

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Caracterização das Perdas na Rede de
Distribuição de Alta Tensão**

Pedro Nuno Beleza Oliveira Bernardes

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

Orientador: Prof. Doutor José Nuno Fidalgo

Julho de 2011

© Pedro Bernardes, 2011

Resumo

Nos tempos actuais, o conceito eficiência tem ganho uma importância cada vez mais significativa. Surgem assim novas preocupações associadas a este conceito, que até então, tinham sido de certa forma negligenciadas. Estas novas preocupações com a eficiência, resultam do facto de vivermos numa sociedade cada vez mais competitiva e conseqüentemente mais exigente. Em termos práticos, esta nova mentalidade, resulta num combate ao desperdício com efeitos económicos e ambientais. Daí surge a necessidade de avaliar e caracterizar os diversos sistemas de engenharia, com o intuito de avaliar os rendimentos e contabilizar custos operacionais e o impacte ambiental dos mesmos.

No âmbito deste trabalho, tem-se como objectivo fundamental, caracterizar as perdas de energia eléctrica em redes de AT. As perdas de energia são estudadas em quatro redes, tendo em conta um cenário de referência (cenário de ponta) obtido através da EDP-D. Para o estudo de um período alargado, é utilizado um perfil típico de consumo de forma a caracterizar a carga eléctrica ao longo do ano e de seguida estimar as perdas globais. A metodologia adoptada para estimar as perdas globais, foi baseada na simulação de um conjunto discreto de cenários. Foi inferida posteriormente, uma expressão matemática para estimar as perdas nos cenários intermédios para melhor caracterizar as perdas em função do perfil de carga em cada rede AT. Neste trabalho, é também realizado um estudo do impacto que a PRE tem nas perdas do sistema, através de uma análise combinatória de níveis de carga e PRE. Na última parte é efectuada uma análise comparativa das redes, avaliando a sua eficiência e impacte ambiental.

Palavras-chave: Perdas, Sistemas de distribuição, Produção em Regime Especial, Rede AT

Abstract

Nowadays, the efficiency concept has gained an ever increasing importance. This gives rise to new concerns associated with this concept, which until then, had been somewhat neglected. These new concerns about efficiency arise from the fact that we live in an increasingly competitive and therefore more demanding society. In practical terms, this new mindset, results in a combat against waste, with economic and environmental effects. Hence the need to assess and characterize the different engineering systems, in order to evaluate the performance, account for operating expenses and the environmental impact of them.

The key objective of this work, is to characterize the losses of electrical power in AT (High Voltage) networks. Energy losses are studied in four networks, taking into account a baseline scenario (peak load) obtained from the EDP-D. In order to examine a extended period of time, a typical load profile is employed in order to characterize the electric load throughout the year and then estimate the overall losses. The methodology adopted in order to estimate overall losses, was based on the simulation of a discrete set of sceneries. It was inferred posteriorly, a mathematical expression to estimate losses in the intermediate sceneries to better characterize the losses according to the load profile on every AT network. In this study, it is also carried out a study of the impact that PRE (Special Regime for the Production of Electricity) has on the system losses, through a combinatorial analysis of load levels and PRE. A comparative analysis of the networks is performed in the last part, assessing their efficiency and their environmental impact.

Keywords: Perdas (Losses), Sistemas de distribuição (Distribution systems), PRE (Special Regime for the Production of Electricity), Rede AT (High Voltage Network)

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço ao Prof. Doutor José Nuno Fidalgo por toda a orientação e apoio prestado ao longo deste trabalho.

Agradeço ao Eng. Pedro Terras Marques e respectivos colaboradores EDP, dado demonstrarem grande disponibilidade em fornecer os dados técnicos das redes AT.

Agradeço também ao Eng. Mário Couto do INESC Porto, que muito tempo disponibilizou para me ajudar nas simulações das redes AT, assim como agradeço os conhecimentos transmitidos relativos à área em estudo.

Por fim, agradeço aos meus familiares e amigos que sempre acreditaram em mim, que me ajudaram e continuam a ajudar em todos os momentos da minha vida.

“Na Natureza nada se perde, tudo se transforma.”

Antoine Lavoisier

Índice

| | |
|--|-------------|
| Resumo | iii |
| Abstract..... | v |
| Agradecimentos | vii |
| Índice..... | xi |
| Lista de Figuras | xiii |
| Lista de Tabelas | xv |
| Abreviaturas e Símbolos | xvii |
| Capítulo 1 | 1 |
| Introdução..... | 1 |
| 1.1 - Enquadramento | 1 |
| 1.2 - Motivação | 4 |
| 1.3 - Objectivos..... | 5 |
| 1.4 - Estrutura | 5 |
| Capítulo 2 | 7 |
| Perdas na Rede de Distribuição | 7 |
| 2.1 - Perdas Técnicas | 7 |
| 2.2 - Perdas Não Técnicas | 8 |
| 2.3 - Análise de Perdas | 9 |
| 2.3.1 - Potência de Perdas..... | 9 |
| 2.3.2 - Energia de Perdas | 9 |
| 2.3.3 - Factor de Perdas..... | 9 |
| 2.4 - Linha de Transmissão | 10 |
| 2.5 - Principais Causas das Perdas..... | 10 |
| 2.5.1 - Resistência Eléctrica..... | 11 |
| 2.5.2 - Carga Eléctrica..... | 11 |
| 2.5.3 - Tensão Eléctrica | 12 |
| 2.6 - Estratégias de Redução de Perdas | 12 |
| 2.6.1 - Investimento em Linhas | 12 |
| 2.6.2 - Produção Dispersa | 13 |
| 2.6.3 - Reconfiguração de Redes | 14 |
| 2.6.4 - Compensação Local de Energia Reactiva..... | 15 |
| 2.6.5 - Transmissão em CC..... | 16 |

| | |
|--|-----------|
| Capítulo 3 | 17 |
| Metodologia de Cálculo das Perdas | 17 |
| 3.1 - Estado da Arte..... | 17 |
| 3.2 - Informação Utilizada | 19 |
| 3.3 - Software de Simulação | 19 |
| 3.3.1 - Método de Newton-Raphson..... | 20 |
| 3.3.2 - Cálculo das Perdas | 20 |
| 3.4 - Perfil de Consumo | 21 |
| 3.5 - Aproximação Polinomial | 22 |
| 3.6 - Evolução Temporal das Perdas | 24 |
| 3.7 - Impacto da PRE | 25 |
| 3.7.1 - Perfil de Produção Eólica | 25 |
| 3.7.2 - Perfil de Produção Hídrica..... | 26 |
| 3.8 - Aproximações..... | 27 |
| 3.9 - Síntese da Metodologia | 28 |
| Capítulo 4 | 29 |
| Análise e Discussão de Resultados | 29 |
| 4.1 - Rede AT do Algarve..... | 29 |
| 4.1.1 - Caracterização Geral | 29 |
| 4.1.2 - Simulação de Cenários | 30 |
| 4.1.3 - Aproximação Polinomial | 31 |
| 4.1.4 - Estimacão das Perdas Globais..... | 32 |
| 4.1.5 - Análise do Impacto da PRE | 35 |
| 4.2 - Rede AT do Mondego | 37 |
| 4.2.1 - Caracterização Geral | 37 |
| 4.2.2 - Simulação de Cenários | 38 |
| 4.2.3 - Aproximação Polinomial | 39 |
| 4.2.4 - Estimacão das Perdas Globais..... | 40 |
| 4.2.5 - Análise do Impacto da PRE | 42 |
| 4.3 - Rede AT do Norte Douro..... | 44 |
| 4.3.1 - Caracterização Geral | 45 |
| 4.3.2 - Simulação de Cenários | 46 |
| 4.3.3 - Aproximação Polinomial | 46 |
| 4.3.4 - Estimacão das Perdas Globais..... | 47 |
| 4.4 - Rede AT do Sul Douro | 48 |
| 4.4.1 - Caracterização Geral | 49 |
| 4.4.2 - Simulação de Cenários | 50 |
| 4.4.3 - Aproximação Polinomial | 50 |
| 4.4.4 - Estimacão das Perdas Globais..... | 51 |
| 4.5 - Análise Comparativa das Redes AT | 52 |
| 4.5.1 - Eficiência das Redes AT | 53 |
| 4.5.2 - Perdas nos Transformadores | 55 |
| 4.5.3 - Impacte Ambiental..... | 56 |
| Capítulo 5 | 59 |
| Conclusões e Trabalhos Futuros..... | 59 |
| 5.1 - Conclusões | 59 |
| 5.2 - Trabalhos Futuros..... | 60 |
| Referências | 63 |
| Anexos | 67 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1.1 - Dados da rede distribuição, fornecimento e perdas de energia eléctrica [2]. | 2 |
| Figura 1.2 - Produção de Energia em Portugal [5]. | 3 |
| Figura 1.3 - Peso da PRE na Potência Instalada do SEN [6]. | 4 |
| Figura 2.1 - Esquema em π de uma linha de transmissão. | 10 |
| Figura 2.2 - Rendimento energético de um transformador em função da carga [12]. | 15 |
| Figura 3.1 - Fluxograma do método Newton-Raphson [18]. | 20 |
| Figura 3.2 - Perfil de consumo AT, mês de Dezembro. | 21 |
| Figura 3.3 - Aproximação polinomial para a rede AT Algarve. | 23 |
| Figura 3.4 - Perfil de PRE Eólica. | 26 |
| Figura 3.5 - Fluxograma da metodologia adoptada. | 28 |
| Figura 4.1 - Aproximação polinomial para rede AT Algarve. | 32 |
| Figura 4.2 - Erro relativo da aproximação polinomial, rede AT Algarve. | 32 |
| Figura 4.3 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Algarve. | 33 |
| Figura 4.4 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Algarve. | 33 |
| Figura 4.5 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Algarve. | 34 |
| Figura 4.6 - Impacto da PRE Eólica no cenário de ponta, rede AT Algarve. | 36 |
| Figura 4.7 - Aproximação polinomial para rede AT Mondego. | 39 |
| Figura 4.8 - Erro relativo da aproximação polinomial, rede AT Mondego. | 40 |
| Figura 4.9 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Mondego. | 40 |
| Figura 4.10 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Mondego. | 41 |

| | |
|---|----|
| Figura 4.11 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Mondego. ... | 41 |
| Figura 4.12 - Normais climatológicas da região de Coimbra [25]. | 42 |
| Figura 4.13 - Impacto da PRE Eólica no cenário de ponta e PRE Hídrica a 80%, rede AT Mondego. | 43 |
| Figura 4.14 - Impacto da PRE Hídrica no cenário de ponta e PRE Eólica a 100%, rede AT Mondego. | 43 |
| Figura 4.15 - Aproximação polinomial para a rede AT Norte Douro. | 47 |
| Figura 4.16 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Norte Douro. | 47 |
| Figura 4.17 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Norte Douro. | 48 |
| Figura 4.18 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Norte Douro. | 48 |
| Figura 4.19 - Aproximação polinomial para a rede AT Sul Douro. | 51 |
| Figura 4.20 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Sul Douro. | 51 |
| Figura 4.21 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Sul Douro. | 52 |
| Figura 4.22 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Sul Douro.... | 52 |
| Figura 4.23 - Análise da eficiência das redes AT, mesmo valor de carga. | 54 |
| Figura 4.24 - Análise da eficiência das redes AT, valores de carga previstos. | 55 |
| Figura 4.25 - Emissões de CO2 na produção de energia eléctrica, ano 2011. | 57 |
| Figura 4.26 - Influência da PRE nas emissões de CO2, ano 2011. | 57 |

Lista de Tabelas

| | |
|---|----|
| Tabela 3.1 - Evolução temporal da carga no cenário de ponta. | 24 |
| Tabela 4.1 - Caracterização geral da rede AT Algarve no cenário de ponta. | 30 |
| Tabela 4.2 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Algarve. | 30 |
| Tabela 4.3 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Algarve. | 31 |
| Tabela 4.4 - Análise da potência instalada da PRE do Algarve pelos níveis de tensão [24]. ... | 35 |
| Tabela 4.5 - Perdas na rede AT Algarve em 2011, em 3 casos diferentes. | 36 |
| Tabela 4.6 - Caracterização geral da rede AT Mondego no cenário de ponta. | 37 |
| Tabela 4.7 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Mondego. | 38 |
| Tabela 4.8 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Mondego. | 38 |
| Tabela 4.9 - Análise da potência instalada da PRE do Mondego em MT [24]. | 42 |
| Tabela 4.10 - Perdas na rede AT Mondego em 2011, em 3 casos diferentes. | 44 |
| Tabela 4.11 - Conversão de valor contínuo a valor discreto. | 44 |
| Tabela 4.12 - Caracterização geral da rede AT Norte Douro no cenário de ponta. | 45 |
| Tabela 4.13 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Norte Douro. . | 45 |
| Tabela 4.14 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Norte Douro. | 46 |
| Tabela 4.15 - Caracterização geral da rede AT Sul Douro no cenário de ponta. | 49 |
| Tabela 4.16 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Sul Douro. | 49 |
| Tabela 4.17 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Sul Douro. | 50 |
| Tabela 4.18 - Comparação das perdas nas redes AT. | 53 |
| Tabela 4.19 - Perdas nas redes AT para valores de carga previstos. | 54 |
| Tabela 4.20 - Perdas nos transformadores AT/MT para valores de carga previstos. | 55 |

| | |
|---|----|
| Tabela 4.21 - Perdas nas linhas de transmissão das redes AT para valores de carga previstos. | 56 |
|---|----|

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas e símbolos (ordem alfabética)

| | |
|-----------------|--|
| AT | Alta Tensão |
| AVR | Automatic Voltage Regulation |
| BCE | Banco Central Europeu |
| BT | Baixa Tensão |
| CA | Corrente Alternada |
| CC | Corrente Contínua |
| CE | Comunidade Europeia |
| CO ₂ | Dióxido de carbono |
| EDP-D | Energias de Portugal Distribuição |
| ERSE | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos |
| F _c | Factor de carga |
| FEUP | Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto |
| F _p | Factor de perdas |
| GWh | Gigawatt-hora |
| I | Corrente Eléctrica |
| INESC | Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores |
| Kg | Kilograma |
| Km | Kilómetro |
| Kt | Kilotonelada |
| Ktep | Kilotoneladas equivalentes de petróleo |
| kV | Kilovolt |
| kW | Kilowatt |
| kWh | Kilowatt-hora |
| MAT | Muito Alta Tensão |
| MIEEC | Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e Computadores |
| MT | Média Tensão |

| | |
|------|---|
| MVA | Megavolt-ampere |
| Mvar | Megavolt-ampere reactivo |
| MW | Megawatt |
| MWh | Megawatt-hora |
| PD | Produção Dispersa |
| PRE | Produção em Regime Especial |
| R | Resistência Eléctrica |
| RARI | Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações |
| SEE | Sistema Eléctrico de Energia |
| SEN | Sistema Eléctrico Nacional |

Capítulo 1

Introdução

No contexto da ciência as perdas são associadas ao rendimento dos diversos processos físicos existentes na Natureza, ou seja, para uma dada reacção existem sempre outras reacções adversas que não seriam desejadas em determinada situação. Nos SEE as perdas ocorrem na grande maioria em processos de conversão de energia (sistemas turbina-gerador), conversão do nível de tensão da energia eléctrica (transformadores) e no transporte e distribuição de energia eléctrica (perdas em linhas de transmissão). Esta dissertação em concreto irá abordar o tema das perdas de energia eléctrica nas redes de distribuição.

No âmbito desta dissertação, serão realizados estudos de perdas para diversas redes AT da EDP-D, sendo analisados diversos cenários de carga, e sendo também considerados diversos cenários de penetração da PRE (Produção em Regime Especial) nessas mesmas redes. O objectivo fundamental consiste em estabelecer uma metodologia para determinação do nível de perdas na AT. Pretende-se, além disso, estimar o impacto da penetração da PRE nas perdas das redes AT.

1.1 - Enquadramento

Associado ao progresso tecnológico actual, encontra-se correlacionado o aumento do consumo de energia eléctrica, na sociedade actual a electricidade é praticamente um “bem de primeira necessidade”. Nestas circunstâncias, as exigências a nível da segurança, fiabilidade e flexibilidade do SEE obrigam a que sejam realizados investimentos em infra-estruturas. Outra forma de lidar com a problemática será promovendo a eficiência energética no sistema. Daí a importância da discussão deste tema sobre caracterização de perdas de

energia eléctrica. As perdas na rede de transporte¹ não serão analisadas dadas não fazerem parte do âmbito deste estudo.

| | Perdas <i>Losses</i> | Fornecimentos energia eléctrica (exclui MAT) <i>Electricity supply (VHV excluded)</i> | Taxa de perdas <i>Losses rate</i> |
|------|--------------------------------|---|---|
| | (GWh) | (GWh) | (%) |
| 1997 | 2 570 | 28 032 | 9,2 |
| 1998 | 2 757 | 29 645 | 9,3 |
| 1999 | 2 756 | 31 538 | 8,7 |
| 2000 | 2 877 | 33 546 | 8,6 |
| 2001 | 3 191 | 35 248 | 9,1 |
| 2002 | 2 948 | 36 056 | 8,2 |
| 2003 | 3 258 | 37 842 | 8,6 |
| 2004 | 3 451 | 40 094 | 8,6 |
| 2005 | 3 439 | 42 495 | 8,1 |
| 2006 | 3 168 | 44 042 | 7,2 |
| 2007 | 3 498 | 44 481 | 7,9 |
| 2008 | 3 633 | 44 802 | 8,1 |
| 2009 | 3 277 | 44 608 | 7,3 |

Figura 1.1 - Dados da rede distribuição, fornecimento e perdas de energia eléctrica [2].

Segundo [2], o consumo em Portugal Continental tem vindo a aumentar significativamente. De 1997 a 2009 o fornecimento de energia (excluindo MAT) aumentou cerca de 59%, sendo o ritmo médio anual próximo de 4%, verificando-se, por outro lado, uma diminuição em termos de perdas. No mercado de electricidade actual, compete à empresa distribuidora comprar a energia aos produtores e fornecer essa energia de forma segura e fiável. Contudo, com as perdas inerentes à actividade, resulta que a energia fornecida será menor que a energia comprada, justificando assim que a empresa distribuidora adopte estratégias de redução de perdas, estratégias essas que serão discutidas no capítulo seguinte.

A ERSE prevê que a actividade da empresa distribuidora seja regulada através de uma política de limite de proveitos [3]. Neste tipo de regulação são fixados valores máximos para a remuneração da empresa distribuidora durante um determinado período regulatório. Este tipo de regulação é um estímulo à eficiência dado incentivar a empresa distribuidora a reduzir os seus custos, no entanto, existem nesta regulação mecanismos de incentivo à redução de perdas e melhoria da qualidade de serviço por forma a evitar o possível subinvestimento na rede de distribuição.

O RARI, no âmbito do ajustamento para perdas, regulamenta a forma como é determinada a quantidade de energia eléctrica que deve ser colocada na rede quer seja em mercado organizado ou por contratação bilateral. Os factores de ajustamento para perdas

¹ Perdas da rede transporte estimam-se em cerca de 1% da energia fornecida [1].

determinados através da caracterização das perdas, são importantes também para efeitos de ajustamento de tarifas, neste caso, para as tarifas de acesso à rede de distribuição de AT.

Os argumentos analisados anteriormente, evidenciam a importância que tem um estudo desta natureza quer seja para empresas distribuidoras (redução de custos) quer para os clientes (redução da tarifa). Por outro lado, este estudo é também importante para uma estratégia de combate às alterações climáticas assumida pelo grupo EDP [4]. Com o aumento da eficiência reduzimos a energia total produzida no SEE e conseqüentemente as emissões de CO₂, tendo em conta o “mix energético” nacional [5].

