

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**FEUP**

**Estudo de Procedimentos Eficientes de Contagem  
de Energia Provenientes de Parques Eólicos**

Filipa da Costa Trigo

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia

Orientador: Prof. Dr. João Peças Lopes

Julho de 2008

© Filipa Trigo, 2008

# Resumo

O objectivo deste trabalho consiste em resolver um problema de engenharia que envolve um problema de alocação de perdas nas linhas eléctricas.

Pretende-se aqui encontrar um método simples e expedito de cálculo para a alocação de perdas a parques eólicos, conectados na mesma rede, em condições comerciais diferentes.

Juntamente com este método desenvolvido, foram estudadas outras metodologias de alocação de perdas.

Este conjunto de metodologias foi testado em dois casos de estudo, correspondentes a um conjunto de parque eólicos interligados numa mesma rede. Para cada caso, foi determinada a melhor metodologia de alocação de perdas de acordo com critérios definidos.

Os dados utilizados foram disponibilizados e correspondem a potências médias injectadas medidas de 15 em 15 minutos.

De forma a representar a realidade na obtenção das perdas eléctricas, recorreu-se a um programa de simulação que, a partir de sucessivos trânsitos de potências, calcula a energia que chega ao ponto de ligação através das potências injectadas dos parques.

Com o objectivo de minimizar o esforço de cálculo, procedeu-se também ao estudo do impacto nas perdas quando são utilizadas potências médias injectadas de 1 hora e de 24 horas.

No final, foram feitas análises de custo para a validação das melhores metodologias encontradas. Para isso, recorreu-se ao cálculo da remuneração inicial verificada para cada um dos parques da rede.



# Abstract

The aim of this project involves solving a problem concerning loss allocation in networks distribution. These networks are formed by wind farms with different commercial conditions. Therefore, in this project a simpler method is applied to allocate losses to several wind farms.

Throughout this study many other methodologies are also presented in order to compare with the original method proposed.

All these methodologies referred are then applied to a pair of networks composed by many wind farms and the results are compared. From this comparison, for each network, the best method was selected according to the defined criteria. The data used for this evaluation was the medium power measured with an interval of 15 minutes. Besides this interval of measurement, the medium power was also evaluated with intervals of 1 hour and 24 hours.

To represent the reality of the electrical loss, a simulation program was also used.

Finally, a cost evaluation was performed with the purpose to validate the best methods tested.

# Agradecimentos

A todos os meus amigos e professores que me acompanharam ao longo destes cinco anos,

Ao Professor Doutor João Peças Lopes, pela sua grande disponibilidade, pelos seus conselhos e orientações que, de forma decisiva, contribuíram para melhorar este trabalho,

À minha mãe e irmão, por tudo o que têm feito por mim,

Ao meu namorado,

Muito obrigada!

# Índice

<b>Capítulo 1</b> .....	<b>1</b>
Introdução.....	1
1.1 - Objectivo do Trabalho .....	2
1.2 - Metodologia.....	3
1.3 - Estrutura da tese.....	3
<b>Capítulo 2</b> .....	<b>5</b>
Estado da arte .....	5
2.1 - Métodos de alocação de perdas .....	6
2.2 - Conclusão .....	30
<b>Capítulo 3</b> .....	<b>33</b>
Casos de Estudo .....	33
3.1- MatPower.....	34
3.2 - Casos de estudo .....	38
3.3 - Conclusão .....	41
<b>Capítulo 4</b> .....	<b>43</b>
Resultados.....	43
4.1 - Resultados Caso1.....	44
4.2 - Resultados Caso2.....	52
4.3 - Análise de Custos .....	55
4.4 - Conclusão .....	60
<b>Capítulo 5</b> .....	<b>63</b>
Conclusão .....	63
5.1 - Perspectivas de desenvolvimento.....	66
<b>Referências</b> .....	<b>67</b>
<b>Anexos</b> .....	<b>69</b>
Anexo1.....	69
<u>Definições dos casos de estudo no MatPower</u> .....	69
Anexo2.....	73
<u>Remuneração</u> .....	73

## Lista de figuras

Figura 2.1- Modelo eléctrico de rede .....	7
Figura 2.2- Modelo eléctrico de rede. ....	9
Figura 2.3 - Modelo eléctrico de rede.....	14
Figura 2.4- Diferença entre a potência produzida pelo gerador K e a soma das potências que chegam a cada uma das cargas [6]. ....	21
Figura 2.5- Diferença entre a soma das potências solicitadas pela carga l a cada um dos geradores e a potência real por ela recebida [6]. ....	22
Figura2.6- Modelo eléctrico de rede. ....	25
Figura 2.7- Modelo eléctrico dos parques 1,2 e3.....	28
Figura 2.8 - Diagrama do Método Proposto .....	29
Figura3.1 - Metodologia utilizada para obter as perdas. ....	34
Figura3.2 - Definição da figura2.7 no MatPower. A legenda encontra-se no Anexo1 .....	35
Figura3.3 - Resultados MatPower. ....	36
Figura3.4 - Fluxograma do processo iterativo do método de Newton-Raphson [10]. ....	37
Figura3.5 - Caso1 .....	38
Figura3.6 - Caso 2; (1) -Portugal e (2) -Alemanha; .....	40
Figura4.1 - Os dados correspondem a potências médias de 15 minutos. ....	45
Figura4.2 - Perdas alocadas em cada parque por cada método; A sequência de entrada dos parques na rede é: P3-P2-P1; .....	45
Figura4.3 - Os dados correspondem a potências médias injectadas de 15 minutos em 15minutos. ....	46
Figura4.4 - Os dados são obtidos de hora em hora e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque.....	46
Figura4.5 - Os dados são obtidos de 24 em 24 horas e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque. ....	47

Figura4.6 - Perdas alocadas em cada parque por cada método; A sequência de entrada dos parques na rede é: P1-P2-P3; .....	48
Figura4.7 - Os dados são obtidos de 15 em 15 minutos e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque. ....	48
Figura4.8 - Caso1 com a presença de cargas em todos os barramentos de produção .....	49
Figura4.9 - Os dados são obtidos de 15 em 15 minutos e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque. ....	50
Figura4. 10 - Recuperação das perdas totais por cada um dos métodos.....	51
Figura4.11 - Perdas alocadas em cada parque por cada método.....	52
Figura4.12 - Os dados são obtidos de 15 em 15 minutos e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque; A sequência de entrada de parques é Parques Antigos - Portugal - Alemanha;.....	53
Figura4.13 - Variação do desempenho dos métodos quando se procede à alteração da sequência de entrada dos parques .....	54
Figura4.14 - Recuperação das perdas totais por cada um dos métodos. ....	55
Figura4.16 - Análise de custos atribuídos a P1; A sequência de entrada de parques é P1-P2-P3; .....	56
Figura4.15 - Análise de custos atribuídos a P1; A sequência de entrada de parques é P3-P2-P1; .....	56
Figura4.18 - Análise de custos atribuídos a P2; A sequência de entrada de parques é P1-P2-P3; .....	57
Figura4.17 - Análise de custos atribuídos a P2; A sequência de entrada de parques é P3-P2-P1; .....	57
Figura4.20 - Análise de custos atribuídos a P3; A sequência de entrada de parques é P1-P2-P3; .....	57
Figura4.19 - Análise de custos atribuídos a P3; A sequência de entrada de parques é P3-P2-P1; .....	57
Figura4.21- Análise de custos atribuídos ao Conjunto de Parques Antigos. ....	58
Figura4.22 - Análise de custos atribuídos ao parque Portugal .....	59
Figura4.23 - Análise de custos atribuídos ao parque Alemanha .....	59
Figura Anexo2.1 - Variação do IPC dos meses a partir de Janeiro2006 até Janeiro2008.....	75
Figura Anexo2.2- Variação da remuneração inicial do parque1 ao longo tempo. ....	77
Figura Anexo2.3- Variação da remuneração inicial dos parques 2 e 3 ao longo tempo. ....	77
Figura Anexo2.4- Variação da remuneração inicial dos parques Portugal e Alemanha ao longo tempo. ....	79

## Lista de tabelas

Tabela 2.2-Potências distribuídas pelas linhas da rede eléctrica. ....	11
Tabela 2.4- MW.kmji de cada linha. ....	17
Tabela 2.5- $\Delta$ MW.kmji de cada linha. ....	17
Tabela 2.6- Valor total de MW.km alocado a cada gerador. ....	18
Tabela 2.7- MW.kmji de cada linha. ....	18
Tabela 2.8- $\Delta$ MW.kmji de cada linha. ....	18
Tabela 2.9- Valor total de MW.km alocado a cada gerador. ....	18
Tabela 2.10-Valor total de MW.km alocado a cada gerador (Usando valores absolutos). ....	19
Tabela Anexo2.1- Cálculo da remuneração €/MWh do parque1 num determinado mês. ....	76
Tabela Anexo2.2- Cálculo da remuneração €/MWh do parque2 num determinado mês. ....	76
Tabela Anexo2.3- Cálculo da remuneração €/MWh do parque3 num determinado mês. ....	76
Tabela Anexo2.4- Cálculo da remuneração €/MW.h do parque Alemanha num determinado mês. ....	78
Tabela Anexo2.5- Cálculo da remuneração €/MW.h do parque Portugal num determinado mês. ....	78

# Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

GGDFs	<i>Generalized Generation distribution Factors</i>
GLDFs	<i>Generalized Load distribution Factors</i>



# Capítulo 1

## Introdução

Nos dias de hoje, verifica-se uma preocupação crescente em relação às fontes de energia que na sua maioria esmagadora provêm dos combustíveis fósseis.

Os combustíveis fósseis, além de serem uma fonte de energia finita, são os grandes responsáveis pelo grande desequilíbrio ambiental que temos vindo a observar nos últimos anos.

Com as alterações climáticas, houve a necessidade de se criar um protocolo onde vários países signatários são obrigados a reduzir as emissões de gases do efeito de estufa. O protocolo de Kyoto, propõe que a redução de emissão de gases deverá acontecer em várias actividades económicas e este, estimula os países envolvidos a cooperarem entre si, através de algumas acções básicas entre elas a de reformar os sectores de energia.

Mais recentemente e em linha com as preocupações ambientais já referidas, teve lugar a proposta Europeia de um conjunto de políticas energéticas para 2020 que se denominam de “três vintes”:

- 20% de aumento da eficiência energética;
- 20% de redução de emissões de CO<sub>2</sub>;
- 20% de incorporação de energias renováveis;

A promoção de parques eólicos para produzir energia eléctrica insere-se neste conjunto de políticas, esperando que a energia eólica possa dar uma contribuição significativa neste domínio.

O desenvolvimento de novos projectos de parques eólicos envolve situações que implicam a utilização das redes eléctricas existentes, ou então a expansão da rede eléctrica. Acontece que a criação de uma nova rede nem sempre é a opção mais viável fundamentalmente por motivos económicos e ambientais. Desta forma, a opção de utilizar redes já existentes impõe-se como a opção mais interessante.

A partilha de redes já existentes por vários parques eólicos, para o caso de Portugal, resulta em alguns problemas, a saber:

- Para parques já existentes, a energia entregue à rede é remunerada a uma tarifa diferente da que irá remunerar os novos parques;
- Sob o ponto de vista comercial, o ponto de entrega da energia produzida pelos parques novos e antigos é diferente. Para os novos parques, este ponto situa-se junto da subestação do operador de rede. Enquanto para os parques antigos se situa junto da subestação de saída do parque.  
Num cenário deste tipo, os novos parques terão de suportar as suas perdas e as perdas dos antigos.

Esta conjuntura tem colocado vários problemas às empresas que operam no sector eléctrico. Entre estes problemas estão aqueles que têm a ver com a determinação das capacidades óptimas de transferência, alocação de custos de congestionamento e a determinação da alocação de perdas de energia para produtores e consumidores.

Este cenário traduz uma busca de eficiência económica na elaboração do sistema eléctrico, envolvendo o desenvolvimento de diversos métodos de alocação de perdas.

## 1.1- Objectivo do Trabalho

Actualmente vivemos num mundo de mudanças, onde o consumo de energia tende a crescer. Simultaneamente são impostas exigências de qualidade e eficiência no fornecimento de energia a todos os níveis. Observamos também uma maior abertura deste mercado, onde cada vez é mais fácil cada um ser responsável pelo seu próprio consumo, os chamados “produtores consumidores”. A microgeração deixou de ser um sonho para se tornar já numa realidade.

Também, devido principalmente ao factor ambiental, assistimos a um exponencial desenvolvimento das energias renováveis, em especial a energia eólica. Assim, temos assistido nos últimos anos à construção de novos parques eólicos em Portugal.

A concretização de todos estes desafios referidos até aqui, envolve grandes estudos nomeadamente em relação às capacidades óptimas de transferência, alocação de custos de congestionamento e alocação de perdas de energia para produtores e consumidores.

O objectivo deste trabalho consiste em resolver um problema de engenharia que envolve um problema de alocação de perdas nas linhas eléctricas.

Pretende-se aqui, encontrar um método simples e expedito de cálculo de alocação de perdas a parques eólicos, conectados numa mesma rede, em condições comerciais diferentes.

Com esta solução pretende-se evitar a adopção de outras opções para além da partilha de redes. Ou seja, evitar a criação de uma nova linha dedicada para cada novo parque que seja construído.

Devido ao promotor de parques eólicos e operador de rede, este método deve ainda minimizar o esforço de cálculo no momento de obtenção das perdas, evitando uma necessidade constante de actualização de valores medidos, sendo um deles o valor de tensão.

Ao longo deste trabalho, irão ser descritos e discutidos diversos métodos de alocação de perdas, incluindo a apresentação de uma proposta de solução para este problema.

Como o problema se resume a produtores, as perdas serão alocadas a todos os parques eólicos ligados numa mesma rede. As perdas alocadas aos novos parques serão de pura

responsabilidade destes, enquanto que para o parques antigos, os custos serão suportados pelo operador de rede.

## 1.2 - Metodologia

Este rápido desenvolvimento dos Sistemas Eléctricos de Energia exige a necessidade de ferramentas de simulação que ajudem a planear, explorar estes sistemas de forma económica e principalmente de uma forma segura. Assim, é possível minimizar o impacto de situações anómalas ao seu funcionamento normal.

Recorrendo a estas ferramentas, podemos simular inúmeros trânsitos de potências e desta forma, determinar dados decisivos para o estudo de um determinado esquema de redes. Estas ferramentas podem ser úteis na determinação de perdas globais de uma rede, na determinação de pontos óptimos de funcionamento e também para prever comportamentos face a perturbações.

A ferramenta utilizada neste trabalho foi o MatPower, e esta é aqui utilizada na simulação de perdas de uma rede eléctrica partilhada por vários parques eólicos.

Para a realização deste trabalho, foi necessário desenvolver uma metodologia para determinar as perdas globais relativas ao método de alocação.

Para procedermos ao desenvolvimento da metodologia proposta, é por isso utilizado o pacote Matpower, baseado no ambiente Matlab.

O Matpower é conhecido como uma ferramenta de simulação, onde a sua utilização é de extrema facilidade. Com esta ajuda, rapidamente modelizamos a produção e o consumo de um determinado sistema de energia e, desta forma, obter o respectivo trânsito de potências.

## 1.3 - Estrutura da tese

Este trabalho encontra-se dividido em 5 capítulos. Incluindo com a introdução.

No segundo capítulo, aborda-se o problema da alocação de perdas e o estado da arte. Faz-se o ponto da situação, com a apresentação dos métodos de alocação existentes actualmente.

Ainda neste capítulo, faz-se a apresentação de um novo método de alocação.

No terceiro capítulo, são apresentados 2 casos de estudo, onde alguns dos métodos estudados são colocados em competição. A partir daqui, será possível fazer uma análise exaustiva e concluir quais os melhores métodos.

No quarto capítulo, são colocados os resultados juntamente com uma análise de custos/benefícios para a validação da solução final da proposta.

No quinto capítulo, são apresentadas as conclusões e um anexo2, onde neste último, será colocado o cálculo da remuneração inicial para cada um dos parques, utilizando o decreto-lei 33ª de 2005.

## Capítulo 2

### Estado da arte

As perdas de joule são proporcionais ao quadrado do módulo da corrente que percorre cada elemento da rede eléctrica. Como a alocação de perdas não pode ser realizada de uma forma exacta, foram desenvolvidas ao longo dos últimos anos pela comunidade científica vários métodos de alocação de perdas com o objectivo de solucionar este problema da forma mais justa possível.

Todos os métodos de alocação, tentam resolver o dilema da divisão da responsabilidade das perdas  $I^2R$  por vários utilizadores. Por exemplo, para o caso de existirem 2 utilizadores ligados numa mesma rede, as perdas a calcular são  $(I_1+I_2)^2R$ . O problema a resolver é como dividir a parcela  $2I_1I_2R$  pelos dois utilizadores.

Quando transportamos este problema para redes mais complicadas, teremos um problema muito complexo.

Os métodos de alocação de perdas, não só podem ser uma forma de solução para injustiças, no que refere a alocação justa por utilizadores, mas também podem ser um motor de optimização decisivo na expansão dos sistemas eléctricos de energia.

A dimensão e a localização de geradores contribuem para uma maior ou menor quantidade de perdas eléctricas. Este facto pode ser determinante na definição, por exemplo, de locais mais adequados para a conexão de novos geradores no sistema. Daqui, surge o conceito de barramentos “bem posicionados” e “mal posicionados”, onde os bem posicionados correspondem a geradores colocados perto do consumo, conferindo à rede menores perdas ao sistema global. Por seu lado, os barramentos mal posicionados, correspondem a geradores localizados longe do consumo, que conduzem a maiores perdas eléctricas.

Quando acontece unificar-se uma alocação negativa de perdas para um determinado barramento, tal significa que este barramento está bem posicionado e por isso, deve receber incentivos monetários, devendo os outros barramentos do sistema contribuir para pagar estes incentivos.

Os métodos de alocação de perdas têm assim como objectivo distribuir entre os geradores/cargas a responsabilidade pelas perdas eléctricas no transporte da electricidade. Para atingir este objectivo de equilíbrio, é fundamentalmente ter em conta:

1. Conhecimento sobre a injeção de potência por cada um dos barramentos na rede de distribuição e transporte;
2. A possibilidade de considerar a localização dos diversos barramentos na rede de distribuição e transporte;
3. Apresentar estabilidade diante de alterações pouco significativas de parâmetros da rede;
4. Permitir fornecer incentivos e punições para geradores, considerando a sua dimensão, localização e início de funcionamento;
5. Apresentar uma metodologia;
6. Permitir evitar subsídias cruzadas;
7. Permitir transmitir sinais económicos;

No seguimento de todos os objectivos já aqui referidos, um método de alocação depara-se com diversos problemas, a saber:

1. A não linearidade das equações do trânsito de potências em cada elemento da rede;
2. A não linearidade das perdas em cada elemento com trânsito de potencia que neste flui;
3. O ponto de as tensões nos nós não serem constantes. Conferindo problemas na definição da forma como devem ser alocadas as perdas entre utilizadores de uma rede distribuição partilhada;

## 2.1 - Métodos de alocação de perdas

Neste capítulo irão ser apresentados vários métodos simples de alocação de perdas. De acordo com a pesquisa bibliográfica, a maioria dos métodos baseia-se na potência activa como forma de distinção dos diferentes utilizadores das redes, no processo de alocação.

Estes métodos serão descritos a seguir e brevemente analisados para uma posterior discussão.

### 2.1.1 - Selo do Correio

Este método é extremamente fácil de explicar e de utilizar, pois baseia-se numa proporcionalidade entre produtores e consumidores ligados numa mesma rede.

O Selo do Correio [1], parte do princípio que todos os utilizadores utilizam a rede de uma forma idêntica, não considera a topologia da rede, o sentido do trânsito de potências e o momento de entrada de cada utilizador na rede.

A diferenciação entre os vários utilizadores é feita de acordo com a quantidade de energia que cada produtor injecta e consome na rede. Ou seja, a alocação é baseada na distribuição dos fluxos de potência na rede.

O seu cálculo é baseado num quociente que determina a responsabilidade de cada utilizador de rede nas perdas globais do sistema. O quociente é obtido entre a potência ou energia respectiva de cada utilizador e o total da potência ou energia de todos os utilizadores da rede.

A expressão é apresentada de seguida, juntamente com um exemplo de aplicação:

$$p_i = \frac{P_i}{\sum_{j=1}^n P_j} \cdot P_{ptotal} \quad (1)$$

Onde:

$p_i$ - É o valor de perdas a alocar ao utilizador  $P_i$ ;

$P_i$ - É o valor da potência injectada na rede pelo utilizador  $P_i$ ;

$P_{ptotal}$ - Valor da potências de perdas globais do sistema com todos os utilizadores de rede;

#### 2.1.1.1 - Aplicação1

Supondo um par de geradores G1 e G2 interligados simultaneamente num barramento de uma rede eléctrica. Sabendo que a potência de G1 é de 40MW e que a potência de G2 é de 60MW, pretende-se pelo método selo de correio, fazer uma alocação de perdas a estes utilizadores de rede. A figura seguinte corresponde ao modelo eléctrico.

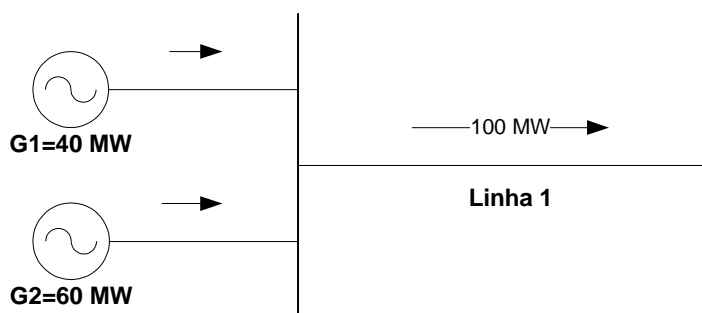


Figura 2.1- Modelo eléctrico de rede

$$P_{G1} = 40MW$$

$$P_{G2} = 60MW$$

$$\sum_{j=1}^2 (P_{G1} + P_{G2}) = 100MW$$

$$P_{G1} = \frac{40}{100} \cdot P_{total} = 0,4 \cdot P_{total}$$

$$P_{G2} = \frac{60}{100} \cdot P_{total} = 0,6 \cdot P_{total}$$

Utilizando este método de alocação, o gerador G2 terá 60% das perdas totais e o gerador G1 será responsável pelos restantes 40%.

Este método apresenta inúmeras vantagens, entre elas já referidas a facilidade de explicação e de aplicação do método.

O valor das perdas a suportar por cada gerador, corresponde a uma função que depende da potência ou energia que cada gerador injecta na rede. Desta forma, os custos a suportar por cada gerador diminuí.

Por outro lado, o Selo do Correio apresenta várias desvantagens sendo uma delas a incapacidade de considerar a topologia da rede. Parte do princípio que todos os geradores/consumidores utilizam a rede de forma similar, o que nem sempre acontece. É por isso um método pouco injusto.

Se considerarmos, por exemplo, dois geradores que ofereçam a mesma potência à rede, este método trata-os da mesma forma, não olhando a distâncias e momento de entrada na rede.

Mais uma desvantagem é o facto de utilizar a potência activa como meio de alocar perdas, porque por exemplo, para um conjunto de geradores interligados numa mesma rede, podem ocorrer situações onde a injeção de potência activa é zero. Desta forma, as perdas do sistema para estes momentos são ignoradas.

Devido a este conjunto de desvantagens, é impossível introduzir políticas de incentivo às trocas de energia e que desta forma, ajudem a otimizar a expansão do sistema eléctrico.

Apesar de todas as desvantagens descritas, pode-se tentar melhorar a sua implementação, utilizando mecanismos que diminuam o grau de subsidiação.

De acordo com o referido por Paulo Costa [1], pode-se implementar uma diferenciação das tarifas por nível de tensão. Por exemplo, podem ser implementadas três tarifas distintas para alocar as perdas das redes de distribuição. Uma tarifa a quem utiliza a rede de distribuição de AT, outra para quem utiliza a rede de MT e outra por quem usa a de BT. Cada produtor pagaria as tarifas a que estava destinado.

Uma outra sugestão de melhoramento do método seria a consideração da topologia da rede, onde cada parque seria responsável apenas pelas linhas de que realmente usa. De seguida descreve-se uma pequena aplicação.

