Caso 4 (<i>continuação</i>)	87

Índice de figuras

Figura 2.1 – Curva de distribuição de probabilidade da velocidade do vento.....	8
Figura 2.2 – Curva de potência do aerogerador GAMESA G80 2.0MW.....	9
Figura 2.3 – Turbina de eixo vertical [4].....	11
Figura 2.4 – Turbina de eixo horizontal [5].....	12
Figura 2.5 – <i>Nacelle</i> de um aerogerador.....	13
Figura 2.6 – Torres dos aerogeradores	15
Figura 2.7 – Subestação eléctrica do tipo exterior.....	16
Figura 2.8 – Quadros blindados de média tensão	17
Figura 2.9 – Transformador de potência MT/BT dos serviços auxiliares	17
Figura 2.10 – Cabos subterrâneos da rede eléctrica de distribuição em média tensão	18
Figura 3.1 – Rede de topologia radial.....	21
Figura 3.2 – Rede de topologia malhada	21
Figura 3.3 – Rede de topologia malhada (anel) com exploração radial	22
Figura 3.4 – Representação do modelo de uma linha curta.....	23
Figura 3.5 – Representação gráfica das tensões	24
Figura 3.6 – Esquema equivalente da máquina síncrona.....	30
Figura 3.7 – Diagrama de fasores da máquina síncrona	31
Figura 3.8 – Esquema equivalente da máquina assíncrona	36
Figura 3.9 – Esquema equivalente do transformador	37

Figura 3.10 – Esquema equivalente do transformador (ensaio de curto-circuito).....	38
Figura 3.11 – Esquema equivalente <i>Thevenin</i> (regime de curto-circuito).....	40
Figura: A.1 – Parque eólico de Pena Suar [Imagem do <i>Google Earth</i>]	64
Figura B.1 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 1	73
Figura B.2 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 2	77
Figura B.3 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 3	81
Figura B.4 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 4	85

Lista de símbolos

Símbolo	Descrição	Unidades
E_c	Energia cinética	J
m	Massa	Kg
v	Velocidade	m/s
Δt	Intervalo de tempo	s
ρ	Densidade	Kg/m ³
A	Área	m ²
D	Diâmetro	m
P_{vento}	Potência do vento	W
$P_{\text{Rotor}}^{\text{máx}}$	Potência máxima no rotor do aerogerador	W
C_p	Factor de capacidade de potência de um aerogerador	
I	Intensidade de corrente eléctrica	A
Z	Impedância	Ω
V_e	Tensão na emissão	V
V_r	Tensão na recepção	V
S	Potência aparente	VA
P	Potência activa	W
Q	Potência reactiva	VAR
S_r	Potência aparente no barramento de recepção	VA
P_r	Potência activa no barramento de recepção	W

(continua na página seguinte)

(continuação)

Símbolo	Descrição	Unidades
Q_r	Potência reactiva no barramento de recepção	VAR
R_l	Resistência total da linha	Ω
X_l	Reactância total da linha	Ω
δ	Ângulo de desfasamento entre as tensões	$^\circ$
ΔV	Diferença das tensões	V
$\cos\phi$	Factor de potência da carga	
S_b	Potência aparente de base	VA
V_b	Tensão de base	V
Z_b	Impedância de base	Ω
I_b	Intensidade de corrente de base	A
V_i	Tensão do barramento i	V
V_k	Tensão do barramento k	V
V_{bi}	Tensão de base do barramento i	V
V_{bk}	Tensão de base do barramento k	V
I_{cc}	Intensidade de corrente máxima de curto-circuito	A
S	Secção nominal dos condutores	mm^2
t	Tempo de actuação das protecções	S
k	Constante de aquecimento dos cabos eléctricos isolados	$\text{As}^{-1}\text{mm}^{-2}$
f	Frequência	Hz
p	Numero de pares de pólos	
n	Velocidade de rotação	r.p.m
E	Força electromotriz induzida	V
X_s	Reactância síncrona	Ω
U_{ec}	Tensão económica	V
P_G	Potência activa gerada	W
Q_G	Potência reactiva gerada	VAR
n_s	Velocidade de sincronismo	r.p.m.
n_r	Velocidade de rotação do rotor	r.p.m.
s	Escorregamento da máquina assíncrona	%
G_m	Condutância	Ω
B_m	Susceptância	Ω
F_{il}	Custo anual do troço i	€

(continua na página seguinte)

(continuação)

Símbolo	Descrição	Unidades
C_i	Custo unitário por ano da construção do troço i	€/m
L_i	Comprimento em metros do troço i	m
F_{i2}	Custo anual das perdas no troço i	€
D_c	Custo unitário anual da energia eléctrica	€/ kWh
R_i	Resistência eléctrica do troço i	Ω
I_i	Intensidade de corrente eléctrica média anual no troço i	A



Introdução

Nos últimos anos, o consumo de energia eléctrica tem vindo a crescer de forma relativamente estável e contínua, impulsionado pelo crescimento económico, o que se crê que continuará a acontecer apesar dos esforços que têm sido efectuados no sentido de racionalizar os consumos. Para além do aumento do consumo de electricidade, há ainda que considerar a necessidade de substituição das centrais antigas, que atingem o limite da sua vida, e cuja produção deverá ser assegurada de qualquer outra forma.

A utilização de combustíveis fósseis na produção de energia apresenta alguns problemas, em comparação com a energia eólica, nomeadamente o facto de se tratar de um recurso finito, a necessidade de importar os combustíveis com a consequente saída de divisas, a produção de grandes quantidades de resíduos ao utilizar alguns tipos de combustíveis e o lançamento de substâncias poluentes e de dióxido de carbono para a atmosfera como resultado da queima. As substâncias referidas contribuem para o aparecimento de fenómenos a nível de certas regiões ou do próprio planeta, como são as chuvas ácidas e o aquecimento global da Terra, cujas consequências podem ser graves.

Em Portugal, assim como na União Europeia, pretende-se que as energias renováveis desempenhem um papel cada vez mais importante na satisfação dos consumos de electricidade.

Pode considerar-se que a produção de energia eléctrica de uma forma bastante menos agressiva para o meio ambiente que outras formas convencionais, apresenta efeitos positivos em termos de qualidade do ar, pelo que, ainda que indirectamente, reflectir-se-á na qualidade de vida da população e no ambiente em geral.

1.1 Motivação

As sociedades e o mundo em geral confrontam-se hoje com a necessidade de encontrarem soluções que respondam aos problemas criados pelas emissões poluentes derivadas do uso dos combustíveis fósseis com vista a salvaguardar o futuro do nosso planeta. Este factor aliado à necessidade de se encontrarem alternativas ao uso do petróleo levaram os responsáveis políticos a adoptar medidas para promover o aumento do uso das energias renováveis. Uma das fontes de energia renovável é o vento e o seu aproveitamento para a geração de energia eléctrica tem vindo a aumentar fortemente nos últimos anos e prevê-se que esse aumento continue no futuro. Os sistemas eólicos de grande dimensão são os mais utilizados no aproveitamento da energia eólica e são constituídos por um conjunto variável de aerogeradores que funcionam agrupados em estruturas denominadas de parques eólicos. O projecto da rede eléctrica de distribuição de um parque eólico envolve diversos critérios técnico-económicos e a sua optimização não é uma tarefa fácil de executar. O desafio de estudar e compreender os métodos de optimização aplicados às redes de distribuição de energia eléctrica em geral e a sua aplicação aos parques eólicos em particular constituiu a motivação suficiente para a realização deste trabalho.

1.2 Objectivos

A optimização da rede de distribuição de energia eléctrica de um parque eólico tem como objectivo determinar a solução técnica que represente o menor custo global. Para se atingir este objectivo e tendo em consideração os múltiplos cálculos matemáticos envolvidos, é imprescindível o recurso a aplicações informáticas.

A optimização da rede de energia eléctrica de um parque eólico é determinada em função do conhecimento prévio das características do parque. Com o conhecimento do numero, do

tipo, da potência unitária e da localização geográfica dos aerogeradores e também da localização da subestação do parque eólico e do nível de tensão da rede de distribuição, o algoritmo de optimização determina a solução de optimização que minimiza os custos globais considerando tanto os custos do investimento como os custos de exploração do parque respeitando as restrições técnicas relativas ao valor máximo da queda de tensão admissível e também garantindo os limites térmicos dos cabos eléctricos da rede de distribuição de energia eléctrica quer para o regime de funcionamento nominal como para o regime de funcionamento em defeito de curto-circuito. O Algoritmo determina a solução que minimiza os custos globais, projectando a rede de distribuição de energia eléctrica indicando para cada uma das ligações qual o ponto de origem e de destino da ligação bem como as características (tipo e secção) dos cabos eléctricos a utilizar.

1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação está organizada por 6 capítulos. No Capítulo 2 é feita uma caracterização dos parques eólicos nomeadamente quanto aos princípios fundamentais da energia eólica e quanto aos principais equipamentos que o constituem.

No Capítulo 3 é apresentada a teoria subjacente ao estudo do trânsito de potências nas redes de distribuição de energia eléctrica. No Capítulo 4 são apresentados os resumos dos trabalhos científicos de optimização que serviram de base à decisão da selecção do método de optimização e o algoritmo do método de optimização. No Capítulo 5 é feita a caracterização do caso de estudo do Parque eólico de Pena Suar e são apresentados os resultados obtidos pela aplicação informática na execução do algoritmo genérico apresentado no capítulo anterior. Por último, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões do trabalho e são também apontados os desenvolvimentos futuros. No Apêndice A são apresentadas as localizações geográficas dos sistemas do parque eólico de Pena Suar e também as características dos cabos eléctricos isolados usados para a optimização. No Apêndice B são apresentados os parâmetros de optimização para cada caso de estudo e os resultados obtidos em cada uma das optimizações realizadas.

2

Parques eólicos

O vento é a deslocação de massas de ar originada por diferenças de pressão atmosférica, que resultam dos diferentes níveis de absorção da energia solar na atmosfera. O aproveitamento da energia do vento consiste na transformação da energia cinética do vento em energia mecânica, por exemplo para moagem de cereais ou bombagem de água, ou em energia eléctrica a partir de aerogeradores. A velocidade do vento está em constante flutuação, pelo que o conteúdo energético varia continuamente. A amplitude dessas flutuações depende tanto das condições climáticas como das condições da superfície e dos obstáculos existentes.

2.1 A energia eólica

A conversão tecnológica da energia do vento em energia eléctrica é conseguida por uma máquina fixa que se designa por aerogerador. Este não é mais do que uma turbina movida pelo vento que acciona um gerador de energia eléctrica.

Um aerogerador obtém a sua potência de entrada convertendo a energia cinética do vento em energia mecânica.

A energia cinética E_c de um corpo com massa m que se desloca a uma velocidade v é dada por:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.1)$$

A massa de ar m deslocada numa área A a uma dada velocidade v num intervalo de tempo Δt pode ser determinada pela seguinte expressão:

$$m = \rho Av \Delta t \quad (2.2)$$

Substituindo (2.2) em (2.1), temos que a energia cinética do vento é então:

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 = \frac{1}{2}\rho Av^3 \Delta t \quad (2.3)$$

Atendendo a que a potência é a energia por unidade de tempo, então a potência do vento é dada por:

$$P_{vento} = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2.4)$$

A potência do vento (W) é directamente proporcional à densidade do ar (kg/m^3), à área (m^2) e ao cubo da velocidade (m/s). No caso dos aerogeradores de eixo vertical a área varrida pelas pás do rotor é circular, logo:

$$P_{vento} = \frac{1}{2}\rho Av^3 = \frac{1}{2}\rho \frac{\pi}{2} D^2 v^3 = \frac{1}{4}\rho \pi D^2 v^3 \quad (2.5)$$

A potência do vento é directamente proporcional à densidade do ar, ao quadrado do diâmetro D das pás do rotor e ao cubo da velocidade do vento.

Os aerogeradores não conseguem extrair toda a potência do vento. O factor de capacidade de potência, C_p define o rendimento de um rotor e representa a razão da potência que é extraída do vento.

$$C_p = \frac{P_{Rotor}^{m\acute{a}x}}{P_{vento}} \quad (2.6)$$

De acordo com o *Limite de Betz* [1], uma turbina eólica apenas pode extrair o máximo de 59% da potência do vento.

2.2 Estudos de viabilidade de um Parque Eólico

Os critérios de localização dos parques eólicos podem ser divididos em três grupos:

Análise do potencial eólico

Estudo de impacto ambiental

Interligação com a rede eléctrica

2.2.1 Análise do potencial eólico

O recurso eólico é muito variável dependendo de diversos aspectos como por exemplo: o local, o período sazonal, o período diário (dia e noite), etc. O INETI – Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação I.P. tem em fase final de desenvolvimento um projecto que visa a caracterização do potencial eólico em Portugal Continental. Actualmente está disponível por este organismo uma base de dados ELOS 2000 onde são divulgados alguns valores pontuais.

A escolha do potencial eólico num determinado local normalmente implica a realização de um trabalho de caracterização dos ventos que é realizado usando equipamentos que permitem medir e registar a velocidade e direcção dos ventos. As medidas são normalmente realizadas por períodos de 12 meses para se conseguir obter uma amostragem significativa.

Atendendo a que o valor da velocidade do vento varia com muita frequência, normalmente é usada a distribuição de probabilidade *Weibull* para caracterizar o vento em função do valor médio medido. A Figura 2.1 representa a curva de distribuição de probabilidade da velocidade do vento para um local onde a velocidade média medida foi de 7 m/s.

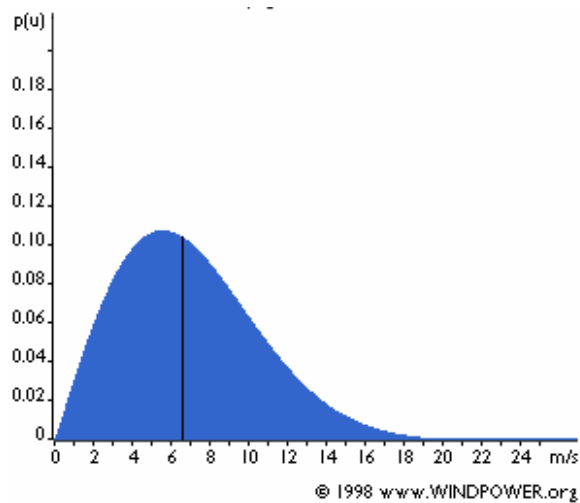


Figura 2.1 - Curva de distribuição de probabilidade da velocidade do vento

A velocidade do vento é influenciada pelos obstáculos existentes no terreno que geram turbulência. Este facto é de extrema importância na selecção da localização dos aerogeradores visto que a direcção do vento quando sujeito a estas perturbações está constantemente a mudar e por conseguinte a energia que se consegue extrair nestas condições é muito reduzida.

A velocidade do vento aumenta fortemente com a altitude, pelo que a altura da torre e a escolha dos locais (altitudes elevadas) para a instalação dos aerogeradores constitui um factor de máxima importância, na escolha do local de instalação do aerogerador. Normalmente os aerogeradores são instalados no cimo dos montes, atendendo a que o vento quando embate no monte comprime e ao atingir o cimo do monte expande aumentando de velocidade e consequentemente permitindo extrair uma potência mais elevada.

A localização óptima dos aerogeradores é uma decisão de compromisso entre a minimização da perturbação do vento devida à perturbação criada pelo funcionamento dos restantes aerogeradores (quanto mais afastados uns dos outros menor é a perturbação) e o custo global da solução. Este efeito de perturbação é normalmente designado por efeito de parque. O custo global da rede eléctrica é o custo de investimento da instalação da rede eléctrica, associado ao custo das perdas de energia no transporte da energia eléctrica desde o aerogerador até à subestação (quanto mais perto estiverem uns dos outros menor é o custo global). Os valores óptimos de afastamento definidos pela Associação da Indústria Eólica

Dinamarquesa [2] são entre 3 a 5 vezes o diâmetro das pás do rotor do aerogerador para os colocados na direcção perpendicular à direcção predominante do vento e 5 a 9 vezes para os aerogeradores colocados na mesma direcção que a direcção predominante do vento.

Os parques eólicos *offshore* estão localizados no mar ou em lagos. Nestes locais a turbulência dos ventos é muito menor, pelo que estas localizações apresentam como vantagens o facto de as torres eólicas poderem ser mais baixas e também o facto de não estarem sujeitas a ventos tão fortes e turbulentos. Por esse motivo, a degradação mecânica será menor e por conseguinte o prazo de vida útil será maior. O facto da velocidade dos ventos ser menor é uma das desvantagens que no entanto é minimizada pelo facto de estarem colocados junto ao mar. Este aspecto é importante pois durante o dia a terra aquece mais rapidamente do que a água do mar e durante a noite arrefece mais rapidamente. Estas diferenças de temperatura originam o deslocamento das massas do ar e consequentemente os aerogeradores beneficiam desse aspecto que resulta num maior número de horas de funcionamento.

Como se observa na Figura 2.2 da curva de potência de um aerogerador GAMESA G80 2.0MW, este só começa a produzir energia a partir de uma velocidade de 4 m/s e só produz a sua capacidade nominal entre os 15 e os 25 m/s.

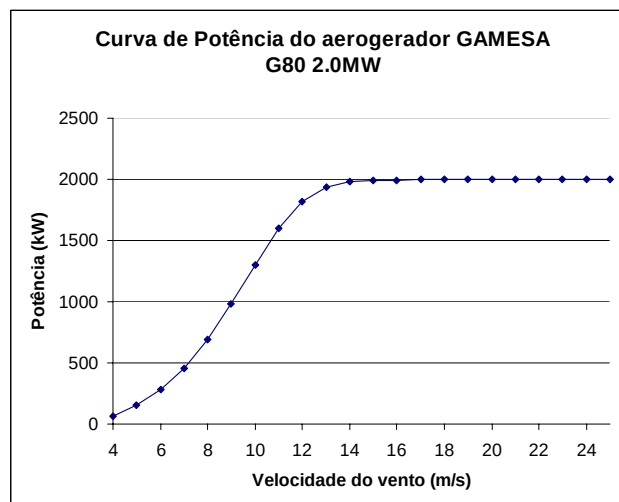


Figura 2.2 - Curva de potência do aerogerador GAMESA G80 2.0MW

O estudo de viabilidade económica deve estimar a energia eléctrica produzida atendendo às variações da velocidade do vento que influenciam fortemente a potência eléctrica

disponível nos aerogeradores. Em, [3] Teresa Esteves definiu que são valores normais anuais de produção de energia eólica, cerca de 2100 a 2300 horas / ano para a potência nominal dos aerogeradores. Em 2006 a produção da energia eólica foi superior a 2120 horas equivalentes por MW.

2.2.2 Estudo de impacto ambiental

Os parques eólicos têm como principais impactes ambientais o ruído, o impacto visual e a influência na fauna avícola. No entanto a evolução tecnológica (diminuição dos ruídos, turbinas mais potentes, menor número de unidades a instalar) e também o facto dos parques eólicos estarem localizados em zonas onde o vento é mais forte (topo das colinas), zonas essas que normalmente são desabitadas faz com que os impactes ambientais tenham uma expressão reduzida.

2.2.3 Interligação com a rede eléctrica

A energia eléctrica produzida nos parques eólicos é injectada na rede eléctrica nacional . Pelo facto das melhores localizações dos parques eólicos (do ponto de vista do recurso eólico) se situarem em zonas montanhosas e longe dos grandes centros de consumo da energia implica que um dos critérios importantes na escolha da melhor localização do parque eólico se deva considerar a capacidade de ligação da rede eléctrica nacional. No sítio da Direcção Geral de Energia e Geologia podem-se consultar os valores estimados até 2010 das potências eléctricas disponíveis para recepção nos barramentos de 60kV.