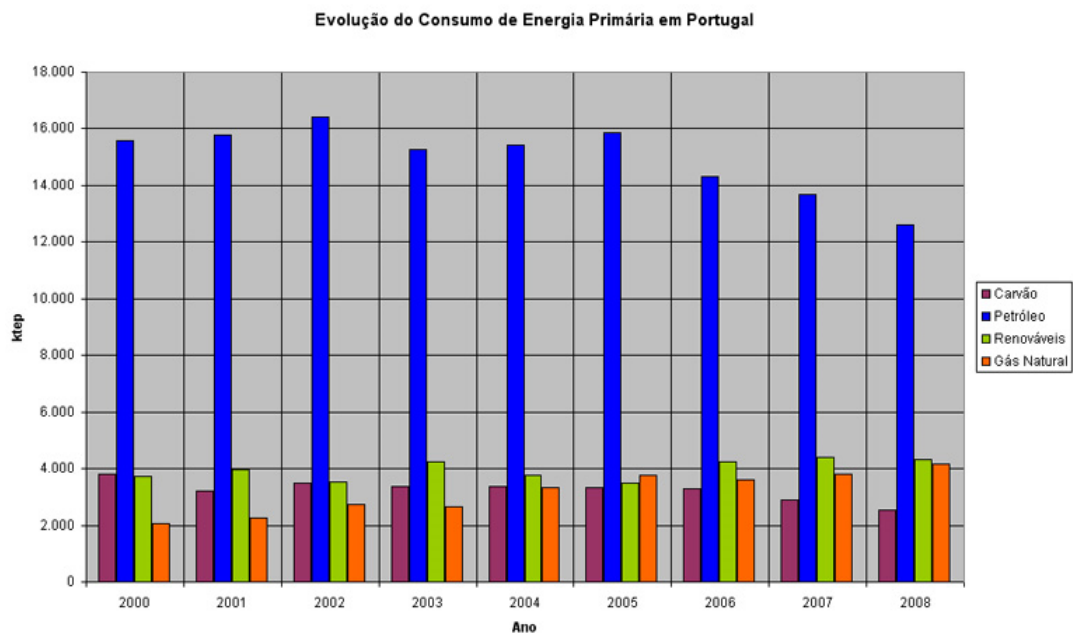


Figura 1.2 - Produção de Energia em Portugal [5].

Portugal possui uma reduzida diversificação energética primária, complementada pela escassez de recursos próprios, conduzindo a uma maior vulnerabilidade do sistema energético às flutuações dos preços internacionais, nomeadamente do preço do petróleo.

Dada a política energética actual de Portugal, tem havido um maior investimento na PRE, sendo este regime subsidiado com o intuito de diminuir a dependência energética face ao exterior. É importante enquadrar o estudo relativamente ao crescente aumento das energias renováveis como se comprova em [6].

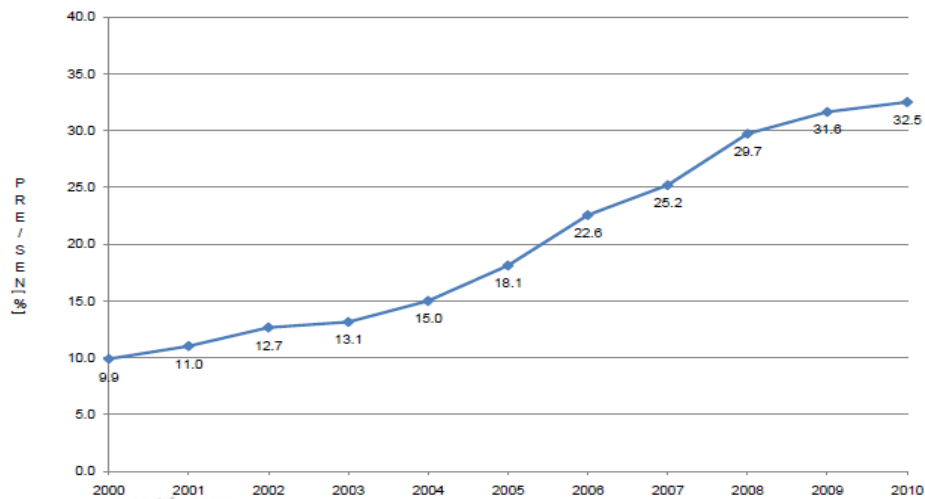


Figura 1.3 - Peso da PRE na Potência Instalada do SEN [6].

Concluindo, este estudo é importante pelos pontos referidos anteriormente, impacte ambiental, redução de custos da empresa distribuidora e própria satisfação dos clientes com redução tarifária, e também para perceber como o novo paradigma (aumento da PRE) influencia a rede de distribuição em termos de perdas de energia eléctrica.

1.2 - Motivação

As previsões apontam que o consumo de energia eléctrica irá aumentar no futuro e consequentemente o impacte ambiental. Neste sentido, a oportunidade de realizar este estudo de caracterização de perdas pode contribuir para promover a eficiência na rede.

Frequentemente os estudos de perdas são baseados na análise da diferença entre energia comprada e energia facturada por parte da empresa distribuidora, resultando assim o montante de perdas. No entanto, as perdas calculadas a partir desta formulação, não permitem descrever exactamente onde se localizam as perdas e quais os montantes associados a cada rede. Outro aspecto importante, é que o montante de perdas determinado por este método aproximado, engloba também as perdas não técnicas, ou seja, perdas que resultam sobretudo de problemas de medidas ou de fraudes (ex: ligações clandestinas, ausência ou alteração de medições, etc.). Pretende-se com este estudo determinar, com uma melhor aproximação, o que se passa realmente nas redes em análise. A metodologia adoptada poderia facilmente ser estendida às outras redes AT e, assim, determinar com rigor o valor global das perdas neste nível de tensão. Ao todo existem 7 redes AT sendo que nesta dissertação são analisadas 4.

1.3 - Objectivos

Os principais objectivos definidos para a dissertação são:

- Caracterização geral das redes AT por análise da informação do cenário de ponta.
- Estudo de perfis de consumo e de produção de energias renováveis de forma a serem utilizados valores característicos de produção e consumo nos diferentes barramentos.
- Simulação horária (ao longo do ano) das redes AT com e sem impacto da PRE.
- Análise da energia de perdas anual e a sua evolução temporal estimada para os próximos anos.

1.4 - Estrutura

Este trabalho é constituído por cinco capítulos, apresentando-se de seguida a descrição dos mesmos.

O capítulo 1 introduz o tema, apresentando o enquadramento e motivação para a realização da dissertação, bem como os principais objectivos a alcançar.

O capítulo 2 aborda os conceitos mais importantes associados a esta temática. São ainda discutidas, com especial relevância, as principais técnicas utilizadas na minimização de perdas.

No capítulo 3 apresenta-se a metodologia desenvolvida no âmbito desta dissertação, explicando os diversos passos constituintes do processo implementado.

No capítulo 4 é realizada uma análise e discussão de resultados das redes AT estudadas.

Por último, no capítulo 5 são apresentadas as conclusões finais e futuros desenvolvimentos deste trabalho.

Capítulo 2

Perdas na Rede de Distribuição

Neste capítulo são discutidas as perdas de energia eléctrica em redes de distribuição, fazendo referência aos conceitos mais importantes da área em estudo. É essencial caracterizar as perdas quanto à sua distribuição pelos diversos equipamentos do SEE e factores (variáveis) que potenciam o fenómeno. Neste ponto serão discutidas com maior atenção as estratégias adoptadas na redução de perdas por parte de empresas distribuidoras.

Optimizar as perdas nas redes de distribuição, implica não só dispor de uma parcela mais elevada de energia facturada relativamente à comprada, mas também melhorar a qualidade do serviço prestado aos consumidores.

Para facilitar a investigação na caracterização de perdas é importante dividir as mesmas em diferentes categorias, sendo habitual fazer a distinção entre perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas ocorrem no equipamento eléctrico, especialmente linhas e transformadores. A outra categoria, perdas não técnicas, são associados a fenómenos não esperados no funcionamento normal do SEE, mas sim a circunstâncias especiais que serão referidas posteriormente.

Para reduzir as perdas das diversas redes, é crucial poder identificar, com a maior precisão possível, quais as perdas técnicas e não técnicas.

2.1 - Perdas Técnicas

As perdas técnicas derivam de fenómenos físicos associados à transferência de energia eléctrica das centrais para os consumidores. Neste processo uma parte da energia é dissipada essencialmente em condutores e transformadores. As perdas ocorrem nos mais diversos equipamentos eléctricos e podem ser divididos em 2 grupos:

- **Perdas Activas:** as perdas activas resultantes do efeito de Joule constituem normalmente a maior parte das perdas técnicas e estão presentes em todos os condutores eléctricos. As perdas são proporcionais ao quadrado da corrente eléctrica que percorre os condutores, e determinam-se multiplicando este valor pela sua resistência eléctrica ($R \times I^2$). No caso da transmissão de energia em corrente alternada, o efeito pelicular [7] pode contribuir para o aumento das perdas, através do aumento da resistência do condutor. De facto, este fenómeno altera a secção útil do condutor, uma vez que a densidade de corrente tende a ser maior na superfície do condutor e menor (eventualmente nula) no seu eixo.
- **Perdas Reactivas:** as perdas reactivas ocorrem nas reactâncias dos equipamentos. Nos sistemas de transmissão em corrente alternada as reactâncias armazenam energia em cada meio ciclo, para de seguida devolver essa mesma energia à fonte. Pelo facto referido anteriormente, a energia reactiva em questão não será efectivamente perdida, sendo contudo necessária para o funcionamento dos componentes. Embora não cause perdas de forma directa, também as influencia, uma vez que contribui para o aumento da corrente nas linhas. Os motores eléctricos são um exemplo de cargas que consomem uma energia reactiva significativa, contribuindo para o aumento da componente reactiva na rede.

2.2 - Perdas Não Técnicas

As perdas não técnicas, por vezes denominadas perdas comerciais, são também importantes dado a contribuição para o acréscimo da energia comprada pelo distribuidor que posteriormente não é facturada. As principais causas das perdas não técnicas são as seguintes:

- Ausência ou erros de medição
- Erros de ligação
- Desvio antes da medição
- Ligação clandestina
- Fraude nos equipamentos de medição

Os exemplos anteriores verificam-se principalmente em redes de distribuição de BT.

2.3 - Análise de Perdas

Quando se pretende analisar as perdas podem ser usadas diversas formulações matemáticas sendo as mais utilizadas as seguintes.

2.3.1 - Potência de Perdas

A potência de perdas (valor instantâneo) é calculada através da diferença entre a potência entregue à rede e potência de saída num instante de tempo t .

$$P(t) = P(t)_{entrada} - P(t)_{saída} \quad (2.1)$$

2.3.2 - Energia de Perdas

A energia de perdas é a diferença entre a energia recebida e energia de saída num intervalo de tempo Δt .

$$E(\Delta t) = E(\Delta t)_{entrada} - E(\Delta t)_{saída} \quad (2.2)$$

Este tipo de avaliação é frequentemente utilizado para realizar um balanço da energia não facturada.

2.3.3 - Factor de Perdas

O factor de perdas é a relação entre o valor médio das perdas e máximo.

$$F_p = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{1/T \times \int_0^T P(t).dt}{P_{max}} = \frac{E_p}{T \times P_{max}} \quad (2.3)$$

F_p –Factor de perdas

P_{med} –Valor médio das perdas

P_{max} –Valor máximo das perdas

$P(t)$ –Potência de perdas no instante t

E_p –Energia de perdas no período T

T –Intervalo de tempo

2.4 - Linha de Transmissão

As linhas de transmissão são os elementos do SEE responsáveis pelo transporte e distribuição de energia e nestes verificam-se a maior parte das perdas técnicas do sistema. A transmissão de energia eléctrica em AT é realizada essencialmente através de linhas aéreas. No entanto em certas circunstâncias, a transmissão pode ser efectuada através de cabos subterrâneos ou marítimos. Nestes casos, o investimento em cabos é mais avultado e só deve ser considerado quando não houver outra alternativa.

Uma linha de transmissão é tipicamente modelizada com base em três parâmetros: inductância (X), admitância (Y) e resistência (R). Na figura seguinte apresenta-se o esquema equivalente em π (π).

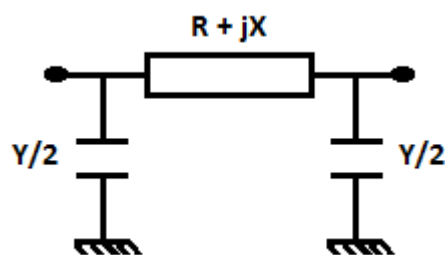


Figura 2.1 - Esquema em π de uma linha de transmissão.

O parâmetro da linha que tem maior influência nas perdas activas é a resistência eléctrica (R). A resistência eléctrica da linha depende de três factores: resistividade eléctrica do material condutor (ρ), comprimento da linha (l) e secção útil do condutor (A). Na equação (2.4) verifica-se como se relacionam os diversos parâmetros.

$$R = (\rho \times l)/A \quad (2.4)$$

2.5 - Principais Causas das Perdas

É crucial ter sensibilidade relativamente aos factores que maior influência têm nas perdas eléctricas de uma rede. Estes factores são discutidos nos pontos seguintes.

2.5.1 - Resistência Eléctrica

Como as perdas são proporcionais a RI^2 , é evidente que quanto mais elevada for a resistência maiores são as perdas. Por outro lado, tendo em conta a equação (2.4), verifica-se que a resistência depende de outros parâmetros: a resistividade eléctrica do material condutor, o comprimento da linha e a área de secção útil. A resistividade depende do tipo de material escolhido para o efeito de condução de energia eléctrica, sendo tipicamente escolhidos condutores de alumínio ou cobre. A resistividade eléctrica do cobre é mais baixa, mas este material é mais caro. Relativamente ao comprimento da linha, acontece que se a distância a percorrer for maior, resulta numa maior resistência à passagem da corrente. A área de secção útil refere-se à camada do material condutor, desprezando outras camadas pertencentes à mesma canalização eléctrica², sendo que o aumento da secção diminui a resistência eléctrica. Uma maior secção do condutor permite ainda uma capacidade mais elevada no transporte de energia eléctrica.

Outro factor que afecta a resistência eléctrica dos condutores, é a temperatura, sendo que para temperaturas mais elevadas a resistência aumenta.

Em termos gerais pode-se afirmar que a resistência eléctrica das linhas de transmissão e enrolamentos dos transformadores de potência é a que mais contribui para as perdas nos SEE.

2.5.2 - Carga Eléctrica

Todo o SEE tem como obrigação satisfazer os seus consumidores. Com o aumento da carga eléctrica no sistema, resulta um aumento proporcional da corrente eléctrica nos diversos condutores do sistema. O factor de potência ($FP = \cos\varphi$) de uma carga pode ter um valor entre 0 e 1. Quando FP é igual a 0, este pode tratar-se de uma carga puramente indutiva, ou seja, a tensão na carga relativamente à corrente está atrasada ($\varphi = -90^\circ$) ou pode ser puramente capacitiva, quando a tensão está adiantada ($\varphi = 90^\circ$). A carga puramente resistiva, significa que a tensão está em fase com a corrente ($\varphi = 0^\circ$) e, neste caso, FP igual a 1.

$$P = (U \times I) \times (\cos \varphi) \quad (2.5)$$

Pela análise da equação (2.5), verifica-se que para a mesma carga activa (P), com a diminuição do FP, a corrente que alimenta a carga aumenta. Desta forma, conclui-se que com a diminuição do FP as perdas na rede também aumentam.

² Por vezes o cabo é constituído por uma camada destinada sobretudo à condução e outra destinada a conferir resistência mecânica.

2.5.3 - Tensão Eléctrica

A energia eléctrica é transmitida sob a forma de potência, que é igual ao produto da tensão pela corrente. Para a mesma potência eléctrica a ser transmitida, ao aumentar o nível de tensão, a corrente diminui e posteriormente também as perdas. A razão pela qual existem diferentes níveis de tensão no SEE, é devido às exigências a nível de isolamento que aumentam com a tensão, por questões de segurança de pessoas e equipamentos. Os consumidores domésticos são tipicamente abastecidos em BT, sendo os restantes níveis de tensão mais adequados ao abastecimento de grandes consumidores, sobretudo comerciais e industriais.

2.6 - Estratégias de Redução de Perdas

Ao analisar os pontos anteriores é possível constatar a importância da minimização de perdas. Compete à empresa distribuidora adoptar estratégias que permitam melhorar a eficiência da rede aumentando assim a relação entre a energia facturada e a energia emitida. Neste ponto são discutidas as estratégias tipicamente adoptadas pelo distribuidor que têm um impacto positivo na redução de perdas.

2.6.1 - Investimento em Linhas

Esta estratégia [8] consiste em identificar por simulação as linhas que mais contribuem para as perdas na rede. Outra forma de verificar a necessidade deste tipo de investimento pode ser através da análise de linhas mais carregadas, dado que as perdas são directamente proporcionais ao quadrado da corrente. Outra possibilidade será identificar as linhas mais antigas (próximas do seu tempo de fim de vida útil), dado que terão de ser obrigatoriamente substituídas.

No caso de serem identificadas as linhas com maiores perdas, há que analisar os diferentes tipos de investimento possíveis com vista à diminuição da resistência eléctrica da linha. Neste tipo de investimento equaciona-se tipicamente a substituição de uma linha por outra com melhores propriedades (menor resistividade eléctrica do material condutor e/ou maior secção útil), reciclando depois a linha substituída ou reaproveitando esta para outra ligação caso não esteja no seu tempo de fim de vida útil. Outra hipótese será efectuar derivações, colocando novos cabos em paralelo no caso dos apoios em questão estarem aptos

a receber novas ligações e a suportar os esforços acrescidos (peso e tracção mecânica) devido às novas canalizações eléctricas.

Cada tipo de investimento é avaliado, estabelecendo uma estimativa da energia de perdas antes e após o investimento equacionado. Considerando um valor para o custo da energia de perdas, é possível estimar a rentabilidade resultante da diminuição das perdas através do investimento analisado. É importante salientar que esta rentabilidade resulta de uma redução nos custos em termos de perdas evitadas. De seguida, analisa-se a taxa interna de rentabilidade de cada investimento, e opta-se pelo maior valor estimado, sendo que o investimento só deve ser admitido sempre que este for maior que um mínimo estabelecido pela empresa distribuidora. É expectável que a taxa mínima aceite para determinado investimento seja pelo menos maior que a taxa de referência bancária.

$$T_R = \sqrt[n]{[C \times (E_a - E_d)]/M} - 1 \quad (2.6)$$

T_R –Taxa de rentabilidade

E_a –Energia de perdas estimada antes

E_d –Energia de perdas estimada depois

C –Custo associado à energia de perdas

M –Investimento inicial

n –Número de períodos de capitalização

No investimento em linhas, podem ser também considerados critérios complementares para além do analisado anteriormente, tais como aumentar a fiabilidade da rede ou minimizar o número de interrupções. No entanto, essa análise relaciona-se com os prejuízos resultantes do estudo da energia não fornecida e indemnizações devidas à não satisfação dos clientes, não sendo essa uma estratégia orientada para a redução de perdas de energia eléctrica.

2.6.2 - Produção Dispersa

O termo Produção Dispersa (PD), refere-se ao tipo de produção de energia eléctrica, que devido às suas características, situa-se normalmente distribuída pelo SEE. A maior parte da produção de energia deste tipo é obtida via fontes renováveis mas nem sempre, e estas unidades de produção têm uma potência instalada entre 15 kW e 2 MW [9]. Da PD destacam-se as seguintes formas de produção: microturbinas a gás, pilhas de células de combustível, grupo gerador diesel, cogeração, minihídricas, centrais de biomassa, fotovoltaicas e eólicas. A aposta neste tipo de tecnologias, vem contrariar as estratégias tradicionais que apostavam

em grandes centrais de produção de energia eléctrica, não havendo preocupação com o ambiente nem com a descentralização da produção. No entanto é de salientar, que no grupo das grandes centrais, as hidroeléctricas na produção de energia não emitem gases nocivos para o ambiente. Ao contrário das grandes centrais, a PD encontra-se ligada directamente à rede de distribuição.