### 2.1.1.2 - Aplicação2

Supondo um par de geradores G1 e G2 interligados simultaneamente numa rede eléctrica. Sabendo que a potência de G1 é de 40MW e que a potência de G2 é de 60MW, através da última sugestão feita, fazer uma alocação de perdas a estes utilizadores de rede. A figura seguinte corresponde ao modelo eléctrico.

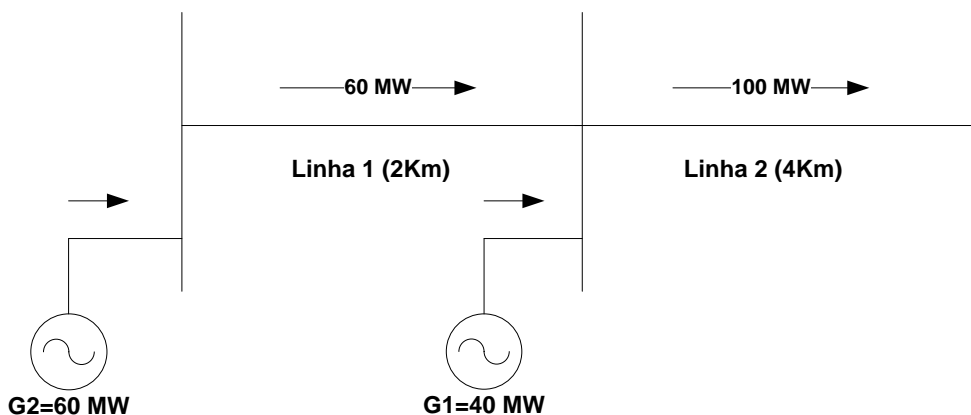


Figura 2.2- Modelo eléctrico de rede.

Cada gerador será responsável apenas pelas linhas que usa.

Tabela 2.1 – Potências distribuídas pelas linhas da rede eléctrica.

	<i>Linha 1</i>	<i>Linha 2</i>	$\Sigma P_i$
G1	-	40 MW	40 MW
G2	60 MW	60 MW	120 MW
Total			160 MW

$$p_{G1} = \frac{40}{160} \cdot P_{ptotal} = 0,25 \cdot P_{ptotal}$$

$$p_{G2} = \frac{120}{160} \cdot P_{ptotal} = 0,75 \cdot P_{ptotal}$$

De acordo com os resultados, o gerador G2 terá 75% das perdas totais e o gerador G1 será responsável pelos restantes 25%.

## 2.1.2 - Selo do Correio Modificado

O método do Selo do Correio Modificado [1], como o próprio nome indica é uma variante do método Selo do Correio. Da mesma forma que o original, o seu cálculo baseia-se na determinação de um quociente de forma a estabelecer uma responsabilidade por cada um dos utilizadores existentes na rede. A sua principal e única diferença, é o facto das potências nele utilizadas estarem ao quadrado.

É igualmente um método simples de usar, podendo ser utilizado por qualquer agente.

Assim como o primeiro, este método de alocação apresenta o mesmo tipo de tratamento para todos os utilizadores de uma rede, ou seja, supõe que todos eles usam a rede eléctrica de uma forma similar.

A diferenciação pelos diversos utilizadores é da mesma forma baseada pela quantidade respectiva de energia injectada ou consumida na rede.

Como as potências são calculadas ao quadrado, este ponto possibilitará ao método distinguir os utilizadores que mais contribuem para o trânsito de potências na rede e desta forma, exercer uma penalização sobre eles.

A expressão do método é apresentada de seguida, juntamente com um exemplo de aplicação:

$$p_i = \frac{P_i^2}{\sum_j^n P_j^2} . P_{ptotal} \quad (2)$$

Onde:

$p_i$ - É o valor de perdas a alocar ao utilizador  $P_i$ ;

$P_i$ - É o valor da potência injectada na rede pelo utilizador  $P_i$ ;

$P_{ptotal}$ - Valor da Potencia de perdas globais do sistema;

### 2.1.2.1 - Aplicação3

Supondo o par de geradores  $G_1$  e  $G_2$  representados na Figura1.1, pretende-se pelo método selo de correio modificado, fazer uma alocação de perdas a estes utilizadores de rede.

$$P_{G_1} = 40MW$$

$$P_{G_2} = 60MW$$

$$P_{G_1}^2 = 1600MW$$

$$P_{G_2}^2 = 3600MW$$

$$\sum_{j=1}^2 (P_{G_1}^2 + P_{G_2}^2) = 5200MW$$

$$p_{G_1} = \frac{1600}{5200} . P_{ptotal} = 0,31 . P_{ptotal}$$

$$P_{G2} = \frac{3600}{5200} \cdot P_{ptotal} = 0,69 \cdot P_{ptotal}$$

Além das vantagens inerentes ao método Selo do Correio, este método penaliza os utilizadores que mais contribuem para o trânsito de potências. De acordo com o exemplo anterior, o gerador de menores dimensões em termos de potência, G1, foi beneficiado em relação ao G2.

Deste ponto podemos concluir que este método é mais justo que o Selo do correio, porque faz uma distinção da contribuição de cada utilizador na rede.

Contudo, este método apresenta várias desvantagens. É um método que continua a não ter em consideração a topologia da rede e o momento de entrada na rede de cada utilizador. Ainda continuam a ser visíveis as subsidiações cruzadas, onde todos são obrigados a custear linhas que não usam, assim como a partilhar os seus custos com outros utilizadores da rede

Da mesma forma, sugere-se a utilização de mecanismos que ajudem a melhorar a resposta do método, nomeadamente o já referido no Selo do Correio.

### 2.1.2.2 - Aplicação4

Supondo o par de geradores G1 e G2 representados na Figura1.2, pretende-se pela sugestão feita na aplicação2, fazer uma alocação de perdas a estes utilizadores de rede.

Cada gerador será responsável apenas pelas linhas que usa.

**Tabela 2.2-Potências distribuídas pelas linhas da rede eléctrica.**

	<i>Linha 1</i>	<i>Linha 2</i>	$\Sigma P_i^2$
<b>G1</b>	-	1600	1600 MW
<b>G2</b>	3600	3600	7200 MW
<b>Total</b>			8800 MW

$$P_{G1}^2 = 1600MW$$

$$P_{G2}^2 = 3600MW$$

$$P_{G1} = \frac{1600}{8800} \cdot P_{ptotal} = 0,18 \cdot P_{ptotal}$$

$$P_{G2} = \frac{7200}{8800} \cdot P_{ptotal} = 0,82 \cdot P_{ptotal}$$

### 2.1.3 - Método *Pro-Rata*

Este método [2] [3] [4] é utilizado para situações que englobam ao mesmo tempo a presença de consumidores e produtores numa mesma rede eléctrica.

Numa primeira fase, as perdas são divididas entre geradores e cargas.

$$pC = \frac{1}{2} \cdot P_{ptotal} \quad (3)$$

$$pG = \frac{1}{2} \cdot P_{ptotal} \quad (4)$$

Onde:

pC- perdas alocadas às cargas;

pG- perdas alocadas aos geradores;

Pptotal- Potências de perdas totais;

A alocação das perdas, dentro de cada categoria, é feita de forma proporcional e pode ser realizada com base nas potências injectadas e consumidas, respectivamente, feitas por geradores e consumidores.

O método *Pro-Rata* é muito semelhante ao método do Selo de Correio. É também um método que se baseia numa proporcionalidade entre utilizadores de uma mesma rede.

As expressões de alocação de perdas são apresentadas de seguida:

$$p_{c_i} = \frac{P_{c_i}}{\sum_{j=1}^n P_{c_j}} \cdot P_{pC} \quad (5)$$

$$p_{g_i} = \frac{P_{g_i}}{\sum_{j=1}^n P_{g_j}} \cdot P_{pG} \quad (6)$$

Onde:

Pptotal- Valor da Potência de perdas globais do sistema com todos os utilizadores;

WpC- Valor das perdas globais do sistema atribuídas às cargas;

WpG- Valor das perdas globais do sistema atribuídas aos geradores;

p<sub>c<sub>i</sub></sub>- É o valor de perdas a alocar ao consumidor i;

P<sub>c<sub>i</sub></sub>- É o valor da potência consumida pela carga i;

p<sub>g<sub>i</sub></sub>- É o valor de perdas a alocar ao gerador i;

P<sub>g<sub>i</sub></sub>- É o valor da potência injectada pelo gerador i;

O método *Pro-Rata* é um método simples, fácil de aplicar e de perceber. Contudo, também é um método que não respeita a topologia da rede e a ordem de entrada dos diversos utilizadores na rede. Da mesma forma que os métodos anteriores, este método não dá incentivos a trocas de energia que ajudem a optimização das redes e pior que isso, verificam-se situações de subsídição cruzada.

## 2.1.4 - Métodos de Alocação de Perdas utilizando Procedimentos Incrementais

Este método de alocação de perdas, baseado em princípios de incrementos [3][5], aloca as perdas nos diversos utilizadores a partir de factores. Estes factores são denominados como ITL<sup>1</sup> e ITLPOS<sup>2</sup>.

Os factores ITL são obtidos a partir de uma solução de fluxo de potências e derivam da mudança das perdas totais produzidas devido à variação incremental, ou seja, aumento da potência injectada em cada barramento. Neste método, podem ser alocadas perdas negativas as quais podem ser interpretadas como um subsídio.

Como já referido, a questão de subsídios é um assunto complexo, pois todos os barramentos deverão pagar pelo total das perdas existentes. A existência de subsídios leva a que alguns dos utilizadores veja os seus custos acrescidos, a fim de pagar estes incentivos.

Para evitar este género de problemas, modificam-se os factores ITL<sup>1</sup> para os ITLPOS<sup>2</sup>.

Este método tem a vantagem de evitar subsidiação cruzadas, alocando o aumento das perdas apenas aos respectivos responsáveis. Desta forma, são respeitados os momentos de entrada de cada parque para funcionamento. Tem ainda a vantagem de ser um método mais realista, pois expressa as alterações reais originadas pela utilização dos diversos parques.

Uma desvantagem associada a estes factores é necessidade de excessiva análise do trânsito de potências, exigindo desta forma grandes capacidades computacionais.

## 2.1.5 - Método de Divisão Proporcional

O método de Divisão Proporcional [3][4], conhecido por Proportional Sharing (PS), é um método desenvolvido de forma a considerar a topologia da rede. A sua alocação é baseada na distribuição dos fluxos de potência na rede.

Supondo quatro linhas ligadas por um ponto, as potências que saem deste ponto podem ser representadas em função das potências que entram. Desta forma, é possível saber a responsabilidade de cada gerador no trânsito de potências em cada linha.

De seguida descreve-se um pequeno exemplo de aplicação.

### 2.1.5.1 - Aplicação<sup>5</sup>

Supondo um par de geradores interligados simultaneamente num barramento *i*. Deste barramento, fluem dois ramos onde cada um tem o objectivo de alimentar uma carga.

Sabendo que a potência do gerador *J* é de 40MW e que a potência do gerador *K* é de 60MW, pretende-se pelo método da divisão proporcional, fazer uma alocação de perdas aos geradores de rede. A figura seguinte corresponde ao modelo eléctrico.

1 ITL - Método incremental de alocação;

2 ITLPOS - Método incremental de alocação sem alocação negativa;

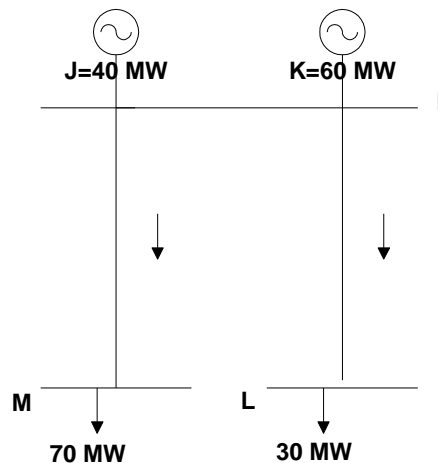


Figura 2.3 - Modelo eléctrico de rede.

A potência injectada no nó  $i$  é igual a 100MW. Considerando 70MW a fluir para o nó  $M$ , pode-se determinar a responsabilidade de cada gerador no trânsito de potências da linha  $I$ - $M$ .

$$P_{M,J} = 70 \cdot \frac{40}{100} = 28MW$$

$$P_{M,K} = 70 \cdot \frac{60}{100} = 42MW$$

$$P_{L,J} = 30 \cdot \frac{40}{100} = 12MW$$

$$P_{L,K} = 30 \cdot \frac{60}{100} = 18MW$$

Onde:

$P_{M,J}$ - Potência fornecida pelo gerador  $J$  ao barramento  $M$ .

De acordo com este método, o gerador  $J$  é responsável por 40% do fluxo de potência na linha  $I$ - $M$ . Por seu turno, o gerador  $K$  tem o correspondente de 60% da responsabilidade. Para a linha  $I$ - $L$ , o raciocínio é o mesmo.

Este método tem a vantagem de obter valores alocados sempre positivos. É um método simples de compreender e considera a topologia da rede.

Uma vez este método ser capaz de definir as potências de saída de um dado barramento em função das potências que entram, apesar de neste trabalho não ter sido testado, espera-se que este método também funcione para esquemas de rede com malhas.

### 2.1.6 - Método MW.km

O método MW.km [1], como o próprio nome indica, é um método que compara os vários utilizadores da rede através do MW.km de cada um. Ou seja, não só reflecte as potências consumidas ou geradas, mas também a quantidade de linha que cada utilizador da rede usa.

Este método apresenta inúmeras variantes, todas elas baseadas no mesmo princípio: a quantidade de linha usada e potências injectadas ou consumidas por cada um dos intervenientes na linha.

Uma das variantes é baseada nas distâncias físicas entre o ponto de injeção e o ponto de recolha da energia. É um método simples de compreender e de aplicar. A expressão de alocação de perdas é:

$$p_i = \frac{P_i \cdot L_i}{\sum_{j=1}^n P_j \cdot L_j} \cdot P_{ptotal} \quad (7)$$

Onde:

- pi- É o valor de perdas alocadas ao utilizador i;
- Pptotal- Valor da potência de perdas globais do sistema;
- Pi.Li- Representa o produto da distância pela potência do utilizador i;
- ΣPi.Li- Representa o somatório de MW.km de cada utilizador ligado na rede;

Este método considera caminhos fictícios que se iniciam do ponto de injeção ao ponto de consumo. Desta forma, e como referido por Paulo Costa [1], esta variante de MW.km não conduz às alterações reais do sistema.

Uma segunda variante deste método baseia-se em estudos de trânsito de potências. Pode-se realizar um estudo de trânsito de potências com todos os utilizadores da rede, obtendo-se um caso base.

$$MW.km(base) = \sum_{k=1}^n T_k \cdot L_k \quad (8)$$

Onde:

- T<sub>k</sub>- Trânsito de potências no ramo k;
- L<sub>k</sub>- Comprimento do ramo k;
- n- Número de ramos

De seguida, retira-se sucessivamente cada um dos utilizadores e elabora-se um novo estudo de trânsito de potências com todos os outros utilizadores restantes.

$$MW.km(novo) = \sum_{k=1}^n T_k' \cdot L_k \quad (9)$$

A diferença entre estes dois resultados, resultará no valor MW.km a alocar em cada utilizador que foi retirado de forma sucessiva.

$$MW.km(diferença) = MW.km(base) - MW.km(novo) \quad (10)$$

Ainda dentro desta variante, pode-se fazer uma alocação de uma outra forma. Partindo-se do caso base, onde inicialmente a rede está em vazio, coloca-se na rede cada um dos utilizadores e de forma individual, efectua-se um estudo de trânsito de potências. Desta forma sabe-se o valor de MW.km atribuído a cada um.

No final, realiza-se a alocação das perdas por cada utilizador.

$$p_i = \frac{MW.km(diferença)^i}{\sum_{j=1}^n MW.km(diferença)^j} . P_{ptotal} \quad (11)$$

Onde:

$p_i$ - perdas a alocar no utilizador  $i$ ;

$P_{ptotal}$ - Valor da Potência de perdas globais do sistema;

Para podermos transportar este método para o caso de apenas existirem produtores na rede, temos de ter em consideração que os geradores não entram em funcionamento ao mesmo tempo. Temos de considerar uma ordem de entrada. Daqui, surge uma necessidade de definir uma variação de MW.km de uma linha  $i$  quando é introduzido um gerador na rede. Essa variação pode ser definida de acordo com:

$$\Delta MW.km_i^k = MW.km_i^k - MW.km_i \quad (12)$$

Onde:

$MW.km_i^k$  - Quando o gerador  $k$  se encontra sozinho a injectar potência na linha  $i$ ;

$MW.km_i$  - MW.km da linha  $i$  sem o gerador  $k$  injectar potência;

O valor da variação de MW.km pode ser negativo ou positivo. Este ponto pode ser importante uma vez que pode fornecer informações em relação à posição do gerador, nomeadamente se está bem ou mal posicionado, respectivamente.

$$\Delta MW.km^k = \sum_{i=1}^n \Delta MW.km_i^k \quad (13)$$

Onde:

$\Delta MW.km^k$  corresponde ao valor total de MW.km alocado ao gerador  $k$ .

$n$  - Corresponde ao número de ramos da rede;

Da mesma forma, este valor pode ser positivo ou negativo.

A alocação de perdas por todos os geradores presentes numa mesma rede faz-se de acordo com a seguinte expressão:

$$p_i = \frac{\Delta MW.km^i}{\sum_{m=1}^n \Delta MW.km^m} . P_{ptotal} \quad (14)$$

Onde:

$p_i$ - perdas finais a alocar pelo gerador  $i$ ;  $n$ - número de geradores;

Este método, é bastante mais completo que o método do selo do correio. Pois além de considerar as potências injectadas de cada gerador e a quantidade de linha usada por cada um, também respeita a ordem pela qual os geradores entram na rede.

De acordo com este método as subsiduações cruzadas são atenuadas, no entanto não por completo. Para dois geradores que produzam a mesma potência e usem diferentes linhas de igual comprimento, se estas possuírem parâmetros eléctricos diferentes, as alocações aos geradores serão diferentes.

Temos ainda o problema das alocações negativas. Estas são um indicativo de que o gerador, além de estar bem posicionado, contribui para a diminuição do trânsito de potências e por isso para o bem-estar do sistema global, levando-o a menores perdas globais.

De forma a evitar alocações negativas, pode-se recorrer aos valores absolutos de  $\Delta MW.km$  alocados a cada gerador. A seguir, será apresentado um exemplo de aplicação do método.

### 2.1.6.1 - Aplicação 6

Supondo o par de geradores apresentados na Figura 1.2 e sabendo a respectiva sequência de entrada na rede:

1. G2
2. G1

Pretende-se, pelo método MW.km, fazer uma alocação de perdas a estes dois geradores.

Tabela 2.4- MW.km<sub>ji</sub> de cada linha.

	<i>Linha 1</i>	<i>Linha 2</i>
G1	-	MW.km <sub>2</sub> <sup>1</sup>
G2	MW.km <sub>1</sub> <sup>2</sup>	MW.km <sub>2</sub> <sup>2</sup>

MW.km<sub>j</sub><sup>i</sup> - Quando o gerador i se encontra sozinho a injectar potência na linha j;

Tabela 2.5-  $\Delta MW.km_{ji}$  de cada linha.

	<i>Linha 1</i>	<i>Linha 2</i>
G1	-	$\Delta MW.km_2^1 = MW.km_2^1 - MW.km_2^2$
G2	$\Delta MW.km_1^2 = MW.km_1^2$	$\Delta MW.km_2^2 = MW.km_2^2$

$\Delta MW.km_j^i$  - variação de MW.km de uma linha j quando é introduzido um gerador i;

Tabela 2.6- Valor total de MW.km alocado a cada gerador.

	$\Delta MW.km^i$
G1	$\Delta MW.km^1 = 0 + \Delta MW.km_2^1$
G2	$\Delta MW.km^2 = \Delta MW.km_1^2 + \Delta MW.km_2^2$
$\Sigma \Delta MW.km^m$	$\Delta MW.km^1 + \Delta MW.km^2$

$\Delta MW.km^i$ - Corresponde ao valor total de MW.km alocado ao gerador i;

$\Sigma \Delta MW.km^m$ - Corresponde ao valor total de MW.km alocado a m geradores;

Aplicando o método com valores reais:

Tabela 2.7- MW.km<sub>ji</sub> de cada linha.

	<i>Linha 1</i>	<i>Linha 2</i>
G1	-	40KW.4km=160KW.km
G2	60KW.2km=120KW.km	60KW.4km=240KW.km

Tabela 2.8-  $\Delta MW.km_{ji}$  de cada linha.

	<i>Linha 1</i>	<i>Linha 2</i>
G1	-	$\Delta MW.km_2^1 = 160 - 240 = -80KW.km$
G2	$\Delta MW.km_1^2 = 120KW.km$	$\Delta MW.km_2^2 = 240KW.km$

Tabela 2.9- Valor total de MW.km alocado a cada gerador.

	$\Delta MW.km^i$
G1	$\Delta MW.km^1 = 0 - 80KW.Km = -80KW.km$
G2	$\Delta MW.km^2 = 120 + 240 = 360KW.km$
$\Sigma \Delta MW.km^m$	$\Delta MW.km^1 + \Delta MW.km^2 = 280KW.km$

Como podemos verificar, o valor total de MW.km alocado ao gerador G1 é negativo. De forma a evitar alocações negativas, considera-se o absoluto de  $\Delta MW.km^i$ .  
Daqui resulta:

**Tabela 2.10-Valor total de MW.km alocado a cada gerador (Usando valores absolutos).**

	$ \Delta MW.km^i $
G1	$ \Delta MW.km^1  =  0-80KW.Km  = 80KW.km$
G2	$ \Delta MW.km^2  =  120+240  = 360kW.Km$
$\Sigma \Delta MW.km^m$	$\Delta MW.km^1 + \Delta MW.km^2 = 440KW.km$

A alocação de perdas será:

$$p_{G1} = \frac{80}{440} . W_{ptotal} = 0,18 . W_{ptotal}$$

$$p_{G2} = \frac{360}{440} . W_{ptotal} = 0,81 . W_{ptotal}$$

### 2.1.7 - Método $MW^2.km$

O método  $MW^2.km$  [1] é em tudo semelhante ao método MW.km. A única diferença verificada é o factor MW que vem calculado ao quadrado.

Este método apresenta todas as vantagens e desvantagens inerentes ao método MW.km. No entanto, o factor  $MW^2$  beneficia os utilizadores que menos contribuem para o trânsito de potências.

### 2.1.8 - Loss Allocation Schemes

Este método [6] pode ser abordado de três formas diferentes. Por isso, são apresentados três métodos variantes deste método de alocação de perdas.

Na primeira variante, as perdas são alocadas apenas aos produtores. Na segunda variante, as perdas são aplicadas aos consumidores e por fim a terceira, faz uma divisão das perdas pelos produtores e consumidores.

Este método tenta alocar as perdas de uma forma justa e correcta por todos os utilizadores da rede. Para ele, é essencial saber quantos são os utilizadores da rede de transmissão.

De seguida, são apresentadas duas expressões (15 e 16) que definem a utilização de  $GGDFs^3(D_{ij,k})$  e  $GLDFs^4(D_{ij,l})$ . Estes dois últimos dados referidos, são os chamados factores de distribuição.

3 GGDFs designado na literatura anglo saxónica por "Generalized Generation distribution Factors";

4 GLDFs designado na literatura anglo saxónica por "Generalized Load distribution Factors";

Os factores de distribuição são baseados em trânsito de potências nas linhas e reflectem uma análise de sensibilidades da rede eléctrica. Normalmente são utilizados em análises de contingências e de segurança.

Como apresentam uma grande capacidade de avaliar e calcular eficientemente o uso do sistema de transmissão, têm sido sugeridos como mecanismos para alocar o pagamento do sistema de transmissão na reestruturação do sistema de energia.

Estes factores podem ser negativos, são determinados para o modelo DC e só podem ser utilizados para trânsito de potência activa.

Conclusão, estes factores determinam fundamentalmente o impacto dos geradores e das cargas nos trânsitos de potência activa das linhas.