2.3 Equipamentos de um Parque Eólico

Os aerogeradores funcionam agrupados em estruturas denominadas parques eólicos e estão ligados por cabos subterrâneos a uma subestação instalada num edifício, a qual faz a ligação à rede de distribuição eléctrica e que comporta normalmente a sala de comando e instalações auxiliares.

A implantação de cada um dos parques eólicos, para além dos aerogeradores, implica a instalação no local de outros elementos, de que se destacam um posto de transformação por

cada aerogerador, albergado dentro de própria torre ou da *nacelle*, uma subestação de recepção da energia proveniente dos aerogeradores e cabos subterrâneos de ligação, para transporte da energia eléctrica.

2.3.1 Aerogeradores

Existem dois tipos de aerogeradores: os de eixo vertical e os de eixo horizontal.



Figura 2.3 - Turbina de eixo vertical [4]



Figura 2.4 - Turbina de eixo horizontal [5]

Os aerogeradores mais comuns no mercado são os de eixo horizontal com três pás, apresentando diferentes dimensões e aplicações. As dimensões típicas dos aerogeradores, situam-se numa gama entre os 300 kW, correspondendo a torres com cerca de 50 m de altura e rotores de 33 m de diâmetro e os 3MW para torres com mais de 100 metros de altura e rotores de 90 m de diâmetro. As turbinas de última geração têm potências instaladas da ordem dos 5 MW, encontrando-se contudo ainda em fase de testes. Os componentes principais de um aerogerador são, o rotor, o *nacelle* e a torre.

2.3.1.1 Rotor

O rotor é constituído pelo conjunto das pás e pelo cubo. O projecto das pás beneficiou do estudo das asas dos aviões sendo que a forma da pá e o ângulo de ataque em relação à

direcção do vento têm uma influência determinante. A situação mais usual é a chamada *upwind* em que o vento incide directamente sobre as pás do rotor, no entanto, existe também a situação chamada *downwind* em que o vento incide pela parte de trás das pás. Esta situação tem a vantagem de regular automaticamente a orientação do rotor na direcção do vento, mas tem o inconveniente de o vento ser perturbado pela torre, razão pela qual não é tão utilizada.

2.3.1.2 A Nacelle

A *Nacelle* é a nave colocada no topo da torre e ligada ao rotor onde estão instalados os restantes equipamentos do aerogerador tais como: a caixa de velocidades, sistema de travagem, o gerador eléctrico, o transformador eléctrico e o mecanismo de orientação. Alguns fabricantes colocam também na *nacelle* o transformador de potência eléctrica.



Figura 2.5 - Nacelle de um aerogerador

Os primeiros aerogeradores instalados em Portugal (no final dos anos 80, início dos anos 90) encontravam-se equipados com máquinas de indução de rotor em gaiola. A diferença

entre os diversos sistemas residia na forma como a turbina controlava a potência mecânica: turbinas em que o controlo da potência mecânica é conseguido através do desenho das pás do rotor, denominadas turbinas tipo “*stall*” na literatura, e turbinas em que o controlo da potência mecânica é realizado por variação do passo das pás do rotor, denominadas turbinas tipo “*pitch*”. Estes aerogeradores caracterizavam-se por possuírem uma velocidade de rotação praticamente constante (sendo as variações da velocidade de rotação contabilizadas pelo escorregamento) e por possuírem caixas de velocidade para adaptação da velocidade de rotação nominal da turbina (cerca de 38 rpm) à velocidade de sincronismo da máquina de indução (tipicamente 1500 rpm).

No final da década de 90 foram instalados, em Portugal, os primeiros aerogeradores equipados com máquinas síncronas, operadas a velocidade variável. Estes caracterizam-se pela ausência de caixa de velocidades, sendo a adaptação da frequência das grandezas eléctricas do gerador à frequência da rede, realizada através de um sistema de conversão corrente alternada / corrente contínua / corrente alternada (ca/cc/ca). As turbinas que equipam estes aerogeradores são do tipo “*pitch*”.

No final da década de 90, são ainda instalados em Portugal aerogeradores equipados com máquinas de indução de rotor bobinado, em que existe a possibilidade de variar uma resistência colocada em série com o rotor da máquina e, consequentemente, a gama de variação de velocidade do rotor. As turbinas que equipam estes aerogeradores são do tipo “*pitch*”, sendo a adaptação da velocidade do rotor da turbina ao rotor da máquina de indução realizada através de uma caixa de velocidades.

Actualmente encontram-se em instalação em Portugal aerogeradores equipados com máquinas de indução de rotor bobinado com aproveitamento da energia do escorregamento, uma montagem designada na literatura por máquina de indução de dupla alimentação. Estes aerogeradores são equipados com turbinas do tipo “*pitch*” e possuem uma caixa de velocidades de forma a adaptar a velocidade da turbina à velocidade de rotação da máquina de indução.

2.3.1.3 A torre

A torre é um elemento fundamental do aerogerador dado que é a estrutura de suporte do rotor e da *nacelle*. O vento tem maior velocidade e é mais constante quanto maior for a altitude dado que não é sujeito às turbulências dos objectos existentes no solo. As torres mais comuns são as tubulares construídas em aço. Os transformadores de potência são muitas vezes instalados no interior da torre.



Figura 2.6 - Torres dos aerogeradores

2.4 Subestação MT/AT

As subestações dos parques eólicos estão divididas em duas áreas:

- A zona de transformação

Nesta zona está colocado o transformador de potência de MT/AT, a aparelhagem de contagem TI's e TT's e o equipamento de interligação com a rede de AT normalmente através de uma linha aérea. Geralmente são construídas subestações tipo exterior. A potência do transformador da subestação é da ordem da potência total instalada no parque eólico. Estes transformadores possuem um comutador em carga no lado da AT que permitem uma correcção automática do valor tensão em função das variações dos níveis de tensão devido às variações de carga.



Figura 2.7 - Subestação eléctrica do tipo exterior

- O Edifício de comando e supervisão

No edifício de comando e supervisão estão instalados os quadros blindados de MT, o transformador de MT/BT dos serviços auxiliares, a contagem e a supervisão de todo o parque.



Figura 2.8 - Quadros blindados de média tensão



Figura 2.9 - Transformador de potência MT/BT dos serviços auxiliares

2.5 Rede de Média Tensão

A rede de média tensão de ligação dos aerogeradores com a subestação é normalmente de topologia radial do tipo subterrânea usando cabos eléctricos secos enterrados em vala. Os cabos eléctricos de média tensão usados para o transporte da energia eléctrica são constituídos por uma alma condutora (alumínio ou cobre), por um isolamento em polietileno reticulado por uma blindagem exterior em fios de cobre e por uma bainha exterior em policloreto de vinil (PVC). Os cabos eléctricos podem ser do tipo unipolar ou tripolar.



Figura 2.10 - Cabos subterrâneos da rede eléctrica de distribuição em média tensão

3

Redes de energia eléctrica

3.1 Classificação das Redes Eléctricas

As redes eléctricas classificam-se em função da sua tensão nominal, da função que o sistema deve assegurar e em função da sua topologia.

3.1.1 Níveis de Tensão

A tensão nominal de uma rede eléctrica está dividida em 4 categorias:

- Baixa Tensão (BT) para valores de tensão nominal abaixo dos 1000V. Em Portugal é normalmente usado o valor de 400/231 V (trifásica, fase-fase e fase-neutro)
- Média Tensão (MT) para valores de tensão compreendidos entre 1kV e 45kV. Em Portugal, são usados normalmente valores de 10, 15 e 30 kV nas redes de distribuição urbana e rural.
- Alta Tensão (AT) para valores de tensão compreendidos entre 45 e 110kV. Para realizar a grande distribuição em Portugal é normalmente usado o valor de 60kV.
- Muito Alta Tensão (MAT) para valores superiores a 100 kV. Este nível de tensões é normalmente usado nas redes de transporte sendo que em Portugal, os valores usados são 150, 220 e 400 kV.

3.1.2 Função

As redes eléctricas podem ser classificadas em redes de distribuição, redes de transporte e redes de interligação.

- Redes de distribuição têm como função levar a energia eléctrica até junto dos consumidores usando os níveis de tensão de baixa tensão, média tensão ou alta tensão. Estas redes também recebem a energia produzida pelos produtores independentes.
- Redes de transporte são redes de muito alta tensão que têm como objectivo assegurar o trânsito de elevadas quantidades de energia entregue pelos grandes centros produtores até às subestações de interface com as redes de distribuição.
- Redes de interligação são redes que permitem a ligação entre redes de transporte ou de distribuição exploradas por empresas distintas.

3.1.3 Topologia

As redes eléctricas classificam-se quanto à sua topologia em redes radiais, redes malhadas e redes malhadas em anel com exploração radial:

- As redes eléctricas de distribuição do tipo radial são constituídas a partir de um ponto de alimentação por linhas que se vão ramificando sem nunca se encontrarem num ponto comum, sendo assim, é possível conhecer em qualquer instante o caminho do fluxo de potência eléctrica o que representa uma vantagem na sua implementação. Este tipo de redes eléctricas apresenta como vantagens a simplicidade na sua implementação, exploração, e menor custo de investimento dos equipamentos de protecção. Os valores nominais do equipamento, nomeadamente, a secção dos condutores e as protecções podem ser estabelecidos de forma mais precisa e deste modo originarem ganhos económicos dado que evitam excessivos sobredimensionamentos. Têm o inconveniente de em caso de avaria num dos troços pode originar a colocação fora de serviço de diversos aerogeradores, no entanto, as vantagens superam largamente os inconvenientes e por isso são o tipo de redes mais utilizado em parques eólicos.

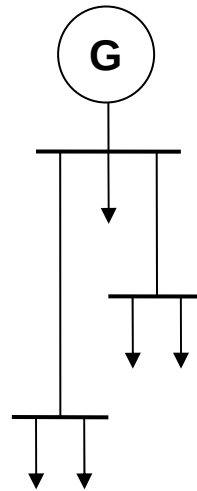


Figura 3.1 - Rede de topologia radial

- As redes malhadas são redes em que todos os consumidores podem receber a energia eléctrica por várias linhas que são ligadas de forma a constituírem malhas fechadas. Estas redes asseguram uma maior fiabilidade, naturalmente, com um custo de investimento mais elevado sendo usado obrigatoriamente este tipo de tipologia no caso das redes de transporte. O cálculo do trânsito de energias nestas redes é uma tarefa complexa que normalmente é solucionada através do uso de métodos iterativos como por exemplo o método de *Newton Raphson*.

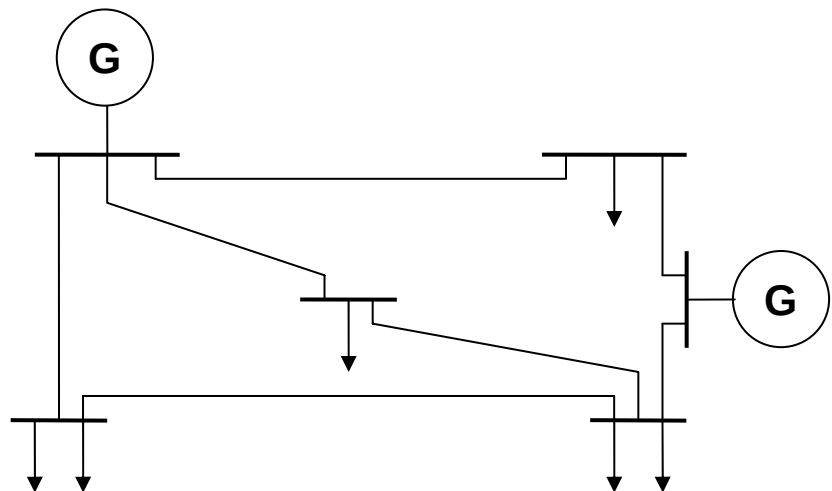


Figura 3.2 - Rede de topologia malhada

- As redes malhadas em anel com exploração radial são redes em que as cargas podem ser alimentadas por dois caminhos distintos, sendo que num dos troços são instalados interruptores normalmente abertos que são fechados em caso de indisponibilidade de um dos troços da linha por forma a garantir a continuidade de serviço.

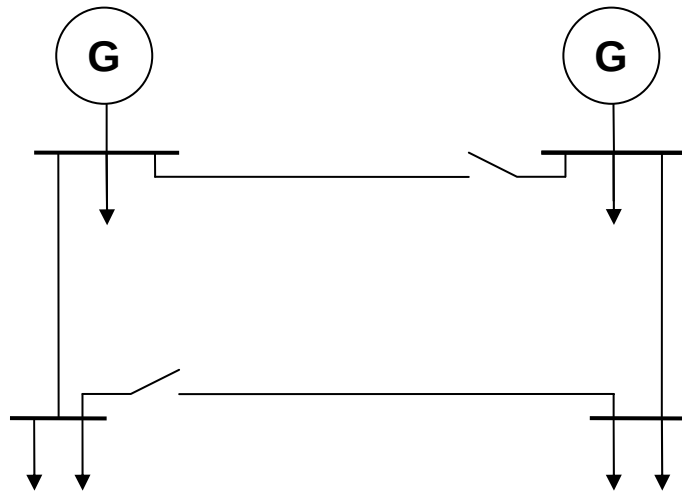


Figura 3.3 - Rede de topologia malhada (anel) com exploração radial

3.2 Trânsito de potências nas redes de distribuição radiais

A energia eléctrica é produzida, transportada e distribuída em sistemas eléctricos trifásicos. As linhas eléctricas trifásicas de alta ou media tensão são constituídas apenas por 3 condutores, não sendo necessário o neutro, uma vez que o retorno da corrente numa fase é assegurado pelas outras resultando uma economia significativa se compararmos a transferência da mesma potência com 3 linhas monofásicas.

O estudo do trânsito de potências permite conhecer em qualquer instante as grandezas eléctricas em cada ponto da rede. Existem diversos métodos de análise do trânsito de potências sendo que os métodos iterativos foram desenvolvidos para o estudo e análise de redes com topologia em anel. Nas redes eléctricas com topologia radial podem-se usar os métodos analíticos tradicionais.

3.2.1 Modelo da linha curta

Nos parques eólicos, as distâncias entre os aerogeradores e entre estes a subestação são da ordem das centenas de metros e por conseguinte para a análise do trânsito de potências são consideradas como linhas curtas desprezando-se no estudo a admitância transversal da linha, sendo a linha apenas modelada pela sua admitância longitudinal conforme se representa na Figura 3.4.

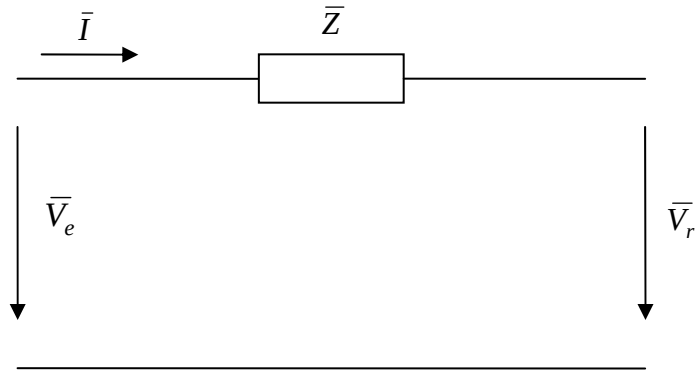


Figura 3.4 - Representação do modelo de uma linha curta

Supondo que a linha entrega em r uma potência complexa

$$\bar{S}_r = P_r + jQ_r \quad (3.1)$$

e considerando-se fixa a tensão na recepção V_r , calculamos a tensão na emissão V_e e a queda de tensão na linha.

Por definição de potência complexa tem-se:

$$\bar{S}_r = \bar{V}_r \bar{I}^* \quad (3.2)$$

Fazendo a tensão na recepção como referência (argumento nulo) o valor da corrente é:

$$\bar{I} = \frac{P_r - jQ_r}{V_r} \quad (3.3)$$

A tensão na emissão V_e é dada por:

$$\bar{V}_e = V_r + \bar{Z} \bar{I} = V_r + (R_l + jX_l) \frac{P_r - jQ_r}{V_r} = V_r + \frac{R_l P_r + X_l Q_r}{V_r} + j \frac{R_l P_r - X_l Q_r}{V_r} \quad (3.5)$$

Onde R e X são respectivamente a resistência e a reactância totais da linha

Esta equação está traduzida graficamente no diagrama de fasores da Figura 3.5.

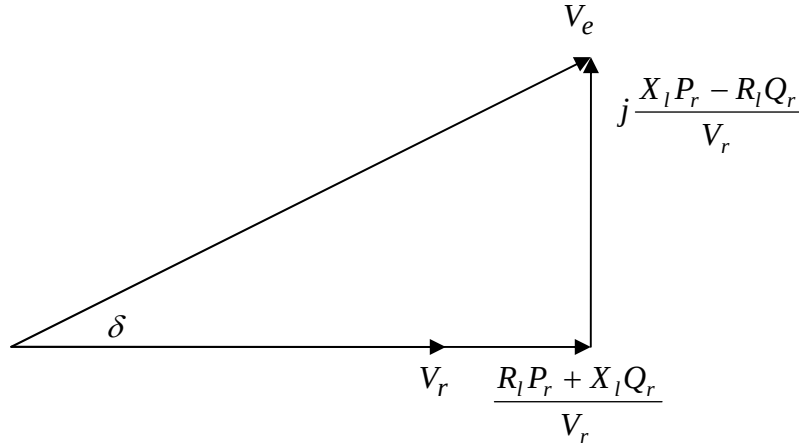


Figura 3.5 - Representação gráfica das tensões

Para valores baixos do ângulo δ (situação normal para linhas curtas e médias) a queda de tensão ΔV , definida como a diferença entre as amplitudes das tensões V_e e V_r , obtém-se por:

$$\Delta V = V_e - V_r \approx \frac{R_l P_r + X_l Q_r}{V_r} \quad (3.6)$$

Em alternativa a equação (3.6) pode escrever-se:

$$\Delta V \approx R_l I \cos \varphi + X_l I \sin \varphi \quad (3.7)$$

onde $\cos \varphi$ é o factor de potência da carga. Esta equação mostra que a queda de tensão depende fortemente da potência reactiva transmitida pela linha, uma vez que em linhas de distribuição a reactância é dominante face à resistência e por isso, a potência reactiva deve ser gerada localmente por meio de baterias de condensadores. Esta técnica é designada por compensação do factor de potência.