Com o novo paradigma da PD, a produção está mais próxima dos locais de consumo, reduzindo assim o fluxo de energia nas linhas e consequentemente reduzem-se as perdas. Em [10] é discutida uma metodologia, que permite determinar o local óptimo de interligação das unidades de PD (eólica, solar e biomassa) com a rede de distribuição. Neste artigo [10], o problema é formulado matematicamente segundo um MINLP³, estabelecendo como objectivo a redução das perdas. As restrições do problema de optimização são os limites das tensões nos barramentos, limites térmicos de linhas e valor máximo de penetração das diferentes unidades de PD. Este método tem a vantagem de lidar com as incertezas associadas à própria produção renovável (eólica e solar) através de métodos probabilísticos.

No entanto, o investimento na PRE por parte de particulares, é realizado sem ter em conta os locais óptimos para a instalação das unidades de PD. Compete às entidades reguladoras atribuir incentivos para que a PD se localize nos pontos injectores mais favoráveis, caso estes pontos estejam identificados.

2.6.3 - Reconfiguração de Redes

As redes de distribuição são normalmente exploradas de forma radial. No entanto a sua estrutura na AT é, em alguns casos, emalhada possibilitando mais acções de manobra (abertura e fecho de linhas). A exploração de uma rede de forma emalhada, permite que a resistência equivalente da rede diminua e consequentemente as perdas. É oportuno referir que, no normal funcionamento da rede, as acções de manobra provocam perturbações (regimes transitórios), as quais devem ser evitadas tanto quanto possível.

Em [11], é apresentada uma metodologia que permite determinar a melhor configuração da rede com o intuito de diminuir as perdas com um número mínimo de manobras, recorrendo à meta-heurística do Simulated Annealing. O método consiste em determinar as melhores soluções na vizinhança da actual configuração, sendo que no início do processo é possível, com uma determinada probabilidade, aceitar soluções com maiores perdas que as anteriores. No entanto, trata-se de um problema multicritério (reduzir as perdas e número de manobras) o que significa que não existe uma solução óptima, embora possam ser identificadas soluções não dominadas. As restrições desta metodologia são os limites das tensões nos barramentos, limites térmicos das linhas e a configuração da rede que terá de ser radial.

³ Modelo de programação linear inteira mista.

Esta metodologia, na ocorrência de uma avaria, permite ainda determinar as melhores configurações da rede possíveis para a reposição de serviço, com vista à diminuição da energia não fornecida num número mínimo de manobras.

No âmbito da reconfiguração de redes, existe também a estratégia de efectuar manobras de abertura e fecho de circuitos quando existem transformadores ligados em paralelo, com o objectivo de reduzir perdas. Na figura seguinte analisa-se a curva característica do rendimento (curva a preto) de um transformador em função da carga.

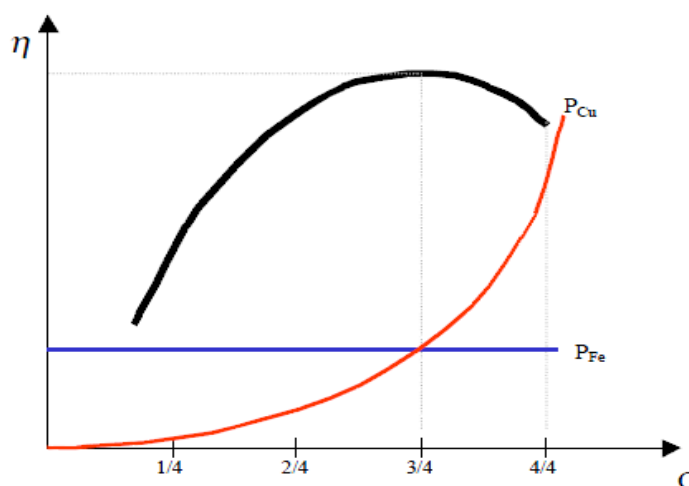


Figura 2.2 - Rendimento energético de um transformador em função da carga [12].

É de referir que um transformador tem rendimento máximo (η) quando as perdas no ferro (P_{Fe}) igualam as perdas por efeito de Joule (P_{Cu}), ou seja, com três quartos da plena carga. Tendo em conta este comportamento, verifica-se a vantagem de se utilizar transformadores em paralelo para níveis de carga mais elevado, no entanto para níveis de carga mais baixos há que retirar de serviço alguns transformadores de forma a reduzir as perdas no ferro, dado que estas tomam um valor fixo independente da carga.

2.6.4 - Compensação Local de Energia Reactiva

A energia reactiva tem uma influência na corrente que percorre os diversos condutores da rede, por isso a compensação local apresenta os benefícios de reduzir as perdas, diminuir quedas de tensão e diminuir factores de potência das instalações. A estratégia consiste em instalar baterias de condensadores por diversos pontos injectores da rede fazendo a compensação local. É importante salientar que numa rede AT, a compensação local é normalmente efectuada pelo distribuidor nas subestações AT/MT sendo que os clientes AT

devem fazer a correcção do factor de potência das suas instalações com o intuito de diminuir a sua factura energética.

A metodologia apresentada em [13], determina as capacidades das baterias de condensadores, horários das tomadas e locais de instalação para a rede em análise, segundo um critério de minimização de custos, ou seja, minimizar o investimento e custos operacionais tendo em conta o preço da energia de perdas num determinado espaço de tempo. O algoritmo de pesquisa de soluções óptimas é baseado no método Tabu Search. Este algoritmo possui a particularidade de alterar as regras de aceitação de soluções óptimas, podendo mesmo aceitar temporariamente soluções com custos mais elevados. Este método de pesquisa tem ainda a vantagem de possuir memória, ou seja, recorda atributos de pesquisas anteriores para que não se repitam as mesmas análises no futuro e possibilita ainda detectar espaços de soluções ainda não percorridos pelo algoritmo e que poderão conter melhores soluções. Todas estas características associadas a este algoritmo de pesquisa, fazem com que a solução não convirja para um óptimo local e pretende-se também certificar que as vizinhanças de soluções mais promissoras foram analisadas.

2.6.5 - Transmissão em CC

A transmissão em corrente contínua (CC) nas redes de distribuição nacionais não é uma realidade comum. No entanto, neste ponto é importante verificar as principais vantagens no âmbito da redução de perdas e perceber aonde se podem aplicar.

No transporte em CC [14], existe uma maior potência a transmitir por cada condutor e menores perdas tendo em conta a mesma secção e nível de isolamento que um sistema CA, o que resulta num menor custo para as linhas aéreas. Num sistema CC a reactância das linhas não tem influência na rede e o efeito pelicular não se verifica, reduzindo desta forma as perdas.

A desvantagem deste sistema reside no facto das protecções em AT através de disjuntores nunca terem sido suficientemente desenvolvidas e, para além do mais, os conversores necessitam de filtrar os harmónicos de corrente gerados, aumentando custos. Os conversores possuem ainda como desvantagem, uma capacidade de sobrecarga limitada.

Segundo [14], no Brasil a transmissão em CC já é adoptada, e existe uma linha com 900 km de comprimento que liga a central hidroeléctrica do Itaipu a São Paulo. A vantagem económica deste sistema, só se verifica para linhas de transmissão que percorram grandes distâncias. Contudo no futuro poderão haver novos desenvolvimentos dentro da área, viabilizando investimentos neste âmbito em território nacional.

Capítulo 3

Metodologia de Cálculo das Perdas

Neste capítulo são apresentados diferentes métodos de cálculo de perdas antes de abordar a metodologia desenvolvida no âmbito da dissertação. A metodologia adoptada baseia-se em simulação de redes e em cada passo será justificado a abordagem quer seja a nível da escolha do software, informação utilizada, aproximações usadas e sequência operacional.

3.1 - Estado da Arte

A determinação de perdas de energia eléctrica em redes de distribuição não é uma tarefa simples, muito por causa da grande dimensão dos SEE. Desta forma, a maior parte dos métodos adoptados para determinar o valor das perdas são métodos aproximados, distinguindo-se pela sua complexidade, quantidade de dados necessários, precisão e período de análise (passado ou futuro), sendo esta última hipótese temporal utilizada no planeamento de redes. Segundo Dickert *et. al.*, em [15], os métodos mais utilizados para determinar as perdas são:

- **Medição da Energia de Perdas:** Este método é bastante simples já que o valor de perdas é obtido pela diferença entre energia comprada e energia vendida pelo distribuidor para um determinado período de tempo. Contudo, tem a desvantagem de não ser possível discriminar as perdas pelas diversas horas e dias do mês, além de que a energia consumida pelos clientes, sobretudo na BT, não é medida frequentemente. Existe ainda a desvantagem de que com este método são contabilizadas juntamente as perdas técnicas e não técnicas e, para além do mais, existe a impossibilidade de medir todos os consumidores simultaneamente. No

exemplo da BT, os consumos são medidos 2 ou 3 vezes por ano, e o pessoal encarregado das leituras vai fazendo auditorias pelos diversos consumidores, não sendo possível saber com rigor a carga em nenhum instante.

- **Simulação de Redes:** Com recurso a software de simulação de redes é possível dividir o intervalo de tempo em análise em diversos períodos, adquirindo a informação da carga e produção em cada segmento. Para cada instante de tempo efectua-se a simulação obtendo as perdas. Caso seja pretendido obter o valor da energia de perdas, basta efectuar o somatório dos períodos pretendidos. No entanto, para que a simulação da rede seja possível é necessário ler uma grande quantidade de dados, o que pode ser bastante problemático ou praticamente impossível em muitos casos. Por esta razão, são adoptadas diversas aproximações, quer seja tipificando o comportamento dos consumidores e produtores, quer por diminuição dos intervalos de tempo de simulação. Como desvantagem verifica-se que este método é bastante mais complexo que o anterior.
- **Estimação das Perdas através do F_p :** Este método baseia-se no cálculo do F_p através de uma relação não linear com o F_c . Em [15] são apresentadas diferentes formulações de vários autores sendo que a maior parte opta pela aproximação polinomial de 2º grau. Com esta aproximação, para cálculo do F_c , é necessária a informação da ponta de carga e carga média para o intervalo de tempo em análise. No entanto, este método exige o cálculo de dois trânsitos de potência: na situação de ponta de carga e sem carga, determinando-se em seguida as perdas em cada caso. A energia de perdas é calculada segundo a equação (3.1).

$$E = F_p \cdot T \cdot P_{load} + T \cdot P_{no-load} \quad (3.1)$$

E –Energia de perdas

F_p –Factor de perdas

P_{load} –Valor de perdas com carga máxima

$P_{no-load}$ –Valor de perdas sem carga

T –Intervalo de tempo

Em [16,17] é proposto a estimação da distribuição de perdas com recurso a redes neuronais, mas a aplicação é apenas viável para pequenas redes, onde se conhecem as potências injectadas mensais e as cargas respectivas. Esta metodologia poderia ser aplicada para casos concretos (por exemplo, uma determinada rede MT bem caracterizada) mas não

serve para estimar as perdas globais em toda a MT, dado que seria demasiado exigente em termos de dados e processamento da informação.

A literatura científica mostra algumas tentativas de estimação de perdas em redes concretas e usando diferentes metodologias. Contudo, estas metodologias não permitem generalizar conclusões, não sendo assim aplicáveis para estimação das perdas globais no sistema de distribuição.

3.2 - Informação Utilizada

A aplicação de uma metodologia no cálculo das perdas em redes de distribuição depende muito da informação disponibilizada, pois a ausência de alguns dados pode condicionar a abordagem desta problemática. Como se trata de um estudo de perdas em redes de distribuição, interessa analisar redes reais, contribuindo assim para a credibilidade da metodologia adoptada.

Com a colaboração da EDP-D foi possível obter a informação necessária ao desenvolvimento da metodologia, salvaguardando sempre a confidencialidade dos dados adquiridos. A EDP-D disponibilizou assim a informação das redes AT em formato DPLAN (software de simulação de redes da EDP-D utilizado sobretudo para planeamento), dados sobre as cargas num cenário de ponta e também dados da PRE.

3.3 - Software de Simulação

No âmbito da metodologia de cálculo de perdas foi escolhido o PowerWorld para simulação das redes, dado que com a colaboração do INESC Porto foi possível converter as redes AT (originalmente em formato DPLAN) para um formato reconhecido pelo software.

A escolha do PowerWorld para aplicação desta metodologia permite assim alterar a informação da potência gerada e carga em cada barramento de forma a simular diferentes cenários e resolver o trânsito de potência de um sistema com um número máximo de 100 000 barramentos. Apesar da grande dimensão das redes AT, o PowerWorld permite alterar rapidamente uma grande quantidade de informação, através de uma linguagem de programação que possibilita correr ficheiros auxiliares de texto.

Em cada cenário o programa corre um algoritmo baseado no método Newton-Raphson de forma a determinar as variáveis de estado do sistema (tensão nos barramentos). Depois de calculadas as variáveis de estado é possível determinar qualquer outra grandeza eléctrica do sistema.

3.3.1 - Método de Newton-Raphson

O método de Newton-Raphson é um processo iterativo que visa determinar o módulo (V) da tensão dos barramentos PQ (potência activa e reactiva especificada) e fase (θ) dos barramentos PQ e PV (potência activa e módulo da tensão especificada). Na figura 3.2 está representado o processo iterativo [18].

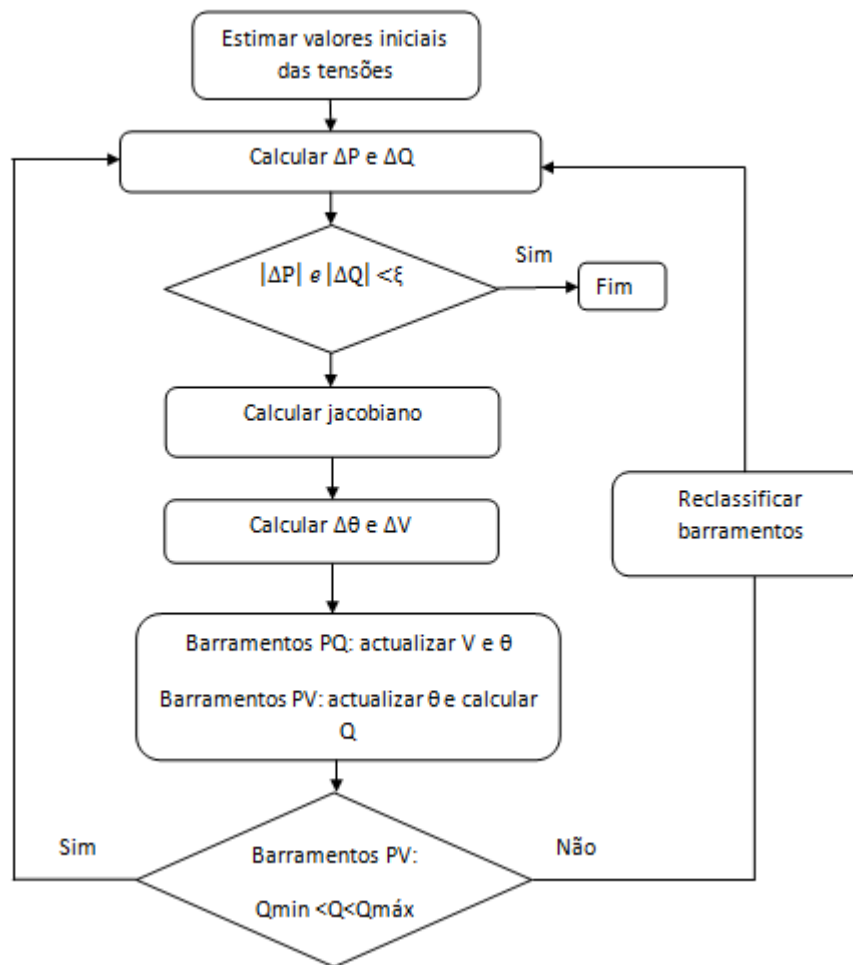


Figura 3.1 - Fluxograma do método Newton-Raphson [18].

3.3.2 - Cálculo das Perdas

Para determinar o valor total das perdas de uma rede AT, numa primeira instância, determinam-se as perdas em cada linha do sistema através da equação (3.2). O cálculo das perdas da rede AT resulta do somatório das perdas em todas as linhas [19].

$$P_L = \frac{R_L}{R_L^2 + X_L^2} \cdot (V_1^2 + V_2^2 - 2 \cdot V_1 \cdot V_2 \cdot \cos \theta) \quad (3.2)$$

P_L – Perdas na linha

R_L – Resistência da linha

X_L – Inductância da linha

V_i – Módulo da tensão barramento i

θ – Diferença de fase entre barramentos adjacentes, 1 e 2

3.4 - Perfil de Consumo

Com o intuito de determinar as perdas anuais das redes AT, para além do cenário de ponta, é necessário identificar diferentes níveis de carga para diferentes intervalos de tempo. O horizonte temporal estabelecido para cálculo da energia de perdas será um ano com 365 dias (ano não bissexto), e cada dia estará dividido em 24 horas.

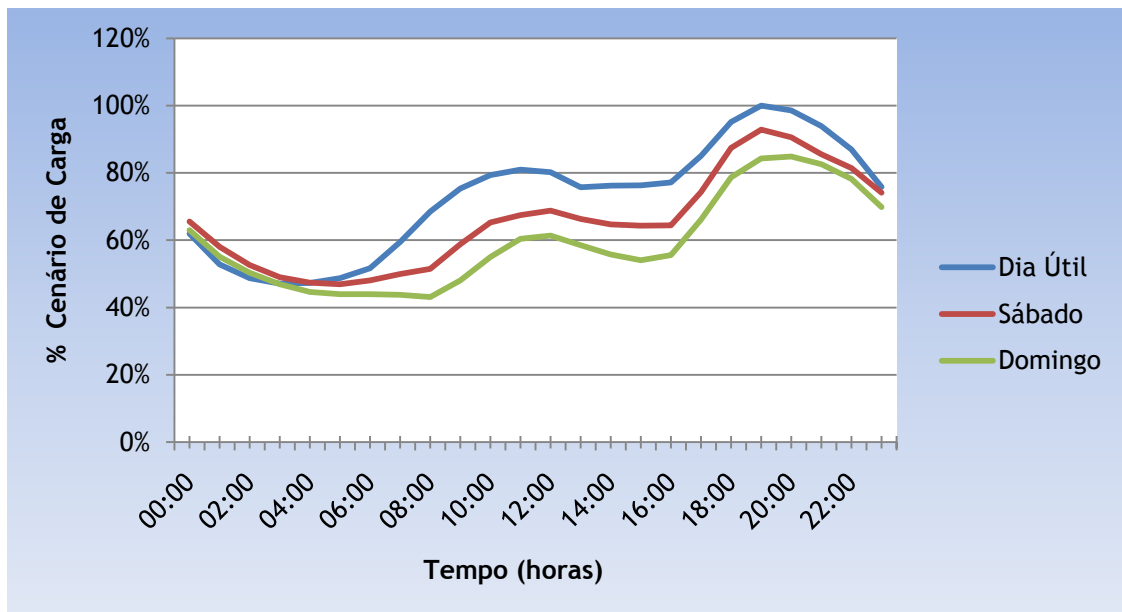


Figura 3.2 - Perfil de consumo AT, mês de Dezembro.