Com a definição de GGDFs<sup>3</sup>( $D_{ij,k}$ ) e GLDFs<sup>4</sup>( $D_{ij,l}$ ), é possível determinar a responsabilidade de cada gerador K ou carga L, respectivamente, no trânsito de potências numa determinada linha.

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^{NG} D_{ij,k} \cdot P_k = \sum_{k=1}^{NG} F_{ij,k} \quad (15)$$

$$P_{ij} = \sum_{l=NG+1}^N D_{ij,l} \cdot P_l = \sum_{l=NG+1}^N F_{ij,l} \quad (16)$$

Onde:

N- Número de barramentos, onde de [1, NG] representa o número de geradores e [NG+1,N] representa o número de cargas;

$P_{ij}$ - trânsito de potências real da linha i-j;

$P_k$ - potência real injectada pelo gerador k;

$P_l$ - potência real recebida pela carga;

$F_{ij,k}$ - Produto entre os factores de distribuição  $D_{ij,k}$  e a potência real injectada pelo gerador k;

$F_{ij,l}$ - Produto entre os factores de distribuição  $D_{ij,l}$  e a potência real recebida pela carga l;

### 2.1.8.1 - Alocação apenas aos produtores

Partindo da expressão (15), a potência consumida pela carga L e que é produzida pelo gerador K, pode ser calculada:

$$PG_{k,l} = - \sum_{j \in c(l)} F_{lj,k} = - \sum_{j \in c(l)} D_{lj,k} \cdot P_k \quad (17)$$

Onde:

$c(l)$  - é o conjunto de barramentos ligados à carga L;

Usando este último resultado, as perdas alocadas ao gerador K podem ser calculadas da seguinte forma:

$$lossK = P_k - \sum_{l=NG+1}^N PG_{k,l} \quad (18)$$

As perdas alocadas ao gerador K correspondem à diferença entre a potência que este injecta na rede e a potência que chega a toda as cargas.

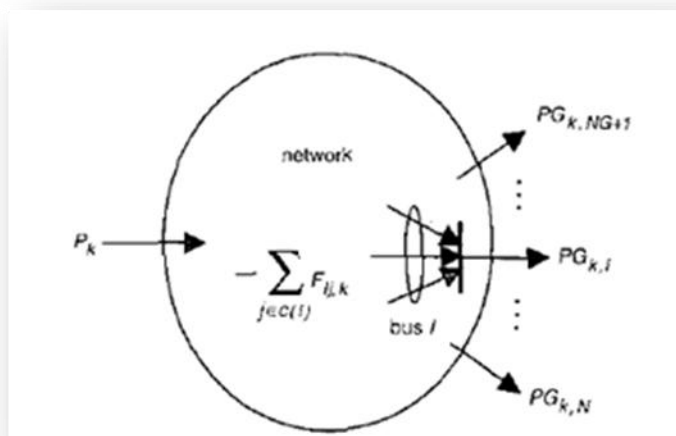


Figura 2.4- Diferença entre a potência produzida pelo gerador K e a soma das potências que chegam a cada uma das cargas [6].

### 2.1.8.1 - Alocação apenas às cargas

Com o mesmo raciocínio, mas partindo-se da expressão (16), a potência produzida pelo gerador K e que é consumida pela carga L pode ser determinada através:

$$PL_{k,l} = \sum_{j \in c(k)} F_{kj,l} = \sum_{j \in c(k)} D_{kj,l} \cdot P_l \quad (19)$$

Onde:

$c(k)$  - é o conjunto de barramentos ligados ao gerador K;

Usando este último resultado, as perdas alocadas à carga L podem ser calculadas da seguinte forma:

$$lossL = \sum_{k=1}^{NG} PL_{k,l} - P_l \quad (20)$$

As perdas alocadas a L, resultam da diferença entre a potência solicitada pela carga a todos os geradores e a potência real recebida pela carga.

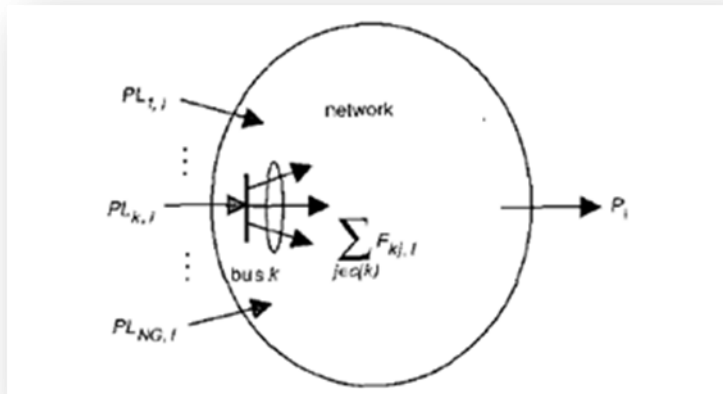


Figura 2.5- Diferença entre a soma das potências solicitadas pela carga  $l$  a cada um dos geradores e a potência real por ela recebida [6].

### 2.1.8.3 - Perdas distribuídas por todos os utilizadores de rede

Para a possibilidade de existirem cargas e geradores conectados numa mesma rede, a alocação pode ser feita da seguinte forma:

$$L_k = \frac{1}{2} \cdot loss_k \quad (21)$$

$$L_l = \frac{1}{2} \cdot loss_l \quad (22)$$

Este método tem a vantagem de apresentar uma grande sensibilidade às várias alterações do sistema, devido às constantes análises do trânsito de potências. Esta sensibilidade atenua as subsiduações cruzadas.

De acordo com a bibliografia, este método pode apresentar alocações negativas. Estas alocações podem ser um indicativo de que o gerador ou consumidor está bem localizado e que contribui para o bem-estar do sistema global. No entanto, este ponto não deixa de ser uma desvantagem, porque os restantes utilizadores da rede terão de suportar encargos adicionais para recuperar a totalidade das perdas.

Uma grande desvantagem deste método é basear-se apenas na potência activa como meio de alocar as perdas pelos diversos utilizadores. Por exemplo, numa rede onde só estão presentes geradores, verificam-se momentos onde a injeção de potência activa é nula. Para estes casos as perdas do sistema são ignoradas.

### 2.1.9 - Método Módulo

Este método, também conhecido por Método Uso [7], distribui o custo global do sistema pelos diferentes utilizadores em função do impacto provocado no trânsito de potências de cada linha. Quer o utilizador de rede provoque trânsito no sentido positivo ou negativo, paga.

Apesar de o custo ser insensível ao sentido do trânsito de potências, este método é mais justo por exemplo que o Selo do Correio que não considera o trânsito de potências nas linhas.

Segue-se de seguida a expressão pela qual é calculada o custo  $R(u)$  a imputar a cada gerador  $u$ :

$$R(u) = \sum_k C_k \cdot \frac{|F_k(u)|}{\sum_s |F_k(s)|} \quad (23)$$

Onde:

$C_k$ - Custo da linha  $k$ , (k €);

$F_k(u)$ -Impacto da transacção  $u$  na linha  $k$  (MW);

$R(u)$ - taxa a imputar à transacção  $u$  (k €);

A principal vantagem deste método é de levar ao total do pagamento das perdas do sistema. Por outro lado, tem a desvantagem de não oferecer incentivos a quem diminui as perdas do sistema global.

### 2.1.10 - Método da Substituição

Este método, também conhecido por teorema da Compensação de Circuitos Eléctricos [8], utiliza factores para avaliar o quanto um barramento é responsável pelas perdas totais do sistema da rede. Ou seja, ele avalia as perdas totais incrementadas quando um novo barramento é ligado à rede.

O método começa por determinar as perdas globais do sistema. Posteriormente, o sistema é dividido em  $n$  subsistemas de acordo com os  $n$  barramentos existentes na rede. De seguida, são calculadas as perdas totais relativas a cada subsistema.

Em cada subsistema a injeção ou consumo de potência, de um gerador ou de uma carga dependente de qual queremos determinar as perdas alocadas, é substituída por zero. A diferença entre as perdas totais do sistema e as perdas do subsistema, conforme a equação seguinte, equivalem às perdas alocadas ao barramento  $i$ .

$$L_i' = P_{total}^n - P_i^{total} \quad (24)$$

Onde:

$L_i'$  - perdas alocadas ao subsistema  $i$ ;

$P_{total}^n$  - perdas totais do sistema com  $n$  barramentos;

$P_i^{total}$  - perdas totais do subsistema  $i$ ;

Apesar de as perdas estarem alocadas a cada barramento, a soma total das  $n$  perdas alocadas não correspondem às perdas totais do sistema. Por isso, é definido um factor de correcção:

$$fc = \frac{P_{total}^n}{\sum_{i=1}^n P_i^{total}} \quad (25)$$

Onde:

$P_{total}^n$ - perdas totais do sistema com  $n$  barramentos;

$P_i^{total}$ - perdas totais do subsistema  $i$ ;

Dessa forma, a alocação final das perdas por cada barramento do sistema será a seguinte:

$$L_i = fc \cdot L_i \quad (26)$$

Com este factor de correcção, pode-se fazer uma recuperação total dos custos das perdas totais. O problema da subsidiação cruzada é atenuado, uma vez a alocação ser feita de acordo com o impacto que cada barramento provoca na rede.

Este método tem a desvantagem de ser necessária a realização de várias análises de trânsitos de potências, exigindo dessa forma uma grande capacidade computacional.

### 2.1.11 - Método Z-Bus

Este método [2] [8] é diferente de todos os outros, porque pode basear-se na corrente injectada como forma de diferenciação dos diferentes utilizadores da rede.

A alocação é efectuada através da distribuição de perdas entre barramentos do sistema. E pode-se dizer que é um método interessante, porque explora as equações de circuitos eléctricos sem nenhuma simplificação.

A ideia principal do método é distribuir as perdas por todos os barramentos existentes a partir da solução do trânsito de potências:

$$P_{Loss} = \sum_{i=1}^n L_i \quad (27)$$

A componente  $L_i$  corresponde às perdas alocadas em cada barramento. A sua obtenção pode ser através da matriz de admitâncias e o vector complexo da tensão, ou então a partir da matriz de impedâncias e o complexo da corrente injectada.

Inicialmente partindo da equação normal de perdas e sabendo que  $R$  corresponde à parte real do vector obtido no somatório:

$$P_{Loss} = \Re \left\{ \sum_{i=1}^n V_i \cdot I_i^* \right\} \quad (28)$$

Daqui podemos chegar a uma expressão que determina as perdas alocadas a cada barramento:

$$L_i = \Re \left\{ I_i^* \cdot \left( \sum_{j=1}^n R_{ij} \cdot I_j \right) \right\} \quad (29)$$

O elemento  $R_{ij}$  corresponde à parte real da matriz de impedância que reflecte a ligação entre o barramento  $i$  e qualquer barramento ligado a  $i$ .

De seguida apresenta-se uma pequena aplicação deste método.

### 2.1.11.1 - Aplicação7

Supondo o esquema da Figura1.6, onde é injectada uma determinada potência num barramento  $k$ . Sabendo que este barramento está ligado a mais três barramentos, pretende-se fazer uma alocação por todos os barramentos utilizando-se o método Z-bus.

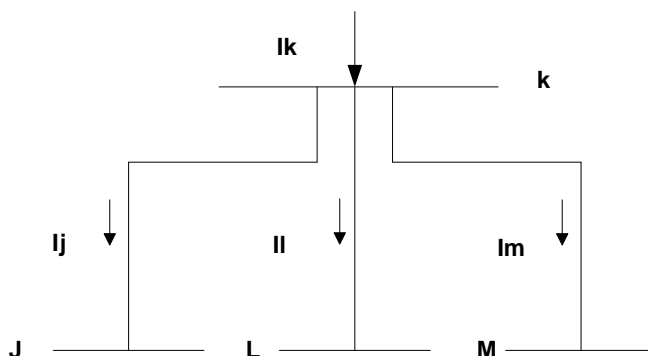


Figura2.6- Modelo eléctrico de rede.

De acordo com a última expressão apresentada e o esquema 4 apresentado em cima, as perdas alocadas ao barramento  $k$  serão:

$$L_k = \Re \left\{ I_k^* \cdot [R_{kj} \cdot I_j + R_{kl} \cdot I_l + R_{km} \cdot I_m] \right\}$$

As perdas alocadas aos restantes barramentos seguem o mesmo raciocínio.

Este método apresenta inúmeras vantagens, nomeadamente de ser um método simples e fácil de aplicar. É um método que não precisa de aproximações, porque utiliza as equações exactas da rede.

De acordo com a pesquisa bibliográfica, este método pode apresentar alocações negativas. Como já referido, estas alocações podem ser um indicativo de que o barramento está bem localizado e que contribui para o bem-estar do sistema global. No entanto, este ponto não deixa de ser uma desvantagem, porque os restantes utilizadores da rede terão de suportar encargos adicionais para recuperar a totalidade das perdas.

### 2.1.12 - Método Proposto de Solução

De seguida, será apresentado um novo método de alocação de perdas. Para a sua aplicação, é necessário possuir um conjunto de informações que à partida terão de estar disponibilizadas, são elas:

- Identificação da sequência de entrada dos diversos geradores na rede.

Este ponto permite identificar as perdas provocadas pelo conjunto de geradores mais antigos. Para este trabalho, envolvendo um conjunto de parques eólicos interligados numa mesma rede, é muito importante fazer uma identificação das perdas provocadas pelos parques mais antigos.

Estas perdas têm de ser retiradas do conjunto de perdas totais que se verificam no sistema, porque os parques antigos, devido ao seu regime de remuneração, não pagam as perdas que provocam na rede.

- Existência de um conjunto de informação que terá de estar disponibilizado e que corresponde a potências médias fornecidas de 15 em 15 minutos.

Neste trabalho, relativamente aos parques antigos, as potências médias baseiam-se em casos reais, enquanto que para os parques novos assume-se uma produção de energia/potência proporcional de acordo com a potência instalada de cada novo parque.

- Admite-se ainda a disponibilidade das características eléctricas da rede.

Tendo em conta esta base de informação, desenvolveu-se uma metodologia para resolver casos simples de rede.

De seguida será apresentado um método proposto:

- Inicialmente há a necessidade de construir um modelo eléctrico de rede entre os produtores em exploração e o ponto de entrega de energia.  
A contagem de energia será junto das subestações do operador de rede.
- Calculam-se as potências médias (activa e reactiva) fornecidas à rede por cada produtor para cada período tarifário, a partir das correspondentes energias activas e reactivas medidas pelos sistemas de contagem nos nós de saída de cada produtor.
- Sempre que um novo produtor entra em funcionamento na rede, determinam-se as potências médias de perdas,  $p_t$ , a partir da diferença entre a soma das energias activas entregues à rede por cada produtor existente e as energias activas totais recebidas no ponto de entrega à rede.

- Determinam-se as potências de perdas na rede,  $p_0$ , para cada período tarifário, devido aos produtores já existentes. Estas potências seriam calculadas através da seguinte expressão:

$$p_0 = R \frac{(P_1^2 + Q_1^2)}{V^2} \quad (30)$$

Onde:

R - Resistência eléctrica equivalente da rede que liga o produtor já existente ao novo ponto de entrega;

$P_1$  - potência activa média entregue à rede pelo produtor já existente para o período em causa;

$Q_1$  - potência reactiva média entregue à rede pelo produtor já existente para o período em causa;

V - Valor médio de exploração do módulo da tensão na zona de rede em causa, este método parte do princípio que a tensão é constante;

- A alocação de perdas a cada novo produtor seria o resultado da diferença entre as perdas obtidas pelo trânsito de potências,  $p_t$ , e as perdas calculadas a partir da expressão anterior  $p_0$ .

De seguida é apresentado um exemplo de aplicação da metodologia desenvolvida.

### 2.1.12.1 - Aplicação8:

Supondo um conjunto de três parques eólicos, Parque1, Parque2 e Parque3 interligados simultaneamente numa mesma rede. Sabendo que o Parque2 e Parque3 correspondem aos novos parques eólicos e que a respectiva sequência de entrada em serviço na rede é:

1. Parque2
2. Parque3

Pretende-se, pelo método proposto, fazer uma alocação de perdas por todos os parques intervenientes. A figura seguinte corresponde ao modelo eléctrico.

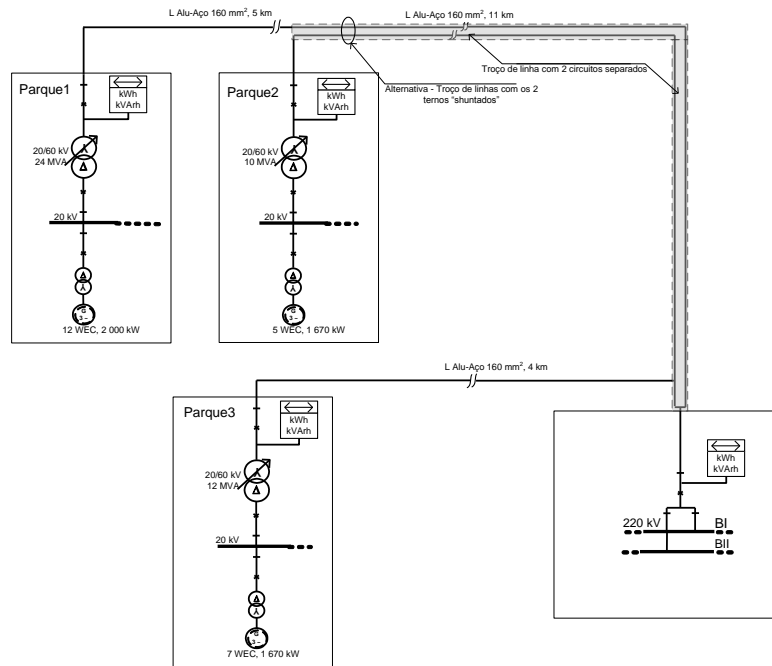


Figura 2.7- Modelo eléctrico dos parques 1,2 e3.

De acordo com o esquema e metodologia apresentada, as perdas alocadas a cada um dos parques são dadas por:

$$perdas(parque1) = pt_1 - 0 \quad (\text{Primeiro parque a entrar em funcionamento})$$

$$perdas(parque2) = pt_2 - p01$$

$$perdas(parque3) = pt_3 - p02$$

Onde:

$pt_1$ - perdas quando apenas o parque1 está a injectar potência na rede;

$pt_2$ - perdas quando o parque1 e o parque2 estão a injectar potência na rede;

$pt_3$ - perdas quando o parque1, parque2 e o parque3 estão a injectar potência na rede;

$p01$ - perdas associadas ao parque1 já existente;

$p02$ - perdas associadas aos parques1 e 2 já existentes;

As perdas alocadas ao parque1 correspondem exactamente às perdas  $pt$  que são obtidas através do trânsito de potências. Isto verifica-se, porque o parque1 é o mais antigo.

De forma a representar a realidade na obtenção das perdas, é necessário recorrer a sucessivos trânsitos de potências de forma a calcular a energia/potência que chega ao ponto de ligação a partir das potências injectadas de cada parque eólico.

Estes sucessivos trânsitos de potências são obtidos a partir de um programa de simulação, MatPower, que será apresentado no capítulo seguinte.

Ainda de referir que uma aplicação real não exige a utilização do programa de simulação, este destina-se apenas para simular a realidade

Na página seguinte, será apresentado um diagrama baseado no exemplo anterior, onde de uma forma mais simples será feita a apresentação do método proposto.

## Diagrama

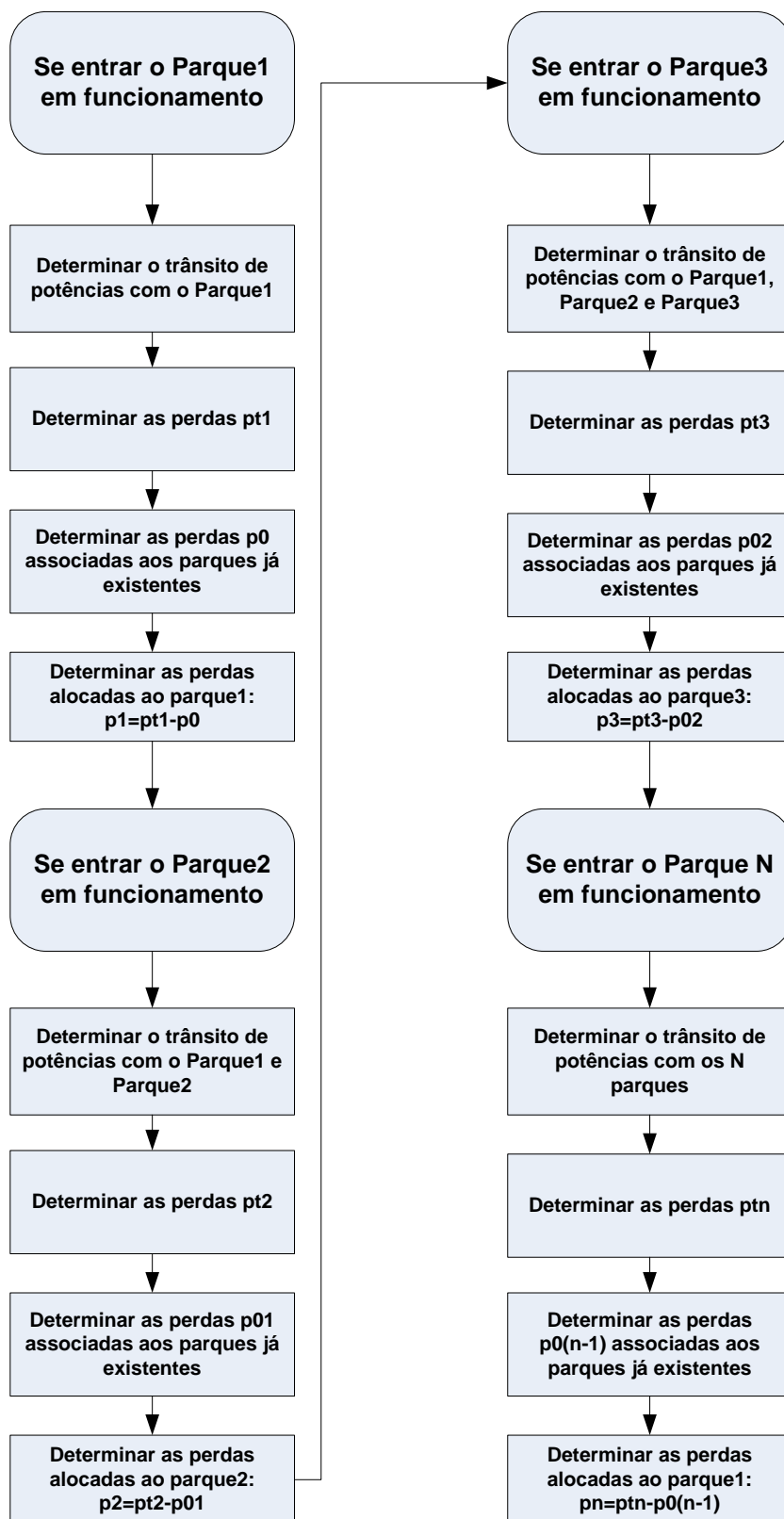


Figura 2.8 - Diagrama do Método Proposto

Neste modelo de cálculo, envolvendo um conjunto de parques eólicos interligados numa mesma rede, os parques eólicos remunerados pelo tarifário antigo manterão as condições actualmente existentes, não tendo os parques novos que suportar as perdas na rede de ligação ao novo ponto de recepção que resultariam da presença na rede dos parques antigos. Contudo, os parques novos terão sempre que suportar perdas adicionais, relativamente a uma situação em que tivessem uma rede exclusiva.

Pode acontecer que o resultado da soma das perdas alocadas a cada um dos parques não seja igual ao valor efectivo das perdas totais que se verificam na configuração de exploração final. Isto verifica-se devido ao carácter não aditivo das perdas. Dessa forma, é preferível admitir que os novos parques assumam o acréscimo de perdas que resulta de utilizarem uma infra-estrutura de rede local já parcialmente existente [9].

### 2.1.13 - Método Exacto

Foi ainda desenvolvido um método de alocação de perdas chamado Exacto. Este método usa valores das potências médias de 15 minutos injectadas pelos diversos produtores da rede e faz a alocação de acordo com o aumento das perdas que um novo produtor provoca no sistema no momento em que inicia o seu funcionamento.