Nos sistemas trifásicos o valor da queda de tensão é obtido por:

$$\Delta V = \sqrt{3} I (R_l \cos \varphi + X_l \sin \varphi) \quad (3.8)$$

3.3 Sistema por unidade

O sistema por unidade é também designado por sistema p.u. e consiste na definição de valores base para as diversas grandezas eléctricas, seguida da substituição dos valores das variáveis e constantes pelos respectivos valores em p.u. usando como as relações com os valores de base pré definidos. Para uma grandeza G o seu valor em p.u. obtém-se através da equação (3.9)

$$G_{pu} = \frac{G}{G_b} \quad (3.9)$$

A utilização do sistema p.u. apresenta vantagens significativas no estudo e análise de sistemas eléctricos de energia uma vez que permite ignorar os transformadores e os vários níveis de tensão. Os cálculos são realizados usando como habitualmente as leis de Kirchoff

Para realizar o estudo com base nas regras do sistema em p.u. é necessário converter todas as grandezas eléctricas para p.u. usado o procedimento seguinte:

- Definir a base de potência S_b para todo o sistema
- Identificar todas as zonas com diferentes valores de tensão (i..n)
- Definir o valor da tensão composta V_{bi} para cada zona com diferentes valores de tensão (i..n)
- Em cada zona k ainda sem base definida, que esteja ligada a uma zona com base V_{bi} através de um transformador com razão de transformação V_i/V_k , definir como base a tensão $V_{bk}=(V_k/V_i).V_{bi}$
- Calcular as bases de impedância e de corrente para cada zona, a partir das bases de potência e de tensão:

$$Z_b = \frac{(V_b)^2}{S_b} \quad (3.10)$$

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3}.V_b} \quad (3.11)$$

- A alteração de bases definidas para um elemento do sistema ou para uma rede, implica a modificação dos valores em p.u. para as diversas grandezas. Para

converter uma grandeza G_{pu}^0 referenciada a uma base $\{S_b^0, V_b^0\}$ para uma nova base $\{S_b^1, V_b^1\}$, o novo valor G_{pu}^1 é obtido através da equação (3.12)

$$G_{pu}^1 = G_{pu}^0 \cdot \frac{S_b^1}{S_b^0} \cdot \left(\frac{V_b^0}{V_b^1} \right)^2 \quad (3.12)$$

- Numa rede com vários níveis de tensão, cujas zonas são definidas pelos transformadores existentes, haverá uma base de tensão para cada zona, sendo conveniente que as relações de entre as bases de zonas adjacentes sejam iguais às relações de transformação dos transformadores que as ligam.

3.3 Cabos eléctricos isolados

3.3.1 Dimensionamento

Para o dimensionamento adequado de cabos eléctricos integrados em redes subterrâneas de distribuição de energia eléctrica em baixa, média e alta tensão, é necessário ter em consideração alguns parâmetros essenciais, no âmbito das respectivas características fundamentais, entre as quais se destacam, dada a sua relevante importância, as seguintes:

- A tensão nominal, definida em função da tensão de serviço da rede de distribuição a que se destina e do tipo da ligação do respectivo neutro à terra.
- A protecção mecânica e eléctrica definida em função do local da instalação dos cabos
- A secção nominal das almas condutoras, definida em função da secção mínima tecnicamente admissível de modo a satisfazer as condições de aquecimento em regime permanente, à queda de tensão dentro de limites razoáveis e ao aquecimento em sobrecargas ocasionais resultantes das correntes de curto-circuito e da secção mais económica de modo a tornar mínimo o conjunto dos encargos de instalação dos cabos e das suas perdas quando em funcionamento segundo um determinado regime.

As intensidades de corrente eléctrica máximas admissíveis em cabos eléctricos isolados, em regime permanente, cujos valores são indicados em regulamentos de segurança ou em tabelas dos respectivos fabricantes, dependem dos seguintes parâmetros:

- O tipo de cabo, da sua constituição, dos materiais e secções da das almas condutoras e da tensão nominal.
- As condições de instalação, o local, a presença de outros cabos e da posição relativa a estes, temperatura ambiente, resistência térmica do solo, etc.
- O cálculo da intensidade de corrente eléctrica em regime permanente é efectuado a partir dos valores tabelados, afectados dos coeficientes de correcção relativos às condições de instalação.

Para o dimensionamento dos cabos destinados ao trânsito de energia eléctrica, além dos aspectos inerentes às quedas de tensão e às intensidade de corrente em regime permanente, há que se considerar as correntes de curto circuito que eventualmente venham a estabelecer-se, pois dado o seu valor elevado e até à actuação dos órgãos de protecção desenvolvem-se no cabo esforços electrodinâmicos elevados e temperaturas elevadas que podem danificar os isolamentos. A intensidade de corrente de curto-circuito admissível num cabo depende fundamentalmente dos seguintes parâmetros:

- do material condutor e da respectiva secção
- da temperatura inicial (antes do curto-circuito) e da temperatura máxima admissível do material do isolamento
- da temporização das protecções

A equação (3.13) é normalmente usada a seguinte expressão para determinar a corrente de curto-circuito máxima admissível num cabo eléctrico:

$$I_{cc} = \frac{kS}{\sqrt{t}} \quad (3.13)$$

Os valores da constante de aquecimento dos cabos eléctricos isolados (k) depende do tipo de cabo e os seus valores são apresentados na Tabela 3.1

Tabela 3.1 - Valores da constante k para os cabos isolados

Isolante dos condutores	k [A / (s mm ²)]	
	Cobre	Alumínio
PVC	115	75
PE	98	63
PEX/EPR	143	93
Papel impregnado	113	73

3.3.2 Instalação

A rede de distribuição de média tensão no interior dos parques eólicos é normalmente constituída por cabos eléctricos isolados aplicados em instalações ocultas. Nestas instalações os cabos eléctricos não se encontram visíveis, ou então, não são acessíveis sem a remoção de qualquer elemento do meio em que se encontram.

- Instalação directa em valas – neste tipo de instalação utilizada na generalidade, na execução de redes de distribuição de energia eléctrica, os cabos são assentes em fundo convenientemente preparado de valas, devendo ficar envolvidos em areia ou terra fina e instalados por forma a que não sejam danificados pela pressão ou abatimento de terras. As valas deverão incluir dispositivos para a sinalização da presença dos cabos constituídos por tijolos, betão, rede plastificada, etc. Os cabos são instalados ao longo da vala e deverão ser utilizados roletes adequados a fim de se evitar a fissuração (devido ao atrito com o terreno) da sua bainha exterior, a qual, a verificar-se, permitirá a entrada de humidade para o interior do cabo e consequentemente uma degradação do seu isolamento.
- Instalação em valas enfiados em tubos de PVC ou de polietileno – neste tipo de instalação os cabos são enfiados em tubos permitindo a instalação futura de novos cabos, sem a necessidade de abertura e tapamento da vala, operações essas que, para além de incomodas são bastante dispendiosas.

A profundidade adequada dos cabos é de 1 metro em média tensão, podendo essas profundidades serem reduzidas em casos especiais em que a dificuldade de execução o justifique, sem prejuízo da sua conveniente protecção. Se numa vala houver vários cabos estes são identificados de maneira inequívoca para que possam individualizar-se com facilidade em todo o percurso.

Nas instalações de produção e transformação de energia eléctrica e nas instalações industriais, geralmente os cabos eléctricos são instalados em caleiras com o fundo e paredes laterais em alvenaria de tijolo revestida a cimento e cobertas com chapas de ferro ou placas de betão devendo as juntas ficar muito bem justas para evitar a entrada de poeiras para o seu interior. As dimensões das caleiras variam com a quantidade e secções dos cabos a serem instalados.

3.4 Máquinas eléctricas

3.4.1 Geradores síncronos

O gerador síncrono recebe a energia mecânica da máquina motriz e entrega energia é uma máquina rotativa que em regime estacionário funciona com uma velocidade e frequência constantes em sincronismo com a rede eléctrica. A máquina síncrona é uma máquina reversível que pode funcionar como gerador ou como motor. Quando a máquina síncrona funciona como motor eléctrico recebe a energia eléctrica da rede e fornece energia mecânica a uma carga ligada ao veio. Neste caso a máquina é designada como motor síncrono.

Uma máquina síncrona é constituída por um estator (parte fixa da máquina) onde está instalado o enrolamento induzido e por um rotor (parte móvel da máquina) onde está instalado o enrolamento indutor ou de excitação. O enrolamento indutor é percorrido por uma corrente contínua, fornecida por uma fonte auxiliar originando um fluxo magnético que se fecha através do entreferro e do estator. Nas máquinas trifásicas, o enrolamento do estator é constituído por um conjunto de 3 bobines desfasadas de 120° . Uma vez que o rotor gira a uma velocidade constante, accionado pela máquina motriz, cria-se no entreferro um campo magnético girante com uma indução magnética sinusoidal. De acordo com a lei de

Faraday, o campo magnético girante induz nas bobinas do estator uma força electromotriz f.e.m. que de acordo com a lei de *Lenz* tende a opor-se à causa que lhe deu origem. As f.e.m. induzidas dão origem a correntes induzidas num circuito eléctrico ligado aos terminais do estator. Devido ao facto de as bobinas se apresentarem desfasadas 120° as f.e.m. induzidas estão também desfasas do mesmo ângulo formando deste modo um sistema eléctrico trifásico.

A frequência da tensão induzida pode ser obtida através da equação (3.14):

$$f = p \frac{n}{60} \quad (3.14)$$

Onde f é a frequência em Hz, p é o número de pares de pólos e n é a velocidade de rotação em r.p.m.

Desprezando-se a resistência dos enrolamentos, dado que o seu valor é muito pequeno comparativamente com valor da reactância, podemos representar a máquina síncrona trifásica em regime estacionário pelo seu esquema monofásico equivalente da Figura 3.6.

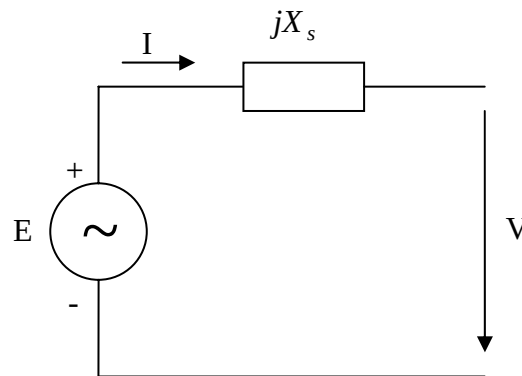


Figura 3.6 – Esquema equivalente da máquina síncrona

A tensão aos terminais do gerador em carga é obtida através da expressão (3.15)

$$\bar{V} = \bar{E} - jX_s \bar{I} \quad (3.15)$$

A Figura 3.7 representa o diagrama de fasores da máquina síncrona

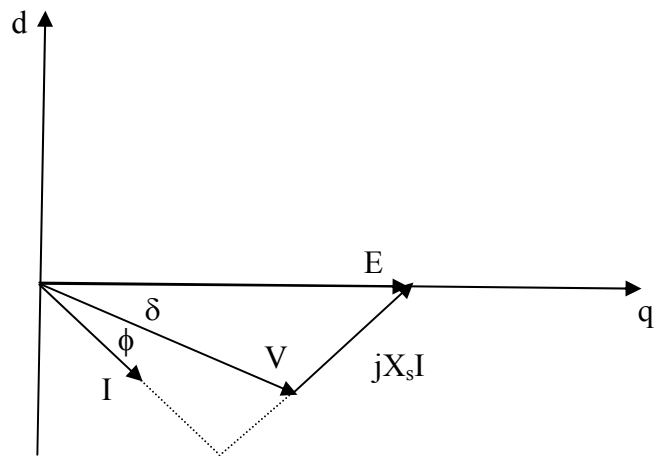


Figura 3.7 – Diagrama de fasores da máquina síncrona

Admitiu-se que a corrente $\bar{I}$ está desfasada em atraso do ângulo ϕ relativamente à tensão aos do gerador $\bar{V}$. O ângulo δ entre a tensão $\bar{V}$ e a f.e.m $\bar{E}$ é designado por ângulo de potência.

A característica em vazio é a curva da f.e.m $\bar{E}$ (em vazio) em função da corrente de excitação obtida quando a máquina está a rodar à sua velocidade nominal (de sincronismo). A característica em curto-circuito é a curva da corrente no estator em função da corrente de excitação obtida quando a máquina está a rodar à sua velocidade nominal e com os enrolamentos do estator em curto-circuito. Neste ensaio é nula a tensão $\bar{V}$ aos terminais da máquina e por conseguinte permite determinar através da expressão (3.16) o valor da reactância síncrona X_s da máquina:

$$X_s = \frac{E}{I_{cc}} \quad (3.16)$$

A característica em carga da máquina síncrona obtém-se colocando a máquina a rodar à sua velocidade nominal e excitada de forma a apresentar em vazio a sua tensão nominal. Aumentando a corrente de carga desde zero até ao valor nominal da máquina com um

factor de potência ϕ constante e considerando o diagrama de fasores representado na Figura 3.7, obtém-se:

$$E \sin \delta = X_s I \cos \phi \quad (3.17)$$

$$E \cos \delta = V + X_s I \sin \phi \quad (3.18)$$

Resolvendo em ordem a V e eliminando o ângulo δ , obtém-se:

$$V = \sqrt{E^2 - X_s^2 I^2 \cos^2 \phi} - X_s I \sin \phi \quad (3.19)$$

Da expressão (3.15) conclui-se que para mantermos a tensão V aos terminais do gerador, para diferentes valores da corrente de carga I , então o valor da f.e.m. E tem de variar e por conseguinte o valor da corrente de excitação tem de variar.

Considerando como referência a tensão $\bar{V}$ aos terminais do gerador, calcula-se a potência complexa $\bar{S}_G$ fornecida pelo gerador por:

$$\bar{S}_G = P_G + jQ_G = \bar{V} \bar{I}^* = V e^{j0} I e^{j\phi} = V I e^{j\phi} \quad (3.20)$$

donde se retiram os valores das potências activa e reactiva:

$$P_G = V I \cos \phi \quad (3.21)$$

$$Q_G = V I \sin \phi \quad (3.22)$$

Substituído as equações (3.13) e (3.14) nas equações (3.17) e (3.18) respectivamente, obtém-se:

$$P_G = \frac{EV}{X_s} \sin \delta \quad (3.23)$$

$$Q_G = \frac{V}{X_s} (E \cos \delta - V) \quad (3.24)$$

Conclui-se da equação (3.19) que a potência activa máxima que a máquina pode fornecer ocorre para um ângulo de potência ($\delta = \frac{\pi}{2}$) e o seu valor é dado pela equação (3.21):

$$P_{Gmáx} = \frac{EV}{X_s} \quad (3.25)$$

Admitindo constante o valor da tensão V aos terminais do gerador e dado que a reactância síncrona da máquina é também constante pois apenas depende das características construtivas da máquina, conclui-se da equação (3.24) que o valor da potência reactiva depende apenas do valor da f.e.m E e do ângulo de potência δ .

$$\Delta = E \cos \delta - V \quad (3.26)$$

A excitação normal é definida para $\Delta=0$, ou seja, quando a potência reactiva gerada é nula. Conclui-se da equação (3.26) que a potência reactiva Q_G é controlável através da corrente de excitação que determina o valor da f.e.m. E. Se a corrente de excitação for aumentada, resulta:

$$E \cos \delta > V \quad (3.27)$$

Nesta situação a máquina fica sobreexcitada e fornece potência reactiva $P_G > 0$. Se a corrente de excitação for diminuída então resulta:

$$E \cos \delta < V \quad (3.28)$$

Neste caso, a máquina fica subexcitada e absorve potência reactiva $P_G < 0$.

O gerador síncrono pode alimentar directamente uma carga sendo que neste caso deve manter aproximadamente constante a frequência e a tensão aos seus terminais o que se consegue através da utilização de reguladores de velocidade e de tensão respectivamente.

No caso do gerador ser ligado a uma rede eléctrica e antes do fecho do disjuntor de ligação tem de se garantir as seguintes condições:

- A frequência do gerador e da rede são iguais
- A sequência de fases do gerador coincide com a rede eléctrica
- A f.e.m. do gerador e a tensão da rede têm a mesma amplitude e fase.

O dispositivo que assegura simultaneamente estas condições é designado de sincronizador.

A máquina síncrona pode funcionar tanto como gerador como motor. Se funcionar apenas como motor apresenta uma limitação importante devido ao facto da máquina necessitar de uma máquina auxiliar para a colocar à velocidade de sincronismo. Outro modo de funcionamento importante da máquina síncrona é que ela pode funcionar apenas a fornecer potência reactiva (isto ocorre quando $\delta=0$) sendo que neste caso é designada de compensador síncrono.

Um compensador síncrono permite uma variação contínua da potência reactiva fornecida (ou absorvida) da rede, através da actuação sobre a corrente de excitação. Este factor é muito importante para a regulação da tensão que pode ser implementado com o recurso a grupos de geradores que funcionam como motores em vazio.

3.4.2 Máquinas assíncronas

A principal utilização da máquina assíncrona é como motor eléctrico nas mais variadas aplicações domésticas, comerciais e industriais devido ao seu baixo custo, simplicidade, robustez e fiabilidade.

Um motor assíncrono recebe energia eléctrica da rede e fornece energia mecânica a uma carga. A velocidade de rotação em vazio é próxima da velocidade de sincronismo diminuindo à medida que se aumenta a potência cedida à carga.

Em motores assíncronos trifásicos, como nos restantes motores AC trifásicos, o sentido de rotação depende da sequência de fases que determina o sentido do campo girante. Se trocarmos a ligação de duas fases, inverte-se o sentido do campo girante e consequentemente o motor para a rodar em sentido contrário.

A máquina assíncrona é constituída por um estator, onde está instalado o enrolamento indutor e por um rotor que pode ser de dois tipos:

- rotor bobinado que possui um enrolamento semelhante ao do estator que está ligado a anéis colectores metálicos instalados sobre o veio. A corrente induzida no rotor circula para o exterior através de escovas montadas sobre os anéis do rotor.
- rotor em curto-circuito ou também designado de rotor em gaiola de esquilo, o enrolamento é constituído por um conjunto de barras condutoras embebidas no rotor e ligadas nos seus extremos por anéis condutores.

Ao aplicarmos um sistema trifásico de tensões no enrolamento do estator, este cria no entreferro um campo magnético girante o qual induz no enrolamento do rotor uma f.e.m que origina uma corrente induzida no enrolamento do rotor originando um binário motor que origina a rotação do rotor até velocidades próximas da velocidade de sincronismo.

Alimentando o estator com sistema trifásico de tensões com frequência f e definindo p o numero de pares de pólos do enrolamento do estator, a velocidade de sincronismo n_s em r.p.m é obtida através da equação (3.29)

$$n_s = \frac{60f}{p} \quad (3.29)$$

A diferença entre a velocidade de sincronismo n_s e a velocidade de rotação do rotor n_r designa-se por escorregamento s podendo o seu valor em % ser determinado pela equação (3.30)

$$s = \left(\frac{n_s - n_r}{n_s} \right) \times 100 \quad (3.30)$$

O esquema equivalente da máquina assíncrona é apresentado na Figura: 3.8.