O perfil de consumo representado na figura 3.2 corresponde a uma previsão para Dezembro de 2011 baseado no despacho em [20]. Esta estimação foi baseada no

comportamento típico dos consumidores e no diagrama global de consumo verificados nos últimos anos. Estes dados repetem-se com uma frequência semanal, significando por exemplo, que se adopta a curva típica a azul da figura 3.2 para representar qualquer dia útil do mês de Dezembro de 2011 e os valores de carga encontram-se em termos de percentagem do cenário de ponta. Devido a um ajuste na previsão nos dias de transição do mês, foram escolhidos para caracterizar o consumo, dados da segunda semana em cada mês. O perfil de consumo será caracterizado pelo típico dia útil, sábado e domingo de cada mês, calculando as perdas semanais em cada caso e multiplicando esse valor pelo número de semanas (n° dias do mês/ 7), obtêm-se as perdas mensais.

Para a simulação das redes AT, o consumo (carga activa e reactiva) terá o comportamento descrito anteriormente, assim como os geradores inseridos na rede, no entanto para resolução do trânsito de potência estabelece-se um gerador como compensação e referência de forma a fechar o balanço energético, alterando assim o valor de produção especificado.

3.5 - Aproximação Polinomial

Em termos de simulação das perdas para cada rede AT, torna-se bastante exaustivo simular as perdas em cada cenário de carga. Daí a importância de obter uma expressão matemática que permita interpolar o valor das perdas no sistema em cenários intermédios, contribuindo para a diminuição do número de simulações necessárias.

Como foi referido anteriormente, as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente que atravessa as linhas de transmissão, sendo que a corrente depende da carga, ou seja, existe uma relação não linear entre carga e perdas. Justifica-se desta forma, a adopção de uma aproximação polinomial de segundo grau que visa determinar as perdas em função da carga, essa relação é descrita pela equação (3.3).

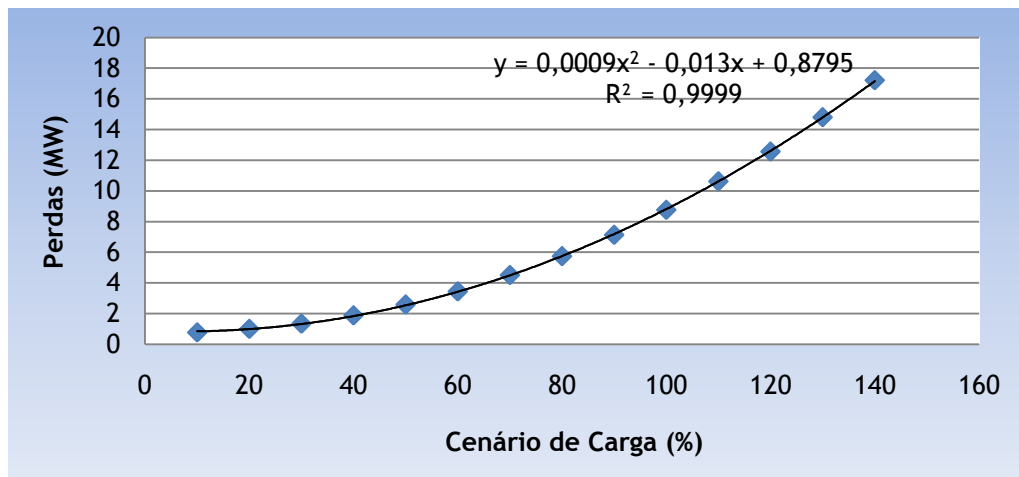


Figura 3.3 - Aproximação polinomial para a rede AT Algarve.

$$P_{Rede} = A + B \times P_C + C \times P_C^2 \quad (3.3)$$

P_{Rede} – Perdas na rede AT

P_C – Carga

A, B, C – Parâmetros da equação

O cálculo dos parâmetros da equação é realizado através de métodos numéricos que iterativamente determinam valores segundo um critério de minimização do erro, resultante da diferença entre valor exacto e valor estimado das perdas. Na prática é efectuado a simulação de 14 cenários de carga, desde 10% até 140% do cenário de ponta em patamares de 10%. O Excel da Microsoft, possibilita determinar os parâmetros da equação recorrendo a métodos numéricos, para isso representa-se graficamente os valores das perdas em função da carga e adiciona-se a expressão matemática da tendência polinomial de 2º grau.

Para avaliar a qualidade da aproximação recorre-se ao cálculo do coeficiente de determinação (R^2) através da equação (3.4). Quanto mais próximo da unidade for o coeficiente de determinação melhor é a aproximação, sendo este coeficiente a razão entre desvios explicados e desvios totais.

$$R^2 = \frac{\sum(P_{Rede}^{est} - P_{med})^2}{\sum(P_{Rede} - P_{med})^2} \quad (3.4)$$

R^2 – Coeficiente de determinação

P_{med} – Valor médio das perdas

P_{Rede}^{est} – Valor estimado das perdas

P_{Rede} – Valor exacto das perdas

3.6 - Evolução Temporal das Perdas

O consumo de energia eléctrica tem vindo a aumentar nos últimos tempos, o que implica que numa situação de conservação das condições da rede de distribuição, as perdas também aumentam. Contudo, em circunstâncias normais existem investimentos a ser implementados de forma a garantir o abastecimento e qualidade de serviço de consumidores, garantir as condições de promoção (Directiva 2001/77/CE) de energias renováveis e suprir as necessidades de remodelação de equipamentos em fim de vida útil.

Em termos de planeamento de redes, a avaliação de investimentos surge como um problema multicritério: por um lado, pretende-se minimizar o investimento e, por outro, aumentar a fiabilidade do sistema e também o retorno financeiro no âmbito da redução de custos. Na resolução deste tipo de problemas podem ser aplicados critérios algo subjectivos que visam facilitar a abordagem da problemática, quer seja estabelecendo limites para as funções objectivo, como por exemplo, indicar o valor máximo de capital a investir, o mínimo valor do índice de fiabilidade que pode ser aceite para o sistema e até estabelecer um rácio mínimo entre benefício e custo para que seja aceite um determinado investimento.

Nesta dissertação a evolução das perdas será caracterizada desde 2011 até 2021, através da estimação do montante de energia de perdas, assim como o custo dessa mesma energia. Foi assumido que o ritmo de crescimento anual da carga será de 3% desde 2011 até 2021. Em [2] verificou-se um ritmo médio anual do crescimento da carga de cerca 4%, contudo a sociedade tem vindo a evoluir em termos de comportamentos eficientes o que pode atenuar esse crescimento, mas por outro lado o progresso tecnológico continua, aumentando assim o consumo. Apesar da incerteza nesta previsão dados os motivos referidos anteriormente, foi assumido o cenário apresentado na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Evolução temporal da carga no cenário de ponta.

| Ano | % Carga |
|------|---------|
| 2011 | 100 |
| 2012 | 103 |
| 2013 | 106 |
| 2014 | 109 |
| 2015 | 113 |
| 2016 | 116 |
| 2017 | 119 |
| 2018 | 123 |
| 2019 | 127 |
| 2020 | 130 |
| 2021 | 134 |

3.7 - Impacto da PRE

A PRE pode ter um impacto positivo ou negativo na redução de perdas, dependendo muito do nível de penetração da PRE e da sua localização e distribuição (mais descentralizada ou mais centralizada). No âmbito desta dissertação, a informação do cenário de ponta já engloba a informação de todos os produtores do sistema, quer seja PRE ou não, resultando que em termos práticos na análise do impacto da PRE serão adicionados mais geradores ao sistema independentemente dessa informação já estar contabilizada. Desta forma, será identificado o número do barramento em PowerWorld da subestação de interligação da PRE, acrescentando geradores ao sistema. Os geradores inseridos para este efeito, têm os valores de produção de energia activa especificados e não há AVR⁴, significa que não existe qualquer controlo ou injeção de energia reactiva. O efeito da PRE MT tem à partida um efeito de redução de perdas dado a interligação desta se efectuar nas subestações AT/MT, por onde são alimentados os consumidores MT e BT. Por outro lado a influência da PRE AT pode, por vezes, não contribuir para a redução das perdas, dependendo se o barramento em questão é MAT/AT ou AT/AT. No caso de ser MAT/AT, a PRE pode contribuir para reduzir as perdas na MAT mas não contribuirá para reduzir as perdas na AT. Na simulação do impacto da PRE, a carga terá uma variação discreta assim como a PRE, para que o número de simulações a efectuar seja aceitável. O número de combinações possíveis resulta da combinação dos níveis de carga pelos níveis de PRE considerados.

3.7.1 - Perfil de Produção Eólica

A energia eólica tem sido a maior aposta de Portugal em termos PRE, correspondendo a cerca de 50% da potência instalada das fontes renováveis [6]. O perfil de referência para análise do impacto desta fonte renovável está representado na figura 3.4, baseado num perfil de microprodução para 2010 [21].

⁴ AVR significa controlo automático de tensão.

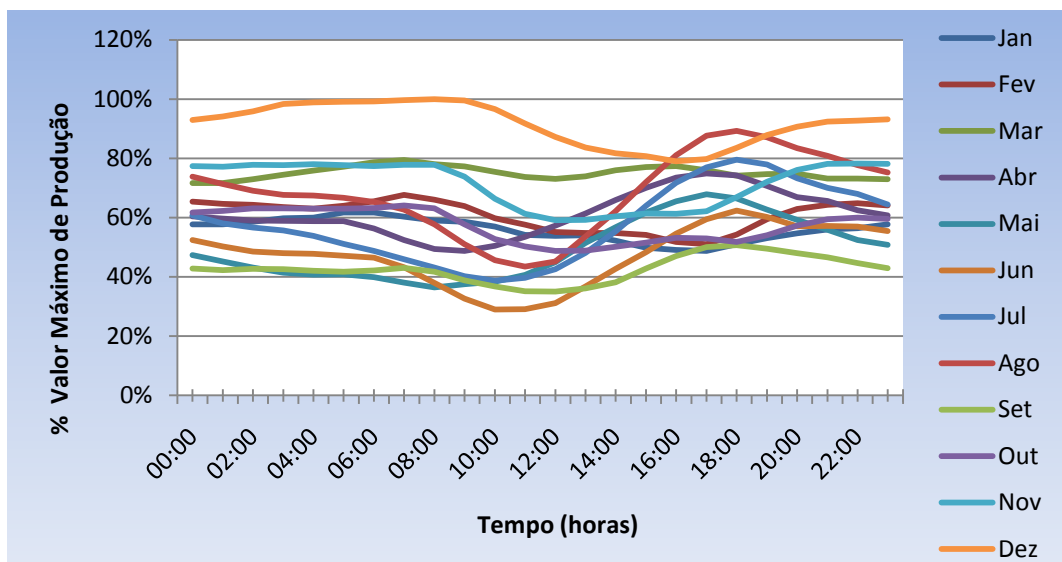


Figura 3.4 - Perfil de PRE Eólica.

Este perfil assume um comportamento semelhante para todos os dias do mês, tendo sido determinado com base no diagrama médio horário em cada mês ao longo dos últimos três anos.

O método para determinar o valor máximo de produção associado a cada gerador identificado num nó na rede, tem em conta a energia activa facturada (E) no ano de 2010. A equação (3.5) exemplifica como podemos obter esse valor máximo de produção através do gráfico da figura 3.4, sendo que o somatório das áreas do gráfico dos diferentes meses terá de corresponder à energia facturada anualmente.

$$P_{max} = \frac{E}{\sum_{k=1}^{12} \sum_{i=0}^{23} (C_{ik} \times N_k)} \quad (3.5)$$

P_{max} – Valor máximo de produção

E – Energia facturada num ano

C_{ik} – Nível percentual da carga na hora i do mês k

N_k – Número de dias do mês k

3.7.2 - Perfil de Produção Hídrica

Para a PRE hídrica em análise será estabelecido um perfil de referência tendo em conta as normais climatológicas da zona em que se localiza a rede AT. Na prática são analisados os valores médios mensais de precipitação da estação meteorológica da região, estabelecendo uma relação linear entre nível de produção da instalação e precipitação. Esta relação é expressa pela equação (3.6).

$$P_k^{hidrica} = K \times P_k \quad (3.6)$$

$P_k^{hidrica}$ – Produção de hídrica no mês k

P_k – Valor médio da precipitação total no mês k

K – Constante da relação linear

Para determinar a constante (K), considera-se que no mês de Dezembro existe maior produção, cerca de 80% da potência de ligação de cada produtor. De seguida com a equação (3.6) determinam-se os restantes valores de produção nos outros meses.

3.8 - Aproximações

No âmbito desta dissertação e dentro dos objectivos propostos, foram consideradas diversas aproximações e pressupostos no processo metodológico adoptado para estimar as perdas globais em redes AT. De seguida apresentam-se as aproximações mais relevantes desta metodologia:

- A informação do cenário de ponta indica o valor em que a carga global na rede AT é mais elevada, e por isso considera-se que nessas circunstâncias, todas as cargas (consumidores AT e subestações AT/MT) estão no seu valor máximo. A criação de outros cenários de carga é feita considerando uma variação homotética das cargas. Em termos de produção de energia também é considerado o mesmo comportamento.
- Em termos de simulação, não são considerados limites térmicos de linhas nem mínimos e máximos de produção dos geradores. Desta forma, na simulação de cenários superiores à ponta, não se consideram eventuais violações de restrições.
- Tipicamente a topologia das redes AT pouco se altera. Contudo, na prática, isso acontece quer seja por causa de avarias, acções de manutenção e até para uma gestão mais eficiente da rede (redução de perdas). Para todos os períodos horários considera-se a mesma topologia.
- A aproximação polinomial que caracteriza as perdas em cada rede AT contribui para um cálculo aproximado.

- Na análise do impacto da PRE os produtores têm o comportamento dos perfis de referência e em termos de simulação de cenários são efectuadas aproximações em patamares do nível de produção da PRE de 10% e 20%. Neste estudo faz-se uma análise combinatória dos casos possíveis de níveis de carga e PRE.

3.9 - Síntese da Metodologia

As diversas fases da metodologia para estimar as perdas em cada rede AT e a sua evolução temporal estão representadas na figura 3.5.

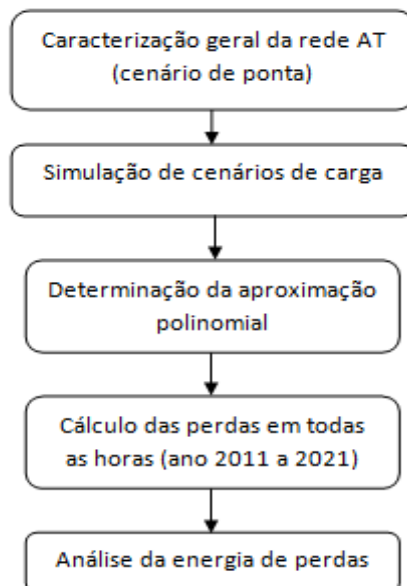


Figura 3.5 - Fluxograma da metodologia adoptada.

Relativamente à metodologia para análise do impacto da PRE na rede AT, são calculadas as perdas para o ano 2011 através de uma análise combinatória, sendo depois comparados com os valores obtidos sem o efeito da PRE.

Capítulo 4

Análise e Discussão de Resultados

Neste capítulo são estudadas quatro redes AT e em duas delas é analisado o impacto da PRE.

Na primeira fase analisa-se a informação do cenário de ponta e de seguida realizam-se simulações para diferentes cenários e calculam-se as aproximações polinomiais que caracterizam cada rede. A energia de perdas é depois calculada para os diferentes horizontes temporais e no ano 2011 analisa-se o impacto da PRE.

No final, comparam-se as redes e verifica-se o comportamento consoante os diferentes níveis de carga.

4.1 - Rede AT do Algarve

4.1.1 - Caracterização Geral

Apesar da nomenclatura atribuída às redes AT, o nome não implica que a rede se localize somente nessa mesma região. No entanto, a maior parte da rede encontra-se nesta região. Na tabela 4.1 encontra-se a informação preponderante da rede AT Algarve.

Tabela 4.1 - Caracterização geral da rede AT Algarve no cenário de ponta.

| | |
|-------------------------------|-------|
| Carga activa (MW) | 519,5 |
| Carga reactiva (Mvar) | 211,6 |
| Perdas activas (MW) | 8,76 |
| Tensão nominal AT (kV) | 60 |
| Tensão média AT (kV) | 61,79 |
| Nº barramentos AT | 1750 |
| Nº linhas | 5336 |

É importante referir, que somente neste caso não havia informação relativamente a baterias de condensadores. Pela análise do cenário de ponta, as perdas correspondem em termos percentuais a 1,7% da carga activa. Na tabela 4.2 podemos verificar, por ordem decrescente, as linhas que têm uma maior contribuição para esse valor.

Tabela 4.2 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Algarve.

| Linha | Perdas (MW) | Perdas (% Valor total) |
|--------------|--------------------|-------------------------------|
| 1 | 1,06 | 12% |
| 2 | 0,51 | 6% |
| 3 | 0,50 | 6% |
| 4 | 0,46 | 5% |
| 5 | 0,42 | 5% |
| 6 | 0,33 | 4% |
| 7 | 0,33 | 4% |
| 8 | 0,26 | 3% |
| 9 | 0,23 | 3% |
| 10 | 0,22 | 3% |

Pela análise da tabela anterior, observa-se que a linha 1 comparativamente com as restantes linhas tem uma contribuição significativamente mais elevada para as perdas no sistema, cerca do dobro das perdas da linha 2. Numa análise de investimento em reforço de linhas, a linha 1 seria o alvo preferencial do financiamento. Há que salientar que esta análise é aceitável dado o comportamento estipulado para as cargas do sistema, ou seja, é efectuado o mesmo ajuste proporcional em todas as cargas para diferentes níveis de consumo.

4.1.2 - Simulação de Cenários

Neste ponto, são determinadas as perdas tendo em conta a variação discreta de 10% do nível de carga até cerca 140%. Os resultados dessa simulação verificam-se na tabela seguinte.

Tabela 4.3 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Algarve.

| Carga (% Ponta) | Carga (MW) | Carga (Mvar) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga activa) |
|-----------------|------------|--------------|-------------|-------------------------|
| 10 | 52 | 21,2 | 0,77 | 1,48% |
| 20 | 103,9 | 42,3 | 1,00 | 0,96% |
| 30 | 155,9 | 63,5 | 1,34 | 0,85% |
| 40 | 207,8 | 84,6 | 1,88 | 0,90% |
| 50 | 259,8 | 105,8 | 2,59 | 1,00% |
| 60 | 311,7 | 127 | 3,44 | 1,10% |
| 70 | 363,7 | 148,1 | 4,51 | 1,24% |
| 80 | 415,6 | 169,3 | 5,74 | 1,38% |
| 90 | 467,6 | 190,5 | 7,13 | 1,52% |
| 100 | 519,5 | 211,6 | 8,76 | 1,69% |
| 110 | 571,5 | 232,7 | 10,62 | 1,86% |
| 120 | 623,4 | 253,9 | 12,56 | 2,01% |
| 130 | 675,4 | 275,1 | 14,8 | 2,19% |
| 140 | 727,3 | 296,2 | 17,21 | 2,37% |

Ao analisar a tabela 4.3, verifica-se a tendência quadrática de crescimento das perdas em função da carga. No entanto, para níveis de carga mais baixos a percentagem das perdas em função da carga activa aumenta relativamente aos três últimos cenários. Tal facto acontece porque para níveis de carga muito baixos, as baterias de condensadores, admitâncias das linhas e transformadores influenciam o trânsito de energia reactiva nas linhas, originando uma maior contribuição (em termos percentuais) para as perdas nestes níveis. Contudo, na rede AT em análise não existe a informação de bateria de condensadores e os transformadores inseridos só estão modelizados através da reactância de fugas e resistência dos enrolamentos, ou seja, desprezaram-se as perdas no ferro dos transformadores, o que implica que a contribuição para as perdas é devida só às admitâncias das linhas.