Este método não é a forma verdadeira para identificar as perdas reais, no entanto é um método muito próximo da realidade. É um método que necessita de um grande esforço de cálculo no momento de obtenção das perdas, fugindo a um dos objectivos deste trabalho que é de minimizar o esforço de cálculo destas.

No entanto, neste trabalho, envolvendo um conjunto de parques eólicos interligados numa mesma rede, este método servirá apenas de comparação para uma melhor avaliação do desempenho dos métodos escolhidos para teste no Capítulo 4.

## 2.2 - Conclusão

Neste capítulo foram apresentados alguns dos métodos de alocação existentes na comunidade científica. De acordo com o objectivo deste trabalho, a pesquisa efectuada baseou-se na procura de métodos que de uma forma rápida e eficaz fossem capazes de alocar perdas a utilizadores de uma rede.

Neste capítulo faz-se uma apresentação e uma breve análise crítica a cada um destes métodos encontrados. Onde em todos eles, foram evidenciados pontos fortes e fracos. Todas estas metodologias apresentadas foram propostas por diferentes autores.

Os processos de alocação de cada um dos métodos procuraram ser respeitados e sempre que possível, foram apresentados exemplos de aplicação.

Deste capítulo, conclui-se a existência de dois conjuntos de métodos:

- Primeiro conjunto corresponde a um grupo de métodos que se baseiam na simplicidade (por exemplo o Selo do Correio). Ou seja, são métodos fáceis de perceber e de aplicar. No entanto, são métodos insensíveis a um conjunto de factores

importantíssimos e que devem ser postos em consideração no momento da alocação. Eles são: topologia de rede, sentido do trânsito de potências e momento de entrada dos diversos utilizadores na rede.

- Segundo conjunto, corresponde a um grupo de métodos mais complexos e cuja alocação de perdas exige uma maior capacidade computacional. Ou seja, para a sua aplicação, há a necessidade de recorrermos mais vezes ao estudo do trânsito de potências.

No entanto, são métodos mais completos, uma vez considerarem todos os factores ignorados pelo primeiro conjunto de métodos.

Daqui surge um conceito de justiça, onde esta é medida de acordo com todos os factores já referidos e tão importantes no momento de alocação, eles são:

- Simplicidade;
- Consideração da topologia de rede;
- Sentido do trânsito de potências;
- Sequência de entrada dos diversos utilizadores na rede;
- Recuperação total dos custos de perdas;

Neste capítulo chega-se a uma última conclusão de que a sequência de entrada dos utilizadores na rede é um factor de extrema importância para o desenvolvimento deste trabalho.

Como já referido, o objectivo deste trabalho consiste na determinação de um método simples que faça a alocação de perdas a parques eólicos com regime de remunerações diferentes. Aqui, a existência de uma sequência de entrada, é fundamental para identificar a quantidade de perdas alocadas aos primeiros utilizadores/parques que entram em funcionamento, porque estes não pagam as perdas que provocam na rede.



## Capítulo 3

### Casos de Estudo

Neste capítulo serão apresentados dois casos de estudo. Estes correspondem a um conjunto de parques eólicos interligados numa mesma rede.

A partir destes casos de estudo, iremos testar o desempenho do método proposto, juntamente com outros métodos de alocação estudados no estado da arte.

O primeiro caso de estudo corresponde a uma rede radial muito simples, e o segundo caso a uma rede emalhada, bastante mais complexa.

Para estes casos de estudo, foram utilizados valores de potências médias medidas de 15 em 15 minutos, provenientes de cada parque da rede. Para os novos parques, assumiu-se uma produção proporcional à sua potência instalada.

De forma a representar a realidade na obtenção das perdas, com a ajuda de um programa de simulação, recorreu-se a sucessivos trânsitos de potência para a obtenção da potência que chega ao ponto de ligação a partir das potências injectadas de cada parque.

O programa de simulação de redes utilizado foi o MatPower e juntamente para cada método, foi necessário usar uma programação Matlab, para desta forma se poder obter as perdas totais alocadas a cada parque.

De seguida será apresentado um diagrama de todo o processo desenvolvido para a obtenção das perdas.

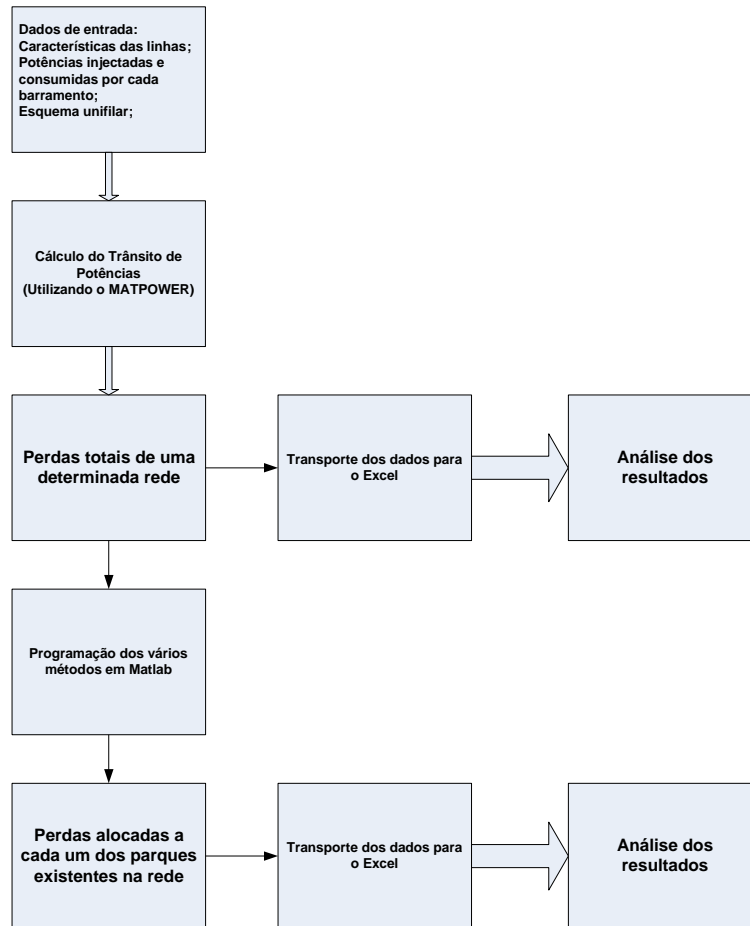


Figura3.1 - Metodologia utilizada para obter as perdas.

### 3.1- MatPower

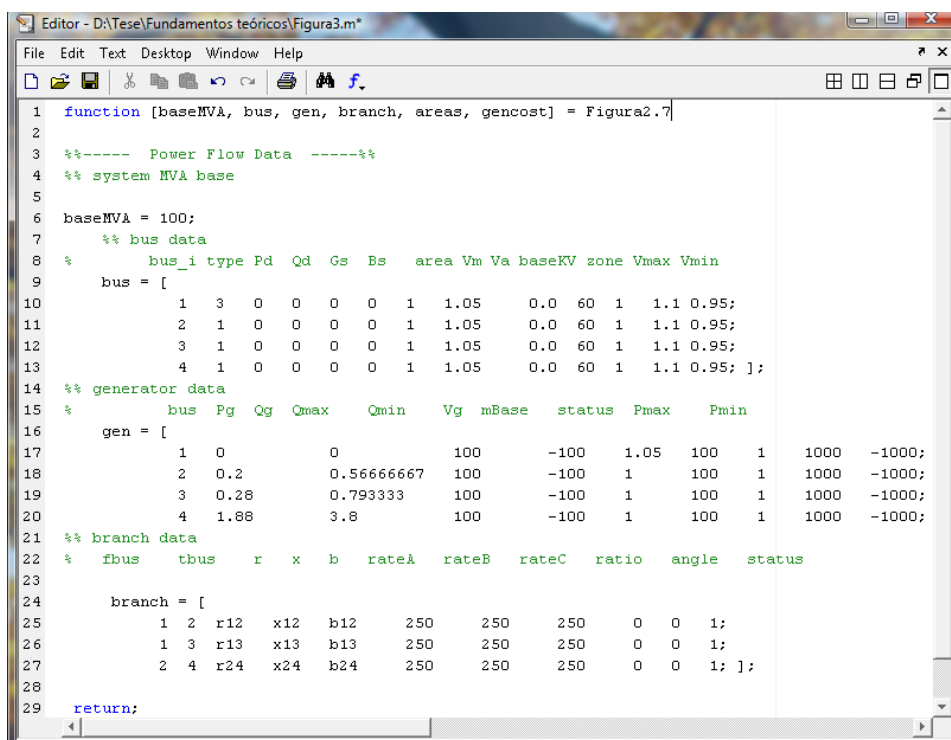
O MatPower [10] [11] é um pacote do Matlab m-files para solucionar o trânsito de potências de uma rede, assim também como na resolução de problemas relacionadas com a sua optimização. É entendido como sendo uma ferramenta de simulação pelos investigadores e professores, muito simples de usar e de se alterar de acordo com as necessidades de cada problema específico. O MatPower está desenvolvido para dar a melhor performance e ao mesmo tempo, apresenta uma linguagem muito simples e fácil de se alterar.

De onde veio o MatPower? Este programa de simulação foi desenvolvido por Ray Zimmerman e Deqiang, investigadores da Universidade de Cornell.

Qualquer pessoa pode usar este programa, pois é oferecido e por isso está ao alcance de qualquer um. Cada um pode usar o MatPower de acordo com as suas necessidades, desde que respeite a cópia original.

O MatPower possui um inconveniente relacionado com a não utilização de um ambiente gráfico, no entanto, os resultados são obtidos de forma rápida e eficaz.

Para obter os dados relativos a uma rede, inicialmente temos de a definir no MatPower. De acordo com o esquema apresentado na Figura2.7 do capítulo anterior, o esquema é definido no MatPower da seguinte forma:



```

1 function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = Figura2.7
2
3 %%----- Power Flow Data -----%%
4 %% system MVA base
5
6 baseMVA = 100;
7 %% bus data
8 % bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
9 bus = [
10 1 3 0 0 0 0 1 1.05 0.0 60 1 1.1 0.95;
11 2 1 0 0 0 0 1 1.05 0.0 60 1 1.1 0.95;
12 3 1 0 0 0 0 1 1.05 0.0 60 1 1.1 0.95;
13 4 1 0 0 0 0 1 1.05 0.0 60 1 1.1 0.95; ];
14 %% generator data
15 % bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
16 gen = [
17 1 0 0 0 100 -100 1.05 100 1 1000 -1000;
18 2 0.2 0.56666667 100 -100 1 100 1 1000 -1000;
19 3 0.28 0.793333 100 -100 1 100 1 1000 -1000;
20 4 1.88 3.8 100 -100 1 100 1 1000 -1000;
21 %% branch data
22 % fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
23
24 branch = [
25 1 2 r12 x12 b12 250 250 250 0 0 1;
26 1 3 r13 x13 b13 250 250 250 0 0 1;
27 2 4 r24 x24 b24 250 250 250 0 0 1; ];
28
29 return;

```

Figura3.2 - Definição da figura2.7 no MatPower. A legenda encontra-se no Anexo1

### 3.1.1 - Correr um trânsito de potências

Para correr um simples trânsito de potências pelo método de Newton do esquema apresentado anteriormente, basta escrever “runpf (‘Figura2.7’) ”. O programa de seguida mostrará várias informações relativas aos barramentos, geradores, cargas, impedâncias e o mais importante para este trabalho, as perdas envolvidas no processo do trânsito de potências. De seguida são apresentados os resultados mais importantes consideradas para este trabalho, ou seja, as perdas(Loss) e respectivo trânsito de potências(Branch Data).

```

Command Window
-----
|      Bus Data      |
-----
Bus      Voltage      Generation      Load
#      Mag(pu) Ang(deg)      P (MW)  Q (MVar)      P (MW)  Q (MVar)
-----
1      1.050      0.000      -2.35   -5.62         -        -
2      1.053     -0.021       0.20    0.57         -        -
3      1.050     -0.005       0.28    0.79         -        -
4      1.056     -0.033       1.88    3.80         -        -
-----
Total:      0.01   -0.46       0.00    0.00
-----

|      Branch Data      |
-----
Brnch   From   To   From Bus Injection   To Bus Injection   Loss (I^2 * Z)
#       Bus   Bus   P (MW)  Q (MVar)      P (MW)  Q (MVar)      P (MW)  Q (MVar)
-----
1       1     2    -2.07   -4.76         2.07    4.44         0.008   0.01
2       1     3    -0.28   -0.85         0.28    0.79         0.000   0.00
3       2     4    -1.87   -3.87         1.88    3.80         0.005   0.01
-----
Total:      0.014   0.02
-----
>>

```

Figura3.3 - Resultados MatPower.

### 3.1.2 - Funcionalidades

O MatPower pode ser configurado a vários níveis, o comando `>> help mption` dá a conhecer ao utilizador todas as opções que este pode alterar, é também fornecida uma breve descrição das mesmas para uma melhor compreensão. As opções gerais acessíveis ao utilizador são:

1) Algoritmos de fluxo de potência:

- Método de Newton;
- Fast-Decoupled versão XB;
- Fast-Decoupled versão BX;
- Método de Gauss-Seidel;
- Método DC.

2) Apresentação de resultados:

- Os resultados apresentados podem ser filtrados de acordo com os interesses do utilizador. Por exemplo, neste trabalho só há interesse em apresentar as perdas em potências médias de 15 minutos, 1 hora e 24 horas. Como a quantidade de dados é excessiva, não há a necessidade de obter outros resultados.

Como já foi referido, o MatPower disponibiliza diferentes métodos para a realização do trânsito de potências. Neste trabalho foi usado o método de Newton, devido à sua rápida velocidade de convergência. O código que está implementado pode ser consultado através do

ficheiro newtonpf.m. O fluxograma do processo do método de Newton é apresentado de seguida.

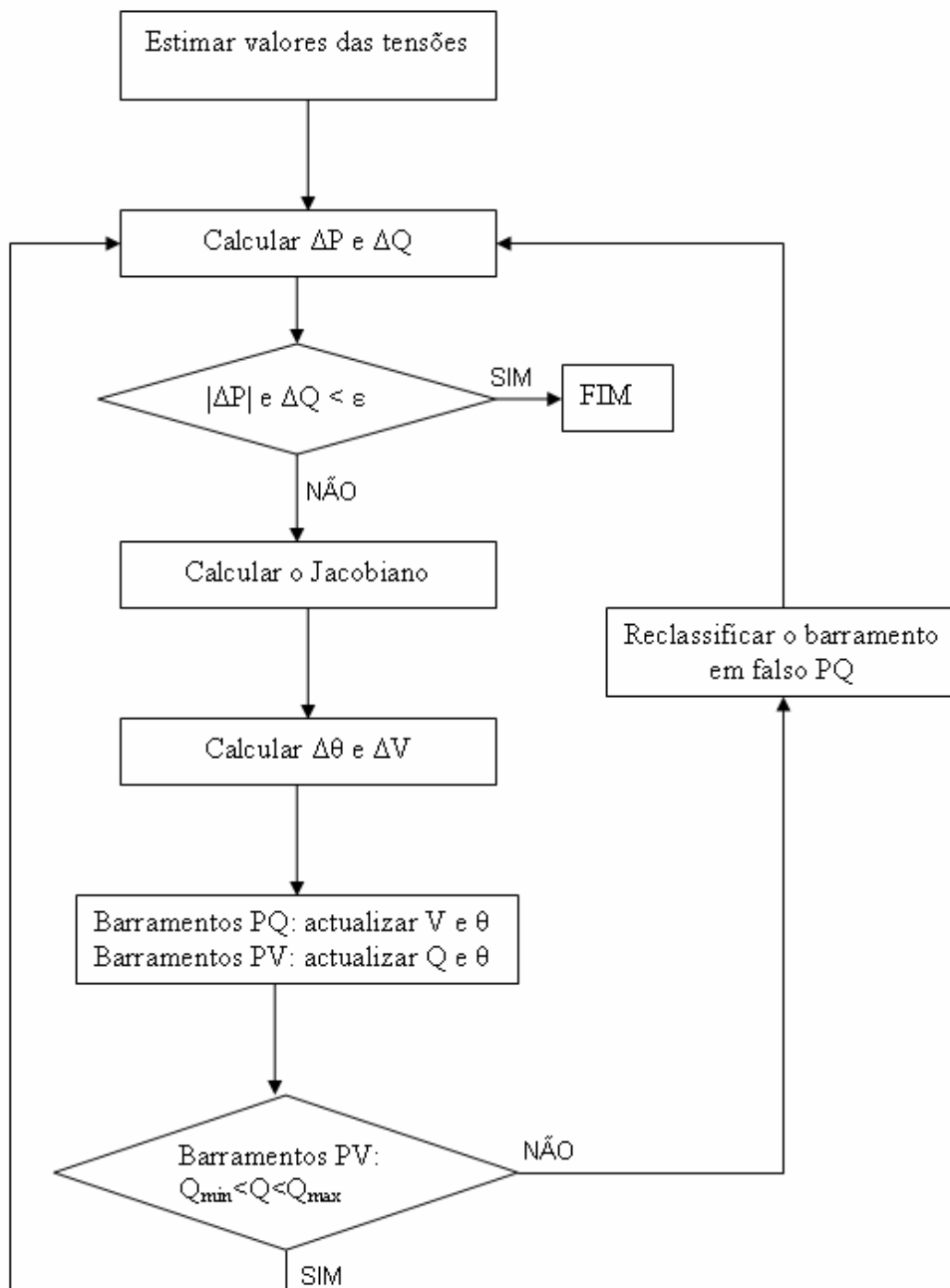


Figura3.4 - Fluxograma do processo iterativo do método de Newton-Raphson [10].

Para se executar este método no MatPower, é utilizado o seguinte comando:  
 >>runpf('Figura3').

## 3.2 - Casos de estudo

### 3.2.1 - Caso1

O primeiro caso de estudo corresponde a um conjunto de três parques eólicos interligados numa mesma rede radial simples.

Estes parques serão chamados de Parque1 (P1), Parque2 (P2) e Parque3 (P3) e a respectiva potência instalada é de 24MW, 8,35MW e 11,69MW. A disposição dos três parques é apresentada na figura que se segue.

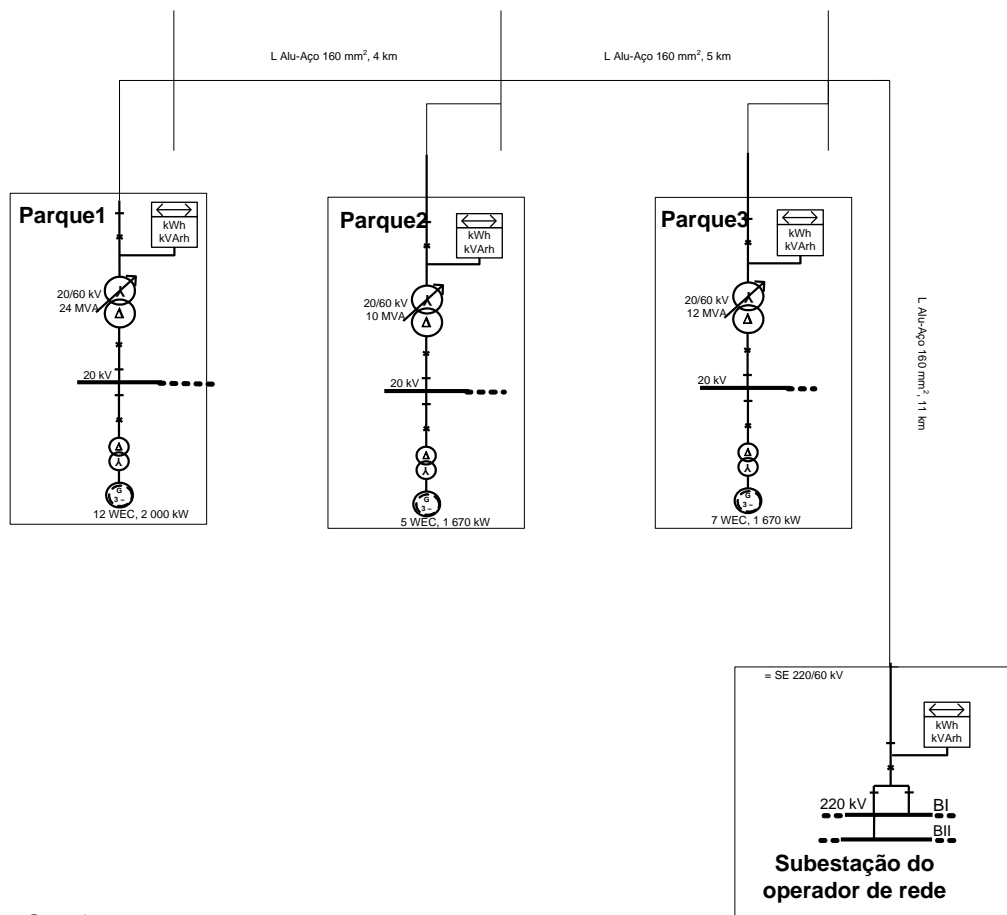


Figura3.5 - Caso1

Sabendo que o ponto de entrega de energia dos três parques corresponde à subestação de saída do operador de rede, e que as potências obtidas de cada parque correspondem a potências médias de 15 minutos, pretende-se avaliar o conjunto de alocações de perdas efectuadas pelo método proposto.

Juntamente com o método proposto, também serão utilizados outros métodos de alocação de perdas estudados no capítulo do estado da arte. Estes métodos foram escolhidos principalmente devido à sua simplicidade e facilidade de aplicação.

Os métodos escolhidos para análise das perdas de alocação em cada parque são:

1. Método do Selo do Correio;
2. Método do Selo do Correio Modificado;
3. Método MW.km;
4. Método MW<sup>2</sup>.km;

Para de uma melhor forma serem analisadas as respostas dos métodos já referidos, optou-se por seguir uma sequência de passos descritos a seguir:

1. Inicialmente considerar uma ordem de entrada dos parques em funcionamento;
2. Troca da ordem de entrada em funcionamento, descrita no ponto 1;
3. Comportamento das perdas quando em cada barramento se admite ligar um consumo de 1MW;
4. Análise dos resultados;

### 3.2.2 - Caso2

O segundo caso de estudo corresponde a uma rede emalhada bastante mais complexa composta por onze parques eólicos.

Deste conjunto de parques, apenas dois são novos. De acordo com a Figura4.6, as suas localizações correspondem às linhas a tracejado, junto das marcações (1) e (2).

O parque correspondente à marcação (1) será o parque Portugal e o parque da marcação (2) será chamado de parque Alemanha. A respectiva potência instalada é de 16MW e 8MW.

Sabendo que o ponto de contabilização de energia é no barramento de 150KV, pretende-se da mesma forma avaliar o conjunto de alocações de perdas efectuadas pelos métodos.

Juntamente com o método proposto, também serão utilizados outros métodos de alocação de perdas estudados no capítulo dois. Estes métodos foram escolhidos principalmente devido à sua simplicidade e facilidade de aplicação e são os mesmos do primeiro caso de estudo.