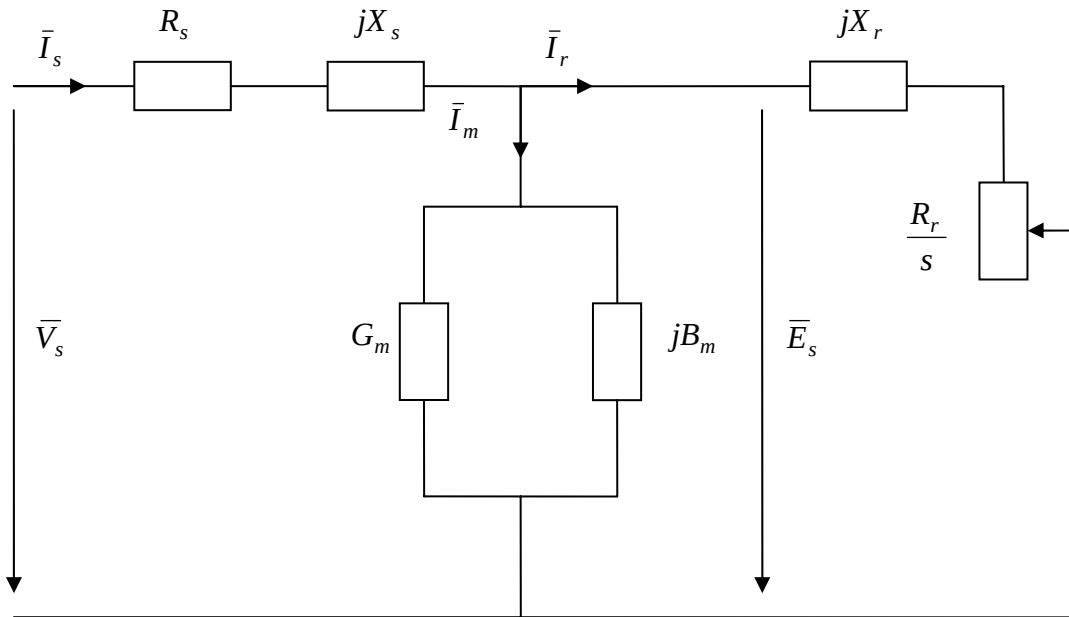


Figura 3.8 – Esquema equivalente da máquina assíncrona

Aplicando a tensão $\bar{V}_s$ ao enrolamento do estator e subtraindo as quedas de tensão $R_s \bar{I}_s$ devida à resistência dos condutores e $jX_s \bar{I}_s$ devida à reactância de dispersão, obtemos a f.e.m. $\bar{E}_s$ de acordo com a equação (3.31). A corrente de magnetização tem duas componentes em quadratura e que estão tomadas em consideração através da condutância G_m e da susceptância B_m .

$$\bar{E}_s = \bar{V}_s - R_s \bar{I}_s - jX_s \bar{I}_s \quad (3.31)$$

A máquina assíncrona também pode funcionar como gerador quando estiver a rodar com uma velocidade superior à velocidade de sincronismo. Este tipo de geradores é usado em algumas centrais de baixa potência. A corrente de magnetização necessária ao estabelecimento do campo magnético girante no entreferro é fornecida pela rede eléctrica, contrariamente ao que se passa com a máquina síncrona que tem um sistema de excitação próprio. Embora a potência activa consumida pela máquina assíncrona seja negativa quando está a funcionar como gerador, o mesmo não acontece com a potência reactiva consumida que é sempre positiva e portanto a máquina assíncrona é um consumidor de

potência reactiva independentemente do seu modo de funcionamento. Quando a máquina assíncrona está a funcionar como gerador e ligado directamente à rede, é normalmente instalado uma bateria de condensadores para fazer a compensação da energia reactiva consumida pelo gerador.

3.4.3 Transformadores

A tensão produzida pelos geradores situa-se na gama da baixa tensão ou na média tensão para os geradores de grandes potências. Este facto deriva de estes níveis de tensão serem os que optimizam técnica e economicamente os projectos destas máquinas. A distribuição, o transporte e o consumo da energia eléctrica é feito em níveis de tensão diferentes da tensão gerada e por conseguinte existe a necessidade de transformar os níveis de tensão.

O transformador é uma máquina estática, constituída por 2 enrolamentos normalmente de cobre, montados sobre um núcleo de ferro. O núcleo de ferro é constituído por um conjunto de chapas laminadas a fim de reduzir as perdas por histerese e correntes de *Foucault*. O enrolamento que recebe a energia é designado de primário e o que fornece a energia é designado de secundário.

Na maioria das aplicações em sistemas de energia pode-se desprezar a corrente de magnetização, e neste caso pode representar o esquema equivalente do transformador como o representado na Figura 3.9.

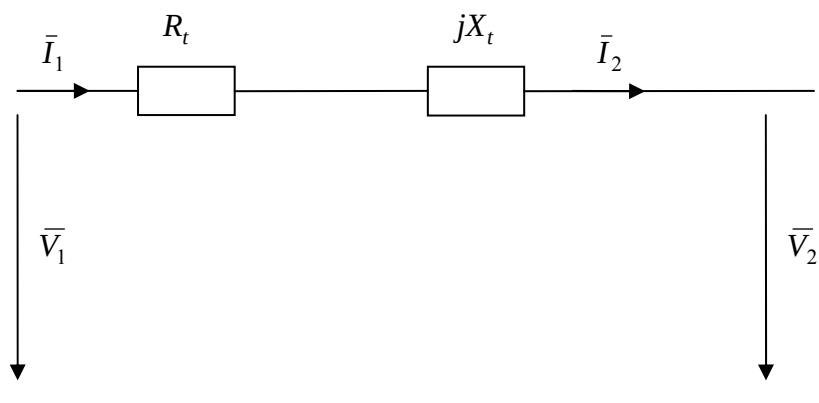


Figura 3.9 – Esquema equivalente do transformador

Analisando as grandezas eléctricas em p.u. referidas à potência aparente nominal do transformador e às tensões nominais do primário e do secundário, consoante ao enrolamento a que se referem. As correntes em p.u. são iguais $\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}$, a relação entre as tensões primária e secundária exprimem-se através da equação (3.32)

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_t + jX_t)\bar{I} = \bar{V}_2 + \bar{Z}_t\bar{I} \quad (3.32)$$

O valor da impedância do transformador $\bar{Z}_t$ é obtido através do ensaio em curto-circuito e é normalmente designada de impedância de curto-circuito do transformador. Neste ensaio é realizado um curto-circuito num dos enrolamentos, sendo o outro alimentado por uma fonte de tensão reduzida normalmente designada de tensão de curto-circuito de forma a obter-se em cada um dos enrolamentos os valores das correntes nominais conforme indicado na Figura 3.10.

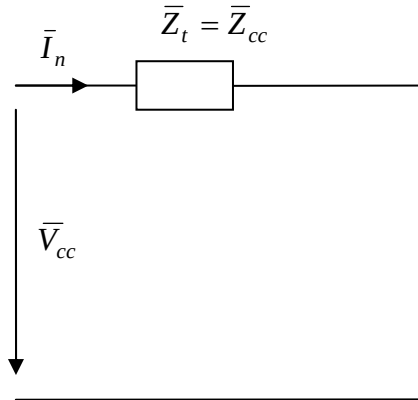


Figura 3.10 – Esquema equivalente do transformador (ensaio de curto-circuito)

A tensão de curto-circuito $\bar{V}_{cc}$ é dada pela equação (3.33)

$$\bar{V}_{cc} = \bar{Z}_{cc}\bar{I}_n \quad (3.33)$$

Atendendo a que $\bar{I}_n = 1.0$ p.u. então,

$$\bar{V}_{cc} = \bar{Z}_{cc} \quad (3.34)$$

Em p.u. os valores da tensão e da impedância de curto-circuito do transformador exprimem-se pelo mesmo valor.

Para decompor a impedância nas suas componentes de resistiva e reactiva, basta medir durante o ensaio (com wattímetro) o valor da potência activa o que permite determinar a resistência. Sabendo os valores da impedância e da resistência determina-se o valor da reactância .

3.5 Cálculo das correntes de curto-circuito simétrico

Um curto-circuito designa uma situação de defeito num circuito caracterizado pelo seu valor de impedância muito baixo que origina correntes muito elevadas que requer uma acção imediata dos órgãos de protecção com vista a minimizar os danos que podem ocorrer nos elementos devido aos elevados esforços térmicos e dinâmicos a que estes ficam sujeitos. Nos cabos eléctricos, transformadores e máquinas rotativas, os curto-circuitos resultam normalmente de defeitos no isolamento dos condutores.

O cálculo das correntes de curto-circuito é necessário para dimensionar os parâmetros dos elementos de protecção nomeadamente os tempos máximos de actuação dos relés, o poder de corte dos disjuntores e os esforços electrodinâmicos que se verificam nas máquinas e nos barramentos.

Nos sistemas eléctricos de pequena dimensão tais como os sistemas dos Parques Eólicos, é possível determinar as correntes de curto-circuito por meio da redução da rede à sua impedância equivalente em etapas sucessivas. O modelo matemático do sistema é representado por equações algébricas lineares cuja solução é simples e fácil de determinar sem recurso a métodos iterativos.

A rede é considerada em vazio antes da ocorrência do defeito, com um perfil de tensão uniforme (valor nominal), desprezando-se todas as cargas bem como a resistência dos geradores e transformadores, considerando apenas as reactâncias destes. O erro cometido é pouco significativo visto que, a componente resistiva destes elementos é muito menor que a respectiva componente reactiva. No caso das linhas eléctricas é comum em muito alta tensão desprezar-se o valor da resistência mas para os níveis de média e baixa tensão a componente resistiva é considerada.

As impedâncias dos elementos do sistema são todas referenciadas a uma base comum, compondo-se de acordo com a topologia da rede efectuando-se então a redução da rede até obtermos a impedância equivalente de *Thévenin* vista no ponto de defeito. Considerando, nula a impedância do defeito obtém-se um o esquema equivalente apresentado na Figura 3.11.

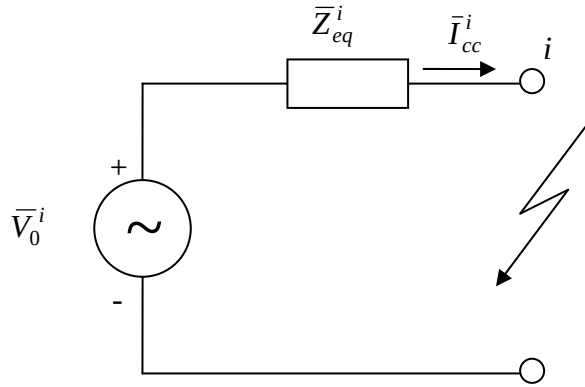


Figura 3.11 – Esquema equivalente *Thevenin* (regime de curto-circuito)

No caso de sistemas monofásicos, o valor da corrente de curto-circuito $\bar{I}_{cc}^i$ no nó i obtém-se através da equação (3.35)

$$\bar{I}_{cc}^i = \frac{\bar{V}_0^i}{\bar{Z}_{eq}^i} \quad (3.35)$$

Para um sistema trifásico, o valor da corrente de curto-circuito $\bar{I}_{cc}^i$ no nó i obtém-se através da equação (3.36)

$$\bar{I}_{cc}^i = \frac{\bar{V}_0^i}{\sqrt{3}\bar{Z}_{eq}^i} \quad (3.36)$$

Define-se potência de curto-circuito S_{cc}^i no nó i por:

$$S_{cc}^i = \sqrt{3}\bar{V}_0^i \bar{I}_{cc}^i = \frac{\bar{V}_0^{i^2}}{\bar{Z}_{eq}^i} \quad (3.37)$$

Em valores p.u.

$$S_{cc}^i = I_{cc}^i = \frac{1}{Z_{eq}^i} \quad (3.38)$$

4

Optimização de redes eléctricas de parques eólicos

Os parques eólicos em Portugal têm potências que variam entre alguns MW e várias dezenas de MW. A sua ligação com a rede eléctrica nacional pode ser feita em níveis de média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT). A rede eléctrica de um parque eólico deve ser projectada para a capacidade nominal do parque de forma a garantir que toda a energia eléctrica produzida seja transmitida para a rede eléctrica nacional garantido todas as condições de segurança.

4.1 Níveis de tensão num parque eólico

Os geradores eléctricos instalados nos aerogeradores têm níveis de tensão na ordem dos 600V sendo portanto ligados a um transformador de BT/MT. Os níveis de tensão da rede MT são escolhidos em função de uma análise técnico económica com vista à minimização do custo de investimento em equipamento e instalação e do custo resultante das perdas de energia ao longo do tempo de vida útil do parque. A ordem de grandeza da tensão económica (U_{ec}) para se efectuar a transmissão da potência eléctrica (P) através de um cabo subterrâneo, poderá ser determinada através da seguinte expressão empírica:

$$U_{ec} = 0,25\sqrt{P} \quad (4.1)$$

Os geradores eléctricos do tipo máquina de indução com rotor em gaiola quando ligados directamente à rede consomem energia reactiva e por isso normalmente são instaladas baterias de condensadores com vários escalões de modo a corrigirem o factor de potência para o valor unitário. Se forem ligados através de um conversor AC/DC/AC então não é necessário a instalação de baterias de condensadores visto que o conversor AC/DC/AC permite controlar quer a potência activa quer a potência reactiva. Para os geradores eléctricos síncronos não é necessário a instalação local de baterias de condensadores visto que estas máquinas permitem o controlo da potência tanto a activa como a reactiva.

O transformador de subestação normalmente está equipado com um comutador em carga que permite por escalões efectuar o controlo da tensão de forma a garantir uma estabilidade nos níveis de tensão.

4.2 Optimização de redes de distribuição de energia eléctrica

Os problemas de optimização, na sua forma geral, têm como objectivo maximizar ou minimizar uma função definida sobre certo domínio. A teoria clássica de optimização trata do caso em que o domínio é infinito. Já no caso dos chamados problemas de optimização combinatoria, o domínio é tipicamente finito; além disso, em geral, é fácil listar os seus elementos e também testar se um dado elemento pertence a esse domínio. Ainda assim, a ideia de testar todos os elementos deste domínio na busca pelo melhor mostra-se inviável na prática, mesmo para instâncias de tamanho moderado.

Os Algoritmos Genéticos foram apresentados em 1962 por Jonh Holland. John Holland e os seus alunos na Universidade de Michigan foram os primeiros a reconhecer a utilidade de usar operadores genéticos na adaptação artificial dos problemas. Actualmente o uso dos algoritmos genéticos está generalizado, sendo utilizado em várias aplicações de diferentes áreas especialmente nos casos em que os métodos convencionais não são aplicados.

Os algoritmos genéticos são métodos computacionais de optimização fundamentados nos princípios e conceitos da selecção natural e evolução que utilizam operadores

probabilísticos concebidos a partir de metáforas biológicas. O funcionamento dos algoritmos genéticos consiste em primeiro lugar na geração de uma solução inicial aleatória de uma população de soluções possíveis do problema. Posteriormente essa população é submetida a sucessivas evoluções através de um processo iterativo de acordo com operadores genéticos. Desta forma, há uma tendência de que os indivíduos representem soluções cada vez melhores à medida que o processo evolutivo continua até que um determinado critério de convergência seja atingido ou até que seja efectuado um número máximo de iterações. O procedimento de inicialização consiste na criação aleatória da população e no respectivo cálculo da função objectivo, também denominada de função aptidão. A função objectivo é o elo entre o problema físico e o processo de optimização do algoritmo genético. Através da função aptidão, atribui-se um valor numérico a cada indivíduo na população, medido assim a potencialidade que cada indivíduo tem para solucionar o problema. Posteriormente inicia-se um processo iterativo, em que pares de indivíduos são seleccionados da população de uma maneira probabilística com base no valor da função de aptidão e são então designados como pais. Através dos operadores genéticos, um par de filhos é gerado a partir de um par de pais seleccionados.

Em 1999, Resende[6], utilizou os algoritmos genéticos para a optimização da configuração da rede eléctrica de parques eólicos. O trabalho apresenta conclusões bastante positivas e aponta algumas direcções para desenvolvimentos futuros nomeadamente na possibilidade de um aerogerador poder receber mais do que duas ligações resultando em configurações da rede diferentes que poderão ser interessantes de analisar.

Em 2003, Davalos e Irving [7] usaram um algoritmo genético para encontrar a melhor localização e tamanho de Subestações e linhas de distribuição para minimizar o custo da total da Rede, o que representa investimento (custo fixo) e Custos operacionais (custos variáveis não lineares).

Em 2004, Li et al[8] apresentaram um modelo para o planeamento de redes de distribuição baseado num conjunto de regras base. Ao combinar regras heurísticas com algoritmos matemáticos, o modelo optimiza a localização de subestações (recorrendo aos algoritmos genéticos) e para determinar rede de distribuição o modelo recorre a métodos heurísticos onde são considerados tanto os custos de investimento como os custos associados às perdas nas linhas.

Em 2005, Ramos et al[9] fizeram a comparação de resultados obtidos na optimização das perdas em redes de distribuição radial com 69 troços usando os algoritmos genéticos e um método proposto baseado no caminho para a carga onde se escolhe o caminho mais curto para se fornecer a energia a uma carga tendo chegado à conclusão que o método proposto apresenta melhores resultados do que aplicando os algoritmos genéticos e que consome menos tempo de computação.

Em 2006, Nallagownden et al[10] usaram os algoritmos genéticos para optimizar a capacidade dos condensadores e a sua localização na rede de distribuição com o objectivo da redução das perdas nas redes radiais de distribuição de energia eléctrica.

Em 2006, Vitorino[11] usou os algoritmos genéticos para a colocação optimizada de baterias de condensadores com a finalidade de minimizar as perdas no sistema e o custo da compensação de energia reactiva e também para a reconfiguração de redes através de um pesquisa não direccionada e combinatória de soluções para determinar a topologia de exploração que permite a minimização de perdas do sistema.

Em 2007, Sousa[12] usou as redes neuronais para estimar as perdas totais em função da velocidade do vento no parque eólico de Cabeço da Rainha, situado na Sertã com uma potência instalada de 16,2MVA composto por 17 aerogeradores de 600kW e 2 de 2 MW. Nesse trabalho conseguiu fazer a separação das perdas eléctricas devidas ao trânsito de potência das perdas devidas ao consumo interno do parque.

5

O caso em estudo – Pena Suar

5.1 Caracterização

O Parque Eólico Pena Suar fica localizado a cerca de 15km a oeste da cidade de Vila Real e foi um dos primeiros parques eólicos instalados em Portugal, tendo sido o segundo Parque a ser construído pela empresa ENERNOVA e foi ligado à rede em 1998 com uma potência eléctrica de 10MW. É constituído por 20 aerogeradores ENERCON modelo E40 com 500kW / 400V de potência nominal com um diâmetro de pás de 40,2m instalados em torres tubulares com 44m de altura. Em cada aerogerador, a energia eléctrica é produzida por um gerador síncrono de velocidade variável com sistema de regulação de velocidade do tipo “*pitch*”. Cada aerogerador está ligado a um transformador SIEMENS de 630kVA 400/15000V os quais são ligados através de uma rede de cabos subterrânea de MT que transporta a energia eléctrica à subestação sendo a interligação com a rede eléctrica nacional efectuada através de um transformador SIEMENS de 11MW 15/60kV.

Em 2005 o parque foi ampliado, tendo sido instalados 3 aerogeradores ENERCON modelo E-70E4 com potência nominal de 2000kW aumentando a potência total instalada no parque para 16MW.

5.2 Escolha do método de optimização

A escolha do método de optimização para a realização do trabalho constituiu um desafio atendendo a que existem diversos trabalhos publicados nesta área que usam métodos distintos. Com base na pesquisa efectuada, decidi usar os princípios descritos no método usado por Li et al[8] para a realização do trabalho de optimização. A motivação da escolha efectuada do método de optimização deveu-se ao facto de ser um método de optimização heurístico apresentando um algoritmo de fácil interpretação e também porque o método de optimização apresenta uma lógica de principio que parece bastante adequada ao objectivo da optimização das ligações eléctricas de um parque eólico. Os autores separaram o trabalho em 3 capítulos:

- No capítulo II definem as regras para a redistribuição de cargas pelas subestações existentes
- No capítulo III definem o método de optimização da localização de novas subestações
- No capítulo IV definem as regras de optimização da rede de distribuição

O algoritmo definido no Capítulo IV começa por definir a função objectivo que se pretende minimizar. A função tem em conta os custos de investimento na construção da rede que inclui o custo dos cabos e da sua instalação e os custos de exploração. Por simplicidade consideraram os custos directamente proporcionais ao comprimento dos troços. A função usada foi a seguinte:

$$F_{i1} = C_i L_i \quad (5.1)$$

O custo das perdas foi definido da seguinte forma:

$$F_{i2} = D_C R_i I_i^2 \quad (5.2)$$

Considerando tanto os custos do investimento como os custos das perdas de energia, a função objectivo a minimizar é então:

$$F = \sum_{i=1}^p F_{i1} + F_{i2} = \sum_{i=1}^p C_i L_i + D_C R_i I_i^2 \quad (5.3)$$

Onde, p é o numero de cargas ligadas à rede de distribuição.