4.1.3 - Aproximação Polinomial

De seguida apresenta-se a figura 4.1 que indica a fórmula possível para caracterizar as perdas nesta rede.

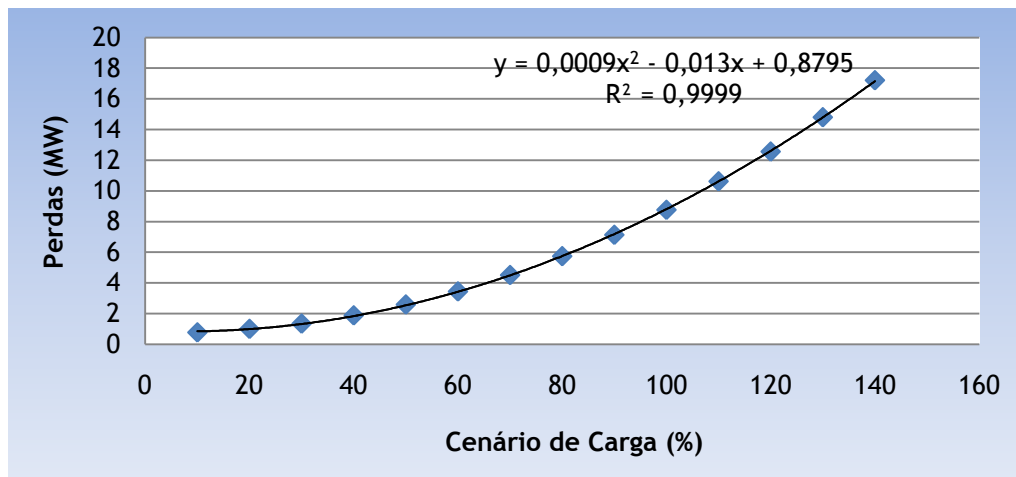


Figura 4.1 - Aproximação polinomial para rede AT Algarve.

O coeficiente de determinação R^2 calculado para esta aproximação é praticamente igual à unidade, o que permite concluir que esta é uma boa aproximação.

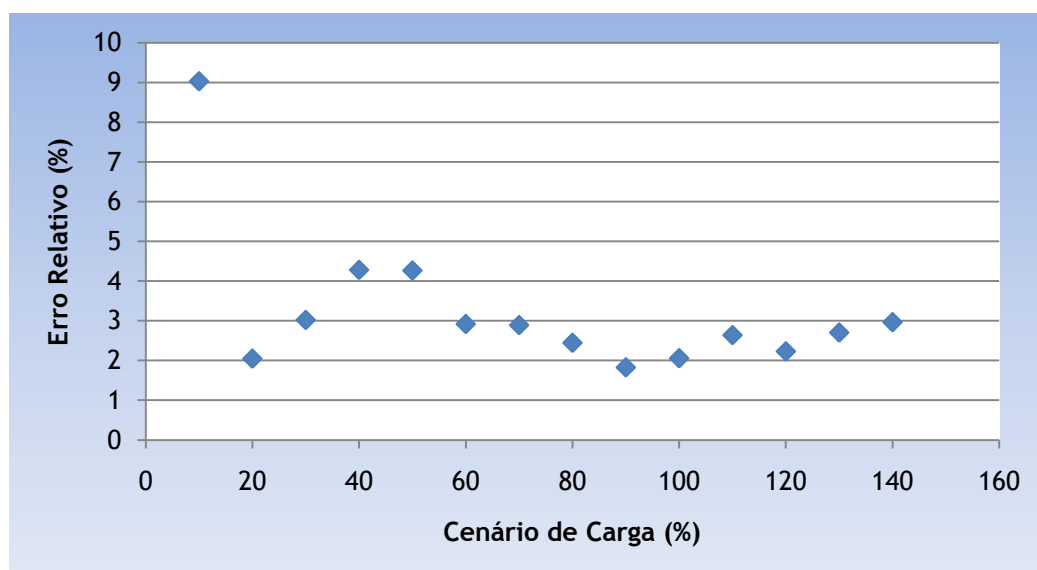


Figura 4.2 - Erro relativo da aproximação polinomial, rede AT Algarve.

O erro relativo apresentado na figura anterior, foi obtido através do desvio em termos percentuais do valor da simulação e valor estimado para cada cenário de carga. Pela análise da figura anterior, verifica-se que o erro relativo da aproximação no cenário de carga de 10% (erro próximo de 9%) é relativamente elevado comparando com os restantes pontos, contudo em termos de valor absoluto, os desvios não são muito significativos.

4.1.4 - Estimação das Perdas Globais

Neste ponto são estimadas as perdas com a aplicação da aproximação polinomial verificada anteriormente, este cálculo é realizado para todas as horas tendo em conta o perfil do consumo. São apresentadas para o ano 2011 (ano zero) as perdas mensais representadas na figura 4.3.

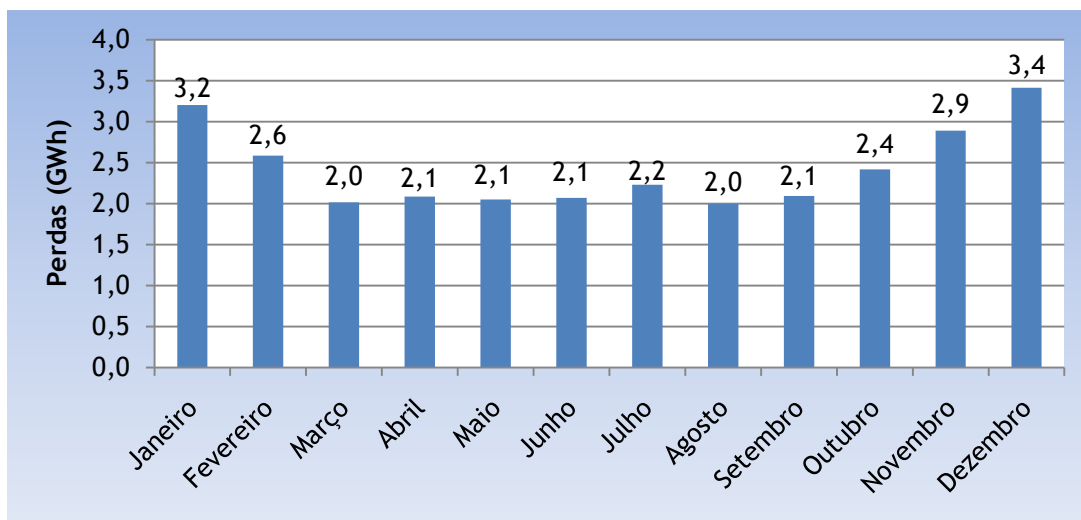


Figura 4.3 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Algarve.

Os meses de Janeiro e Dezembro apresentam uma energia de perdas mais elevada, justificado por um maior consumo energético. As perdas nestes dois meses correspondem a quase um quarto das perdas anuais do ano de 2011.

Tendo em conta o cenário assumido para o crescimento anual da carga, apresenta-se na figura 4.4 a evolução das perdas esperada nos próximos 10 anos.

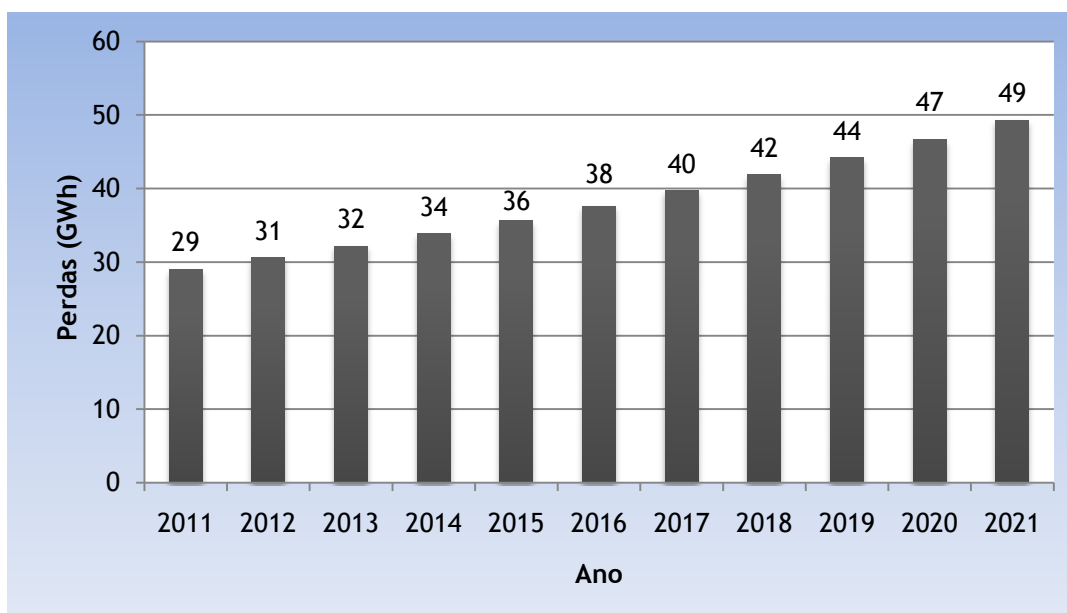


Figura 4.4 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Algarve.

Por comparação das perdas do ano 2011 e 2021, nota-se que com o crescimento anual de 3% da carga ao longo dos últimos anos resulta num aumento significativo da energia de perdas anual, cerca de 68% de 2011 para 2021.

Interessa também atribuir a esta evolução temporal das perdas, um custo financeiro. Para esta análise, considera-se para o custo da energia de perdas, a tarifa de clientes finais AT do comercializador de último recurso em Portugal Continental [22]. Há que salientar que esta tarifa é transitória para o ano 2011, uma vez que a partir de 2012 a tarifa de comercializador de último recurso deixa de existir para clientes AT. O custo determinado para este efeito, é calculado segundo o valor médio da tarifa de clientes finais tendo em conta todos os tipos de utilização (longas, médias e curtas) e todos os períodos horários (vazio, supervazio, cheias e ponta) e trimestrais (horário de Verão e Inverno), atribuindo assim o custo de 71,8 € por MWh.

No entanto, tendo em conta a evolução temporal das perdas, o custo da energia regra geral tende a aumentar com a inflação. Desta forma, em todos os anos o valor é actualizado segundo a inflação, assumindo que em termos percentuais o preço da energia aumenta ao mesmo ritmo. Pela análise em [23], existe a expectativa do BCE em manter a taxa de inflação abaixo dos 2% a médio prazo, considera-se então o aumento anual do custo da energia eléctrica fixo em 2%. Na prática, sabe-se que existem muitos factores que afectam o preço de electricidade, entre eles o custo do barril de petróleo, gás natural e até mesmo o défice tarifário nacional acumulado, o que resulta numa formulação matemática relativamente complexa e imprevisível para estabelecer o preço da energia. Estes factores não foram considerados nesta análise.

Na figura 4.5 pode ser analisado o custo da energia de perdas ao longo dos anos.

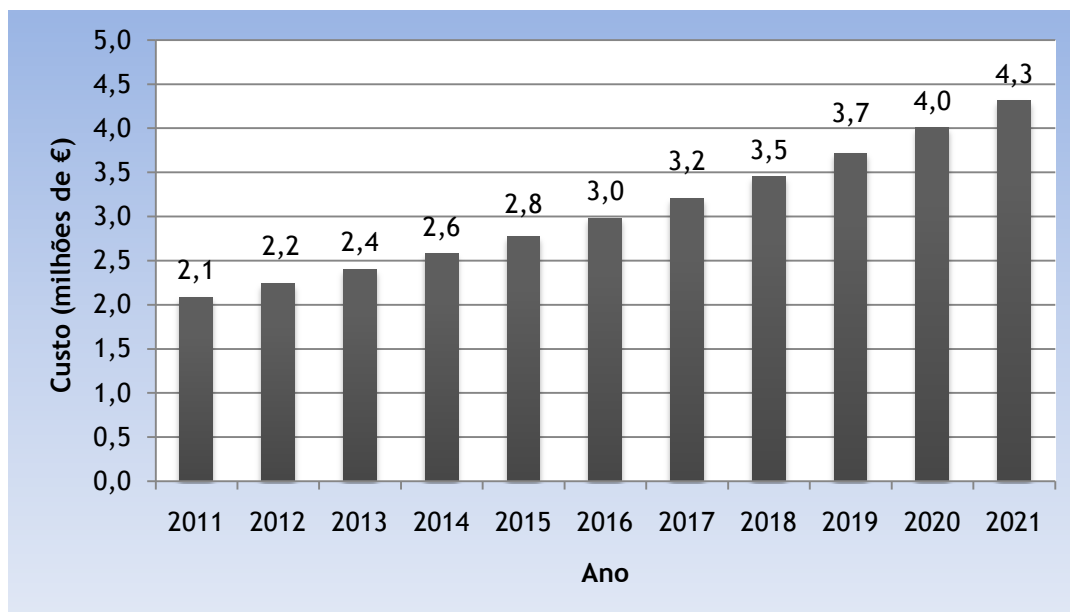


Figura 4.5 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Algarve.

Nas condições dos cenários assumidos, verifica-se que o custo da energia de perdas de 2021 é praticamente o dobro de 2011.

4.1.5 - Análise do Impacto da PRE

Na primeira fase analisa-se a capacidade das diferentes tecnologias de PRE na rede AT Algarve, verificando a contribuição de cada tecnologia. Na tabela 4.4 estão apresentadas as potências totais de cada tecnologia.

Tabela 4.4 - Análise da potência instalada da PRE do Algarve pelos níveis de tensão [24].

| PRE | MT | | AT | |
|--------------|----------------|-------------|----------------|-------------|
| | Potência (MVA) | % PRE total | Potência (MVA) | % PRE total |
| Eólica | 27,89 | 92% | 137,65 | 100% |
| Fotovoltaica | 0,14 | 0% | 0 | 0% |
| Biomassa | 0,92 | 3% | 0 | 0% |
| Hídrica | 1,33 | 4% | 0 | 0% |
| | 30,28 | | 137,65 | |

Na tabela 4.4 pode-se analisar uma maior quantidade de PRE AT. Contudo para um estudo de redução de perdas, a PRE MT tem habitualmente um efeito mais determinante nas perdas dado que se localiza mais próximo dos centros de carga da rede AT. Para simplificar análise do impacto da PRE será tido em conta só a PRE eólica de MT, sendo a análise do impacto da PRE AT mais significativo na redução de perdas da rede de transporte. A PRE AT apenas contribuiria para redução das perdas na AT se estivesse ligada a subestações AT/AT. Em termos de PRE MT, verifica-se que a produção eólica é responsável pela grande parte da potência instalada, cerca de 92%.

A análise combinatória de níveis de carga e níveis de PRE será de patamares de 10%, tendo a carga e a PRE eólica (perfil de referência do ponto 3.7.2) uma variação de 30% a 100% dos seus valores máximos de carga e produção respectivamente, resultando numa simulação de 64 combinações possíveis.

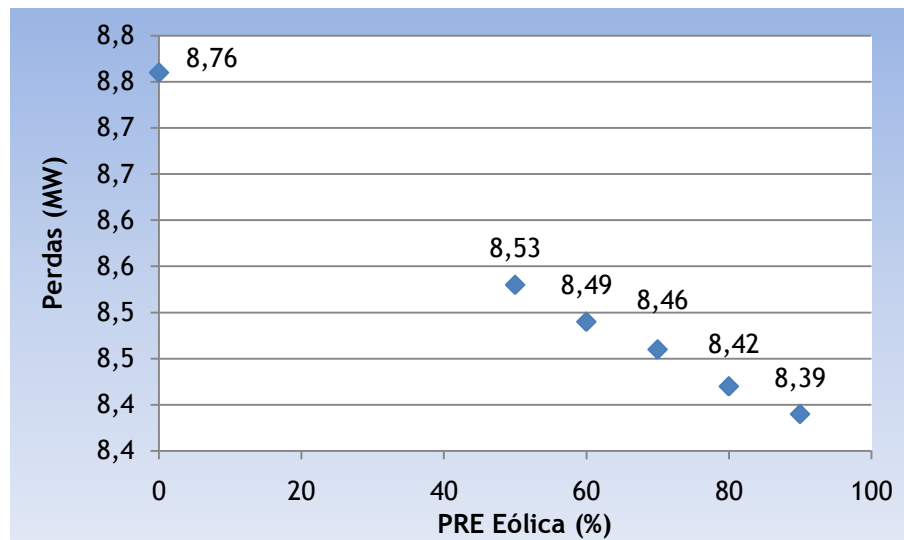


Figura 4.6 - Impacto da PRE Eólica no cenário de ponta, rede AT Algarve.

Pela análise da figura anterior, pode-se concluir que de facto, a PRE MT contribui para a redução de perdas no sistema. Esta tendência verifica-se para todos os níveis de carga para além do cenário de ponta ilustrado na figura 4.6. Nesta figura, foram simulados cenários de PRE eólica na situação de ponta. Na prática foram estabelecidos 5 níveis de produção (50%, 60%, 70%, 80% e 90% da PRE) combinados com a ponta, dado não se terem verificado outras combinações possíveis com este nível de carga. De seguida apresentam-se os resultados das perdas anuais do ano 2011 em 3 diferentes casos.

Tabela 4.5 - Perdas na rede AT Algarve em 2011, em 3 casos diferentes.

| Caso | Perdas (GWh) |
|------|--------------|
| 1 | 29,05 |
| 2 | 30,00 |
| 3 | 28,82 |

O primeiro caso foi calculado através da aproximação polinomial tendo em conta uma variação contínua da carga e sem impacto da PRE. No segundo caso as perdas foram calculadas tendo em conta a variação discreta da carga em patamares de 10% e também sem impacto da PRE. No último caso as perdas são calculadas através da análise combinatória da carga e PRE, onde se observa um decréscimo nas perdas comparado com os restantes casos. No entanto, a análise do impacto da PRE justifica-se na comparação do caso 2 com o caso 3, dado ambos terem uma variação discreta da carga ao longo das diversas horas do ano. Pela análise da tabela 4.5, verifica-se que a redução das perdas não é muito significativa, devido ao facto da potência instalada da PRE eólica MT (27,89 MVA) não ser muito elevada quando

comparada com a carga activa no cenário de ponta (519,5 MW). Em termos percentuais, do caso 2 para o caso 3 houve uma redução nas perdas à volta de 3,9%.

4.2 - Rede AT do Mondego

4.2.1 - Caracterização Geral

A nomenclatura atribuída a esta rede indica que está localizada ao longo do percurso do rio Mondego. A informação de maior relevo no cenário de ponta verifica-se na tabela 4.6.

Tabela 4.6 - Caracterização geral da rede AT Mondego no cenário de ponta.

| | |
|--|---------|
| Carga activa (MW) | 1128,09 |
| Carga reactiva (Mvar) | 444,11 |
| Perdas activas (MW) | 21,40 |
| Tensão nominal AT (kV) | 60 |
| Tensão média AT (kV) | 62,36 |
| Nº barramentos AT | 5750 |
| Nº linhas | 12098 |
| Potência nominal das B.C. ⁵ (Mvar) | 226,01 |

No cenário de ponta as perdas representam cerca de 1,9% da carga activa. Na tabela 4.7 observam-se as linhas com maiores perdas.