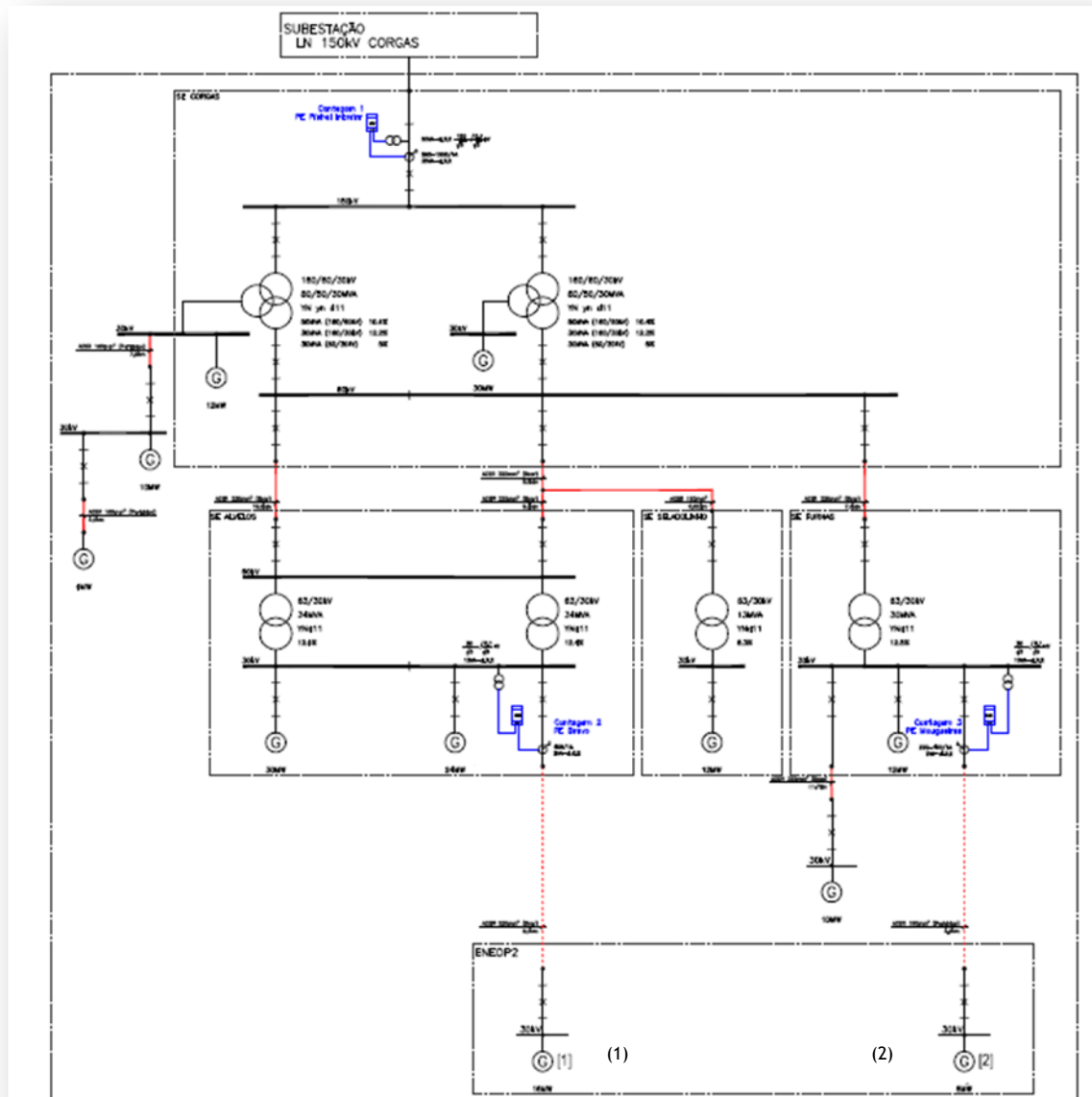


Figura3.6 - Caso 2; (1) -Portugal e (2) -Alemanha;

Devido à grande complexidade verificada neste caso de estudo, optou-se por procurar um maior conjunto de soluções. Desta forma, criaram-se novos métodos de alocação de perdas, são eles:

1. Método 1- este método de alocação, corresponde a um híbrido do método selo do correio. Este método baseia-se na potência aparente injectada.
2. Método 2- este método de alocação, corresponde a um híbrido do método MW.km. Baseia-se na potência aparente injectada e não considera a ordem de entrada em funcionamento dos parques na rede.

3. Método3- este método é semelhante ao Método 1, a diferença é que a potência aparente é elevada ao quadrado no processo da alocação.
4. Método4- este método é semelhante ao Método2, a diferença é que a potência aparente é elevada ao quadrado no processo da alocação.
5. MVA.km- este método de alocação, é em tudo semelhante ao método MW.km. A única diferença é basear-se na potência aparente injectada.
6. MVA<sup>2</sup>.km- este método de alocação, é em tudo semelhante ao método MW<sup>2</sup>.km. A única diferença é basear-se na potência aparente injectada.

Para uma melhor análise do comportamento dos métodos já referidos, optou-se da mesma forma por uma sequência de passos, apresentados já de seguida:

1. Inicialmente considerar uma ordem de entrada dos parques em funcionamento;
2. Troca da ordem de entrada em funcionamento, descrita no ponto 1;
3. Análise dos resultados;

Todos os resultados e respectiva análise referentes ao caso1 e caso2 de estudo serão apresentados no capítulo seguinte.

A definição do esquema da rede no MatPower, relativo a cada caso de estudo, encontra-se no anexo 1.

### 3.3 - Conclusão

Neste capítulo, fez-se uma apresentação do programa de simulação utilizado, ou seja, o MatPower.

O MatPower revela-se essencial no desenvolvimento deste trabalho, porque é capaz de analisar sucessivos trânsitos de potências de uma rede a partir de potências médias fornecidas por vários utilizadores de rede.

É um programa muito fácil de utilização, muito simples, fácil de se alterar e o mais importante, adapta-se às necessidades específicas de cada problema.

Neste capítulo procedeu-se à apresentação de cada um dos casos de estudo, juntamente com o método Exacto, que servirá de avaliação ao desempenho do método Proposto e a todos os restantes métodos escolhidos.

Devido à grande complexidade do segundo caso de estudo, houve a necessidade de se procurar um maior conjunto de soluções. Daqui surgiu a alteração de alguns dos métodos estudados no capítulo2.



## Capítulo 4

### Resultados

Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos dos dois casos de estudo. Em primeiro lugar serão apresentados os resultados relativos ao primeiro caso e logo de seguida, os resultados do segundo caso.

Ao longo do capítulo, procedeu-se ao estudo da alocação de perdas englobando potências médias de 15 minutos, 1 hora e 24 horas.

Este estudo demonstrou-se necessário, devido ao promotor de parques eólicos e ao operador de rede pretenderem minimizar o esforço de cálculo no momento da determinação das perdas.

Para a determinação da melhor metodologia de alocação de perdas, em cada um dos casos de estudo, serão levados em conta três factores, a saber:

- Proximidade com método Exacto.  
O método Exacto usa os valores das potências médias de 15 minutos injectadas e faz a alocação de acordo com o aumento das perdas que um novo parque provoca no sistema no momento em que inicia o seu funcionamento. Este método, não é a forma verdadeira para identificar as perdas reais, no entanto é o mais próximo da realidade. Por isso, servirá de método padrão para compararmos e avaliarmos de melhor forma o desempenho dos restantes métodos.
- Sequência da entrada dos parques na rede.  
Neste capítulo, o factor sequência de entrada na rede terá um papel importante na determinação das perdas alocadas aos parques mais antigos. Sabendo estas perdas, é possível retirá-las do conjunto de perdas totais do sistema e fazer uma alocação justa aos novos parques, sem que estes tenham que ser responsabilizados por perdas das quais não provocam. É de referir que os parques mais antigos não pagam as perdas que provocam na rede, porque sob o ponto de vista comercial, o ponto de entrega de energia destes é junto da sua subestação de saída.

- Recuperação total das perdas da rede.  
Estas perdas resultam do somatório das perdas alocadas, por cada um dos métodos de alocação, aos parques da rede.

Ainda no final do capítulo, serão apresentadas análises de custo relativamente aos melhores métodos testados. Estes custos reflectem o produto das perdas em MW.h pela remuneração calculada para cada parque, a partir da legislação em vigor.

De seguida serão apresentados os resultados.

## 4.1 - Resultados Caso1

Relembrando o esquema do Caso1 apresentado no Capítulo4, de seguida serão apresentados alguns pontos informativos a ter em consideração:

- Os dados relativos ao primeiro caso, pertencentes aos parques eólicos da rede, são valores disponibilizados e correspondem a potências médias injectadas de 15 minutos, 1 hora e de 24horas;
- Os métodos usados neste caso foram: Exacto, Proposto, MW.km, MW<sup>2</sup>.km, Selo do Correio e Selo do Correio Modificado;
- Os resultados que serão apresentados de seguida correspondem às perdas verificadas em 1 mês em MW.h, provocadas pelo trânsito de potências dos três parques da rede;

### 4.1.1- Apresentação de resultados:

#### 4.1.1.1 - Sequência de entrada 1

Inicialmente considerou-se uma ordem de entrada dos parques em funcionamento, ela é:

1. P3
2. P2
3. P1

Para seguir esta sequência de entrada de parques, houve a necessidade de se desdobrar o esquema do Caso1 em três esquemas, onde inicialmente apenas existia o Parque3, posteriormente o Parque3 e Parque2 e por fim um último esquema onde todos os parques coexistem numa mesma rede.

Os resultados são de seguida apresentados:

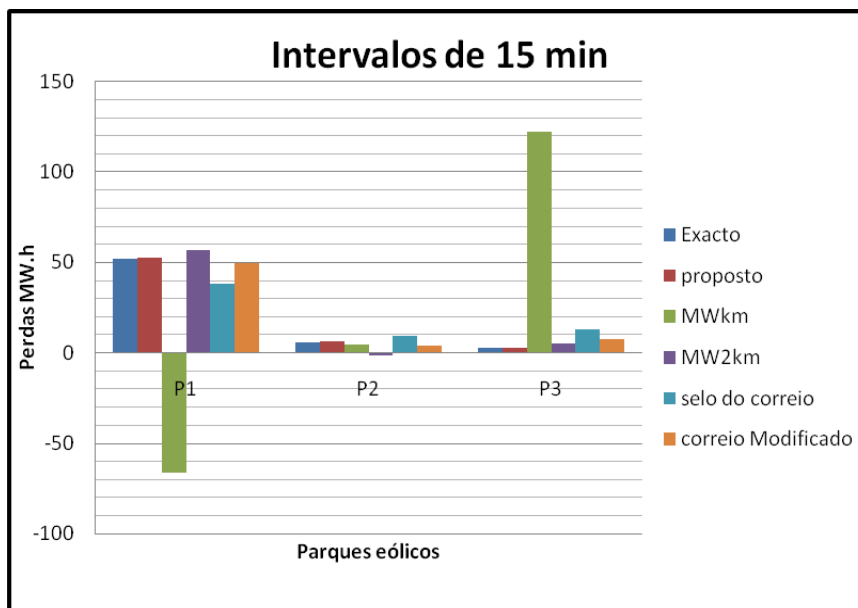


Figura4.1 - Os dados correspondem a potências médias de 15 minutos.

#### Observações:

Da Figura4.1 verifica-se que as perdas alocadas ao Parque1 e Parque2 são negativas pelo método MW.km e MW<sup>2</sup>.km.

Como já estudado anteriormente no Capítulo2, estes dois métodos possibilitam alocações negativas de perdas pelos utilizadores da rede. Esta alocação negativa é um indicativo de que o parque, além de estar bem posicionado, contribui para a diminuição do trânsito de potências e por isso para o bem-estar do sistema, levando-o a menores perdas globais.

De forma a evitar alocações negativas, pode-se recorrer à solução sugerida na Aplicação6 do capítulo 2, ou seja ao uso dos valores absolutos.

A partir deste ponto, todos os resultados de perdas inerentes aos métodos MW.km e MW<sup>2</sup>.km serão apresentados com valores absolutos.



Figura4.2 - Perdas alocadas em cada parque por cada método; A sequência de entrada dos parques na rede é: P3-P2-P1;

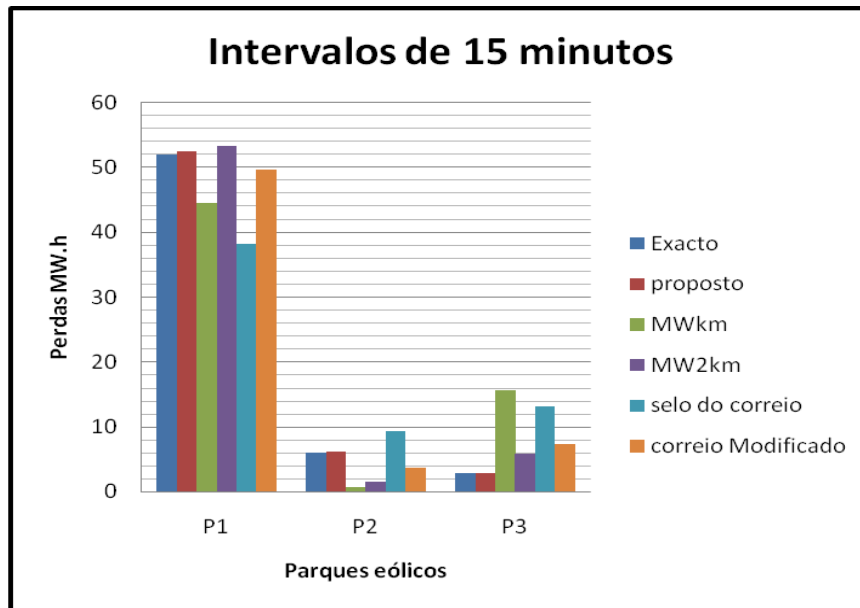


Figura4.3 - Os dados correspondem a potências médias injectadas de 15 minutos em 15 minutos.

#### Observações:

A figura4.2 e 4.3 apresentam as perdas alocadas a cada parque por cada um dos métodos utilizados.

A figura4.2 dá uma visão mais clara da alocação de perdas que cada método faz a cada um dos parques. Daqui constata-se que o parque 1 é aquele que tem a maioria das perdas alocadas.

Da Figura4.3, é possível comparar o desempenho de cada método na alocação a cada parque.

Nesta sequência de entrada de parques na rede, o parque3 corresponde ao parque mais antigo. Na identificação das suas perdas, o método que se aproximou mais do método Exacto foi o método proposto no Capítulo2. Este método identifica da melhor forma as perdas que devem ser retiradas do conjunto das perdas totais do sistema.

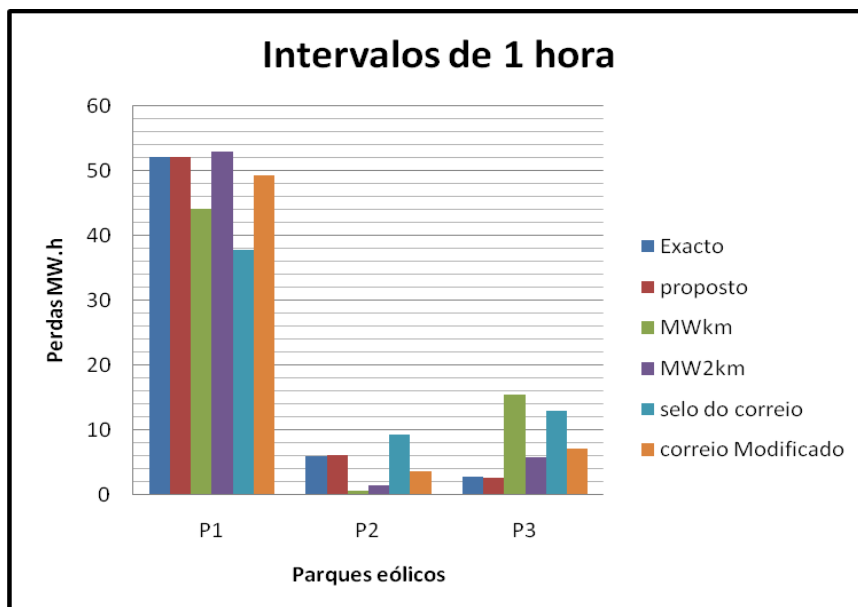


Figura4.4 - Os dados são obtidos de hora em hora e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque

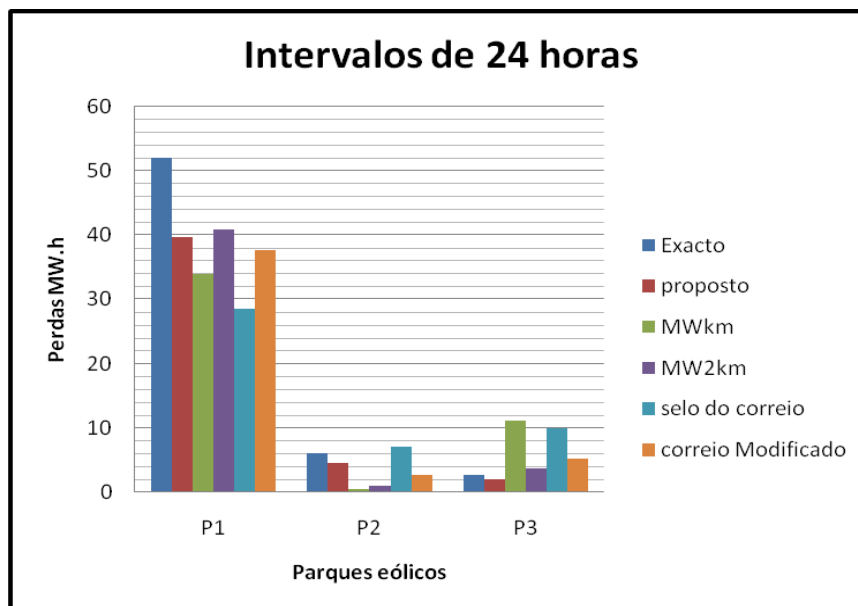


Figura4.5 - Os dados são obtidos de 24 em 24 horas e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque.

#### Observações:

As Figuras4.4 e 4.5 representam alocações de perdas aos três parques eólicos englobando potências médias de 1 hora e de 24 horas.

Observa-se que as perdas, obtidas para cada um dos métodos testados, diminuiram face ao método Exacto.

Este ponto leva-nos a concluir que o motivo das perdas alocadas apresentarem resultados menores é provocado pela utilização de valores médios, de seguida segue-se uma pequena explicação:

As potências são proporcionais ao quadrado do módulo da corrente e para valores instantâneos onde a corrente é muito elevada, as perdas geradas são tremendas. Com a utilização de potências médias, estes valores elevados perdem-se, porque à medida que o intervalo aumenta, os valores das potências médias diminuem.

Conclusão, à medida que aumentamos o intervalo das potências médias, o valor destas diminuem e com isso vamos ignorar os valores mais altos de potências de perdas instantâneos. Ou seja, perdemos qualidade nos resultados.

#### 4.1.1.2 - Sequência de entrada 2

Alterando a sequência de entrada 1, a nova ordem de entrada dos parques na rede é:

- P1
- P2
- P3

Os resultados são apresentados de seguida:

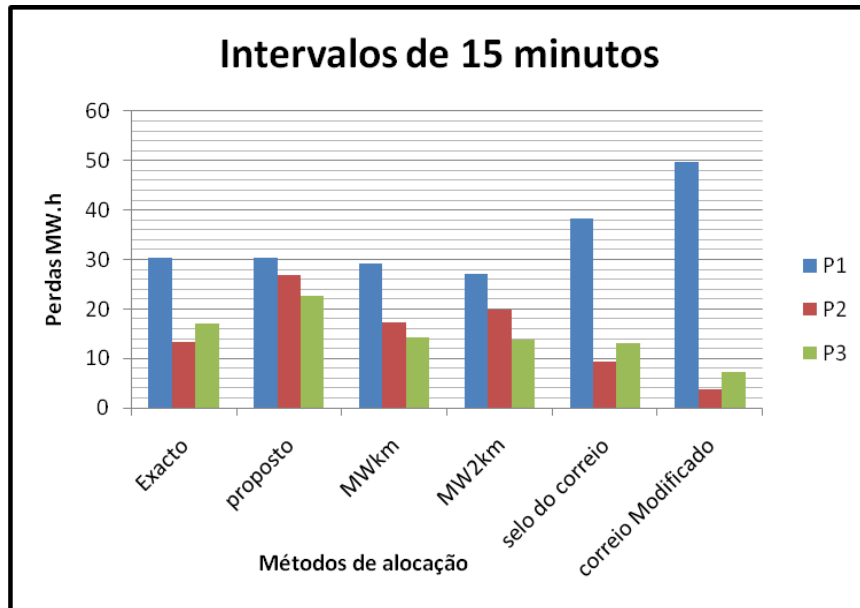


Figura4.6 - Perdas alocadas em cada parque por cada método; A sequência de entrada dos parques na rede é: P1-P2-P3;

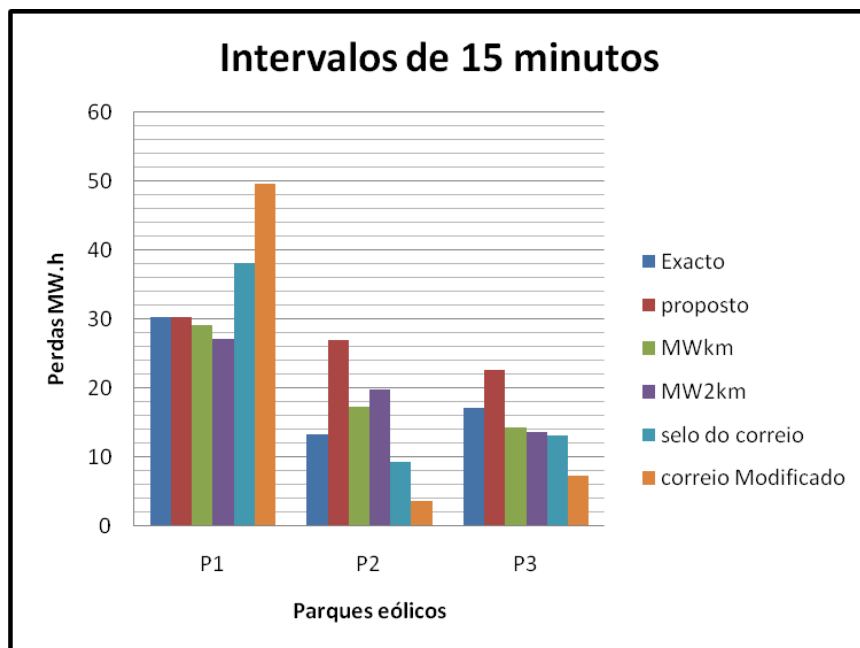


Figura4.7 - Os dados são obtidos de 15 em 15 minutos e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque.

#### Observações:

As Figuras4.6 e 4.7 apresentam as alocações de perdas dos três parques utilizando-se uma sequência de entrada na rede oposta à verificada anteriormente.

Nesta sequência de entrada, o parque1 corresponde ao parque mais antigo. A partir da Figura4.7, o método que se aproximou mais do método Exacto na identificação das perdas do parque1 foi o método proposto no Capítulo2.

Este método identifica da melhor forma as perdas que devem ser retiradas do conjunto de perdas totais do sistema.

Da Figura4.6, observa-se que alterando a sequência de entrada dos parques na rede, as perdas alocadas a cada parque mudam totalmente.

Neste ponto todos os métodos corresponderam a esta alteração, com a excepção do método Selo do Correio e Correio Modificado.

Este comportamento demonstrado por estes métodos, leva-nos a concluir que estes são insensíveis a qualquer sequência de entrada. De acordo com a sua formulação, eles apenas se baseiam na potência injectada como forma de proceder à alocação de perdas.

Ainda desta figura, observa-se uma discórdia entre métodos sobre: qual dos parques deve ser responsabilizado pela segunda maior concentração de perdas.

Para o método Exacto esta concentração pertence ao parque3, no entanto para o método proposto no Capítulo2, MW.km e MW<sup>2</sup>.km ela pertence ao parque2.

Esta resposta é previsível, porque olhando à formulação destes três últimos métodos, verificamos que todos eles se baseiam ou na resistência da linha, ou no comprimento dela. Partindo deste ponto e com a ajuda do esquema da rede, rapidamente verificamos que o parque2 fica a uma maior distância do ponto onde a energia é entregue ao operador de rede.