O objectivo de optimização da rede de distribuição é obtido através da minimização da função F . Para atingir o objectivo, definem-se dois conjuntos: um conjunto A que representa as cargas actualmente ligadas à subestação e um conjunto B que representa as cargas por ligar. O algoritmo de optimização é descrito da seguinte forma:

- Inicializar o conjunto B com todas as cargas a ligar.
- Inicializar o conjunto A com a subestação e com a carga mais próxima da subestação retirando-a do conjunto B .
- Seleccionar do conjunto B a carga mais próxima da subestação ligando-a a cada uma do conjunto A seleccionando a solução que apresentar um menor custo. Retirar a carga do conjunto B e acrescentar ao conjunto A .
- Repetir o passo anterior até que não existam mais cargas no conjunto B

Ao seleccionar do conjunto B a carga mais próxima da subestação, devem ser observadas as seguintes regras:

- verificar se os valores das quedas de tensão estão dentro dos limites impostos
- se uma ligação tiver problemas especiais com a construção, então não será aceite.
- se uma ligação provocar problemas de segurança em equipamentos próximos, então não será aceite.

5.3 Formulação do modelo de optimização

O modelo matemático para optimizar as ligações eléctricas dos aerogeradores de um parque eólico tem como objectivo minimizar os custos globais da rede de distribuição interna do parque eólico. Os custos globais do parque dependem das características, do parque, do preço da energia eléctrica e custo dos cabos eléctricos necessários para a implementação da rede de distribuição.

5.3.1 Dados de caracterização do Parque Eólico

Para a implementação do modelo de optimização do parque eólico é necessário conhecer ou estimar os seguintes parâmetros de caracterização do parque eólico:

- Localização geográfica dos aerogeradores e da subestação: a partir da localização geográfica dos aerogeradores e da subestação, determinam-se as distâncias relativas entre os aerogeradores e entre estes e a subestação.

A localização geográfica dos aerogeradores e da subestação do Parque Eólico Pena Suar foi obtida através do *Google Earth*. Os valores individuais da latitude e da longitude de cada um dos sistemas são apresentados na Tabela A.1 do apêndice A.

O *Matlab* possui um conjunto de funções que nos permitem calcular as distâncias entre 2 coordenadas geográficas. Usando a função `distance(Ponto1,Ponto2)` devolve em graus o valor do comprimento do arco do círculo e aplicando a função `deg2km(distance(Ponto1,Ponto2))` obtemos o valor em km da distância entre os 2 pontos especificados.

Assim, obtém-se a matriz de distâncias entre os aerogeradores e a subestação e as distâncias entre os aerogeradores que são apresentados na Tabela A.2 do apêndice A.

- Tempo de vida útil do parque (t_p) expresso em anos
- Número dos aerogeradores que constituem o parque eólico (n)
- Preço da energia eléctrica C_e expresso em €/kWh
- Valor da tensão nominal da rede de distribuição U_n expressa em kV
- Potência nominal unitária dos aerogeradores (S_i) expresso em kVA
- Factor de carga do parque eólico FC que representa a razão entre o valor médio anual da potência do parque $S_{média(anual)}$ e o valor nominal da potência instalada S_n e que é obtido através da equação (5.4).

$$FC = \frac{S_{média(anual)}}{S_n} \quad (5.4)$$

em que,

$$S_n = \sum_i^n S_i \quad (5.5)$$

- Taxa de juro do investimento T_{juro} expressa em %
- Taxa de aumento do custo da energia eléctrica $T_{energia}$ expressa em %

- Percentagem do valor máximo da queda de tensão no interior do parque eólico ΔU expressa em %
- Potência de curto-circuito do parque eólico no lado da rede eléctrica de distribuição S_{cc} expressa em (MVA)
- Tempo máximo de actuação das protecções contra curto-circuitos t_{prot} expresso em s
- Factor de potência do parque eólico $\cos(\varphi)$
- Custo por metro linear da instalação dos cabos eléctricos C_{inst} expresso em €.
- Características dos cabos eléctricos:
 - Tensão nominal (kV)
 - Material da alma condutora (cobre ou alumínio)
 - Secção nominal (mm²)
 - Intensidade nominal (A)
 - Resistência (Ω /km)
 - Indutância (mH/km)

As características dos cabos eléctricos usados pela aplicação do *Matlab* são apresentadas na Tabela: A.4 do apêndice A e foram obtidas do catálogo do fabricante CABELTE e os valores dos custos foram obtidos do fabricante ELUKABEL (valores consultados directamente do sito na *Internet*).

Com base nos dados de caracterização do parque eólico determinam-se os seguintes parâmetros:

- A corrente de curto-circuito do parque eólico I_{cc} o qual é obtido através da equação (5.6)

$$I_{cc} = \frac{1.1 \times S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_n} \quad (5.6)$$

- A secção mínima dos condutores da rede de distribuição em MT

Para os cabos do tipo LXHIOV em que o material da alma condutora é o alumínio e em que o isolamento é de polietileno reticulado (PEX) e de acordo com a Tabela 3.1 a constante $k=94$. Aplicando a equação (3.13) determina-se o valor da secção mínima dos cabos eléctricos com condutores de alumínio usado a equação (5.7):

$$S_{min(al)} = I_{cc} \frac{\sqrt{t}}{94} \quad (5.7)$$

Para os cabos do tipo XHIOV em que o material da alma condutora é o cobre e em que o isolamento é de polietileno reticulado (PEX) e de acordo com a Tabela 3.1 a constante $k=143$. Aplicando a equação (3.13) determina-se o valor da secção mínima dos cabos eléctricos com condutores de cobre:

$$S_{min(al)} = I_{cc} \frac{\sqrt{t}}{143} \quad (5.8)$$

5.3.2 Algoritmo de optimização

O algoritmo de optimização é descrito da seguinte forma:

- Para um sistema com n aerogeradores e uma subestação, ligados por uma rede eléctrica define-se a matriz $d(n+1,n)$ em que cada elemento $d_{1,j}$ com $j=1..n$ representa a distância entre o aerogerador j e a subestação e os elementos $d_{i,j}$ com $i=1..n$ e $j=1..n$ representa a distancia entre os aerogeradores i e j .
- Define-se um vector $f(n)$ em que cada elemento $f(i)$ com $i=1..n$ toma o valor $\{0,1\}$. $f(i)=1$ se o aerogerador i já está ligado à rede.
- Selecciona o aerogerador k que estiver mais perto da subestação, isto é, o que tiver menor valor de $d_{1,j}$ com $j=1..n$.
- Para todos os cabos possíveis de serem usados na ligação, calcula os parâmetros técnicos e dos que garantam as condições de queda de tensão e de secção superior à secção mínima definida calcula os custos globais da ligação escolhendo o cabo que apresente menor custos globais:

$$X_{cabo} = 2\pi f L_{cabo} \quad (5.9)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot Dist \cdot I \cdot (R_{cabo} \cdot \cos \varphi + X_{cabo} \cdot \sin \varphi) \quad (5.10)$$

$$C_{investimento} = (Dist \cdot (3 \cdot C_{cabo} + C_{instalação})) (1 + T_{juro})^{(tp-1)} \quad (5.11)$$

$$C_{perdas} = \sum_{a=1}^{t_p} 3.Dist.R_{cabo}.I^2.365.24.FC.C_e.(1 + T_{energia})^{(t_p-1)} \quad (5.12)$$

$$C_{global} = C_{investimento} + C_{perdas} \quad (5.13)$$

- Actualiza o elemento do vector $f(n)$ correspondente ao gerador com valor 1 para sinalizar a sua ligação com a rede
- Selecciona do conjunto dos aerogeradores ainda não ligados, o gerador que está mais próximo da subestação, actualiza o elemento do vector $f(n)$ com o valor 1 e calcula os custos globais de uma ligação directa com a subestação, bem como os custos globais da sua ligação com cada um dos aerogeradores que já estão ligados à rede eléctrica de distribuição seleccionando a ligação que apresentar menores custos globais de ligação e que simultaneamente respeite as condições técnicas.
- Repete o passo anterior e termina se todos os elementos do vector $f(n)$ têm valor de 1 o que significa que todos os aerogeradores do parque já estão ligados com a rede.
- Atendendo a que o número de ligações efectuadas é igual ao número de aerogerador do parque, e pela forma como o algoritmo é descrito, conclui-se que a rede de distribuição de energia eléctrica final apresenta uma topologia radial.

5.4 Análise dos resultados obtidos

A aplicação informática onde foi implementado o algoritmo de optimização do parque eólico foi desenvolvida em *Matlab* e funciona da seguinte forma:

- São importados os dados do ficheiro coordenadas.txt, que contém as coordenadas geográficas dos aerogeradores e da subestação.
- São importados os dados de caracterização do parque eólico do ficheiro dados.txt que contém todos os dados do parque à excepção dos dados relativos à localização geográfica dos aerogeradores e da subestação e dos dados relativos aos cabos eléctricos.
- Com base na tensão nominal do parque eólico, são importados os dados referentes aos cabos eléctricos os quais estão definidos nos ficheiros: cabos10.txt;

cabos15.txt; cabos20.txt e cabos30.txt. Os 2 algarismos que compõem o nome do ficheiro definem o nível da tensão nominal do parque em kV e desta forma a aplicação determina o ficheiro a importar.

- A aplicação executa o algoritmo de optimização definido em 5.3.2 e gera o ficheiro resultados.txt que contém a solução de optimização da rede eléctrica de distribuição do parque eólico.

Tabela 5.1 – Designação dos campos do ficheiro resultados.txt

Nº do campo	Designação do campo	Unidades
1	Origem da ligação (0-Subestação, n-Nº do aerogerador)	
2	Destino da ligação (n-Nº do aerogerador)	
3	Distância total do ponto de destino até à subestação	m
4	Nº de aerogeradores ligados ao troço	
5	Custo do investimento inicial	€
6	Potência de perda nos cabos por efeito de Joule	kW
7	Intensidade de corrente eléctrica no troço	A
8	Custo global no final de vida útil do parque	€
9	Nº do cabo eléctrico usado na ligação do troço	
10	Comprimento do troço	m
11	Custo do investimento no final de vida útil do parque	€
12	Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque	€
13	Resistência eléctrica do cabo por unidade de comprimento	Ω/m
14	Reactância eléctrica do cabo por unidade de comprimento	Ω/m
15	Queda de tensão no troço	V
16	Queda de tensão total desde o destino até à subestação	V
17	Numero do ramo	

Foram realizados quatro cenários de optimização da rede eléctrica de distribuição do parque eólico de Pena Suar. Os resultados obtidos em cada um dos cenários estão apresentados no apêndice B. Nos quatro casos foram apenas considerados diferentes valores do custo da energia eléctrica tendo sido obtidas diferentes redes de distribuição que influenciam o custo associado às perdas nos cabos eléctricos pelo efeito de Joule. Os casos estudados são os seguintes:

5.4.1 Caso 1

Neste caso não foi considerado o custo das perdas nos cabos devido ao efeito de Joule. Este caso tem o interesse de permitir determinar o valor mínimo do investimento. A síntese dos resultados obtidos está apresentada na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 1

Resultados totais do parque	Valor
Custo do Investimento inicial [€]	193.144
Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	20,92
Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	1.181.249
Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	0
Custo global no final de vida útil do parque [€]	1.181.249
Comprimento total dos troços [m]	3.119
Queda de tensão máxima verificada na rede interna do parque eólico [V]	114,97

5.4.2 Caso 2

Neste caso foi considerado o custo da energia eléctrica de 0.05 €/kWh. Este caso tem o interesse de permitir comparar a rede de distribuição de energia eléctrica com a rede obtida no Caso 1. A síntese dos resultados obtidos é apresentada na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 2

Resultados totais do parque	Valor
Custo do Investimento inicial [€]	199.952
Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	10,11
Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	1.222.889
Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	107.596
Custo global no final de vida útil do parque [€]	1.330.485
Comprimento total dos troços [m]	3.120
Queda de tensão máxima verificada na rede interna do parque eólico [V]	71,91

Comparando os resultados obtidos para a rede no Caso 2 com os do Caso 1, verifica-se que:

- O valor do custo do investimento inicial aumentou
- O valor da potência de perdas nos cabos devido efeito de Joule diminuiu
- O comprimento total dos cabos aumentou devido ao facto do posto de transformação do aerogerador N° 12 passar a ser ligado directamente com a subestação, enquanto no Caso 1 ligava ao posto de transformação do aerogerador N° 13, resultando num aumento de cerca de 1 metro.

Para se efectuar a comparação económica entre os 2 casos, calcula-se o valor das perdas da rede obtida no Caso 1 aplicando o custo de energia eléctrica considerado no caso 2 usado a equação (5.15).

$$C_{perdas} = \sum_{a=1}^{t_p} P_{perdas} . 365.24 . C_e . (1 + T_{energia})^{(t_p - 1)} \quad (5.15)$$

Atendendo a que foi considerado o valor de 0.05 €/kWh para o custo da energia eléctrica e dado que no Caso 1 obtivemos uma potência de perdas 20.92kW, então resolvendo a equação (5.15), obtém-se que o custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque é de 222.636 €. Se a este valor das perdas somar-se o custo do investimento no final de vida útil do parque obtido no Caso 1, obtém-se o custo global no final de vida útil do parque que seria: 222.636+1.181.249=1.403.885 €. Conclui-se então que a melhor solução é solução encontrada para o Caso 2.

5.4.3 Caso 3

Neste caso foi considerado o custo da energia eléctrica de 0.10 €/kWh ou seja o dobro do custo considerado no Caso 2. A síntese dos resultados obtidos é apresentada na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 3

Resultados totais do parque	Valor
Custo do Investimento inicial [€]	203.179
Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	7,61
Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	1.242.626
Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	162.035
Custo global no final de vida útil do parque [€]	1.404.660
Comprimento total dos troços [m]	3.128
Queda de tensão máxima verificada na rede interna do parque eólico [V]	62,05

Comparando os resultados obtidos para a rede no Caso 3 com os do Caso 2, verifica-se que:

- O valor do custo do investimento inicial aumentou
- O valor da potência de perdas nos cabos devido efeito de Joule diminuiu
- O comprimento total dos cabos aumentou devido ao facto do posto de transformação do aerogerador N° 15 passar a ser ligado com posto de transformação do aerogerador N°13, enquanto no Caso 2 estava ligado ao posto de transformação do aerogerador N° 14, resultando num aumento de cerca de 8 metros.

Para se efectuar a comparação económica entre os 2 casos, calcula-se o valor das perdas da rede obtida no Caso 2 aplicando o custo de energia eléctrica considerado no caso 3. Atendendo a que no caso 2 foi considerado o valor de 0.50 €/kWh e Caso 3 o dobro desse valor então o custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque que se obteria seria o dobro do valor obtido no Caso 2, ou seja 215.192 € e por conseguinte, o custo global no final de vida útil do parque seria de $215.192 + 1.222.889 = 1.438.081$ € que seria superior ao valor obtido no Caso 3 donde se conclui que a melhor solução é a solução obtida no Caso 3.

5.4.3 Caso 4

Neste caso foi considerado o custo da energia eléctrica de 10 €/kWh (valor absurdo que visa apenas medir a resposta da aplicação informática no sentido de encontrar a melhor solução). O valor foi escolhido para facilitar a interpretação dos resultados visto que é 100 vezes superior ao valor considerado no Caso 3. A síntese dos resultados obtidos está apresentada na Tabela 5.5.

Tabela 5.5 – Síntese dos resultados obtidos no Caso 4

Resultados totais do parque	Valor
Custo do Investimento inicial [€]	362.472
Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	1,37
Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	2.216.846
Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	2.919.975
Custo global no final de vida útil do parque [€]	5.136.821
Comprimento total dos troços [m]	3.334
Queda de tensão máxima verificada na rede interna do parque eólico [V]	19,93

Aplicando um raciocínio análogo ao aplicado na comparação dos casos anteriores e comparando com a rede obtida no Caso 3, verifica-se que teríamos um custo das perdas de 16.203.500 €. Comparando com os custos que se obteriam usando a solução do Caso 3 com os custos obtidos no Caso 4, conclui-se que o Caso 4 apresenta uma solução bem mais económica.

6

Conclusões

Neste trabalho foi apresentada uma solução para a optimização da ligação eléctrica dos parques eólicos. A análise dos resultados obtidos permite concluir que a aplicação informática determina uma boa solução para o problema tendo em consideração os valores característicos do parque. A optimização foi desenvolvida tendo por base a localização geográfica dos aerogeradores e da subestação, calculando as distâncias relativas entre os sistemas. Por esse facto, é muito fácil adaptá-la de forma a que possa funcionar com base nas distâncias (em vez da localização geográfica) atendendo a que, por limitações ambientais, por dificuldades de construção, ou outras, não possa ser considerada a menor distância (linha recta) entre os dois sistemas, sendo por isso mais vantajoso definirem-se as distâncias relativas. Os dados referentes aos cabos eléctricos podem ser facilmente actualizados visto que a aplicação importa um ficheiro do tipo texto com as características dos cabos eléctricos e por conseguinte a sua actualização é realizada de um modo simples. Os resultados obtidos correspondem aos objectivos propostos. O trabalho foi realizado partindo do conhecimento prévio dos níveis de tensão da rede interna de distribuição de energia eléctrica do parque eólico e também do conhecimento da localização da subestação. Embora a aplicação desenvolvida possa permitir retirar algumas conclusões sobre diferentes localizações da subestação bem como para diferentes níveis de tensão, aponta-se como desenvolvimento futuro a sua adaptação no sentido de determinar a óptima

localização da subestação bem como o nível óptimo da tensão da rede de distribuição do parque eólico.

6.1 Perspectivas de trabalhos futuros

6.1.1 Optimização da localização da subestação eléctrica

O algoritmo apresentado permite determinar os custos globais para diversos cenários considerando diferentes localizações geográficas da subestação eléctrica permitindo retirar conclusões no sentido de uma optimização quanto à sua localização, no entanto não realiza uma análise com o objectivo de determinar a melhor localização. Esta tarefa poderá ser realizada com uma alteração do modelo apresentado, visto que, a localização óptima da subestação será a que minimiza os custos relativos à rede eléctrica de interligação com a eléctrica nacional e os custos relativos à rede de distribuição de energia eléctrica no interior do parque eólico. Atendendo a que, os custos com a rede eléctrica de interligação são fundamentalmente dependentes da distância ao ponto de ligação com a rede eléctrica nacional e que os custos da rede eléctrica de distribuição do parque eólico dependem da localização relativa entre os aerogeradores e a subestação (aumentando com o afastamento da subestação do centro de carga do parque eólico) pode-se desenvolver um algoritmo que realize a optimização da localização que conjugado com o método apresentado, permitirá obter uma optimização mais global do parque eólico.

6.1.2 Optimização do nível de tensão da rede de distribuição do parque eólico

O algoritmo apresentado permite determinar os custos globais para diferentes níveis de tensão da rede de distribuição de energia eléctrica de um parque eólico, permitindo desta forma concluir relativamente ao nível de tensão que resulta em menores custos relacionados com a rede de distribuição de energia eléctrica, no entanto, o algoritmo não considera os diferentes custos relativos aos equipamentos para os diferentes níveis de tensão. O modelo

poderá ser modificado com vista a considerar os diferentes custos e características dos equipamentos para os diferentes níveis de tensão, sendo deste modo possível determinar qual o nível óptimo de tensão da rede eléctrica de distribuição de energia eléctrica para um determinado parque eólico.