⁵ Baterias de condensadores

Tabela 4.7 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Mondego.

| Linha | Perdas(MW) | Perdas (% Valor total) |
|-------|------------|---------------------------|
| 1 | 1,14 | 5% |
| 2 | 0,67 | 3% |
| 3 | 0,62 | 3% |
| 4 | 0,6 | 3% |
| 5 | 0,57 | 3% |
| 6 | 0,48 | 2% |
| 7 | 0,41 | 2% |
| 8 | 0,38 | 2% |
| 9 | 0,37 | 2% |
| 10 | 0,34 | 2% |

4.2.2 - Simulação de Cenários

Os resultados da simulação dos diferentes cenários para a rede AT Mondego estão sintetizados na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Mondego.

| Carga (% Ponta) | Carga (MW) | Carga (Mvar) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga activa) |
|--------------------|---------------|-----------------|----------------|----------------------------|
| 10 | 112,8 | 44,4 | 3,8 | 3,37% |
| 20 | 225,6 | 88,8 | 4,0 | 1,77% |
| 30 | 338,4 | 133,2 | 4,6 | 1,36% |
| 40 | 451,2 | 177,6 | 5,6 | 1,24% |
| 50 | 564,1 | 222,1 | 7,0 | 1,24% |
| 60 | 676,9 | 266,5 | 8,8 | 1,30% |
| 70 | 789,7 | 310,9 | 11,1 | 1,41% |
| 80 | 902,5 | 355,3 | 13,9 | 1,54% |
| 90 | 1015,3 | 399,7 | 17,2 | 1,69% |
| 100 | 1128,1 | 444,1 | 21,4 | 1,90% |
| 110 | 1240,9 | 488,5 | 26,9 | 2,17% |
| 120 | 1353,7 | 532,9 | 32,3 | 2,39% |
| 130 | 1466,5 | 577,3 | 38,0 | 2,59% |
| 140 | 1579,3 | 621,8 | 44,1 | 2,79% |

Neste ponto, há que salientar que na simulação de cenários de carga inferiores a 60% da ponta, as baterias de condensadores foram desligadas, dado que para esses níveis havia uma contribuição para o aumento das perdas. Na exploração normal de uma rede de distribuição, há que haver uma regulação eficiente das tomadas das baterias de condensadores, de forma a ajustar a quantidade de energia reactiva injectada ao nível de carga do sistema. Contudo, neste caso considerou-se que as baterias estavam ligadas (valor máximo no cenário de ponta) ou desligadas, não havendo uma melhor optimização no âmbito do trânsito de energia reactiva.

4.2.3 - Aproximação Polinomial

A expressão matemática que melhor caracteriza as perdas na rede AT do Mondego observa-se na figura seguinte.

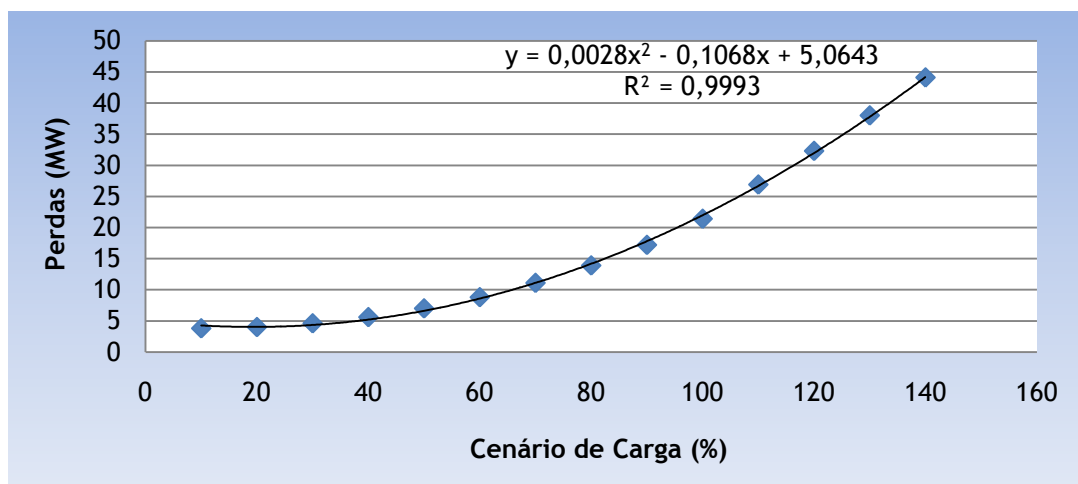


Figura 4.7 - Aproximação polinomial para rede AT Mondego.

Conclui-se pela figura anterior que esta é uma boa aproximação, dado que o coeficiente de determinação está muito próximo da unidade (0,9993).

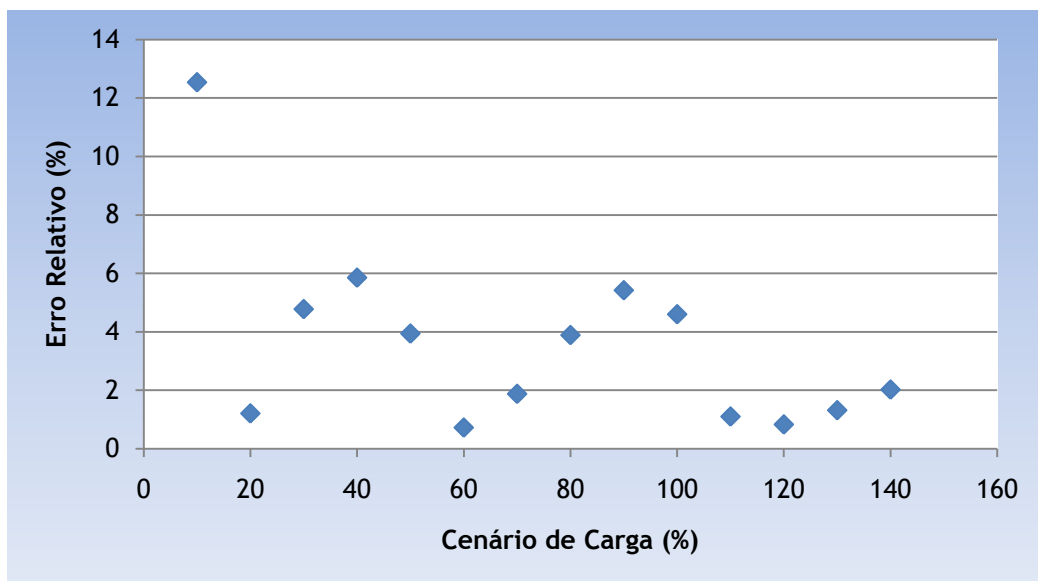


Figura 4.8 - Erro relativo da aproximação polinomial, rede AT Mondego.

O erro relativo oscila ao longo dos diferentes cenários de carga, no entanto para níveis de carga mais elevados, existe um decréscimo no erro de aproximação.

4.2.4 - Estimação das Perdas Globais

Para o ano 2011, as perdas mensais da rede AT são as indicadas na figura 4.9.

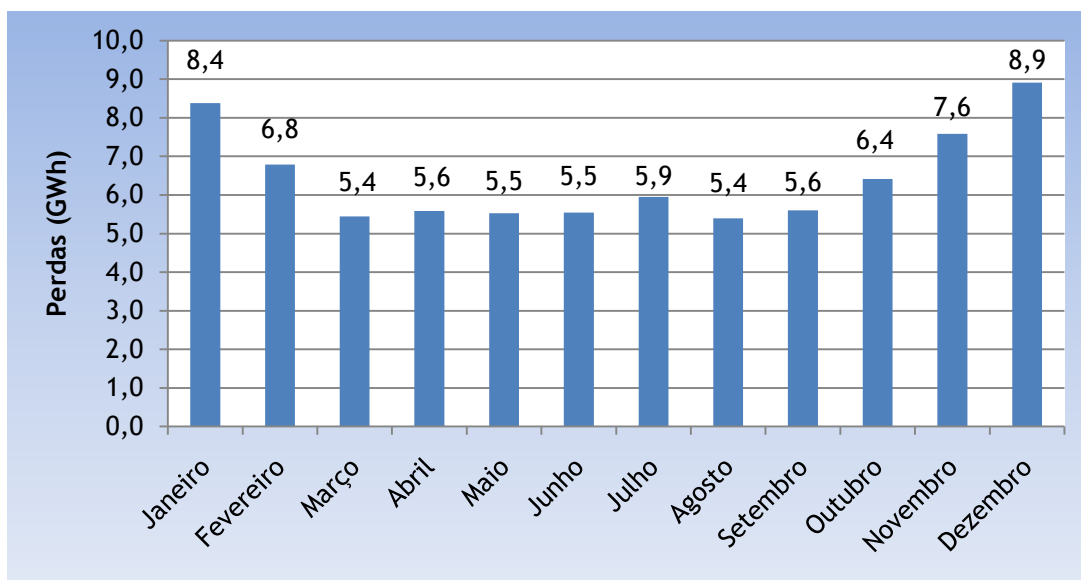


Figura 4.9 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Mondego.

A evolução temporal das perdas de 2011 a 2021 pode ser observada na figura 4.10.

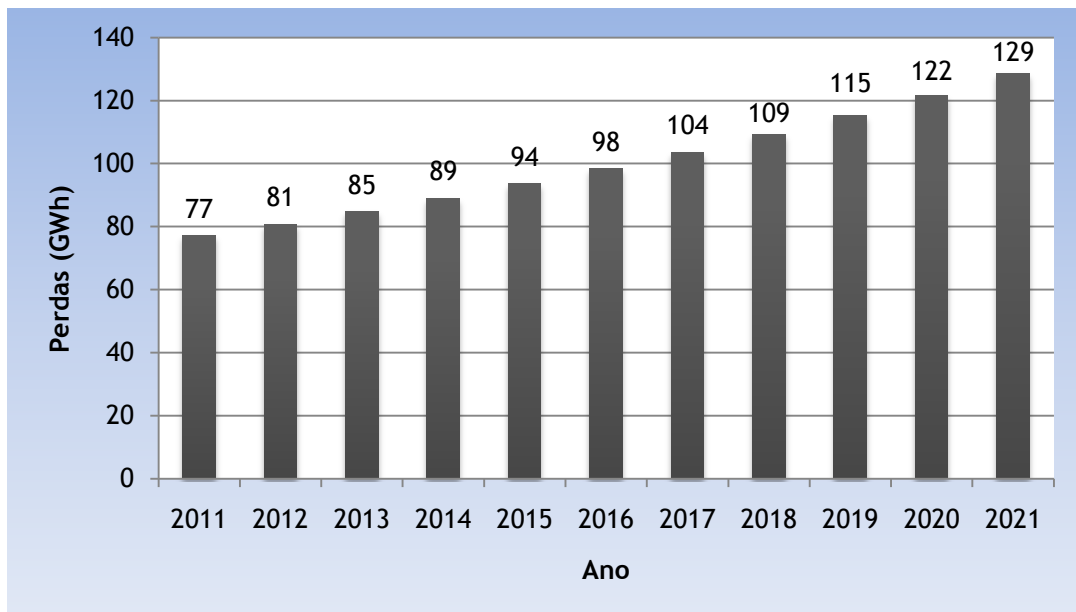


Figura 4.10 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Mondego.

Numa análise de custo da energia de perdas, o aumento ainda é mais significativo, tal como pode ser observado na figura 4.11.

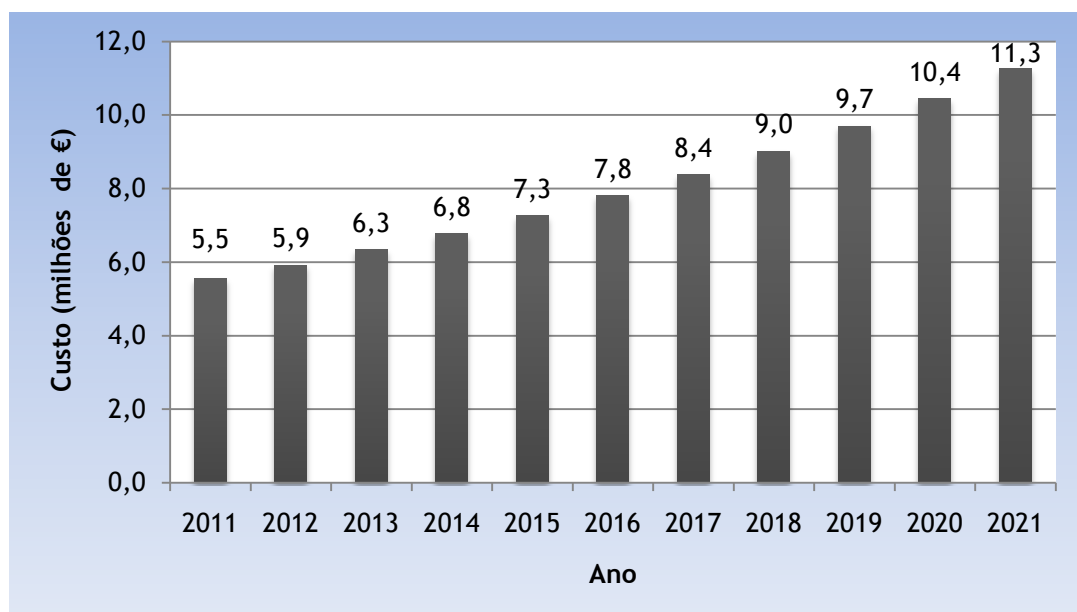


Figura 4.11 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Mondego.

Nas condições do cenário de aumento de carga e inexistência de investimentos em linhas de transmissão ou em qualquer outra estratégia de redução de perdas, verifica-se um aumento bastante significativo em termos de custos a longo prazo. Este tipo de análise justifica-se dado a sua importância em planeamento de redes, ainda mais nesta rede que comparada à rede AT Algarve tem custos significativamente mais elevados.

4.2.5 - Análise do Impacto da PRE

A rede AT Mondego apresenta uma maior penetração de energias renováveis (PRE) do que a rede AT Algarve. Na tabela 4.9 são analisados os valores da PRE MT.

Tabela 4.9 - Análise da potência instalada da PRE do Mondego em MT [24].

| PRE | MT | |
|---------|----------------|-------------|
| | Potência (MVA) | % PRE total |
| Eólica | 55,50 | 46% |
| Hídrica | 46,47 | 39% |
| Outros | 18,09 | 15% |
| | 120,06 | |

Pela análise da PRE, observa-se uma grande percentagem de energia eólica e hídrica no sistema, cerca de 85% da potência das fontes renováveis dessa região. Desta forma, na análise do impacto da PRE nas perdas do sistema será efectuada uma análise combinatória entre níveis de carga, de PRE eólica e hídrica. Enquanto que no caso da rede AT Algarve foram considerados patamares de carga e PRE de 10%, neste caso são considerados patamares de 20% para evitar um número excessivo de combinações possíveis. Assim, são considerados 4 níveis para a carga, e também outros 4 níveis para cada um dos dois tipos de PRE (64 combinações possíveis).

Neste ponto o perfil de referência para a PRE eólica é o referido no capítulo 3. No que diz respeito à PRE hídrica são tidas em conta as normais climatológicas da precipitação total mensal medidas pela estação meteorológica de Coimbra.

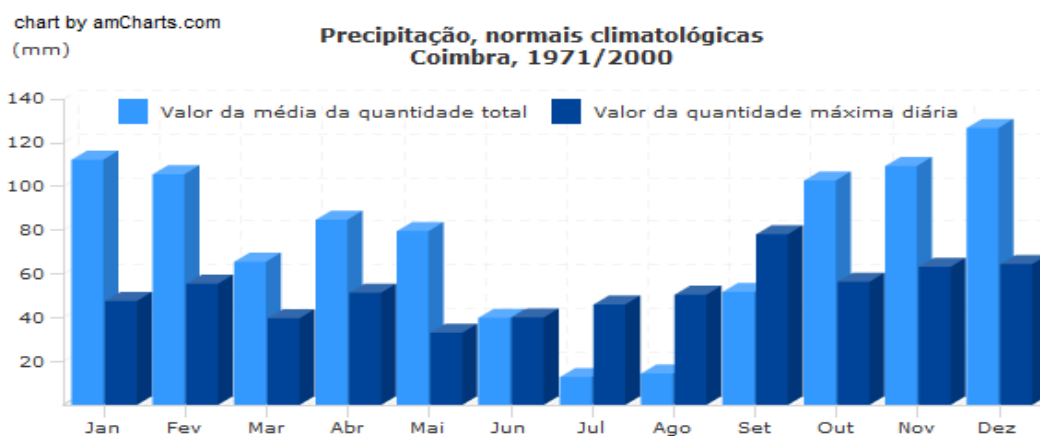


Figura 4.12 - Normais climatológicas da região de Coimbra [25].

De seguida, analisa-se o impacto das diferentes PRE nas perdas no cenário de ponta.

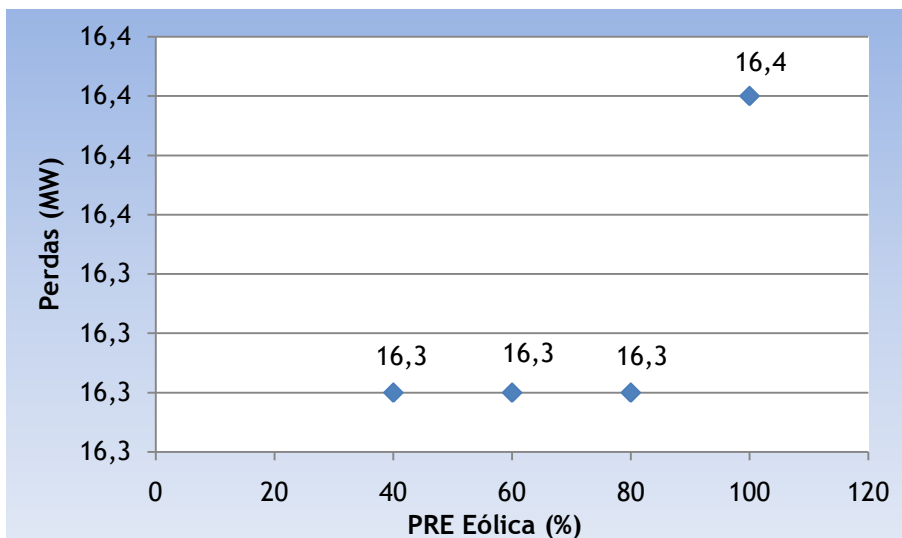


Figura 4.13 - Impacto da PRE Eólica no cenário de ponta e PRE Hídrica a 80%, rede AT Mondego.

Na figura 4.13 nota-se um crescimento das perdas com o aumento da PRE eólica, embora esse acréscimo não seja muito acentuado (de 16,3 MW com 40% para 16,4 MW com 100%). Contudo, comparando ao resultado das perdas sem PRE (21,4 MW), houve efectivamente uma redução, é de salientar no entanto, que nesta análise a PRE hídrica está a 80%. Esta tendência foi verificada para todos os níveis de carga com a PRE hídrica especificada, fazendo variar a produção eólica, de qualquer forma, em termos de valor absoluto o impacto não é muito significativo.

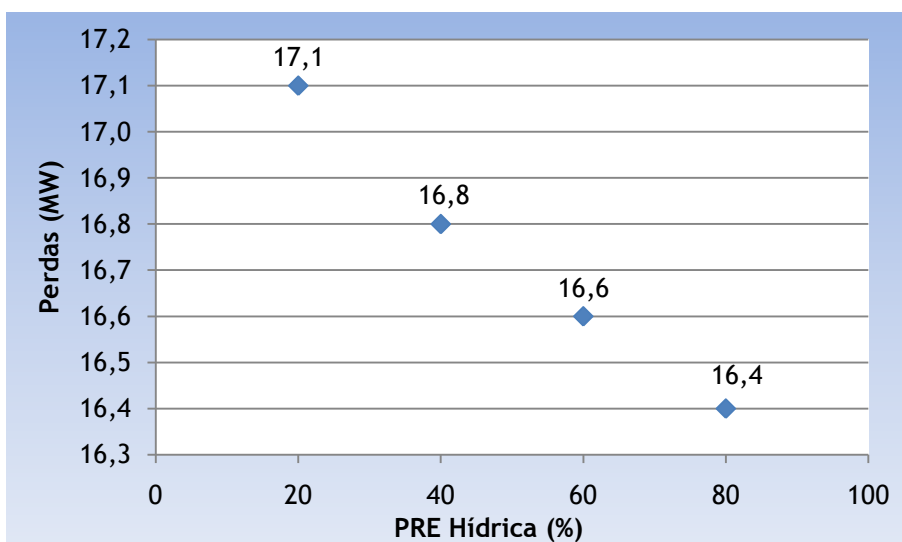


Figura 4.14 - Impacto da PRE Hídrica no cenário de ponta e PRE Eólica a 100%, rede AT Mondego.