#### 4.1.1.3 - Comportamento das perdas quando em cada barramento se admite ligar um consumo.

Para esta análise, foi considerada a presença de um consumo de 1MW em cada barramento de produção. O esquema de rede, com esta alteração, é apresentado de seguida:

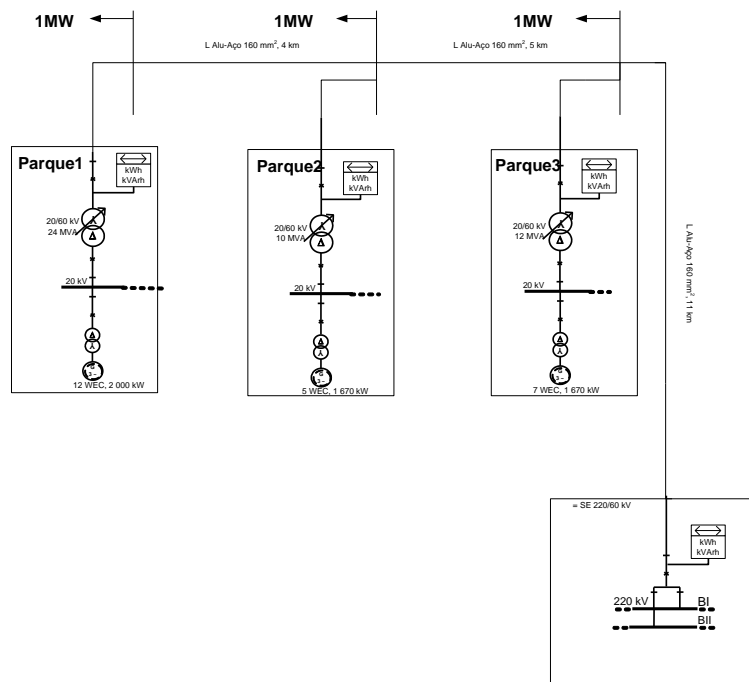


Figura4.8 - Caso1 com a presença de cargas em todos os barramentos de produção

A sequência pela qual cada parque entra em funcionamento é apresentada de seguida:

1. P3
2. P2
3. P1

Os resultados são apresentados de seguida:

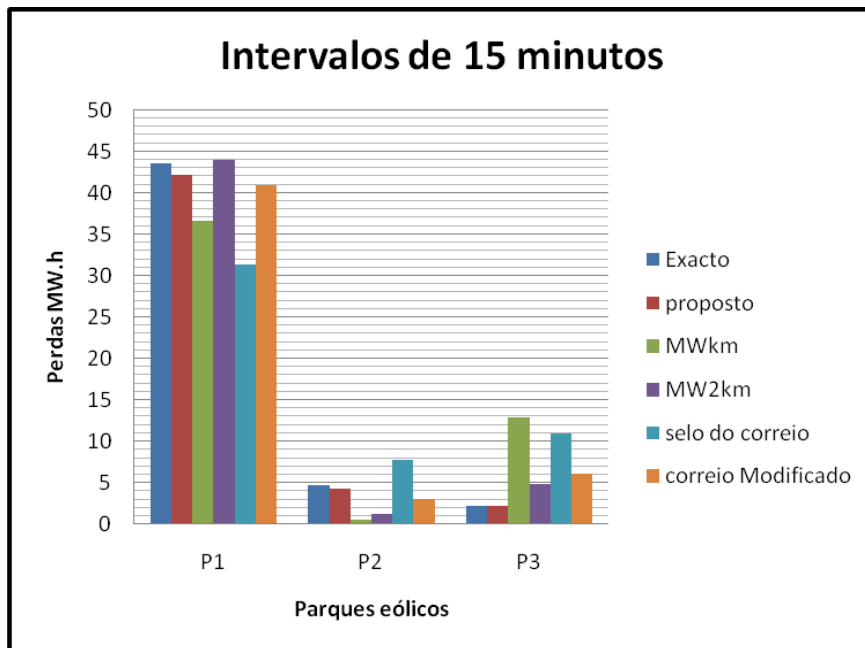


Figura4.9 - Os dados são obtidos de 15 em 15 minutos e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque.

#### Observações:

A figura4.9 corresponde às alocações dos três parques quando em cada barramento de produção se admite ligar um consumo de 1MW.

A única diferença verificada em relação aos resultados apresentados anteriormente, foi a diminuição das perdas globais do sistema, porque as perdas alocadas aos parques, por cada um dos métodos testados, diminuiram.

Isto acontece devido à presença das cargas que aumentam o trânsito de potências mas num sentido oposto ao da produção. Desta forma, contribuem para a diminuição do trânsito de potências geral, diminuindo as perdas globais do sistema.

Invertendo a sequência de entrada dos parques na rede, observou-se a mesma diferença.

#### 4.1.1.4 - Recuperação das perdas

De seguida será apresentada uma recuperação das perdas totais. Estas perdas resultam do somatório das perdas alocadas, por cada um dos métodos de alocação, aos três parques da rede.

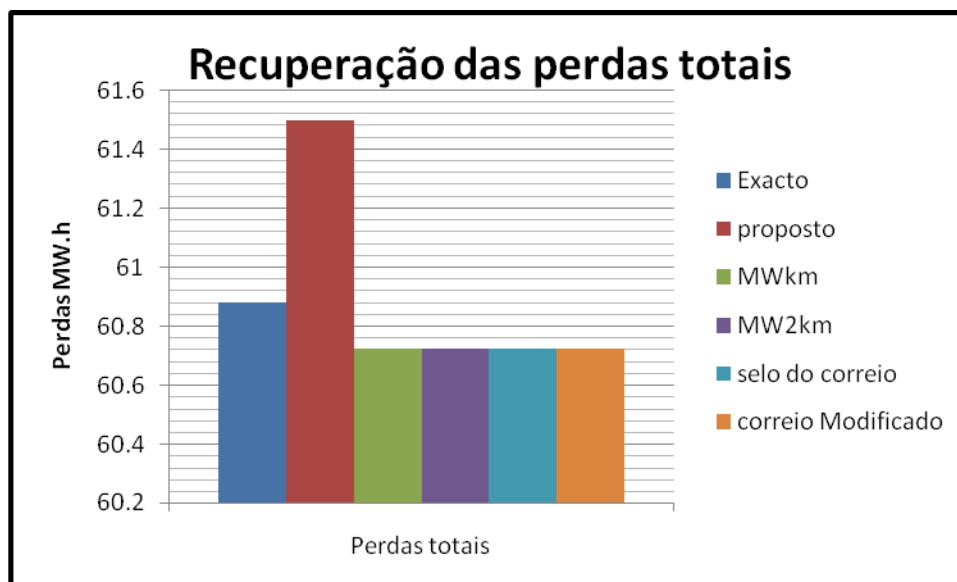


Figura4. 10 - Recuperação das perdas totais por cada um dos métodos.

#### Observações:

Da Figura4.10, verificamos que o método Proposto faz uma recuperação excessiva das perdas globais. No entanto, este comportamento já era esperado. No capítulo2 já se tinha referido que o resultado da soma das perdas alocadas a cada um dos parques não seria igual ao valor efectivo das perdas totais que se verificariam na configuração de exploração final. Isto verifica-se devido ao carácter não aditivo das perdas.

Em relação aos restantes métodos, nomeadamente Selo de Correio, Correio Modificado, MW.km e MW<sup>2</sup>.km, verificamos que estes não fazem uma recuperação total das perdas. Isto corresponde a um problema sério, uma vez existirem perdas cujo responsável não existe. Este problema ocorre, porque todos estes métodos se baseiam em potência activa. Segue-se uma pequena explicação:

Num conjunto de parques interligados numa mesma rede, podem ocorrer momentos onde não haja injeção de potência activa por nenhum dos parques envolventes.

Quando estes momentos ocorrem, as perdas que são originadas são desprezadas pelos métodos.

Conclusão, ao utilizar um método que apenas se baseie na potência activa injectada, há sempre a possibilidade de se poder ignorar perdas existentes.

## 4.2 - Resultados Caso2

Relembrando o esquema do Caso2 apresentado no Capítulo2, de seguida serão apresentados alguns pontos informativos a ter em consideração:

- Os dados relativos ao segundo caso de estudo, pertencentes aos parques eólicos da rede, são valores disponibilizados e correspondem a potências médias injectadas de 15 minutos, 1 hora e de 24horas;
- Os métodos usados neste caso de estudo foram todos aqueles presentes no Caso1, acrescentados do Método1, Método2, Método3, Método4, MVA.km e por fim MVA<sup>2</sup>.km;
- O método proposto no Capítulo2 pela sua formulação é claramente um método apenas aplicável a redes radiais. Este parte do princípio que é possível prever o trânsito de potências, no entanto para redes emalhadas, isso não nos é permitido. Desta forma, para este caso de estudo, este método não será uma opção de solução;
- Os resultados que serão apresentados de seguida correspondem às perdas verificadas em 1 mês em MW.h, provocadas pelo trânsito de potências dos parques existentes na rede;

### 4.2.1 - Apresentação de resultados:

#### 4.2.1.1 - Sequência de entrada 1

Inicialmente considerou-se uma ordem de entrada dos parques em funcionamento, ela é:

1. Conjunto de parques antigos
2. Portugal
3. Alemanha

De seguida serão apresentados os resultados:

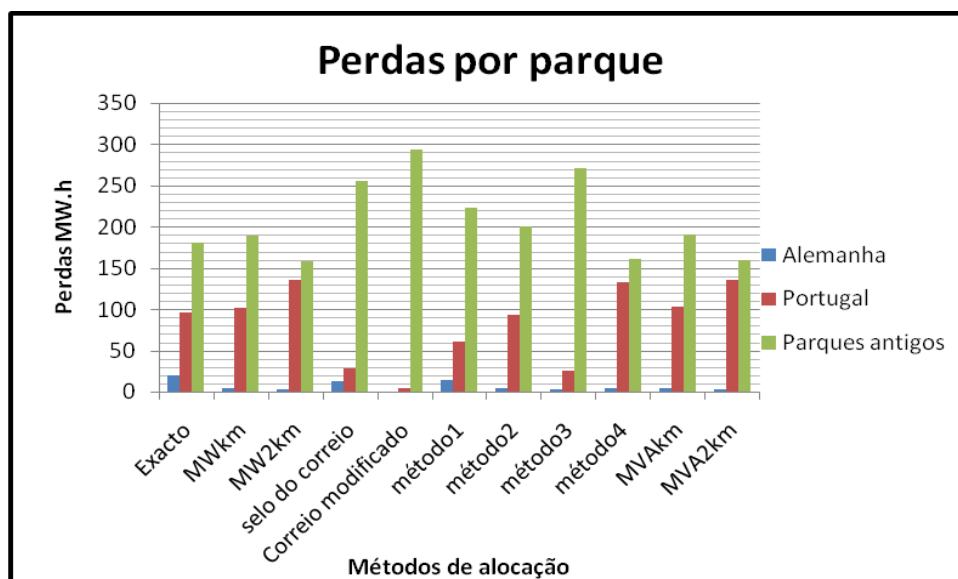


Figura4.11 - Perdas alocadas em cada parque por cada método

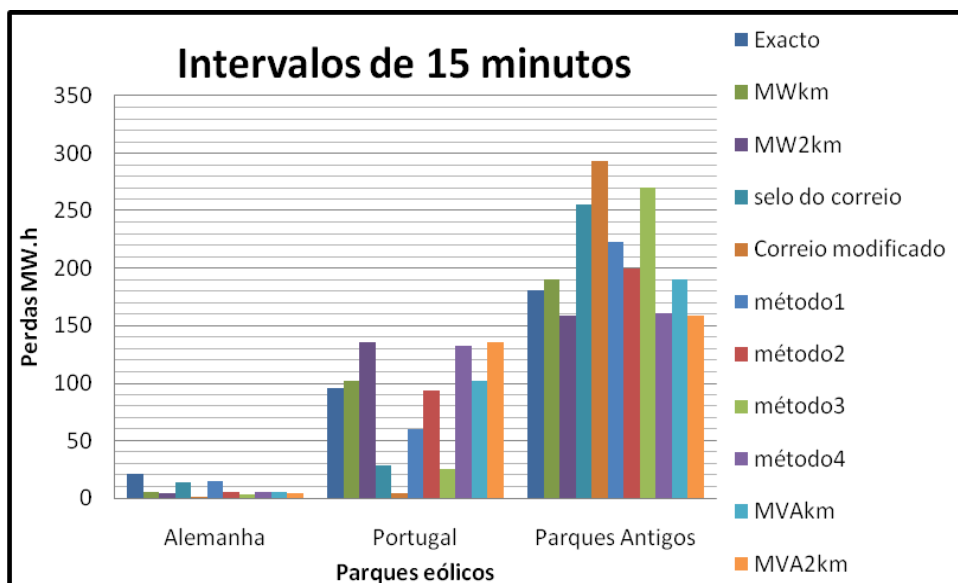


Figura4.12 - Os dados são obtidos de 15 em 15 minutos e correspondem a potências injectadas e consumidas de cada parque; A sequência de entrada de parques é Parques Antigos - Portugal - Alemanha;

#### Observações:

As figura4.11 e 4.12, apresentam as perdas alocadas a cada parque feitas por cada um dos métodos testados.

A figura4.11 dá uma visão mais clara da alocação de perdas que cada método faz a cada um dos parques. Daqui constata-se que o conjunto dos parques antigos, são aqueles que têm a maioria das perdas alocadas.

Da Figura4.12, é possível comparar o desempenho de cada método na alocação a cada parque.

Na identificação das perdas provocadas pelo conjunto de parques antigos, existem vários métodos que apresentam uma resposta próxima do método Exacto. Eles são: MW.km, o  $MW^2.km$ , o método 4, o método MVA.km e por fim o método  $MVA^2.km$ .

Este conjunto de métodos identificam de melhor forma as perdas que devem ser retiradas do conjunto das perdas totais da rede. Daqui, como já referido, é possível fazer uma alocação mais justa de perdas entre parques novos sem que estes sejam responsabilizados por perdas que não cometeram.

#### 4.2.1.2 - Sequência de entrada 2

A nova ordem de entrada pela qual os parques entram em funcionamento é:

4. Conjunto de Parques Antigos
5. Alemanha
6. Portugal

Os métodos utilizados para este ponto foram os mesmos de anteriormente. No entanto, os resultados obtidos pouco se alteram face à primeira sequência de entrada.

Este problema ocorre principalmente devido à grande potência injectada pelo conjunto de parques antigos.

A potência injectada por este é tão superior que qualquer alteração que possa vir a acontecer em relação à sequência de entrada dos novos parques, pouco influenciará o resultado final.

#### 4.2.1.3 - Obtenção dos melhores métodos

A figura que se segue representa o desempenho dos métodos na alocação das perdas ao conjunto de parques antigos nas duas sequências de entrada estudadas anteriormente nos pontos 4.2.1.1 e 4.2.1.2.

Foram utilizados os métodos que melhor se aproximaram do método Exacto na alocação de perdas aos parques antigos, verificados na Figura4.12.

Com esta figura, pretende-se de uma forma mais clara determinar o método mais próximo do Exacto.

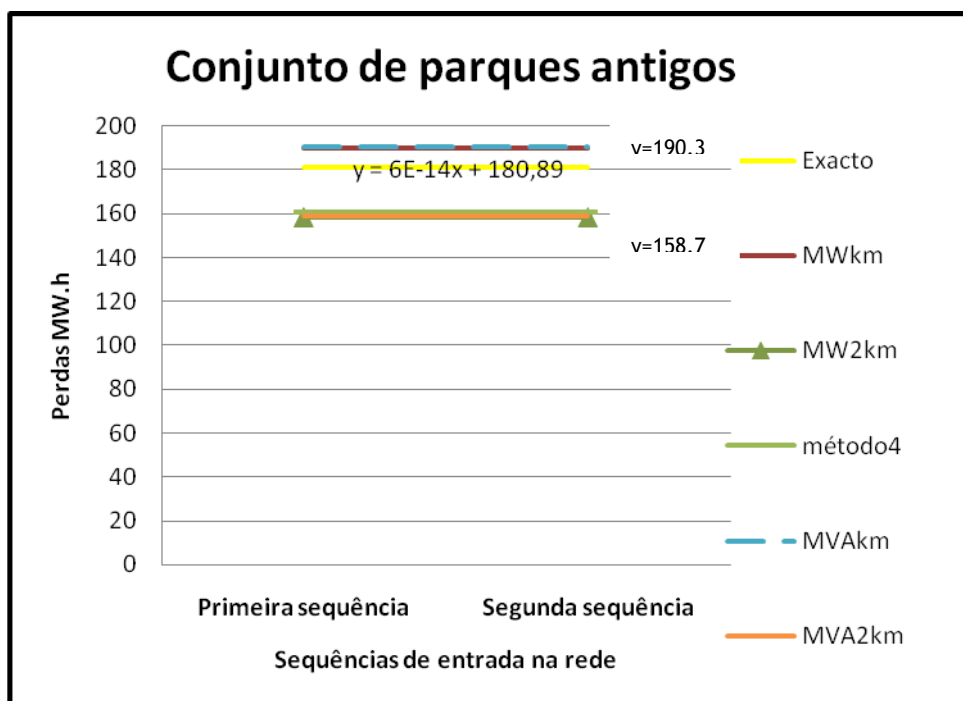


Figura4.13 - Variação do desempenho dos métodos quando se procede à alteração da sequência de entrada dos parques

#### Observações:

A Figura4.13, de uma forma mais clara, demonstra que os métodos MW.km e MVA.km são aqueles que mais se aproximam do método Exacto.

Um ponto pertinente a considerar na observação desta figura, são as respostas dos métodos que se permanecem constantes nas duas sequências de entrada.

Como estes métodos são sensíveis à alteração da sequência de entrada dos parques na rede, não há nada que justifique este desempenho. No entanto, analisando com mais pormenor, verificamos que só poderia existir alguma alteração caso os novos parques partilhassem as mesmas linhas. Como isso nunca acontece, as respostas destes métodos permanecem constante.

#### 4.2.1.4 - Recuperação das perdas

De seguida será apresentada uma recuperação das perdas totais. Estas perdas resultam do somatório das perdas alocadas, por cada um dos métodos de alocação, aos parques da rede.

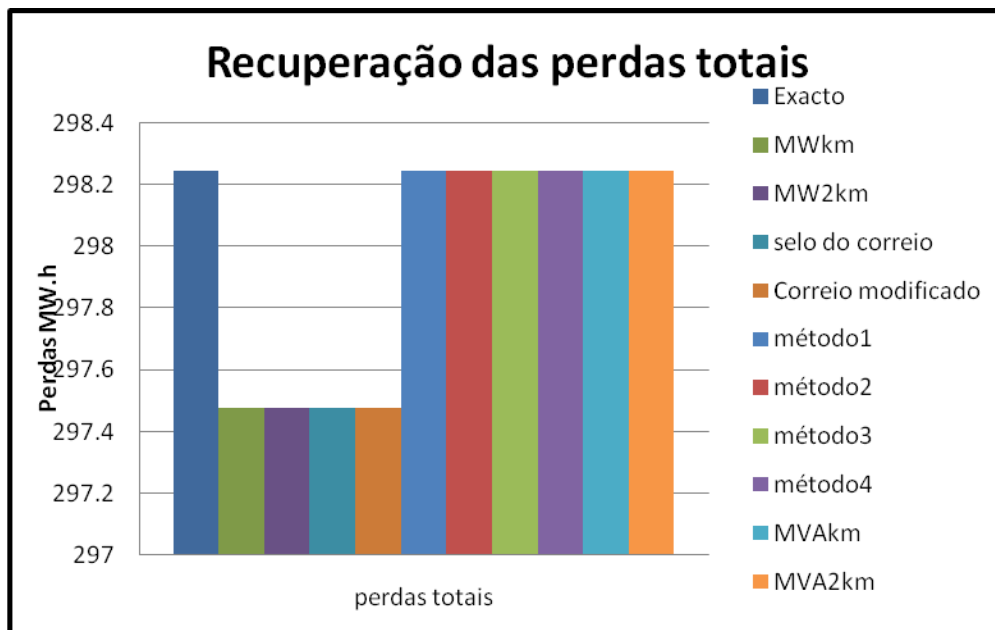


Figura4.14 - Recuperação das perdas totais por cada um dos métodos.

#### Observações:

Observando a Figura4.14 verificamos que os novos métodos propostos recuperam a totalidade das perdas, ao contrário do que se verifica com os métodos Selo do Correio, Correio Modificado, MW.km e MW<sup>2</sup>.km.

### 4.3 - Análise de Custos

Para cada caso de estudo, serão apresentadas análises de custo relativamente aos melhores métodos testados.

De acordo com os factores considerados no início do capítulo, nomeadamente:

- Proximidade ao método Exacto;
- Consideração da sequência de Entrada dos parques na rede;
- Recuperação total das perdas;

Chegamos à conclusão que para o primeiro caso de estudo, relativo a uma rede radial, o método que satisfaz da melhor forma este conjunto de requisitos foi o método proposto no Capítulo2.

Para o segundo caso de estudo, relativo a uma rede emalhada, o método que satisfaz da melhor forma os requisitos pedidos foi o método MVA.km.

A remuneração alocada a cada um dos parques encontra-se calculada no Anexo2. Conforme o definido na legislação em vigor, a remuneração de um determinado parque varia de ano para ano, no entanto para facilitar o cálculo das análises de custo, foi considerado um valor fixo para todos os parques, 73€/MW.h.

De acordo com o Decreto-Lei nº33-A/2005, esta remuneração só é aplicada para centrais eólicas, até ao limite máximo dos primeiros 15 anos de fornecimento de electricidade à rede, ou então até ter atingido os 33GWh de fornecimento à rede. Para este conjunto de análises, optou-se por tomar um período de 15 anos.

#### 4.3.1 - Primeiro caso de estudo

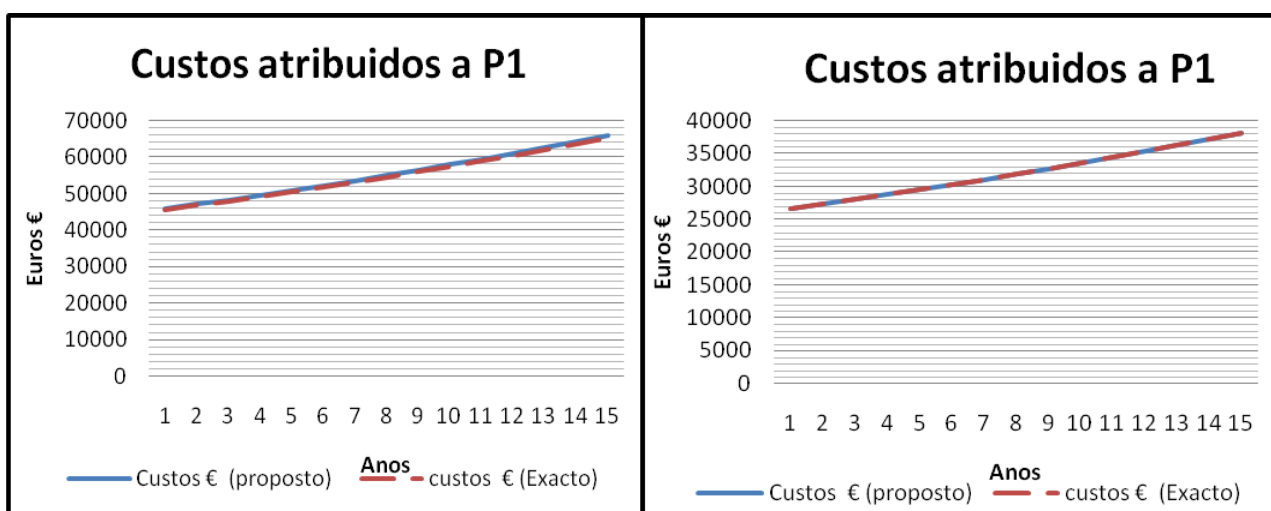


Figura4.15 - Análise de custos atribuídos a P1; A sequência de entrada de parques é P3-P2-P1;

Figura4.16 - Análise de custos atribuídos a P1; A sequência de entrada de parques é P1-P2-P3;

#### Observações:

As figuras em cima apresentadas reflectem os custos de perdas alocados ao parque1.

Para a situação do parque1 entrar em funcionamento em primeiro lugar, ou seja ser o parque mais antigo, de acordo com a Figura4.16, o método proposto no Capítulo2 faz uma identificação perfeita dos custos provocados por este parque. De referir que este parque devido ao seu regime de remuneração não pagará as perdas que provoca na rede.

Para a situação do parque1 entrar em funcionamento em último lugar, ou seja ser um dos novos parques, de acordo com a Figura4.15, o método proposto faz uma alocação de custos ligeiramente acima do valor alocado pelo método Exacto.

Este resultado já era esperado, porque de acordo com os resultados da figura4.10, este método faz uma recuperação excessiva das perdas devido ao carácter não aditivo destas. Desta forma, é preferível admitir que o ligeiro acréscimo de custos verificados no parque1 resulta deste utilizar uma infra-estrutura de rede local já parcialmente existente.