Dados Gerais

A.1 Parque eólico de Pena Suar

Tabela A.1 - Posições geográficas dos sistemas do parque eólico

		Latitude	Longitude
SE		41,291076	-7,922973
Aerogeradores	1	41,301086	-7,914846
	2	41,300110	-7,914576
	3	41,298801	-7,915667
	4	41,298065	-7,917054
	5	41,296584	-7,916877
	6	41,295289	-7,917413
	7	41,293928	-7,919230
	8	41,293074	-7,921738
	9	41,292708	-7,920495
	10	41,291898	-7,923477
	11	41,291459	-7,922139
	12	41,290551	-7,924669
	13	41,290022	-7,922990
	14	41,289164	-7,924818
	15	41,288591	-7,923168
	16	41,286590	-7,923013
	17	41,286231	-7,925633
	18	41,285145	-7,924130
	19	41,284575	-7,926335
	20	41,283858	-7,927511

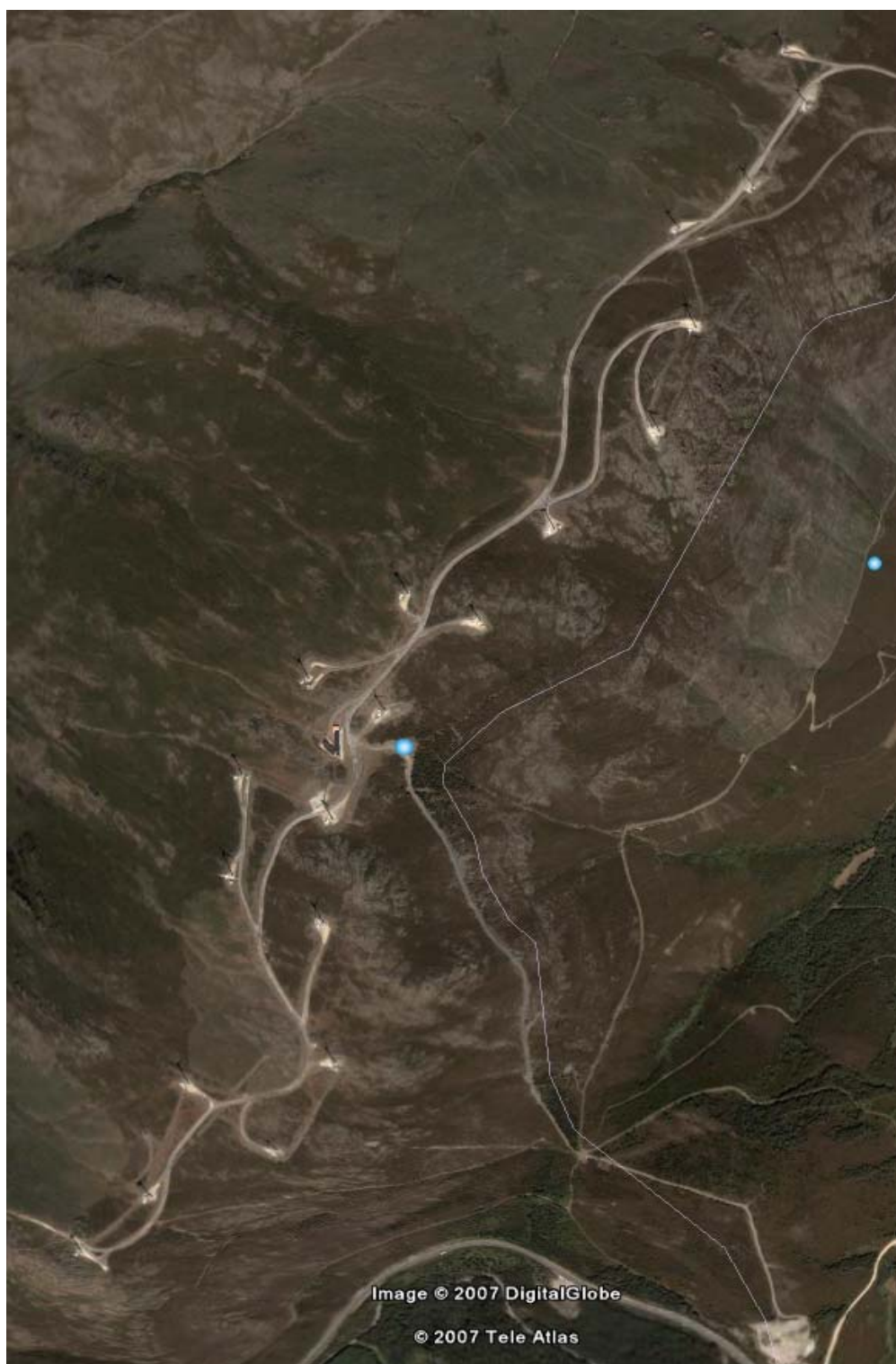


Figura: A.1 – Parque eólico de Pena Suar [Imagem do *Google Earth*]

Tabela A.2 – Distâncias entre os sistemas do parque eólico em metros

		Aerogeradores									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SE		1.303,8	1.225,2	1.053,8	921,1	796,5	659,7	445,4	245,0	275,3	100,6
Aerogeradores	1	0,0	110,8	263,2	383,2	528,6	679,3	876,2	1.060,8	1.044,3	1.250,5
	2	110,8	0,0	171,7	307,5	436,7	586,1	789,7	984,9	960,2	1.177,6
	3	263,2	171,7	0,0	141,9	266,4	416,9	618,2	814,1	788,5	1.007,4
	4	383,2	307,5	141,9	0,0	165,3	310,1	494,6	679,1	661,4	870,7
	5	528,6	436,7	266,4	165,3	0,0	150,8	354,8	563,2	526,4	758,6
	6	679,3	586,1	416,9	310,1	150,8	0,0	214,3	437,3	385,6	631,5
	7	876,2	789,7	618,2	494,6	354,8	214,3	0,0	230,0	172,0	420,5
	8	1.060,8	984,9	814,1	679,1	563,2	437,3	230,0	0,0	111,5	195,5
	9	1.044,3	960,2	788,5	661,4	526,4	385,6	172,0	111,5	0,0	264,9
	10	1.250,5	1.177,6	1.007,4	870,7	758,6	631,5	420,5	195,5	264,9	0,0
	11	1.231,7	1.150,9	979,2	848,6	719,7	580,7	366,7	182,7	195,3	122,0
	12	1.430,3	1.356,7	1.186,2	1.050,2	934,8	803,2	589,5	372,4	423,2	179,9
	13	1.405,9	1.323,8	1.152,0	1.022,6	890,6	748,4	536,0	355,1	364,2	212,5
	14	1.565,7	1.487,8	1.316,4	1.183,4	1.058,7	920,1	706,1	505,2	534,6	324,0
	15	1.553,6	1.468,3	1.296,8	1.170,8	1.032,6	886,5	678,5	512,6	509,4	368,6
	16	1.750,3	1.660,4	1.490,1	1.369,6	1.223,8	1.074,5	875,0	728,8	712,1	591,5
	17	1.881,6	1.798,6	1.626,9	1.498,4	1.364,0	1.219,1	1.009,3	827,6	838,4	655,4
	18	1.934,8	1.845,6	1.675,0	1.553,5	1.408,9	1.259,9	1.059,0	904,0	894,1	752,9
	19	2.071,7	1.987,2	1.815,7	1.688,6	1.551,6	1.405,3	1.197,5	1.020,1	1.027,6	848,6
	20	2.188,5	2.105,6	1.933,9	1.805,2	1.670,9	1.525,6	1.316,2	1.132,6	1.145,4	955,4
		Aerogeradores									
		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
SE		81,7	153,3	117,2	262,6	276,8	498,8	582,8	666,5	775,5	887,7
Aerogeradores	1	1.231,7	1.430,3	1.405,9	1.565,7	1.553,6	1.750,3	1.881,6	1.934,8	2.071,7	2.188,5
	2	1.150,9	1.356,7	1.323,8	1.487,8	1.468,3	1.660,4	1.798,6	1.845,6	1.987,2	2.105,6
	3	979,2	1.186,2	1.152,0	1.316,4	1.296,8	1.490,1	1.626,9	1.675,0	1.815,7	1.933,9
	4	848,6	1.050,2	1.022,6	1.183,4	1.170,8	1.369,6	1.498,4	1.553,5	1.688,6	1.805,2
	5	719,7	934,8	890,6	1.058,7	1.032,6	1.223,8	1.364,0	1.408,9	1.551,6	1.670,9
	6	580,7	803,2	748,4	920,1	886,5	1.074,5	1.219,1	1.259,9	1.405,3	1.525,6
	7	366,7	589,5	536,0	706,1	678,5	875,0	1.009,3	1.059,0	1.197,5	1.316,2
	8	182,7	372,4	355,1	505,2	512,6	728,8	827,6	904,0	1.020,1	1.132,6
	9	195,3	423,2	364,2	534,6	509,4	712,1	838,4	894,1	1.027,6	1.145,4
	10	122,0	179,9	212,5	324,0	368,6	591,5	655,4	752,9	848,6	955,4
	11	0,0	234,3	174,9	339,4	330,3	546,3	650,5	721,5	841,9	957,0
	12	234,3	0,0	152,1	154,7	251,4	461,7	487,1	602,8	678,9	781,2
	13	174,9	152,1	0,0	180,1	159,8	381,6	475,9	550,6	667,1	782,6
	14	339,4	154,7	180,1	0,0	151,9	323,5	333,2	450,6	525,8	631,5
	15	330,3	251,4	159,8	151,9	0,0	222,9	333,6	391,5	519,1	639,3
	16	546,3	461,7	381,6	323,5	222,9	0,0	222,5	185,8	356,7	483,3
	17	650,5	487,1	475,9	333,2	333,6	222,5	0,0	174,2	193,3	307,0
	18	721,5	602,8	550,6	450,6	391,5	185,8	174,2	0,0	194,8	316,7
	19	841,9	678,9	667,1	525,8	519,1	356,7	193,3	194,8	0,0	126,5
	20	957,0	781,2	782,6	631,5	639,3	483,3	307,0	316,7	126,5	0,0

Tabela A.3 – Características dos cabos unipolares para a tensão 6/10kV

Natureza da alma condutora	Tipo do cabo	Nº do cabo	Secção da alma condutora [mm²]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime permanente [A]	Resistência eléctrica [Ω/km]	Indutância [mH/km]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime de curto-circuito [kA]	Preço €/m
Alumínio	LXHIOV	1	25	121	1,2000	0,58	2,4	Inf
		2	35	145	0,8680	0,56	3,3	Inf
		3	50	172	0,6410	0,54	4,7	6,9
		4	70	211	0,4430	0,52	6,6	7,41
		5	95	252	0,3200	0,50	9,0	8,21
		6	120	286	0,2530	0,49	11,3	8,75
		7	150	321	0,2060	0,48	14,2	10,32
		8	185	362	0,1640	0,47	17,5	11,23
		9	240	418	0,1250	0,44	22,7	12,71
		10	300	470	0,1000	0,44	28,3	13,43
		11	400	533	0,0778	0,43	38,0	16,26
		12	500	601	0,0605	0,42	47,4	18,56
Cobre	XHIOV	13	25	157	0,7270	0,58	3,6	Inf
		14	35	187	0,5240	0,56	5,0	Inf
		15	50	221	0,3870	0,54	7,2	5,02
		16	70	270	0,2680	0,52	10,0	6,06
		17	95	322	0,1930	0,50	13,6	9,32
		18	120	366	0,1530	0,49	17,2	7,44
		19	150	408	0,1240	0,48	21,4	11,25
		20	185	459	0,0991	0,47	26,4	12,85
		21	240	527	0,0754	0,44	34,5	14,96
		22	300	587	0,0601	0,44	43,0	15,3
		23	400	661	0,0470	0,43	57,3	19,16
		24	500	729	0,0366	0,42	71,5	25,02

Tabela A.4 – Características dos cabos unipolares para a tensão 8,7/15kV

Natureza da alma condutora	Tipo do cabo	Nº do cabo	Secção da alma condutora [mm²]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime permanente [A]	Resistência eléctrica [Ω/km]	Indutância [mH/km]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime de curto-circuito [kA]	Preço €/m
Alumínio	LXHIOV	1	25	121	1,2000	0,60	2,4	Inf
		2	35	145	0,8680	0,56	3,3	Inf
		3	50	171	0,6410	0,56	4,7	8,92
		4	70	210	0,4430	0,53	6,6	9,5
		5	95	251	0,3200	0,52	9,0	10,49
		6	120	285	0,2530	0,50	11,3	8,68
		7	150	318	0,2060	0,49	14,2	12,77
		8	185	360	0,1640	0,48	17,5	13,23
		9	240	415	0,1250	0,46	22,7	14,89
		10	300	467	0,1000	0,45	28,3	17,5
		11	400	530	0,0778	0,44	38,0	21,09
		12	500	597	0,0605	0,43	47,4	23,77
Cobre	XHIOV	13	25	157	0,7270	0,60	3,6	Inf
		14	35	186	0,5240	0,58	5,0	Inf
		15	50	220	0,3870	0,56	7,2	7,31
		16	70	269	0,2680	0,54	10,0	7,82
		17	95	320	0,1930	0,52	13,6	8,78
		18	120	363	0,1530	0,50	17,2	9,56
		19	150	406	0,1240	0,49	21,4	14,33
		20	185	455	0,0991	0,48	26,4	16
		21	240	523	0,0754	0,46	34,5	19,52
		22	300	583	0,0601	0,45	43,0	21,99
		23	400	656	0,0470	0,44	57,3	25,91
		24	500	723	0,0366	0,43	71,5	29,93

Tabela A.5 – Características dos cabos unipolares para a tensão 12/20kV

Natureza da alma condutora	Tipo do cabo	Nº do cabo	Secção da alma condutora [mm²]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime permanente [A]	Resistência eléctrica [Ω/km]	Indutância [mH/km]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime de curto-circuito [kA]	Preço €/m
Alumínio	LXHIOV	1	25	122	1,2000	0,60	2,4	Inf
		2	35	144	0,8680	0,60	3,3	Inf
		3	50	170	0,6410	0,58	4,7	8,92
		4	70	209	0,4430	0,55	6,6	9,5
		5	95	249	0,3200	0,53	9,0	10,49
		6	120	283	0,2530	0,52	11,3	8,68
		7	150	316	0,2060	0,51	14,3	12,77
		8	185	357	0,1640	0,50	17,5	13,23
		9	240	413	0,1250	0,47	22,7	14,89
		10	300	463	0,1000	0,46	28,3	17,5
		11	400	526	0,0778	0,45	38,0	21,09
		12	500	592	0,0605	0,44	47,4	23,77
Cobre	XHIOV	13	25	158	0,7270	0,60	3,6	Inf
		14	35	186	0,5240	0,60	5,0	Inf
		15	50	219	0,3870	0,58	7,2	7,31
		16	70	267	0,2680	0,55	10,0	7,82
		17	95	318	0,1930	0,54	13,6	8,78
		18	120	361	0,1530	0,52	17,2	9,56
		19	150	403	0,1240	0,51	21,4	14,33
		20	185	452	0,0991	0,50	26,4	16
		21	240	520	0,0754	0,47	34,5	19,52
		22	300	578	0,0601	0,46	43,0	21,99
		23	400	651	0,0470	0,45	57,1	25,91
		24	500	718	0,0366	0,44	71,5	29,93

Tabela A.6 – Características dos cabos unipolares para a tensão 18/30kV

Natureza da alma condutora	Tipo do cabo	Nº do cabo	Secção da alma condutora [mm²]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime permanente [A]	Resistência eléctrica [Ω/km]	Indutância [mH/km]	Intensidade de corrente máxima admissível em regime de curto-circuito [kA]	Preço €/m
Alumínio	LXHIOV	1	25	122	1,2000	0,62	2,4	Inf
		2	35	146	0,8680	0,62	3,3	Inf
		3	50	169	0,6410	0,62	4,7	13,63
		4	70	207	0,4430	0,59	6,6	14,24
		5	95	247	0,3200	0,57	9,0	13,97
		6	120	281	0,2530	0,55	11,3	16
		7	150	313	0,2060	0,54	14,2	16,91
		8	185	354	0,1640	0,53	17,5	16,98
		9	240	408	0,1250	0,50	22,7	19,11
		10	300	458	0,1000	0,49	28,3	20,95
		11	400	519	0,0778	0,47	38,0	24,93
		12	500	585	0,0605	0,46	47,4	27,87
Cobre	XHIOV	13	25	158	0,7270	0,62	3,6	Inf
		14	35	188	0,5240	0,62	5,0	Inf
		15	50	218	0,3870	0,62	7,2	13,88
		16	70	265	0,2680	0,59	10,0	15,86
		17	95	316	0,1930	0,57	13,6	17,42
		18	120	358	0,1530	0,55	17,2	17,22
		19	150	399	0,1240	0,54	21,4	19,68
		20	185	450	0,0991	0,53	26,4	21,67
		21	240	513	0,0754	0,50	34,5	24,42
		22	300	571	0,0601	0,49	43,0	25,71
		23	400	642	0,0470	0,47	57,3	31,85
		24	500	707	0,0366	0,46	71,5	34,33



Resultados obtidos

Neste apêndice estão apresentados os resultados obtidos nos 4 casos de estudo bem como os dados de caracterização de cada um dos casos de estudo. Para facilitar a visualização da rede de distribuição, é apresentada uma representação gráfica de cada caso.

B.1 Caso 1

Neste caso foram definidos os parâmetros definidos na Tabela B.1.