Observa-se que neste caso a PRE hídrica, efectivamente reduz as perdas no sistema considerando o cenário de ponta e a PRE eólica especificada no valor máximo. Esta mesma

tendência está presente nos outros níveis de carga, por isso conclui-se que a PRE hídrica está descentralizada e próxima dos locais de consumo.

Tabela 4.10 - Perdas na rede AT Mondego em 2011, em 3 casos diferentes.

| Caso | Perdas (GWh) |
|------|--------------|
| 1 | 77,12 |
| 2 | 97,52 |
| 3 | 79,12 |

Na tabela anterior temos 3 casos de simulação das perdas anuais para a rede AT Mondego. No primeiro caso é determinado esse valor com recurso a aproximação polinomial e tendo em conta uma variação contínua da carga. Nos restantes casos a variação de carga é discreta em patamares de 20%, e no caso 3 é realizada uma análise combinatória com os níveis de PRE. É importante referir que ao estabelecer degraus para os níveis de carga e PRE, as aproximações foram realizadas por excesso, na tabela seguinte está representada a forma como foi realizada essa aproximação, ou seja, a conversão de valores contínuos a valores discretos.

Tabela 4.11 - Conversão de valor contínuo a valor discreto.

| Varição Contínua | Valor Discreto |
|------------------|----------------|
| 81% a 100% | 100% |
| 61% a 80% | 80% |
| 41% a 60% | 60% |
| 21% a 40% | 40% |
| 1% a 20% | 20% |

Tendo em consideração a forma como foram realizadas as aproximações, entende-se a diferença entre o caso 1 e 2 na estimação das perdas. No que diz respeito ao caso 3 e comparando com o caso 2, verifica-se uma contribuição bastante significativa na redução de perdas, cerca de 19% de diminuição na energia de perdas.

4.3 - Rede AT do Norte Douro

4.3.1 - Caracterização Geral

Na tabela seguinte apresenta-se a informação mais relevante do cenário de ponta.

Tabela 4.12 - Caracterização geral da rede AT Norte Douro no cenário de ponta.

| | |
|---|--------|
| Carga activa (MW) | 804,84 |
| Carga reactiva (Mvar) | 323,13 |
| Perdas activas (MW) | 7,9 |
| Tensão nominal AT (kV) | 60 |
| Tensão média AT (kV) | 62,84 |
| Nº barramentos AT | 5602 |
| Nº linhas | 14280 |
| Potência nominal das B.C. (Mvar) | 17,54 |

No cenário de ponta as perdas correspondem a cerca 0,98% da carga activa. De seguida apresentam-se as linhas com mais perdas na rede AT.

Tabela 4.13 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Norte Douro.

| Linha | Perdas(MW) | Perdas (% Valor total) |
|--------------|-------------------|-------------------------------|
| 1 | 0,80 | 10% |
| 2 | 0,35 | 4% |
| 3 | 0,29 | 4% |
| 4 | 0,26 | 3% |
| 5 | 0,24 | 3% |
| 6 | 0,22 | 3% |
| 7 | 0,20 | 3% |
| 8 | 0,17 | 2% |
| 9 | 0,17 | 2% |
| 10 | 0,15 | 2% |

A linha 1 tem uma contribuição significativa para as perdas no cenário de ponta, mais que o dobro da linha 2, de resto existe um equilíbrio na repartição das perdas pelas linhas.

4.3.2 - Simulação de Cenários

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados da simulação de diferentes cenários.

Tabela 4.14 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Norte Douro.

| Carga (% Ponta) | Carga (MW) | Carga (Mvar) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga activa) |
|--------------------|---------------|-----------------|----------------|----------------------------|
| 10 | 80,5 | 32,3 | 1,8 | 2,24% |
| 20 | 161,0 | 64,6 | 2,0 | 1,24% |
| 30 | 241,5 | 96,9 | 2,2 | 0,91% |
| 40 | 321,9 | 129,3 | 2,6 | 0,81% |
| 50 | 402,4 | 161,6 | 3,2 | 0,80% |
| 60 | 482,9 | 193,9 | 3,9 | 0,81% |
| 70 | 563,4 | 226,2 | 4,7 | 0,83% |
| 80 | 643,9 | 258,5 | 5,6 | 0,87% |
| 90 | 724,4 | 290,8 | 6,7 | 0,92% |
| 100 | 804,8 | 323,1 | 7,9 | 0,98% |
| 110 | 885,3 | 355,4 | 9,3 | 1,05% |
| 120 | 965,8 | 387,8 | 10,8 | 1,12% |
| 130 | 1046,3 | 420,1 | 12,5 | 1,19% |
| 140 | 1126,8 | 452,4 | 14,3 | 1,27% |

Na simulação dos diferentes cenários, as baterias de condensadores foram desligadas até ao nível de carga de 50%, sendo depois ligadas. É perceptível o crescimento das perdas para níveis mais elevados, contudo as perdas são bastante baixas.

4.3.3 - Aproximação Polinomial

Na figura seguinte observa-se a aproximação polinomial que caracteriza esta rede AT.

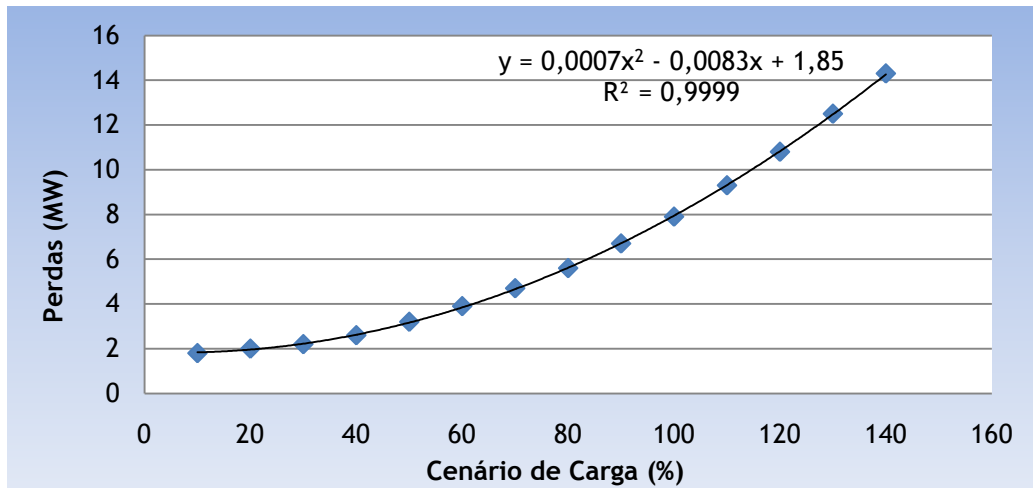


Figura 4.15 - Aproximação polinomial para a rede AT Norte Douro.

Pela análise do coeficiente de determinação, este é praticamente igual à unidade. Pode-se afirmar que a aproximação permite estimar as perdas nesta rede com uma boa qualidade.

4.3.4 - Estimação das Perdas Globais

Tendo em consideração o perfil de carga horário, para as perdas mensais foram obtidos os seguintes valores.

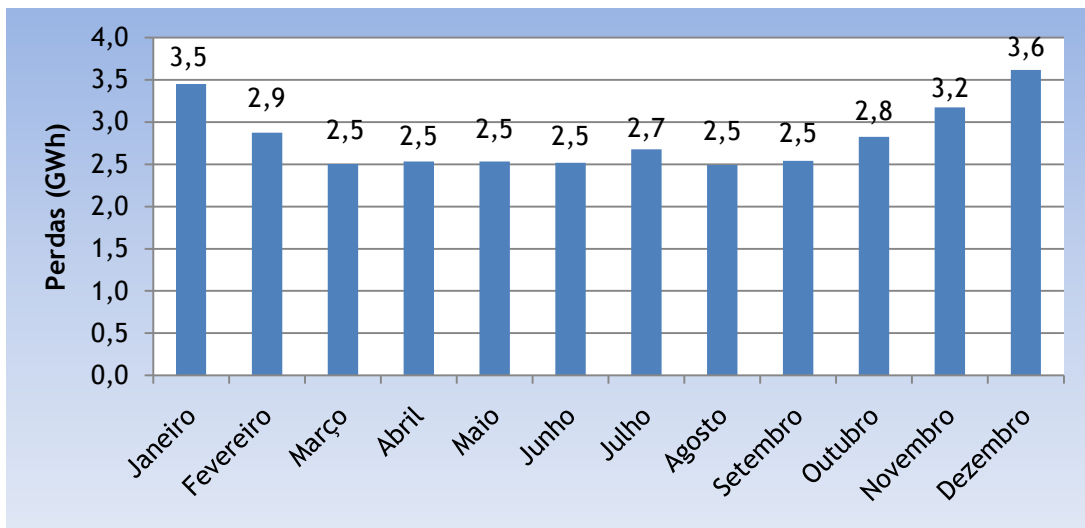


Figura 4.16 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Norte Douro.

De seguida analisam-se os dados da evolução da energia de perdas nos diferentes anos.

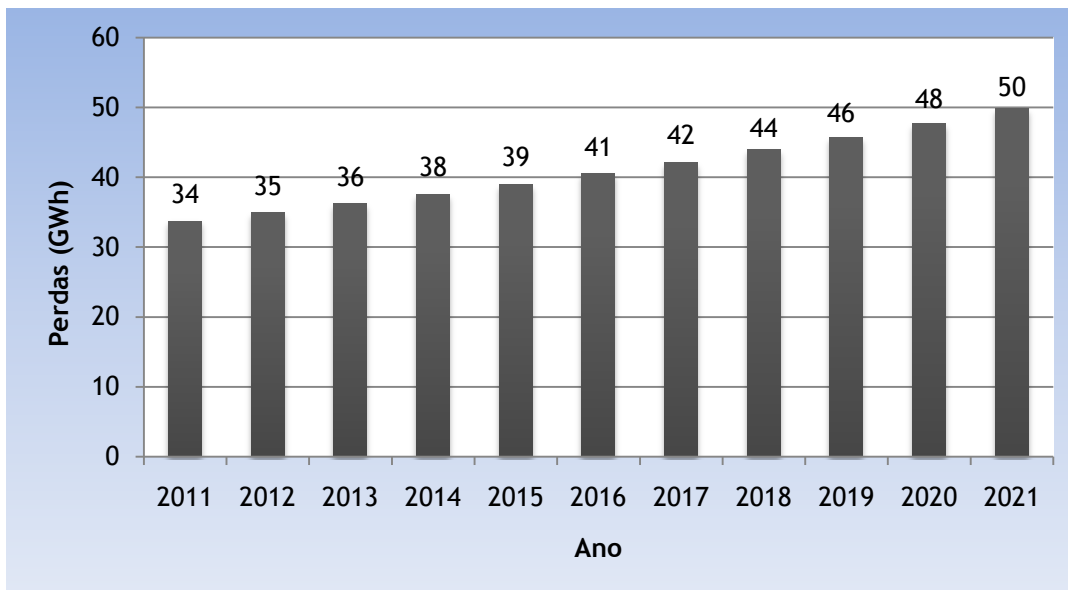


Figura 4.17 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Norte Douro.

Na figura seguinte apresentam-se os custos da energia de perdas a médio/longo prazo.

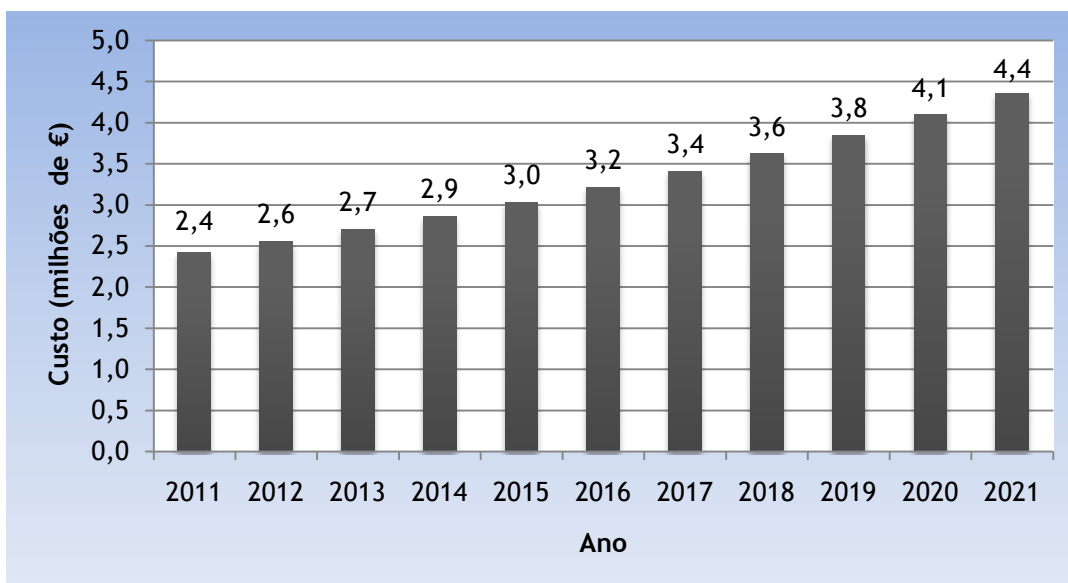


Figura 4.18 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Norte Douro.

Em termos de custos, mais uma vez, verifica-se que o aumento é significativo e desta forma é importante definir estratégias de investimentos na rede com o intuito de diminuir as perdas.

4.4 - Rede AT do Sul Douro

4.4.1 - Caracterização Geral

Para o cenário de ponta, a informação que melhor identifica a rede em análise está apresentada na tabela 4.15.

Tabela 4.15 - Caracterização geral da rede AT Sul Douro no cenário de ponta.

| | |
|---|--------|
| Carga activa (MW) | 722,94 |
| Carga reactiva (Mvar) | 290,26 |
| Perdas activas (MW) | 9,0 |
| Tensão nominal AT (kV) | 60 |
| Tensão média AT (kV) | 62,42 |
| Nº barramentos AT | 4305 |
| Nº linhas | 12183 |
| Potência nominal das B.C. (Mvar) | 159,29 |

As perdas no cenário de maior carga correspondem a 1,24% da carga activa. As linhas que mais contribuem para esse valor são apresentadas de seguida.

Tabela 4.16 - Linhas com perdas mais elevadas no cenário de ponta, rede AT Sul Douro.

| Linha | Perdas(MW) | Perdas (% Valor total) |
|--------------|-------------------|-------------------------------|
| 1 | 0,63 | 7% |
| 2 | 0,50 | 6% |
| 3 | 0,49 | 5% |
| 4 | 0,39 | 4% |
| 5 | 0,34 | 4% |
| 6 | 0,30 | 3% |
| 7 | 0,28 | 3% |
| 8 | 0,27 | 3% |
| 9 | 0,23 | 3% |
| 10 | 0,22 | 2% |

Ao analisar as linhas com maiores perdas, verifica-se que nesta rede não existe um grande desequilíbrio em termos de repartição da potência de perdas. Desta forma, é complicado justificar determinado investimento numa linha em particular, embora se deva ter em conta

as aproximações consideradas, nomeadamente a forma como se comportam as cargas nos diversos períodos do ano. Nas circunstâncias normais de funcionamento do SEE, pode acontecer, que devido a diferentes comportamentos das cargas do sistema noutros períodos, a linha com maiores perdas pode passar a ser outra.

4.4.2 - Simulação de Cenários

Na tabela seguinte estão apresentados os resultados da simulação de diferentes cenários.

Tabela 4.17 - Simulação de diferentes cenários, rede AT Sul Douro.

| Carga (% Ponta) | Carga (MW) | Carga (Mvar) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga activa) |
|-----------------|------------|--------------|-------------|-------------------------|
| 10 | 72,3 | 29,0 | 1,6 | 2,21% |
| 20 | 144,6 | 58,1 | 1,8 | 1,24% |
| 30 | 216,9 | 87,1 | 2,2 | 1,01% |
| 40 | 289,2 | 116,1 | 2,7 | 0,93% |
| 50 | 361,5 | 145,1 | 3,4 | 0,94% |
| 60 | 433,8 | 174,2 | 4,2 | 0,97% |
| 70 | 506,1 | 203,2 | 5,0 | 0,99% |
| 80 | 578,4 | 232,2 | 6,1 | 1,05% |
| 90 | 650,6 | 261,2 | 7,3 | 1,12% |
| 100 | 722,9 | 290,3 | 9,0 | 1,24% |
| 110 | 795,2 | 319,3 | 10,4 | 1,31% |
| 120 | 867,5 | 348,3 | 12,1 | 1,39% |
| 130 | 939,8 | 377,3 | 14,1 | 1,50% |
| 140 | 1012,1 | 406,4 | 16,4 | 1,62% |

Neste ponto foi efectuada a simulação dos diferentes cenários tendo ligado as baterias de condensadores, mais uma vez, na situação de carga a 60%, ou seja, quando a contribuição destas para o sistema é positiva.

4.4.3 - Aproximação Polinomial

Na figura seguinte observa-se a aproximação polinomial que caracteriza esta rede AT.

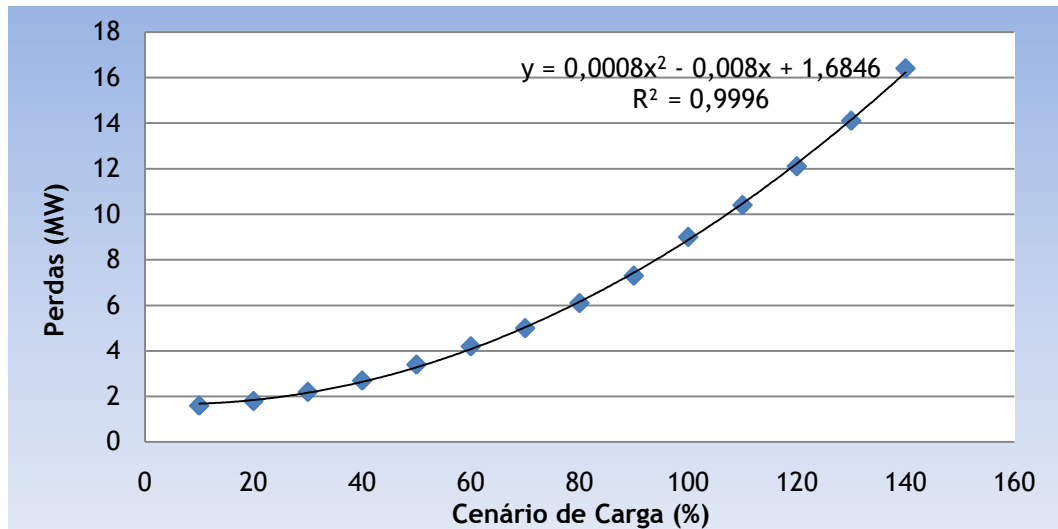


Figura 4.19 - Aproximação polinomial para a rede AT Sul Douro.

Uma vez mais verifica-se que esta é uma boa aproximação pelo que o coeficiente de determinação está muito próximo da unidade.

4.4.4 - Estimação das Perdas Globais

Através da simulação horária das perdas nos diferentes meses obtiveram-se os seguintes resultados.