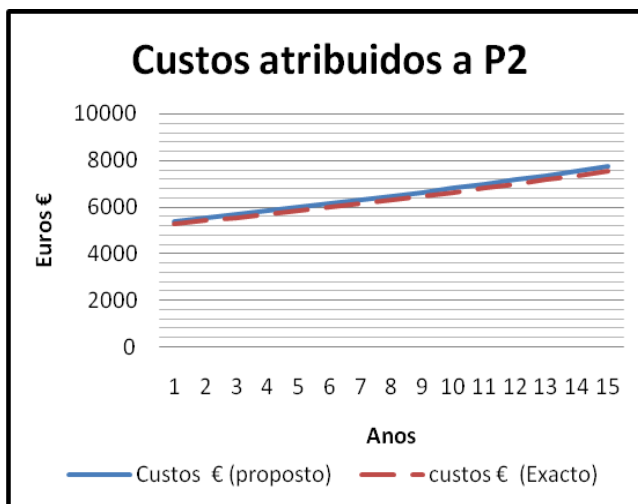


Figura4.17 - Análise de custos atribuídos a P2; A sequência de entrada de parques é P3-P2-P1;

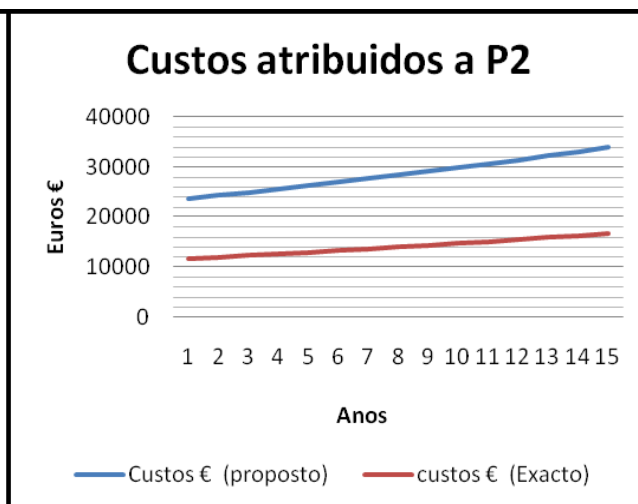


Figura4.18 - Análise de custos atribuídos a P2; A sequência de entrada de parques é P1-P2-P3;

#### Observações:

Em ambas as sequências de entrada, o parque2 é sempre o segundo parque a entrar em funcionamento e por isso, é sempre considerado como um parque novo.

Observando as duas Figuras, verificamos que o método proposto faz uma alocação de custo de perdas ligeiramente acima dos valores determinados pelo método Exacto na Figura4.17. Por outro lado, na Figura4.18 a alocação feita pelo método proposto sob este parque, excede em mais de 10000€ o valor alocado pelo método Exacto.

De forma idêntica ao verificado para o parque anterior, estes acréscimos de perdas podem ser considerado como uma forma de pagamento pela utilização de uma infra-estrutura de rede local já parcialmente existente.

Este súbito aumento de custos verificados da Figura4.17 para a Figura4.18 é devido ao facto do parque1, o que mais contribui para o trânsito de potências, passar de último ao primeiro parque que entra em funcionamento.

As perdas que este vê serem-lhe diminuídas, são distribuídas pelos parques2 e 3.

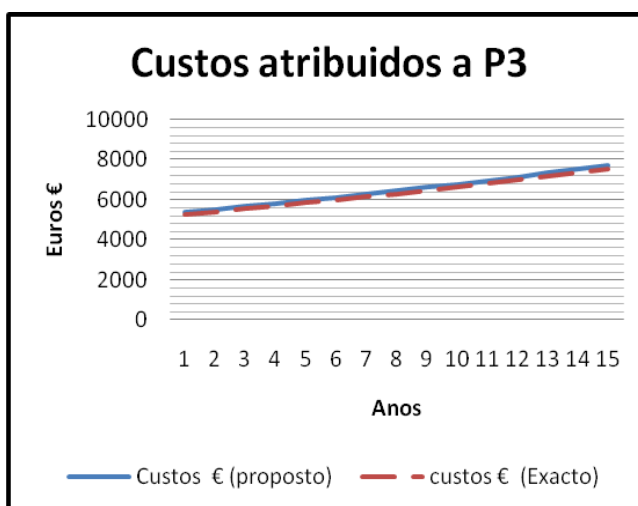


Figura4.19 - Análise de custos atribuídos a P3; A sequência de entrada de parques é P3-P2-P1;

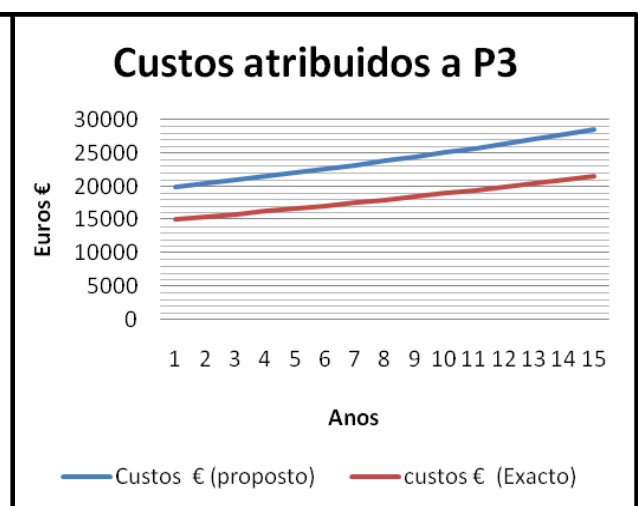


Figura4.20 - Análise de custos atribuídos a P3; A sequência de entrada de parques é P1-P2-P3;

### Observações:

As figuras em cima apresentadas reflectem os custos de perdas alocados ao parque3.

Para a situação do parque3 entrar em funcionamento em primeiro lugar, ou seja ser o parque mais antigo, de acordo com a Figura4.19, o método proposto no Capítulo2 faz uma identificação quase perfeita dos custos provocados por este parque. De referir que este parque devido ao seu regime de remuneração não pagará as perdas que provoca na rede.

Para a situação do parque3 entrar em funcionamento em último lugar, ou seja ser um dos novos parques, de acordo com a Figura4.20, o método proposto faz uma alocação que excede o valor alocado pelo método Exacto em aproximadamente 5000€.

Este resultado já era esperado, porque de acordo com os resultados da figura4.10, este método faz uma recuperação excessiva das perdas devido ao carácter não aditivo destas. Desta forma, é preferível admitir que este acréscimo de custos resulta do parque3 utilizar uma infra-estrutura de rede local já parcialmente existente.

Este súbito aumento de custos verificados da Figura4.19 para a Figura4.20 é devido ao facto do parque1, o que mais contribui para o trânsito de potências, passar de último ao primeiro parque que entra em funcionamento.

As perdas que este vê serem-lhe diminuídas, pelo facto de ser o primeiro a entrar na rede, são distribuídas pelos parques2 e 3.

### 4.3.2 - Segundo caso de estudo

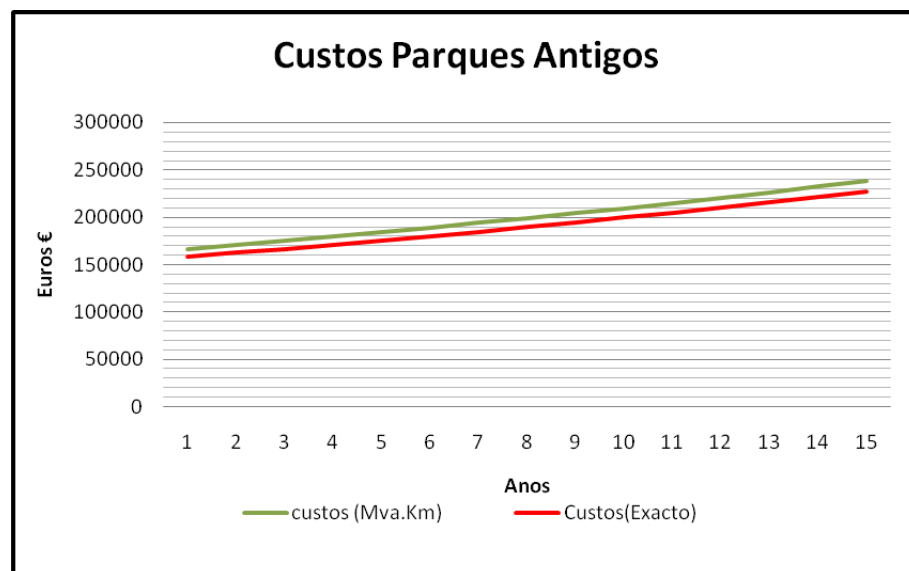


Figura4.21- Análise de custos atribuídos ao Conjunto de Parques Antigos.

### Observações:

A figura em cima apresentada reflecte os custos de perdas alocados ao conjunto de parques antigos.

Sendo estes os primeiros parques a entrarem em funcionamento, é importante identificar os custos que lhe são alocados, porque estes devido ao seu regime de remuneração não pagarão as perdas que lhe são atribuídas.

De acordo com a Figura4.21, o método MVA.km faz uma identificação quase perfeita dos custos provocados por este parque.

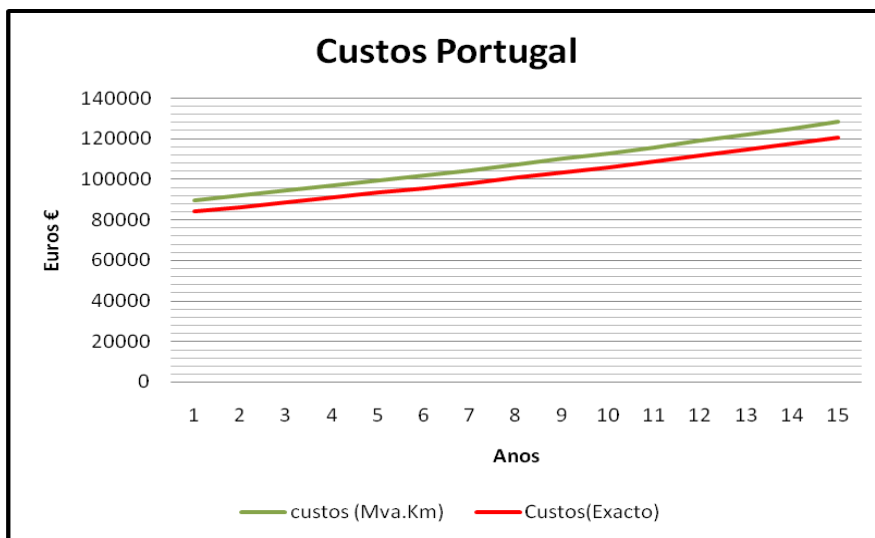


Figura4.22 - Análise de custos atribuídos ao parque Portugal

#### Observações:

O parque Portugal corresponde a um parque novo. De acordo com a figura4.22, a alocação feita pelo método MVA.km em pouco excede a alocação feita pelo método Exacto. Tal como tem acontecido para todos os novos parques, assume-se este acréscimo de custos como forma de pagamento devido à utilização de uma infra-estrutura de rede local já parcialmente existente.

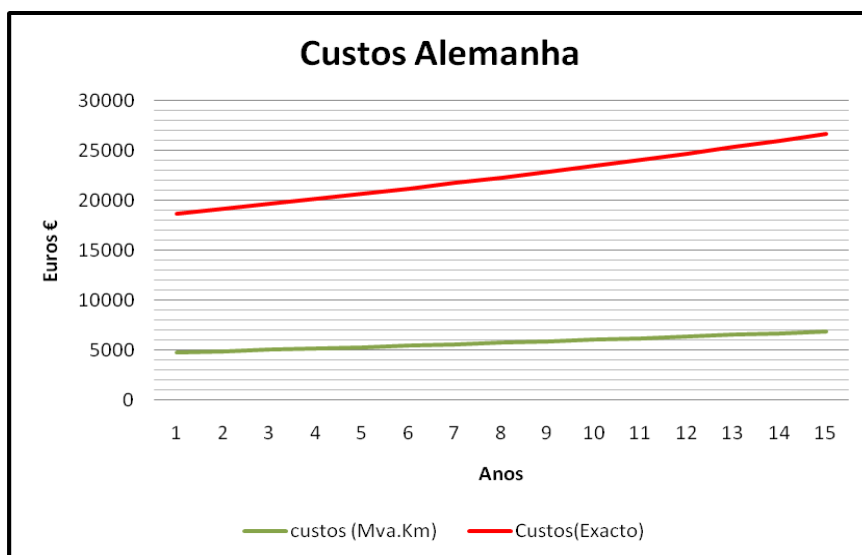


Figura4.23 - Análise de custos atribuídos ao parque Alemanha

### Observações:

O parque Alemanha corresponde a um parque novo. De acordo com a figura 4.23, a alocação de custos feita pelo método MVA.km é bastante inferior à alocação feita pelo método Exacto.

Isto ocorre, porque o método MVA.km considera as linhas que o parque usa e a potência injectada que este emite para a rede. Como o parque Alemanha é o que menos contribui para o trânsito de potências e a quantidade de linhas de rede que utiliza são mínimas, o método MVA.km aloca um valor muito menor que o verificado pelo método Exacto.

## 4.4 - Conclusão

Neste capítulo de tese, a partir de dois casos de estudo, foram efectuadas alocações de perdas a um conjunto de parques eólicos. Desta forma, foi possível testar o desempenho dos métodos escolhidos, incluindo o do método proposto no Capítulo 2, e chegar a um conjunto de conclusões:

- Para o Primeiro caso de estudo, o método proposto no Capítulo 2 foi aquele que melhor preencheu os três factores numerados no início do capítulo:
  - Proximidade ao método Exacto;
  - Consideração da sequência de entrada dos diversos utilizadores na rede,
  - Recuperação total das perdas do sistema.

Ainda que de uma forma excessiva, fez a recuperação total das perdas e identificou as perdas provocadas pelo parque mais antigo com a melhor aproximação ao método Exacto.

A partir deste caso de estudo, verificamos que o método proposto é um método ideal para ser utilizado em redes radiais.

Para o segundo caso de estudo, de uma rede emalhada, este método não foi utilizado porque este parte do princípio que é possível prever o trânsito de potências e para redes emalhadas isso não nos é permitido. Devido a este factor, o método proposto no Capítulo 2 não foi opção de solução para o Caso 2.

O método que melhor preencheu os três factores aqui já referidos, para o Caso 2, foi o MVA.km. Este fez uma recuperação total dos custos e identificou as perdas provocadas pelo parque mais antigo com a melhor aproximação ao método Exacto.

- O factor “sequência de entrada na rede” revelou-se na prática muito importante para a determinação das perdas provocadas pelos primeiros parques que entram na rede, porque estes correspondem aos parques mais antigos e devido ao seu regime de remuneração não pagam as perdas que provocam. Demonstrou-se ser essencial identificar estas perdas para ser possível retirar-las da totalidade das perdas verificadas na rede, para assim ser possível fazer uma alocação justa aos novos parques, sem que estes tenham de pagar perdas que não provocam. Daqui surge um importante factor do qual fará depender a escolha de um método, ele é:

- O método deve identificar as perdas provocadas pelo primeiro parque a entrar na rede e essas perdas devem ser próximas da resposta do método Exacto.
- Ainda deste capítulo, a partir dos casos de estudo, concluiu-se que a utilização de potências médias leva à obtenção de valores de perdas com pouca qualidade. Ou seja, á medida que aumentamos o intervalo das potências médias o valor destas diminuem e com isso, vamos ignorar a ocorrência de valores mais altos instantâneos.



## Capítulo 5

### Conclusão

O desenvolvimento de novos projectos de parques eólicos envolve situações que implicam a utilização das redes eléctricas existentes, ou então a expansão da rede eléctrica. Acontece que a criação de uma nova rede nem sempre é a opção mais viável fundamentalmente por motivos económicos e ambientais. Desta forma, a opção de utilizar redes já existentes impõe-se como a opção mais interessante.

A partilha de redes já existentes por vários parques eólicos, para o caso de Portugal, resulta em alguns problemas, a saber:

- Para parques já existentes, a energia entregue à rede é remunerada a uma tarifa diferente da que irá remunerar os novos parques;
- Sob o ponto de vista comercial, o ponto de entrega da energia produzida pelos parques novos e antigos é diferente. Para os novos parques, este ponto situa-se junto da subestação do operador de rede. Enquanto para os parques antigos se situa junto da subestação de saída do parque.  
Num cenário deste tipo, os novos parques terão de suportar as suas perdas e as perdas dos antigos.
- Existência de parques pertencentes a diferentes promotores eólicos;

Como já referido, todos estes pontos têm colocado vários problemas às empresas que operam no sector eléctrico reflectindo-se depois, num posterior desenvolvimento de diversos métodos de alocação de perdas.

O objectivo deste trabalho consiste em desenvolver um método que faça a distribuição das perdas por todos os produtores conectados na mesma rede.

Este método terá de fazer uma alocação rápida e expedita, sem que os parques antigos vejam modificadas as suas condições de remuneração, mantendo-se as condições existentes actualmente e que correspondem à forma como foi contratualizada a venda de energia.

Ainda de referir que este método deve ter como base, na alocação de perdas, a potência injectada verificada por cada um dos parques.

O método proposto neste trabalho é um método baseado no cálculo das potências de perdas  $p_0$ . É um método simples que apenas precisa de saber as resistências das linhas e as potências injectadas de cada utilizador na rede.

A preferência pela utilização de potências injectadas, como principal requisito de um método de alocação, e não de por exemplo de potências instaladas, verifica-se porque podem ocorrer momentos em que determinados grupos de geradores de um parque eólico saiam de serviço e há a necessidade que os métodos de alocação acompanhem essa alteração. Caso contrário, os parques pagarão perdas das quais não foram responsáveis.

Foram também estudados vários métodos de alocação de perdas e chegou-se à conclusão que a maioria se baseia na potência activa como forma de fazer a alocação das perdas aos diversos utilizadores de rede.

Neste ponto, de acordo com os dados obtidos ao longo de trabalho, concluiu-se que métodos que se baseiam apenas na potência activa como forma de alocar perdas podem não conseguir fazer uma recuperação total destas, porque por exemplo, para uma rede composta por parque eólicos, podem ocorrer momentos onde não haja injeção de potência activa, no entanto, as perdas continuam a existir. Conclusão, nestes instantes, estas perdas são ignoradas.

Da pesquisa efectuada sobre métodos de alocação, concluiu-se também a existência de dois conjuntos de métodos:

- O primeiro conjunto corresponde a um grupo de métodos que se baseiam na simplicidade (por exemplo o Selo do Correio). Ou seja, são métodos fáceis de perceber e de aplicar. No entanto, são métodos insensíveis a um conjunto de factores importantíssimos e que devem ser postos em consideração no momento da alocação. Eles são: topologia de rede, sentido do trânsito de potências e momento de entrada dos diversos utilizadores na rede.
- O segundo conjunto, corresponde a um grupo de métodos mais complexos e cuja alocação de perdas exige uma maior capacidade computacional. Ou seja, para a sua aplicação, há a necessidade de recorrermos mais vezes ao estudo do trânsito de potências.  
No entanto, são métodos mais completos, uma vez considerarem todos os factores ignorados pelo primeiro conjunto de métodos.

Daqui concluiu-se um conceito de justiça, onde esta é medida de acordo com todos os factores já referidos e tão importantes no momento de alocação, são eles:

- Simplicidade;
- Consideração da topologia de rede;
- Sentido do trânsito de potências;
- Sequência de entrada dos diversos utilizadores na rede;
- Recuperação total dos custos de perdas;

De forma destacada, a “Sequência de entrada dos diversos utilizadores na rede” revelou-se num dos factores essenciais no desenvolvimento deste trabalho, nomeadamente na determinação das perdas provocadas pelos primeiros parques que entram em funcionamento na rede. Estes parques, correspondem aos parques antigos e devido ao seu regime de remuneração, não pagam as perdas que provocam na rede.

A identificação destas perdas demonstrou-se muito importante, porque desta forma é possível retirar-las do conjunto das perdas totais que se verificam na rede e assim, já é possível fazer uma alocação mais justa aos novos parques, sem que estes sejam responsabilizados por perdas das quais não provocam.

Dos métodos de alocação estudados, foram escolhidos alguns de acordo com a sua simplicidade e facilidade na alocação. Estes métodos escolhidos, juntamente com o método proposto no Capítulo2, foram testados em dois casos de estudo.

O primeiro caso de estudo, corresponde a uma rede radial muito simples, e o segundo caso a uma rede emalhada, bastante mais complexa.

Para estes casos de estudo, foram utilizados valores de potências médias medidas de 15 em 15 minutos, provenientes de cada parque da rede. Para os novos parques, assumiu-se uma produção proporcional à sua potência instalada.

De forma a representar a realidade na obtenção das perdas eléctricas, recorreu-se a um programa de simulação que, a partir de sucessivos trânsitos de potências, calcula a energia que chega ao ponto de ligação através das potências injectadas dos parques.

O programa de simulação foi o MatPower e revelou-se essencial no desenvolvimento deste trabalho. É muito simples, fácil de se alterar e o mais importante, adapta-se às necessidades específicas de cada problema.

O MatPower contém vários algoritmos de fluxos de potências, entre elas, o Método de Newton utilizado neste trabalho.

Na análise dos resultados, os factores determinantes para a avaliação do desempenho de cada um dos métodos foram:

- Proximidade ao método Exacto;
- Consideração da sequência de entrada dos diversos utilizadores na rede;
- Recuperação total das perdas do sistema.

De acordo com os resultados do primeiro caso de estudo, o método proposto no Capítulo2 foi aquele que da melhor forma preencheu todos os requisitos em cima referidos.

Claramente, o método proposto é um método ideal para ser aplicado em redes radiais e por isso, aconselha-se a sua utilização apenas neste tipo de redes.

Para os resultados do segundo caso de estudo, o método que apresentou os melhores resultados em cada um dos factores referidos, foi o método MVA.km. A sua utilização é aconselhada em redes emalhadas.

Neste trabalho, também se procedeu ao estudo da alocação de perdas englobando potências médias de 15 minutos, 1 hora e de 24 horas. Demonstrou-se necessário, devido ao promotor de parques eólicos e ao operador do sistema pretenderem minimizar o esforço de cálculo no momento da determinação das perdas verificadas na rede.

Daqui, concluiu-se que a utilização de potências médias leva à obtenção de perdas com pouca qualidade, porque à medida que aumentamos o intervalo das potências médias o valor destas diminuem e com isso, vamos ignorar os valores mais altos de potências de perdas instantâneos.

## 5.1 - Perspectivas de desenvolvimento

Neste ponto seria interessante proceder à implementação, no sistema de medição de energia e na entidade de facturação, do sistema composto pelas duas metodologias aqui encontradas, o método Proposto no Capítulo2 aplicado a redes radiais e o método MVA.km em redes emalhadas mais complexas.

## Referências

- [1] Paulo Costa, “Repartição de perdas em redes eléctricas de distribuição partilhadas, com produção em regime especial”;
- [2] Delberis Araujo Lima, António Padilha-Feltrin, “Comparação de propostas para a alocação dos custos de perdas na transmissão”;
- [3] António Padilha-Feltrin, “Desenvolvimento de Sistemas para Alocação de perdas Eléctricas na transmissão”;
- [4] A.J.Conejo, “Transmission Loss Allocation:A comparison of different Practical Algorithms”;
- [5] Fernando Rodrigues, “Análise de Metodologias para alocação de perdas em sistemas Eléctricos de Potências operando segundo Mercado Pool”;
- [6] Y-C Chang and C.-N. Lu, “Bus -oriented transmission Loss allocation”;
- [7] Judite Ferreira, Zita Vale, “Methods for Pricing Inter-Area Electricity Trades”;
- [8] Grupo de Pesquisas em Planeamento de Sistemas de Energia Eléctrica, “Alocação de perdas em Redes de distribuição de Energia Eléctrica com livre acesso a terceiros”
- [9] J.A.Peças Lopes, “Proposta de solução para um promotor eólico”;
- [10] João Silva, “Estudo de um SEE utilizando o MatPower”;
- [11] Ray D. Zimmerman, Dequiang(David)Gan, “MatPower User’s Manual”;



# Anexos

## Anexo1

### Definições dos casos de estudo no MatPower

De seguida, será primeiro disponibilizada a legenda [11] para se proceder à definição dos casos de estudo no MatPower e depois sim, serão apresentadas as definições dos casos de estudo no MatPower.