Tabela B.1 - Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 1

Parâmetros	Valor
Tempo de vida útil do parque (t_p) expresso em anos	20
Numero dos aerogeradores que constituem o parque eólico (n)	20
Preço da energia eléctrica C_e expresso em €/kWh	0
Valor da tensão nominal da rede de distribuição U_n expressa em kV	15
Potência nominal unitária dos aerogeradores (S_i) expresso em kVA	500
Factor de carga do parque eólico FC	0.5
Taxa de juro do investimento T_{juro} expressa em %	10
Taxa de aumento do custo da energia eléctrica $T_{energia}$ expressa em %	2
Percentagem do valor máximo da queda de tensão no interior do parque eólico ΔU expressa em %	1
Potência de curto-circuito do parque eólico no lado da rede eléctrica de distribuição S_{cc} expressa em (MVA)	100
Tempo máximo de actuação das protecções contra curto-circuitos t_{prot} expresso em s	0.3
Factor de potência do parque eólico $\cos(\varphi)$	0.94
Custo por metro linear da instalação dos cabos eléctricos C_{inst} expresso em €	40

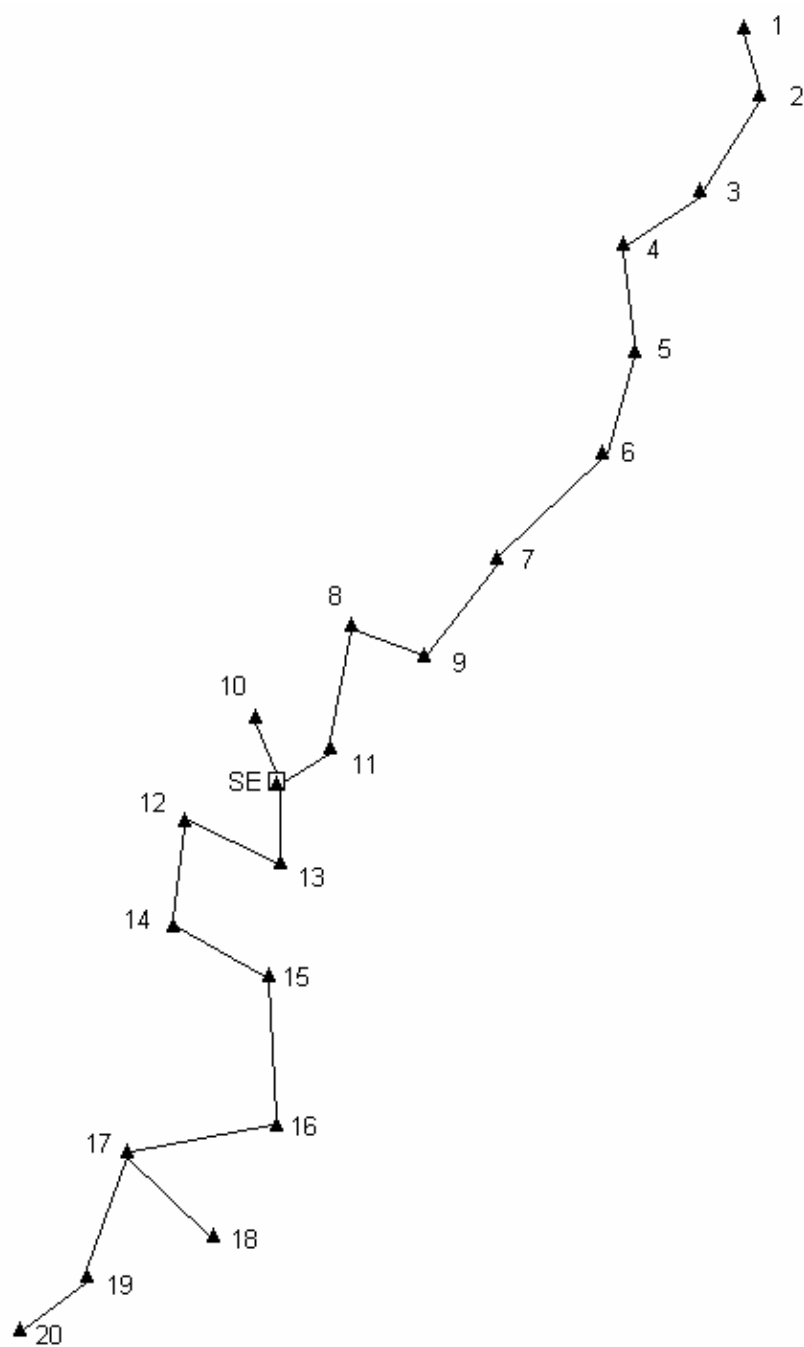


Figura B.1 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 1

Tabela B.2 – Resultados da optimização realizada no Caso 1

Ligação		Nº cabo eléctrico	Custo do Investimento inicial [€]	Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	Custo global no final de vida útil do parque [€]
Origem	Destino						
0	11	15	5.057 €	1,76	30.931 €	0 €	30.931 €
0	10	15	6.232 €	0,02	38.116 €	0 €	38.116 €
0	13	15	7.259 €	2,04	44.394 €	0 €	44.394 €
13	12	15	9.420 €	2,09	57.614 €	0 €	57.614 €
11	8	15	11.313 €	3,18	69.191 €	0 €	69.191 €
12	14	15	9.582 €	1,63	58.605 €	0 €	58.605 €
8	9	15	6.908 €	1,53	42.246 €	0 €	42.246 €
14	15	15	9.405 €	1,18	57.522 €	0 €	57.522 €
9	7	15	10.650 €	1,81	65.134 €	0 €	65.134 €
15	16	15	13.803 €	1,20	84.417 €	0 €	84.417 €
16	17	15	13.781 €	0,77	84.282 €	0 €	84.282 €
7	6	15	13.275 €	1,66	81.187 €	0 €	81.187 €
17	18	15	10.790 €	0,04	65.988 €	0 €	65.988 €
17	19	15	11.968 €	0,17	73.197 €	0 €	73.197 €
6	5	15	9.339 €	0,81	57.116 €	0 €	57.116 €
19	20	15	7.837 €	0,03	47.927 €	0 €	47.927 €
5	4	15	10.240 €	0,57	62.625 €	0 €	62.625 €
4	3	15	8.785 €	0,27	53.729 €	0 €	53.729 €
3	2	15	10.635 €	0,15	65.045 €	0 €	65.045 €
2	1	15	6.865 €	0,02	41.984 €	0 €	41.984 €
TOTAL			193.144 €	20,92	1.181.249 €	0 €	1.181.249 €

Tabela B.3 – Resultados da optimização realizada no Caso 1 (continuação)

Ligação		Nº cabo eléctrico	Comprimento do troço [m]	Resistência eléctrica do cabo [Ω/m]	Reactância eléctrica do cabo [Ω/m]	Queda de tensão no troço [V]	Queda de tensão total até à subestação [V]
Origem	Destino						
0	11	15	82	0,387	0,18	11,54	11,54
0	10	15	101	0,387	0,18	1,42	1,42
0	13	15	117	0,387	0,18	14,90	14,90
13	12	15	152	0,387	0,18	17,19	32,09
11	8	15	183	0,387	0,18	23,23	34,76
12	14	15	155	0,387	0,18	15,30	47,39
8	9	15	112	0,387	0,18	12,61	47,37
14	15	15	152	0,387	0,18	12,87	60,27
9	7	15	172	0,387	0,18	17,01	64,37
15	16	15	223	0,387	0,18	15,74	76,01
16	17	15	223	0,387	0,18	12,57	88,58
7	6	15	214	0,387	0,18	18,17	82,54
17	18	15	174	0,387	0,18	2,46	91,04
17	19	15	193	0,387	0,18	5,46	94,04
6	5	15	151	0,387	0,18	10,65	93,19
19	20	15	127	0,387	0,18	1,79	95,83
5	4	15	165	0,387	0,18	9,34	102,54
4	3	15	142	0,387	0,18	6,01	108,55
3	2	15	172	0,387	0,18	4,85	113,40
2	1	15	111	0,387	0,18	1,57	114,97
TOTAL			3.119				

B.2 Caso 2

Neste caso foram definidos os parâmetros definidos na Tabela B.4.

Tabela B.4 - Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 2

Parâmetros	Valor
Tempo de vida útil do parque (t_p) expresso em anos	20
Numero dos aerogeradores que constituem o parque eólico (n)	20
Preço da energia eléctrica C_e expresso em €/kWh	0.05
Valor da tensão nominal da rede de distribuição U_n expressa em kV	15
Potência nominal unitária dos aerogeradores (S_i) expresso em kVA	500
Factor de carga do parque eólico FC	0.5
Taxa de juro do investimento T_{juro} expressa em %	10
Taxa de aumento do custo da energia eléctrica $T_{energia}$ expressa em %	2
Percentagem do valor máximo da queda de tensão no interior do parque eólico ΔU expressa em %	1
Potência de curto-circuito do parque eólico no lado da rede eléctrica de distribuição S_{cc} expressa em (MVA)	100
Tempo máximo de actuação das protecções contra curto-circuitos t_{prot} expresso em s	0.3
Factor de potência do parque eólico $\cos(\varphi)$	0.94
Custo por metro linear da instalação dos cabos eléctricos C_{inst} expresso em €	40

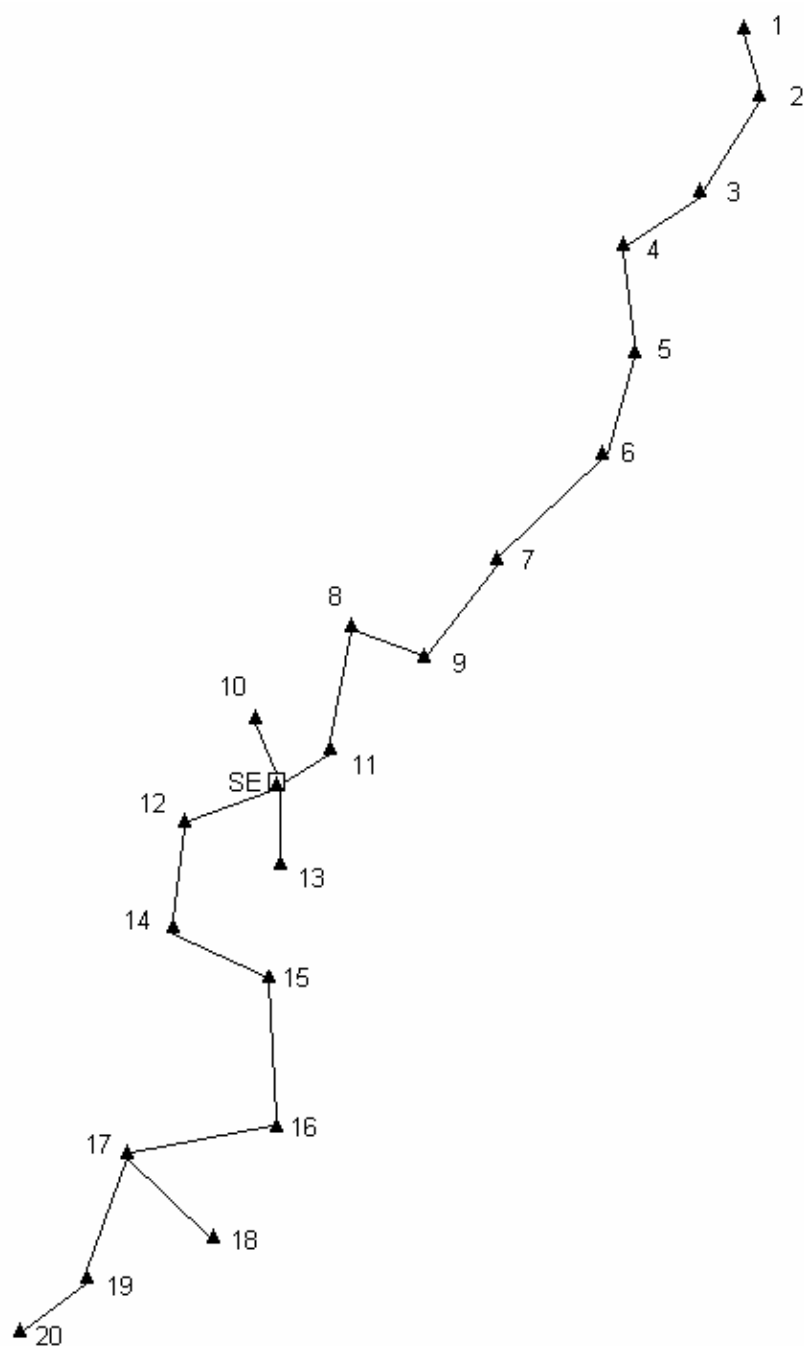


Figura B.2 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 2

Tabela B.5 – Resultados da otimização realizada no Caso 2

Ligação		Nº cabo eléctrico	Custo do Investimento inicial [€]	Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	Custo global no final de vida útil do parque [€]
Origem	Destino						
0	11	18	5.609 €	0,69	34.302 €	7.387 €	41.689 €
0	10	15	6.232 €	0,02	38.116 €	230 €	38.347 €
0	13	15	7.259 €	0,03	44.394 €	268 €	44.662 €
0	12	18	10.525 €	0,83	64.372 €	8.872 €	73.245 €
11	8	18	12.546 €	1,26	76.732 €	13.385 €	90.117 €
12	14	17	10.265 €	0,81	62.778 €	8.651 €	71.429 €
8	9	18	7.660 €	0,61	46.850 €	6.457 €	53.308 €
14	15	16	9.638 €	0,81	58.943 €	8.663 €	67.606 €
9	7	17	11.408 €	0,90	69.772 €	9.615 €	79.387 €
15	16	16	14.144 €	0,83	86.502 €	8.829 €	95.331 €
16	17	16	14.121 €	0,53	86.364 €	5.641 €	92.006 €
7	6	16	13.603 €	1,15	83.192 €	12.227 €	95.419 €
17	18	15	10.790 €	0,04	65.988 €	399 €	66.387 €
17	19	15	11.968 €	0,17	73.197 €	1.769 €	74.966 €
6	5	16	9.570 €	0,56	58.527 €	5.974 €	64.501 €
19	20	15	7.837 €	0,03	47.927 €	290 €	48.217 €
5	4	16	10.493 €	0,39	64.172 €	4.192 €	68.364 €
4	3	15	8.785 €	0,27	53.729 €	2.921 €	56.650 €
3	2	15	10.635 €	0,15	65.045 €	1.572 €	66.617 €
2	1	15	6.865 €	0,02	41.984 €	254 €	42.237 €
TOTAL			199.952 €	10,11	1.222.889 €	107.596 €	1.330.485 €

Tabela B.6 - Resultados da optimização realizada no Caso 2 (continuação)

Ligação		Nº cabo eléctrico	Comprimento do troço [m]	Resistência eléctrica do cabo [Ω/m]	Reactância eléctrica do cabo [Ω/m]	Queda de tensão no troço [V]	Queda de tensão total até à subestação [V]
Origem	Destino						
0	11	18	82	0,153	0,16	5,37	5,37
0	10	15	101	0,387	0,18	1,42	1,42
0	13	15	117	0,387	0,18	1,66	1,66
0	12	18	153	0,153	0,16	8,07	8,07
11	8	18	183	0,153	0,16	10,82	16,19
12	14	17	155	0,193	0,16	8,56	16,63
8	9	18	112	0,153	0,16	5,87	22,06
14	15	16	152	0,268	0,17	9,41	26,04
9	7	17	172	0,193	0,16	9,52	31,58
15	16	16	223	0,268	0,17	11,51	37,55
16	17	16	223	0,268	0,17	9,19	46,74
7	6	16	214	0,268	0,17	13,28	44,86
17	18	15	174	0,387	0,18	2,46	49,20
17	19	15	193	0,387	0,18	5,46	52,20
6	5	16	151	0,268	0,17	7,79	52,65
19	20	15	127	0,387	0,18	1,79	53,99
5	4	16	165	0,268	0,17	6,83	59,48
4	3	15	142	0,387	0,18	6,01	65,49
3	2	15	172	0,387	0,18	4,85	70,34
2	1	15	111	0,387	0,18	1,57	71,91
TOTAL			3.120				

B.3 Caso 3

Neste caso foram definidos os parâmetros definidos na Tabela B.7.

Tabela B.7 - Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 3

Parâmetros	Valor
Tempo de vida útil do parque (t_p) expresso em anos	20
Numero dos aerogeradores que constituem o parque eólico (n)	20
Preço da energia eléctrica C_e expresso em €/kWh	0.1
Valor da tensão nominal da rede de distribuição U_n expressa em kV	15
Potência nominal unitária dos aerogeradores (S_i) expresso em kVA	500
Factor de carga do parque eólico FC	0.5
Taxa de juro do investimento T_{juro} expressa em %	10
Taxa de aumento do custo da energia eléctrica $T_{energia}$ expressa em %	2
Percentagem do valor máximo da queda de tensão no interior do parque eólico ΔU expressa em %	1
Potência de curto-circuito do parque eólico no lado da rede eléctrica de distribuição S_{cc} expressa em (MVA)	100
Tempo máximo de actuação das protecções contra curto-circuitos t_{prot} expresso em s	0.3
Factor de potência do parque eólico $\cos(\varphi)$	0.94
Custo por metro linear da instalação dos cabos eléctricos C_{inst} expresso em €	40

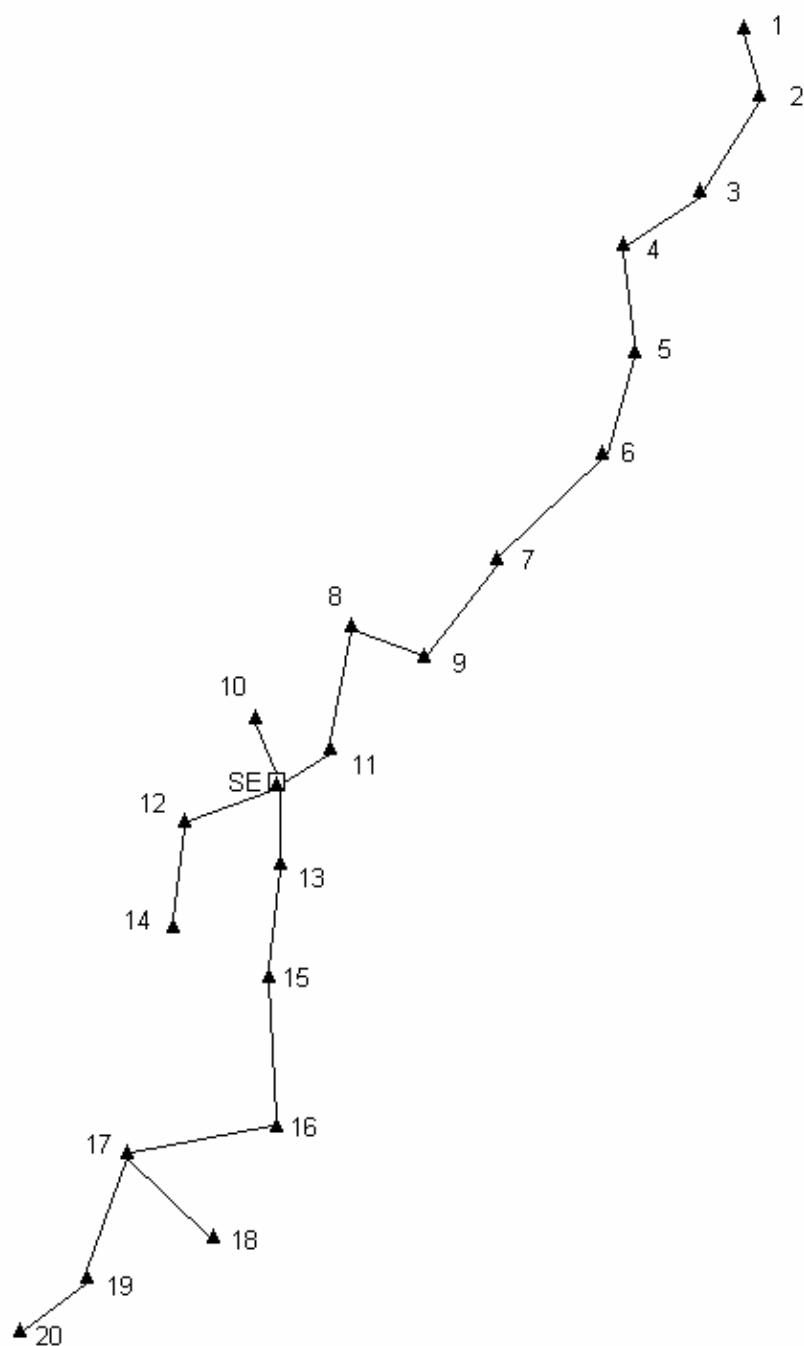


Figura B.3 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 3

Tabela B.8 – Resultados da otimização realizada no Caso 3

Ligação		Nº cabo eléctrico	Custo do Investimento inicial [€]	Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	Custo global no final de vida útil do parque [€]
Origem	Destino						
0	11	18	5.609 €	0,69	34.302 €	14.774 €	49.076 €
0	10	15	6.232 €	0,02	38.116 €	461 €	38.577 €
0	13	18	8.050 €	0,49	49.232 €	10.390 €	59.623 €
0	12	15	9.491 €	0,13	58.046 €	2.805 €	60.851 €
11	8	18	12.546 €	1,26	76.732 €	26.770 €	103.503 €
12	14	15	9.582 €	0,03	58.605 €	708 €	59.313 €
8	9	18	7.660 €	0,61	46.850 €	12.915 €	59.765 €
13	15	18	10.976 €	0,49	67.128 €	10.409 €	77.537 €
9	7	18	11.811 €	0,72	72.233 €	15.245 €	87.478 €
15	16	17	14.786 €	0,60	90.428 €	12.716 €	103.144 €
16	17	16	14.121 €	0,53	86.364 €	11.283 €	97.647 €
7	6	18	14.722 €	0,66	90.035 €	13.961 €	103.996 €
17	18	15	10.790 €	0,04	65.988 €	797 €	66.786 €
17	19	15	11.968 €	0,17	73.197 €	3.537 €	76.735 €
6	5	17	10.004 €	0,40	61.184 €	8.604 €	69.787 €
19	20	15	7.837 €	0,03	47.927 €	579 €	48.507 €
5	4	16	10.493 €	0,39	64.172 €	8.384 €	72.555 €
4	3	16	9.002 €	0,19	55.057 €	4.046 €	59.102 €
3	2	15	10.635 €	0,15	65.045 €	3.144 €	68.189 €
2	1	15	6.865 €	0,02	41.984 €	507 €	42.491 €
TOTAL			203.179 €	7,61	1.242.626 €	162.035 €	1.404.660 €

Tabela B.9 - Resultados da optimização realizada no Caso 3 (continuação)

Ligação		Nº cabo eléctrico	Comprimento do troço [m]	Resistência eléctrica do cabo [Ω/m]	Reactância eléctrica do cabo [Ω/m]	Queda de tensão no troço [V]	Queda de tensão total até à subestação [V]
Origem	Destino						
0	11	18	82	0,153	0,16	5,37	5,37
0	10	15	101	0,387	0,18	1,42	1,42
0	13	18	117	0,153	0,16	5,40	5,40
0	12	15	153	0,387	0,18	4,33	4,33
11	8	18	183	0,153	0,16	10,82	16,19
12	14	15	155	0,387	0,18	2,19	6,52
8	9	18	112	0,153	0,16	5,87	22,06
13	15	18	160	0,153	0,16	6,31	11,71
9	7	18	172	0,153	0,16	7,92	29,99
15	16	17	223	0,193	0,16	8,81	20,52
16	17	16	223	0,268	0,17	9,19	29,71
7	6	18	214	0,153	0,16	8,46	38,45
17	18	15	174	0,387	0,18	2,46	32,17
17	19	15	193	0,387	0,18	5,46	35,17
6	5	17	151	0,193	0,16	5,96	44,41
19	20	15	127	0,387	0,18	1,79	36,96
5	4	16	165	0,268	0,17	6,83	51,24
4	3	16	142	0,268	0,17	4,39	55,63
3	2	15	172	0,387	0,18	4,85	60,49
2	1	15	111	0,387	0,18	1,57	62,05
TOTAL			3.128				

B.4 Caso 4

Neste caso foram definidos os parâmetros definidos na Tabela B.10.

Tabela B.10 - Valores dos parâmetros do parque eólico para o Caso 4

Parâmetros	Valor
Tempo de vida útil do parque (t_p) expresso em anos	20
Numero dos aerogeradores que constituem o parque eólico (n)	20
Preço da energia eléctrica C_e expresso em €/kWh	10
Valor da tensão nominal da rede de distribuição U_n expressa em kV	15
Potência nominal unitária dos aerogeradores (S_i) expresso em kVA	500
Factor de carga do parque eólico FC	0.5
Taxa de juro do investimento T_{juro} expressa em %	10
Taxa de aumento do custo da energia eléctrica $T_{energia}$ expressa em %	2
Percentagem do valor máximo da queda de tensão no interior do parque eólico ΔU expressa em %	1
Potência de curto-circuito do parque eólico no lado da rede eléctrica de distribuição S_{cc} expressa em (MVA)	100
Tempo máximo de actuação das protecções contra curto-circuitos t_{prot} expresso em s	0.3
Factor de potência do parque eólico $\cos(\varphi)$	0.94
Custo por metro linear da instalação dos cabos eléctricos C_{inst} expresso em €	40

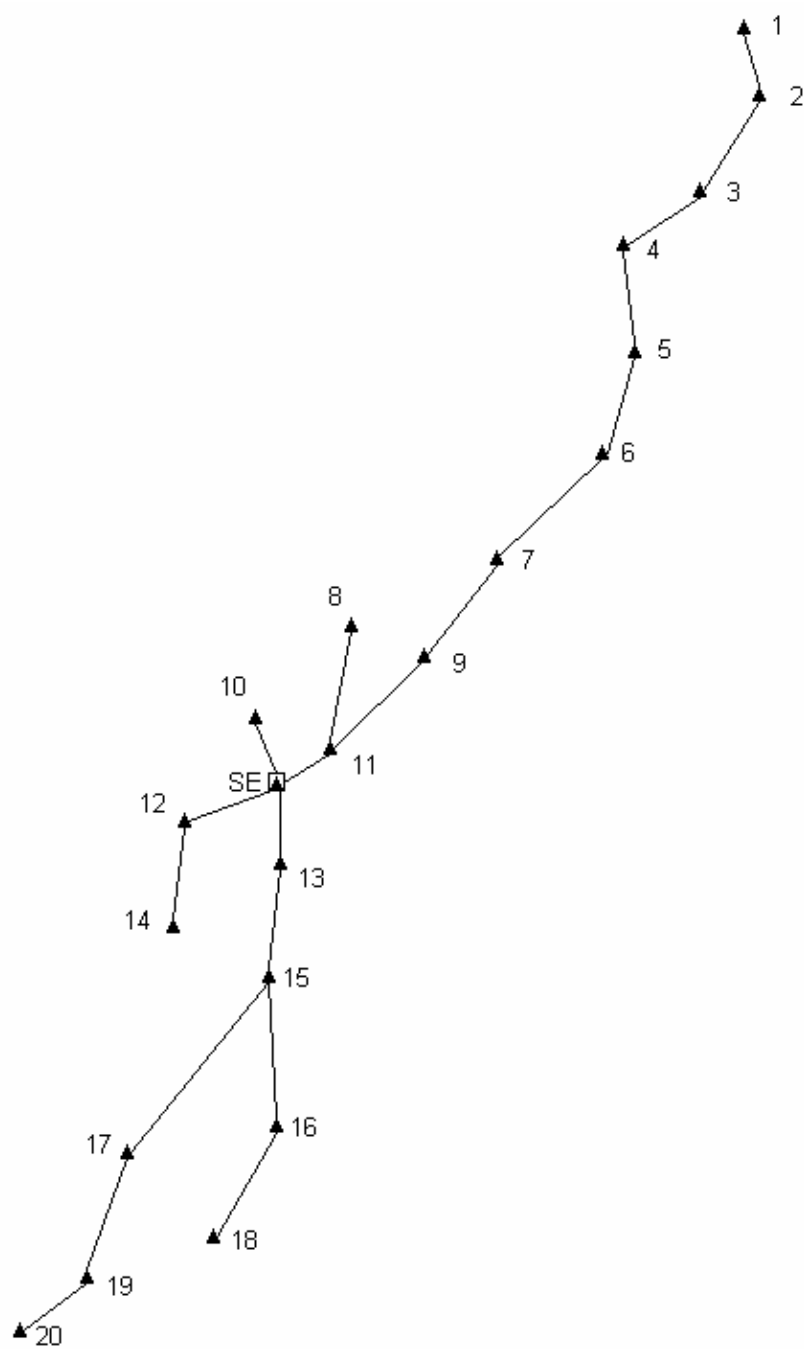


Figura B.4 – Representação gráfica da rede de distribuição obtida no Caso 4

Tabela B.11 – Resultados da optimização realizada no Caso 4

Ligação		Nº cabo eléctrico	Custo do Investimento inicial [€]	Potência de perdas nos cabos por efeito de Joule [kW]	Custo do Investimento no final de vida útil do parque [€]	Custo das perdas por efeito de Joule no final de vida útil do parque [€]	Custo global no final de vida útil do parque [€]
Origem	Destino						
0	11	24	10.599 €	0,17	64.823 €	353.426 €	418.249 €
0	10	18	6.912 €	0,01	42.271 €	18.207 €	60.478 €
0	13	24	15.212 €	0,12	93.038 €	248.557 €	341.595 €
0	12	22	16.240 €	0,02	99.323 €	43.565 €	142.888 €
11	8	18	12.546 €	0,02	76.732 €	33.050 €	109.782 €
12	14	18	10.627 €	0,01	64.992 €	27.993 €	92.986 €
11	9	24	25.352 €	0,25	155.050 €	541.028 €	696.078 €
13	15	24	20.742 €	0,12	126.857 €	248.993 €	375.851 €
9	7	24	22.319 €	0,17	136.504 €	364.679 €	501.183 €
15	16	22	23.618 €	0,03	144.448 €	63.357 €	207.804 €
15	17	24	43.297 €	0,06	264.799 €	129.936 €	394.735 €
7	6	24	27.820 €	0,16	170.147 €	333.961 €	504.108 €
16	18	18	12.762 €	0,02	78.050 €	33.618 €	111.668 €
17	19	22	20.479 €	0,03	125.249 €	54.936 €	180.185 €
6	5	24	19.572 €	0,08	119.702 €	163.159 €	282.861 €
19	20	18	8.691 €	0,01	53.151 €	22.893 €	76.044 €
5	4	24	21.460 €	0,05	131.246 €	114.492 €	245.738 €
4	3	24	18.412 €	0,03	112.603 €	55.254 €	167.857 €
3	2	22	18.199 €	0,02	111.301 €	48.818 €	160.119 €
2	1	18	7.613 €	0,01	46.559 €	20.054 €	66.613 €
TOTAL			362.472 €	1,37	2.216.846 €	2.919.975 €	5.136.821 €

Tabela B.12 - Resultados da optimização realizada no Caso 4 (continuação)

Ligação		Nº cabo eléctrico	Comprimento do troço [m]	Resistência eléctrica do cabo [Ω/m]	Reactância eléctrica do cabo [Ω/m]	Queda de tensão no troço [V]	Queda de tensão total até à subestação [V]
Origem	Destino						
0	11	24	82	0,037	0,14	2,19	2,19
0	10	18	101	0,153	0,16	0,66	0,66
0	13	24	117	0,037	0,14	2,20	2,20
0	12	22	153	0,060	0,14	1,07	1,07
11	8	18	183	0,153	0,16	1,20	3,39
12	14	18	155	0,153	0,16	1,02	2,09
11	9	24	195	0,037	0,14	4,19	6,38
13	15	24	160	0,037	0,14	2,57	4,77
9	7	24	172	0,037	0,14	3,23	9,61
15	16	22	223	0,060	0,14	1,56	6,33
15	17	24	334	0,037	0,14	2,69	7,46
7	6	24	214	0,037	0,14	3,45	13,06
16	18	18	186	0,153	0,16	1,22	7,55
17	19	22	193	0,060	0,14	1,35	8,81
6	5	24	151	0,037	0,14	2,02	15,09
19	20	18	127	0,153	0,16	0,83	9,64
5	4	24	165	0,037	0,14	1,77	16,86
4	3	24	142	0,037	0,14	1,14	18,00
3	2	22	172	0,060	0,14	1,20	19,20
2	1	18	111	0,153	0,16	0,73	19,93
TOTAL			3.334				

Referências Bibliográficas

- [1] <http://www.windpower.org/en/stat/betzpro.htm> - © Copyright 1997-2003 Danish Wind Industry Association - Updated 12 May 2003 (9/6/2008)
- [2] <http://www.windpower.org/en/tour/wres/park.htm> - © Copyright 1997-2003 Danish Wind Industry Association - Updated 12 May 2003 (9/6/2008)
- [3] Esteves, Teresa Maria Veloso Nunes Simões (2004) “*Base de dados do potencial energético do vento em Portugal – metodologia e desenvolvimento*”, Dissertação de Mestrado, Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, Lisboa, Portugal
- [4] <http://en.wikipedia.org/wiki/Image:Darrieus-windmill.jpg> - *aarchiba* at the *English Wikipedia* project (9/6/2008)
- [5] <http://pt.wikipedia.org/wiki/Aerogerador> - *Hadhuey Feb 2005* (9/6/2008)
- [6] Resende, Fernanda de Oliveira, (1999) “*Optimização de Configurações das Redes Eléctricas Internas de Parques Eólicos*”, Dissertação de Mestrado, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, Porto, Portugal
- [7] F. Rivas-Davalos and M. R. Irving (2003) “*An Efficient Genetic Algorithm for Optimal Largescale Power Distribution Network Planning* “ 2003 IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy

- [8] K.K. Li, Senior Member, IEEE; G.J. Chen, Non-Member; T.S. Chung, Senior Member, IEEE; G.Q. Tang, Member, IEEE (2004) “*Distribution Planning Using a Rule-Based Expert System Approach*” 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies (DRPT2004) April 2004 Hong Kong
- [9] Esther Romero Ramos, Member, IEEE, Antonio Gómez Expósito, Fellow, IEEE, Jesús Riquelme Santos, and Francisco Llorens Iborra (2005) “*Path-Based Distribution Network Modeling: Application to Reconfiguration for Loss Reduction*” IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 20, NO. 2, MAY 2005
- [10] Perumal Nallagownden, Lo Thin Thin, Ng Chin Guan, Che Mat Hadzer Mahmud(2006)“*Application of Genetic Algorithm for the Reduction of Reactive Power Losses in Radial Distribution System*” First International Power and Energy Conference PECon 2006 November 28-29, 2006, Putrajaya, Malaysia
- [11] Vitorino, Romeu Manuel Vieira,(2006), “*Exploração de Redes de Distribuição de Energia Eléctrica – Optimização da Colocação de Condensadores com Reconfiguração da Topologia da Rede* “ Dissertação de Mestrado, Universidade de Coimbra, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Coimbra, Portugal
- [12] Sousa, Mário Augusto Dias Teixeira (2007) “*Redes Neurais aplicadas à estimativa de perdas em parque eólicos*”, Projecto, Seminário ou Trabalho Final de Curso LEEC 2007, Universidade do Porto, Faculdade de Engenharia, Porto, Portugal
- Ying, Yi Hong e Yu Ho Saw (2003), “*Genetic Algorithm Based Network Reconfiguration for Loss Minimization in Distribution Systems*” 2003 IEEE O-7803-7989-6/03, 486-490
- Cui-Ru Wang, Yun-E Zhang (2006), “*Distribution Network Reconfiguration Based on Modified Particle Swarm Optimization Algorithm*”, 2006 IEEE, Proceedings of the Fifth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Dalian, 13-16August 2006, 2076-2080.
- Francisco Rivas-Dávalos e Malcolm R. Irving (2006), “*The Edge-set Encoding in Evolutionary Algorithms for Power Distribution Network Planning Problem Part II: Multi-objective Optimization Planning*”, 2006 IEEE, Proceedings of the Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference (CERMA’06).

Caiqing Zhang, Jingling Zhang, Xihua Gu, (2007), “*The Application of Hybrid Genetic Particle Swarm Optimization Algorithm in the Distribution Network Reconfiguration Multi-Objective Network Reconfigurations Multi-Objective Optimization*”, Third International Conference on Natural Computation (ICNC 2007), 2007 IEEE

Jizhong Zhu, C.S. Chang (1998), “*Refined Genetic Algorithm for Minimum-Loss Reconfiguration of Electrical Distribution Network*”, IEEE Catalogue N° 98EX137, 1998 IEEE, 485-489

Vladimiro Miranda, J.V. Ranito, L.M. Proença, “*Genetic Algorithms in Multistage Distribution Network Planning*”, INESC – Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores and FEUP/DEEC – Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Juan Carlos Cebrian Amasifen, Rubén Romero, José R.S. Mantovani (2005), “*Algoritmos Evolutivos Dedicados à Reconfiguração de Redes Radiais de Distribuição sob Demandas Fixas e Variáveis – Estudo dos Operadores Genéticos e Parâmetros de Controle*”, Revista Controle & Automação Vol.16 no.3/Julho, Agosto e Setembro 2005, 303-317.

S. L. de S. Tagliapietra, E. M. Carreño, R. Romero (2007), “*Busca Dispersa no Problema de Planejamento da Expansão de Sistemas de Transmissão de Energia Elétrica*”, XII ERIAC – Encontro Regional Ibero-americano do CIGRÉ, Foz do Iguaçu-Pr, Brazil – 20 a 24 de Maio de 2007

E.M. Carreno, N. Moreira e R. Romero (2007), “*Distribution Network Reconfiguration Using an Efficient Evolutionary Algorithm*”, 1-4244-1298-6/07, 2007 IEEE

Antonio M. Cossi, Luis G. W. da Silva, Rubén Romero, José R. S. Mantovani, “*Planejamento Multiobjetivo de Redes de Distribuição de Energia Elétrica*”, Grupo de Pesquisa em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Universidade Estadual Paulista – Unesp, Brazil, 1297-1302

Antônio Marcos Cossi, Rubén Romero, José Sanches Mantovani, (2005), “*Planning of Secondary Distribution Circuits Through Evolutionary Algorithms*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.20 N°1, January 2005

Alexandre Augusto Angelo de Sousa, Flávio Neves Jr., Heitor Silvério Lopes, (2006), “*Sistema de Avaliação da Rede Secundária de Distribuição Utilizando Algoritmos Genéticos*”, Espaço Energia, ISSN: 1807-8575 – Número 05 – Outubro 2006, 34-41

Vladimiro Miranda, Luís Miguel Proença, “*Genetic / Evolutionary Algorithms and Application to Power Systems*”, Chapter 5, INESC Porto, Instituto Engenharia Sistemas Computadores, FEUP – Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Portugal, V-1 a V-31

M.-R. Haghifam, M. Omidvar, “*Wind Farm Modeling in Reliability Assessment of Power System*”, KTH 2006, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, KTH, Stockholm, Sweden - June 11-15, 2006

José Castro Mora, José M. Calero Barón, Jesús M. Riquelme Santos, Manuel Burgos Payán, (2007) “*An evolutive algorithm for wind farm optimal design*”, Neurocomputing 70 (2007) 2651–2658

Robert T. F. Ah King, Bhoomesh Radha and Harry C. S. Rughooputh, (2003) “*A Real-Parameter Genetic Algorithm for Optimal Network Reconfiguration*”, 2003 IEEE

Satish Jonnavithula, Roy Billinton, (1996), “*Minimum Cost Analysis of Feeder Routing in Distribution System Planning*”, 1996 IEEE, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 4, October 1996, 1935-1940

Arthouros Zervos, Christian Kjaer, Sarah Clifford, (2008), “*Pure Power® Wind Energy Scenarios up to 2030*”, By the European Wind Energy Association, MARCH 2008

R.M. Zavadil, (2003), “*Wind Generation Technical Characteristics for the NYSERDA Wind Impacts Study*”, 2003 Erenex Corporation

Ricardo Filipe Mendes André, (2007), “*Controlo da injeção de energia reactiva na rede por um parque eólico*”, Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia de Electrotecnia e de Computadores, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, Portugal

Pedro André Carvalho Rosas, Ana Isabel Estanqueiro, (2003) “*Guia de Projecto Eléctrico de Centrais Eólicas, Volume I – Projecto Eléctrico e impacto de Centrais Eólicas na Rede Eléctrica*”, Eólica – Centro Brasileiro de Energia Eólica, Brazil