#### Formato da informação contida nos barramentos (bus)

1. bus number (1 to 29997)
2. bus type:
  - PQ bus = 1
  - PV bus = 2
  - reference bus = 3
  - isolated bus = 4
3. Pd, real power demand (MW)
4. Qd, reactive power demand (MVAR)
5. Gs, shunt conductance (MW (demanded?) at V = 1.0 p.u.)
6. Bs, shunt susceptance (MVAR (injected?) at V = 1.0 p.u.)
7. area number, 1-100
8. Vm, voltage magnitude (p.u.)
9. Va, voltage angle (degrees)
10. baseKV, base voltage (kV)
11. zone, loss zone (1-999)
12. maxVm, maximum voltage magnitude (p.u.)
13. minVm, minimum voltage magnitude (p.u.)

#### Formato da informação contida nos Geradores(Gen)

1. bus number
2. Pg, real power output (MW)
3. Qg, reactive power output (MVAR)
4. Qmax, maximum reactive power output (MVAR)
5. Qmin, minimum reactive power output (MVAR)
6. Vg, voltage magnitude setpoint (p.u.)
7. mBase, total MVA base of this machine, defaults to baseMVA
8. status, 1 - machine in service, 0 - machine out of service
9. Pmax, maximum real power output (MW)
10. Pmin, minimum real power output (MW)

### Formato da informação contida nas linhas da rede (Branch)

1. f, from bus number
2. t, to bus number
3. r, resistance (p.u.)
4. x, reactance (p.u.)
5. b, total line charging susceptance (p.u.)
6. rateA, MVA rating A (long term rating)
7. rateB, MVA rating B (short term rating)
8. rateC, MVA rating C (emergency rating)
9. ratio, transformer off nominal turns ratio ( = 0 for lines )
10. angle, transformer phase shift angle (degrees)
11. initial branch status, 1 - in service, 0 - out of service

### Definição dos casos de estudo:

#### Caso1

```
function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = caso1

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;
%% bus data
%      bus_i type Pd  Qd  Gs  Bs   area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
    1  1  p1(i)  q1(i)  0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95;
    2  1  p2(i)  q2(i)  0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95;
    3  1  p3(i)  q3(i)  0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95;
    4  3  0      0      0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95; ];

%% generator data
%      bus Pg  Qg  Qmax  Qmin  Vg  mBase  status  Pmax  Pmin
gen = [
    1  pg1(i)  pq1(i)  100  -100  1  100  1  1000  -1000;
    2  pg2(i)  pq2(i)  100  -100  1  100  1  1000  -1000;
    3  pg3(i)  pq3(i)  100  -100  1  100  1  1000  -1000;
    4  0      0      100  -100  1.05  100  1  1000  -1000;
];

% 2  0  0  0  0  1  100  1  0  0;
% 3  0  0  0  0  1  100  1  0  0;
%% branch data
%      fbus  tbus  r  x  b  rateA  rateB  rateC  ratio  angle  status
branch = [
    1  2  0.00171*4  0.00514*4  0.00103*4  250  250  250  0  0  1;
    2  3  0.00171*5  0.00514*5  0.00103*5  250  250  250  0  0  1;
    3  4  0.00171*11  0.00514*11  0.00103*11  250  250  250  0  0  1; ];

return;
```

## Caso1 com carga

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = caso1_c_carga

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;

%% bus data
%      bus_i type Pd  Qd  Gs  Bs  area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin

bus = [
    1  1  (1+p1(i))  q1(i)      0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95;
    2  1  (1+p2(i))  q2(i)      0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95;
    3  1  (1+p3(i))  q3(i)      0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95;
    4  3  0          0          0  0  1  1.05  0.0  60  1  1.1  0.95;

];

%% generator data
%      bus Pg  Qg  Qmax  Qmin  Vg  mBase  status  Pmax  Pmin

gen = [
    1  pg1(i)  pq1(i)      100  -100  1  1000  -1000;
    2  pg2(i)  pq2(i)      100  -100  1  1000  -1000;
    3  pg3(i)  pq3(i)      100  -100  1  1000  -1000;
    4  0      0          100  -100  1.05  100  1  1000  -1000; ];

%% branch data
%      fbus  tbus  r  x  b  rateA  rateB  rateC  ratio  angle  status

branch = [
    1  2  0.00171*4  0.00514*4  0.00103*4  250  250  250  0  0  1;
    2  3  0.00171*5  0.00514*5  0.00103*5  250  250  250  0  0  1;
    3  4  0.00171*11  0.00514*11  0.00103*11  250  250  250  0  0  1;

];
return;

```

**Caso 2**

```

function [baseMVA, bus, gen, branch, areas, gencost] = Caso2
%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
baseMVA = 100;
%% bus data
%   bus_i type   Pd   Qd   Gs   Bs   area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
bus = [
    1   3   0           0           0   0   1   1.05   0.0  150  1   1.1  0.95;
    2   1   pa(i)       qa(i)       0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    3   1   pb(i)       qb(i)       0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    4   1   pc(i)       qc(i)       0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    5   1   pd(i)       qd(i)       0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    6   1   0           0           0   0   1   1.05   0.0  60   1   1.1  0.95;
    7   1   0           0           0   0   1   1.05   0.0  60   1   1.1  0.95;
    8   1   (pe(i)+pf(i)) (qe(i)+qf(i)) 0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    9   1   0           0           0   0   1   1.05   0.0  60   1   1.1  0.95;
    10  1   pbravo(i)    qbravo(i)    0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    11  1   pg(i)       qg(i)       0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    12  1   pi(i)       qi(i)       0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    13  1   ph(i)       qh(i)       0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
    14  1   pmoug(i)    qmoug(i)    0   0   1   1.05   0.0  30   1   1.1  0.95;
];

%% generator data
%   bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin
gen = [
    1   0           0           100  -100  1.05  100  1  1000 -1000;
    2   pga(i)     pqa(i)       100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    3   pgb(i)     pqb(i)       100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    4   pgc(i)     pqc(i)       100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    5   pgd(i)     pqd(i)       100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    6   0           0           100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    7   0           0           100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    8   (pge(i)+pgf(i)) (pqe(i)+pqf(i)) 100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    9   0           0           100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    10  pgbravo(i)  pqbravo(i)   100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    11  pgg(i)     pqg(i)       100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    12  pgi(i)     pqi(i)       100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    13  pgh(i)     pqh(i)       100  -100  1       100  1  1000 -1000;
    14  pgmoug(i)  pqmoug(i)   100  -100  1       100  1  1000 -1000; ];

%% branch data
%   fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status
branch = [
    1   2   0           0.406666667  0           250  250  250  0  0  1;
    1   6   0           0.1040  0           250  250  250  0  0  1;
    1   5   0           0.406666667  0           250  250  250  0  0  1;
    2   3   0.2043      0.342860283  0.000275448  250  250  250  0  0  1;
    3   4   0.1048      0.175825786  0.000141256  250  250  250  0  0  1;
    6   7   0.0573      0.177731667  0.00103428  250  250  250  0  0  1;
    6   9   0.0288      0.089391667  0.0005202  250  250  250  0  0  1;
    6   12  0.0257      0.517426667  0.00046512  250  250  250  0  0  1;
    7   8   0           0.196140603  0           250  250  250  0  0  1;
    8   10  0.1195      0.371028  0.00011102  250  250  250  0  0  1;
    9   7   0.0285      0.08834  0.00051408  250  250  250  0  0  1;
    9   11  0.0001      0.704123628  2.82511E-06  250  250  250  0  0  1;
    12  13  0.1748      0.54262845  0.000162367  250  250  250  0  0  1;
    12  14  0.1415      0.237463713  0.000156951  250  250  250  0  0  1; ];

return;

```

## Anexo2

### Remuneração

De acordo com o Decreto-Lei nº33-A/2005, foi feita a remuneração aplicável aos parques eólicos.

Esta remuneração só é aplicada para centrais eólicas até ao limite máximo dos primeiros 15 anos de fornecimento de electricidade à rede, ou então até ter atingido os 33GWh de fornecimento à rede.

As instalações licenciadas ao abrigo dos Decretos-lei nºos 189/88, de 27 de Maio, e 312/2001, de 10 de Dezembro, designadas por centrais renováveis, serão remuneradas pelo fornecimento da electricidade entregue à rede através da fórmula seguinte:

$$VRD_m = KMHO_m \cdot \{PF(VRD)_m + PV(VRD)_m + PA(VRD)_m \cdot Z\} \frac{IPC_{m-1}}{IPC_{ref}} \cdot \frac{1}{(1-LEV)}$$

$VRD_m$  é a remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ . Neste trabalho serão calculados os valores de remuneração dos meses a partir de Janeiro de 2006 até Janeiro de 2008.

$KMHO_m$  é um coeficiente que modula os valores de  $PF(VRD)_m$ , de  $PV(VRD)_m$  e de  $PA(VRD)_m$  em função do posto horário em que a electricidade tenha sido fornecida

Relativamente à modulação tarifária traduzida pelo coeficiente  $KMHO_m$ , as centrais renováveis deverão decidir, no acto do licenciamento, se optam ou não por ela. Neste trabalho optou-se por se abdicar do coeficiente  $KMHO_m$ . Desta forma este coeficiente tomará o valor de 1 no cálculo das remunerações.

$PF(VRD)_m$  é a parcela fixa da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ . O seu valor é calculado através da fórmula seguinte:

$$PF(VRD)_m = PF(U)_{ref} \cdot Coef_{pot,m} \cdot Pot_{med,m}$$

Onde:

$PF(U)_{ref}$  é o valor unitário de referência para  $PF(VRD)$  (índice  $m$ ), Deve corresponder à mensualização do custo unitário de investimento nos novos meios de produção cuja construção é evitada por uma central renovável que assegure o mesmo nível de garantia de potência que seria proporcionado por esses novos meios de produção. Este toma o valor de € 5,44 por kilowatts-hora por mês;

$COEF_{pot,m}$  é um coeficiente adimensional que traduz a contribuição da central renovável, no mês  $m$ , para a garantia de potência proporcionada pela rede pública. Este é calculado através da fórmula seguinte:

$$Coef_{pot,m} = \frac{ECR_m}{576.Pot_{dec}}$$

Onde:

$ECR_m$  é a electricidade produzida pela central renovável no mês  $m$ , expressa em kilowatts-hora.

$POT_{dec}$  é a potência da central, declarada pelo produtor no acto de licenciamento, expressa em kilowatts-hora;

$PV(VRD)_m$  é a parcela variável da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ . O seu valor é calculado através da fórmula seguinte:

$$PV(VRD)_m = PV(U)_{ref} \cdot ECR_m$$

Onde:

$PV(U)_{Ref}$  é o valor unitário de referência para  $PV(VRD)$ (índice  $m$ ), o qual deve corresponder aos custos de operação e manutenção que seriam necessários à exploração dos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. Este toma o valor de € 0,036/kilowatts-hora;

$ECR_m$  é a electricidade produzida pela central renovável no mês  $m$ , expressa em kilowatts-hora.

$PA(VRD)_m$  é a parcela ambiental da remuneração aplicável a centrais renováveis, no mês  $m$ . O seu valor é calculado através da fórmula seguinte:

$$PA(VRD)_m = ECE(U)_{ref} \cdot CCR_{ref} \cdot ECR_m$$

Onde:

$ECE(U)_{Ref}$  é o valor unitário de referência para as emissões de dióxido de carbono evitadas pela central renovável, o qual deve corresponder a uma valorização unitária do dióxido de carbono que seria emitido pelos novos meios de produção cuja construção é evitada pela central renovável. Este toma o valor de  $2 \cdot 10^{-5}$  EUR/g.

$CCR_{Ref}$  é o montante unitário das emissões de dióxido de carbono da central de referência, o qual toma o valor de 370 g/kilowatts-hora e será utilizado, em cada central, durante todo o período em que a remuneração definida por  $VRD$  seja aplicável.

$IPCm-1$  é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês  $m-1$ . A variação do  $IPCm-1$  apresenta-se na Figura Anexo2.

*IPCref* é o índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente, referente ao mês anterior ao do início do fornecimento de electricidade à rede pela central renovável. Para os novos parques eólicos deste trabalho, vamos supor que será o mês de Janeiro de 2006.

*Z* é o coeficiente adimensional que traduz as características específicas do recurso endógeno e da tecnologia utilizada na instalação licenciada. Para centrais eólicas toma um valor de 4,6.

*LEV* representa as perdas, nas redes de transporte e distribuição, evitadas pela central renovável. Este toma o seguinte valor:

a) 0,015, no caso de centrais com potência maior ou igual a 5 MW;

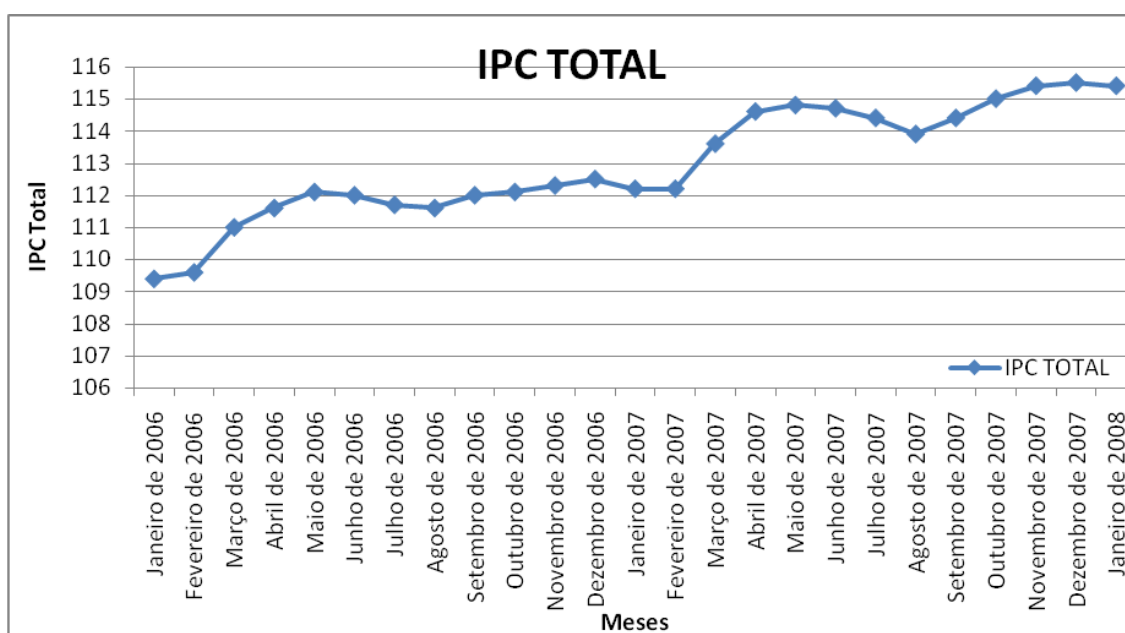


Figura Anexo2.1 - Variação do IPC dos meses a partir de Janeiro2006 até Janeiro2008.

De acordo com a informação apresentada, de seguida será apresentado o cálculo de remuneração relativo aos **parques novos**, porque estes terão de pagar as perdas até ao ponto onde é contabilizada a energia, ou seja, junto da subestação de saída do operador de rede.

## Parques do primeiro caso de estudo

Tabela Anexo2.1- Cálculo da remuneração €/MWh do parque1 num determinado mês.

<b>Parque1</b>	<b>Valores calculados</b>
Potencia instalada (MW)	24
ECRm (MWh)	5680,9
KMHOm	1
PF(VRD)m (€)	17069,73
PV(VRD)m (€)	204512,4
PA(VRD)m (€)	42038,66
LEV (P>5MW)	0,015
Z	4,6
VRDm (€)	421279,1
€/MWh	74,15711

Tabela Anexo2.2- Cálculo da remuneração €/MWh do parque2 num determinado mês.

<b>Parque 2</b>	<b>Valores calculados</b>
Potencia instalada(MW)	8,35
ECRm (MWh)	1383,2125
KMHOm	1
PF(VRD)m (€)	2908,6724
PV(VRD)m (€)	49795,65
PA(VRD)m (€)	10235,773
LEV (P>5MW)	0,015
Z	4,6
VRDm (€)	101308,5
€/MWh	73,24146

Tabela Anexo2.3- Cálculo da remuneração €/MWh do parque3 num determinado mês.

<b>Parque3</b>	<b>Valores calculados</b>
Potencia instalada(MW)	11,69
ECRm (MWh)	1936,498
KMHOm	1
PF(VRD)m (€)	4072,141
PV(VRD)m (€)	69713,91
PA(VRD)m (€)	14330,08
LEV (P>5MW)	0,015
Z	4,6
VRDm (€)	141831,9
€/MWh	73,24146

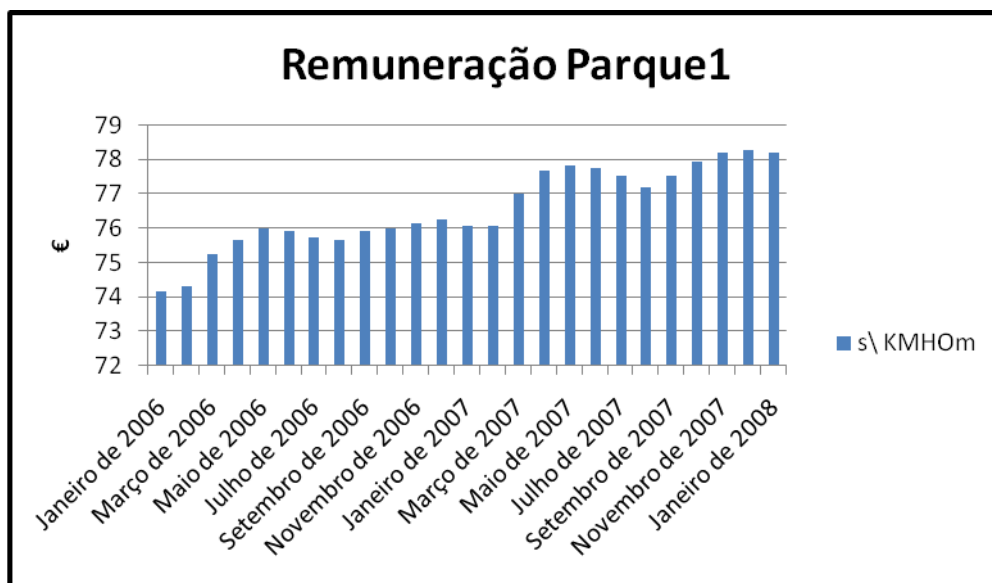


Figura Anexo2.2- Variação da remuneração inicial do parque1 ao longo tempo.

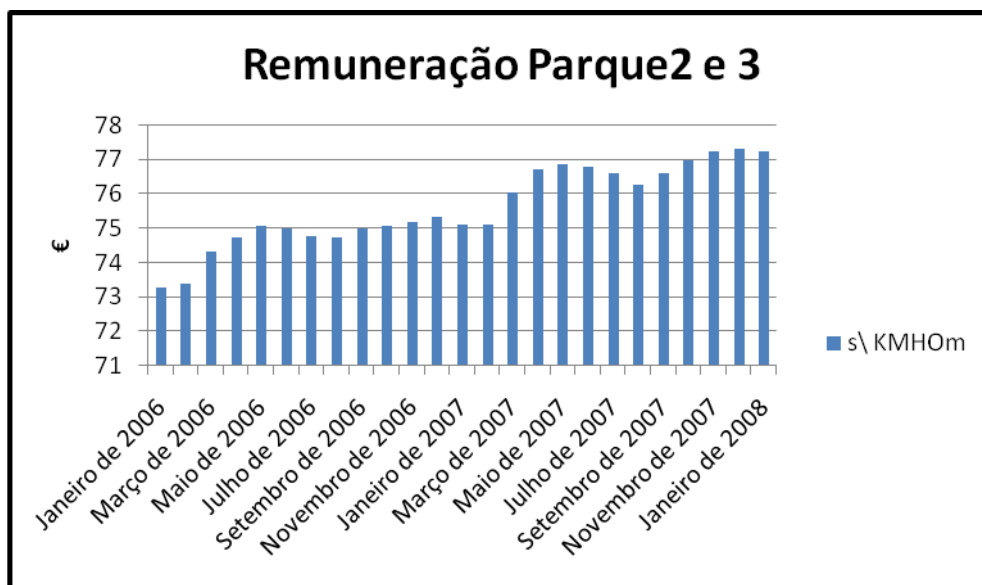


Figura Anexo2.3- Variação da remuneração inicial dos parques 2 e 3 ao longo tempo.

#### Conclusão

O parque1 terá uma remuneração inicial de aproximadamente 74€/MW.h e os parques 2 e 3 de aproximadamente 73€/MW.h.

### Parques do segundo caso de estudo

Tabela Anexo2.4- Cálculo da remuneração €/MW.h do parque Alemanha num determinado mês.

<i>Parque Alemanha</i>	<b>Valores calculados</b>
Potencia instalada (MW)	8
ECRm (MWh)	1555,367
KMHOm	1
PF(VRD)m (€)	3838,655
PV(VRD)m (€)	55993,2
PA(VRD)m (€)	11509,71
LEV (P>5MW)	0,015
Z	4,6
VRDm (€)	114493,9
€/MWh	73,61219

Tabela Anexo2.5- Cálculo da remuneração €/MW.h do parque Portugal num determinado mês.

<i>Parque Portugal</i>	<b>Valores calculados</b>
Potencia instalada (MW)	16
ECRm (MWh)	3110,733
KMHOm	1
PF(VRD)m (€)	7677,31
PV(VRD)m (€)	111986,4
PA(VRD)m (€)	23019,43
LEV (P>5MW)	0,015
Z	4,6
VRDm (€)	228987,9
€/MWh	73,61219

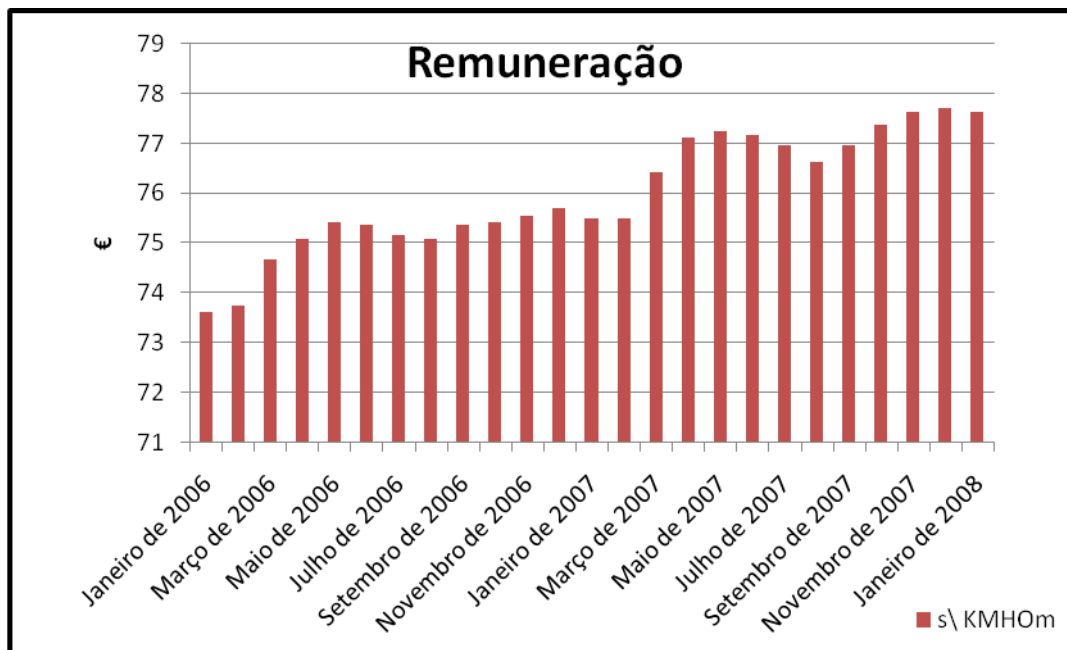


Figura Anexo2.4- Variação da remuneração inicial dos parques Portugal e Alemanha ao longo tempo.

### Conclusão

Os parques Portugal e Alemanha terão uma remuneração inicial de aproximadamente 73,6€/MW.h.