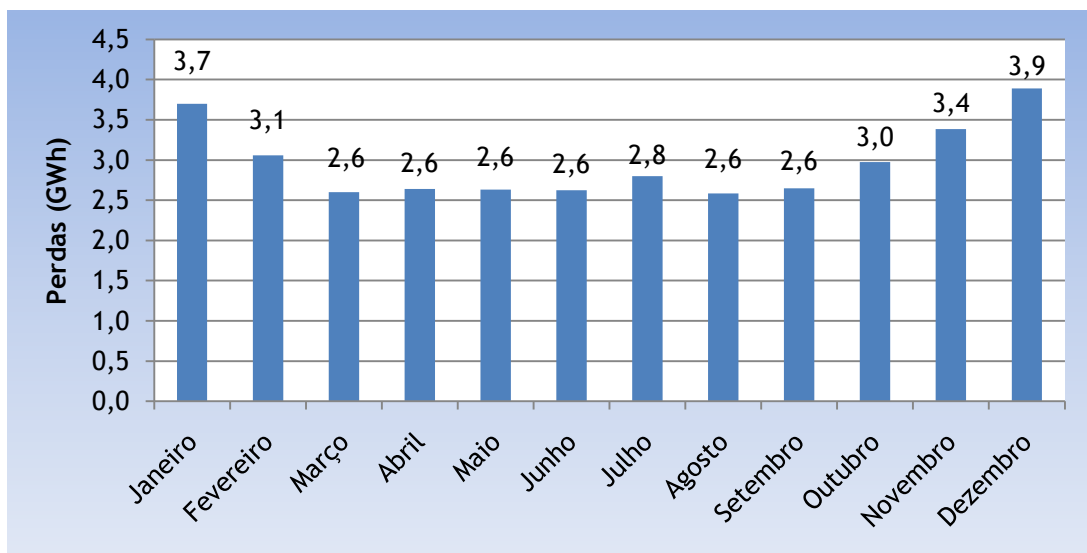


Figura 4.20 - Perdas mensais para o ano 2011, rede AT Sul Douro.

A evolução temporal das perdas está representada na figura seguinte.

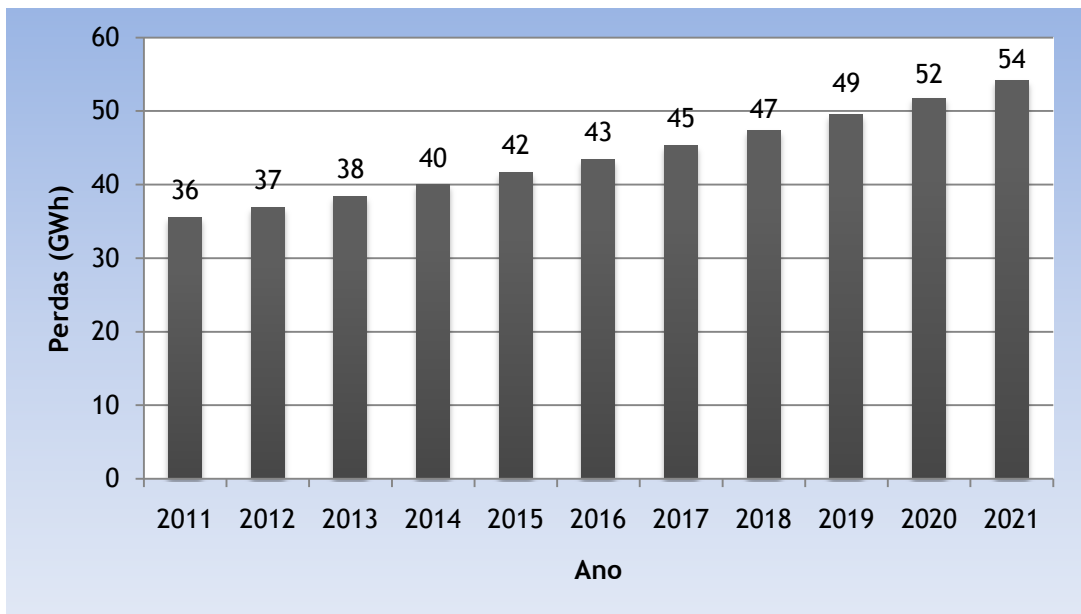


Figura 4.21 - Evolução temporal das perdas esperada nos próximos anos, rede AT Sul Douro.

De seguida observa-se a evolução dos custos com a energia de perdas ao longo dos anos.

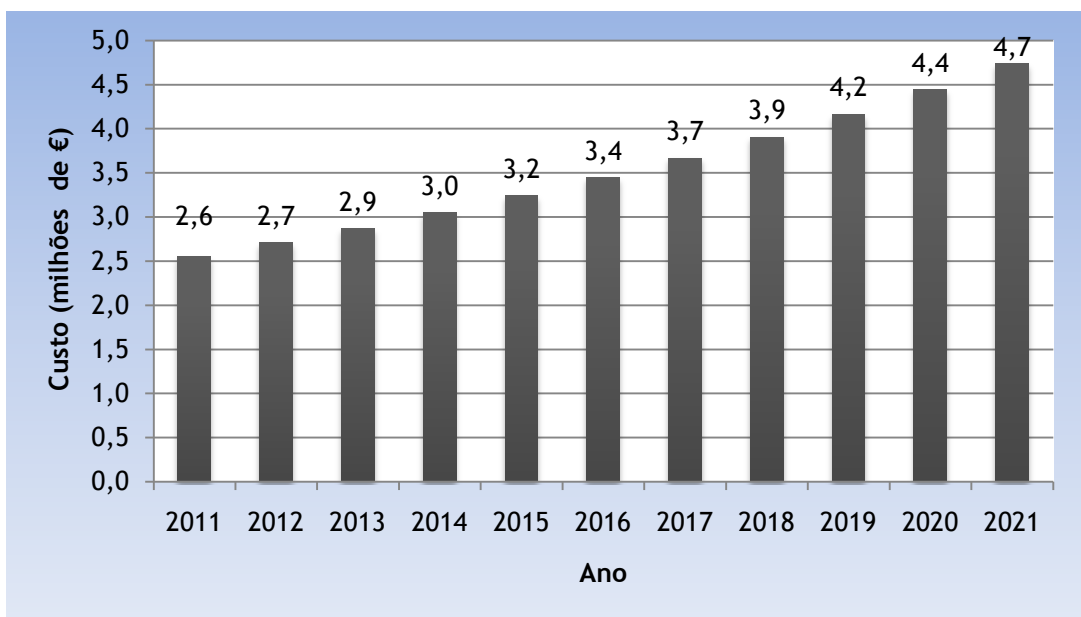


Figura 4.22 - Custo da energia de perdas esperada nos próximos anos, rede AT Sul Douro.

4.5 - Análise Comparativa das Redes AT

4.5.1 - Eficiência das Redes AT

Na análise efectuada anteriormente de cada rede AT, foram apresentados os diversos resultados de forma individual. No entanto, no contexto do SEE, interessa poder avaliar as redes AT e classificá-las no âmbito da sua eficiência energética, comparando-as sempre que possível.

Em termos de comparação das redes AT, a melhor forma será estabelecer circunstâncias idênticas e verificar quais as redes que possuem um valor de perdas mais elevado. No entanto, a concepção das redes AT do nosso sistema, foi realizada tendo em conta as necessidades locais do consumo energético, desta forma, as perdas são comparáveis dentro dos níveis previstos da carga para cada rede. A comparação entre redes será realizada para cenários de carga desde 30% até 100% da ponta, sendo que valores fora desta gama não fazem sentido, dadas as redes não terem sido projectadas para desempenhar as suas funções em certos níveis de carga.

De seguida apresentam-se os resultados da percentagem de perdas em função da carga activa de cada rede AT, desde o valor de carga 338,4 até 519,5 MW. Estes valores encontram-se dentro dos valores de 30% e 100% do cenário de ponta das respectivas redes AT.

Tabela 4.18 - Comparação das perdas nas redes AT.

| Carga (MW) | Perdas (% Carga Activa) | | | |
|------------|-------------------------|---------|-------------|-----------|
| | Algarve | Mondego | Norte Douro | Sul Douro |
| 338,43 | 1,14% | 1,29% | 0,81% | 0,91% |
| 361,47 | 1,20% | 1,25% | 0,80% | 0,91% |
| 363,70 | 1,20% | 1,25% | 0,80% | 0,91% |
| 402,42 | 1,31% | 1,20% | 0,79% | 0,92% |
| 415,60 | 1,35% | 1,19% | 0,79% | 0,93% |
| 433,76 | 1,40% | 1,18% | 0,79% | 0,94% |
| 451,24 | 1,45% | 1,17% | 0,79% | 0,95% |
| 467,60 | 1,50% | 1,17% | 0,80% | 0,97% |
| 482,90 | 1,54% | 1,16% | 0,80% | 0,98% |
| 506,06 | 1,61% | 1,17% | 0,81% | 1,00% |
| 519,50 | 1,65% | 1,17% | 0,81% | 1,01% |

É importante salientar que os valores obtidos para fazer a análise comparativa das redes AT, resultam da aplicação da aproximação polinomial respectiva. Contudo, estes valores são válidos para tirar conclusões relativamente à eficiência das redes. Na figura apresentada de seguida pode ser visualizado o comportamento das redes para os diferentes níveis de carga apresentados.

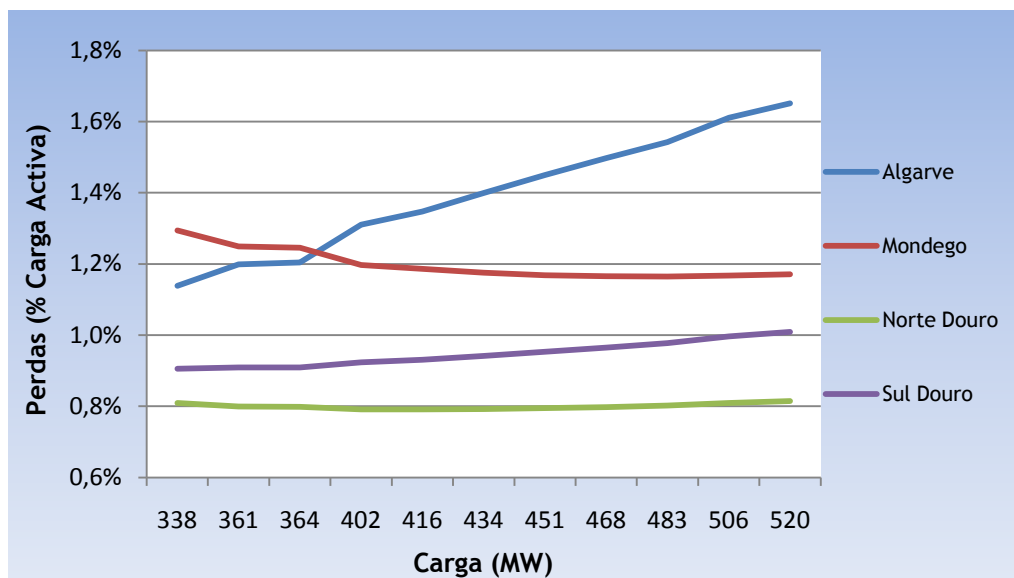


Figura 4.23 - Análise da eficiência das redes AT, mesmo valor de carga.

Tendo em conta o nível de carga comum a todas as redes, conclui-se que a rede AT Algarve é a menos eficiente. No entanto, verifica-se que numa pequena gama de valores de carga, a rede AT Algarve contém perdas ligeiramente mais baixas que a rede Mondego. Relativamente à rede mais eficiente, é inequívoco que seja a Norte Douro.

No que diz respeito aos níveis de carga previstos para cada rede AT, ou seja, de 30% a 100% da respectiva ponta, as redes menos eficientes segundo o critério anterior, podem até ter perdas inferiores às restantes. Tal facto justifica-se, devido às necessidades locais de consumo energético serem diferentes, na tabela seguinte são comparadas as diferentes redes nas circunstâncias normais de exploração da rede.

Tabela 4.19 - Perdas nas redes AT para valores de carga previstos.

| Carga (% Ponta) | Algarve | | Mondego | | Norte Douro | | Sul Douro | |
|-----------------|-------------|------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) |
| 30 | 1,3 | 0,86% | 4,6 | 1,36% | 2,2 | 0,91% | 2,2 | 1,01% |
| 40 | 1,9 | 0,90% | 5,6 | 1,24% | 2,6 | 0,81% | 2,7 | 0,93% |
| 50 | 2,6 | 1,00% | 7,0 | 1,24% | 3,2 | 0,80% | 3,4 | 0,94% |
| 60 | 3,4 | 1,10% | 8,8 | 1,30% | 3,9 | 0,81% | 4,2 | 0,97% |
| 70 | 4,5 | 1,24% | 11,1 | 1,41% | 4,7 | 0,83% | 5,0 | 0,99% |
| 80 | 5,7 | 1,38% | 13,9 | 1,54% | 5,6 | 0,87% | 6,1 | 1,05% |
| 90 | 7,1 | 1,52% | 17,2 | 1,69% | 6,7 | 0,92% | 7,3 | 1,12% |
| 100 | 8,8 | 1,69% | 21,4 | 1,90% | 7,9 | 0,98% | 9,0 | 1,24% |

Neste caso, verifica-se que a rede menos eficiente passa a ser a do Mondego, mantendo as redes da zona do Douro as mais eficientes. Na figura seguinte pode ser visualizada esta análise.

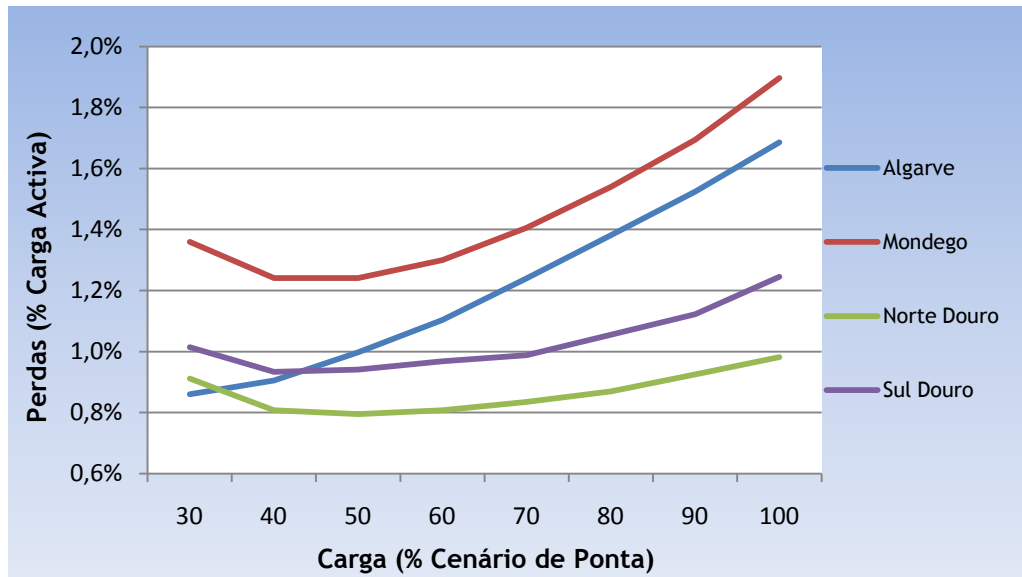


Figura 4.24 - Análise da eficiência das redes AT, valores de carga previstos.

4.5.2 - Perdas nos Transformadores

Na simulação das perdas em cada rede AT, estão incluídos os transformadores AT/MT. Desta forma, como estes equipamentos estão modelizados considerando a resistência dos enrolamentos, existem perdas por efeito de Joule nos mesmos. Na figura seguinte são comparadas as perdas nos transformadores das diferentes redes.

Tabela 4.20 - Perdas nos transformadores AT/MT para valores de carga previstos.

| Carga (% Ponta) | Algarve | | Mondego | | Norte Douro | | Sul Douro | |
|-----------------|-------------|------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|-------------|------------------|
| | Perdas (MW) | Perdas (% Total) | Perdas (MW) | Perdas (% Total) | Perdas (MW) | Perdas (% Total) | Perdas (MW) | Perdas (% Total) |
| 30 | 0,06 | 4,4% | 0,44 | 9,6% | 0,27 | 12,4% | 0,23 | 10,5% |
| 40 | 0,10 | 5,4% | 0,79 | 14,0% | 0,48 | 18,6% | 0,41 | 15,2% |
| 50 | 0,16 | 6,2% | 1,23 | 17,5% | 0,76 | 23,6% | 0,64 | 18,8% |
| 60 | 0,23 | 6,8% | 1,77 | 20,1% | 1,09 | 27,9% | 0,92 | 21,9% |
| 70 | 0,31 | 7,0% | 2,41 | 21,7% | 1,48 | 31,5% | 1,25 | 25,1% |
| 80 | 0,41 | 7,2% | 3,14 | 22,6% | 1,93 | 34,5% | 1,64 | 26,9% |
| 90 | 0,52 | 7,3% | 3,98 | 23,1% | 2,45 | 36,5% | 2,07 | 28,4% |
| 100 | 0,64 | 7,3% | 4,91 | 22,9% | 3,02 | 38,2% | 2,56 | 28,4% |

De uma forma geral, verifica-se que as perdas activas nos transformadores não podem ser desprezadas, dado a percentagem do valor total das perdas activas das respectivas redes ser bastante elevado, no entanto no caso do Algarve já não são tão significativas. Apesar de existirem menos transformadores do que linhas nas redes analisadas, tal como é esperado, acontece que a grande parte do fluxo energético converge nos transformadores. Desta forma, o efeito de carga é mais visível nos transformadores independentemente da resistência dos enrolamentos ser mais elevada ou não. É de salientar no entanto, que as perdas nos transformadores AT/MT são normalmente associadas às perdas no nível MT. Na tabela seguinte verificam-se as perdas só nas linhas de transmissão em cada rede AT.

Tabela 4.21 - Perdas nas linhas de transmissão das redes AT para valores de carga previstos.

| Carga (% Ponta) | Algarve | | Mondego | | Norte Douro | | Sul Douro | |
|--------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|----------------|---------------------|
| | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) | Perdas (MW) | Perdas (% Carga) |
| 30 | 1,24 | 0,80% | 4,16 | 1,23% | 1,93 | 0,80% | 1,97 | 0,91% |
| 40 | 1,80 | 0,87% | 4,81 | 1,07% | 2,12 | 0,66% | 2,29 | 0,79% |
| 50 | 2,44 | 0,94% | 5,77 | 1,02% | 2,45 | 0,61% | 2,76 | 0,76% |
| 60 | 3,17 | 1,02% | 7,03 | 1,04% | 2,81 | 0,58% | 3,28 | 0,76% |
| 70 | 4,19 | 1,15% | 8,69 | 1,10% | 3,22 | 0,57% | 3,75 | 0,74% |
| 80 | 5,29 | 1,27% | 10,76 | 1,19% | 3,67 | 0,57% | 4,46 | 0,77% |
| 90 | 6,58 | 1,41% | 13,22 | 1,30% | 4,25 | 0,59% | 5,23 | 0,80% |
| 100 | 8,16 | 1,57% | 16,49 | 1,46% | 4,88 | 0,61% | 6,44 | 0,89% |

4.5.3 - Impacte Ambiental

A produção de energia eléctrica tem um impacte muito significativo nas alterações climáticas, dadas as emissões de CO₂ para a atmosfera provenientes do uso de combustíveis fósseis em centrais termoeléctricas. É importante analisar esse efeito para as redes AT estudadas e verificar a quantidade de CO₂ emitido para a atmosfera no ano de referência (2011). Tendo em conta o despacho em [26], o consumo energético no território nacional provoca em média 0,47 kg de emissões de CO₂ por kWh. Com este valor, o valor estimado das emissões para as redes em análise é a seguinte.

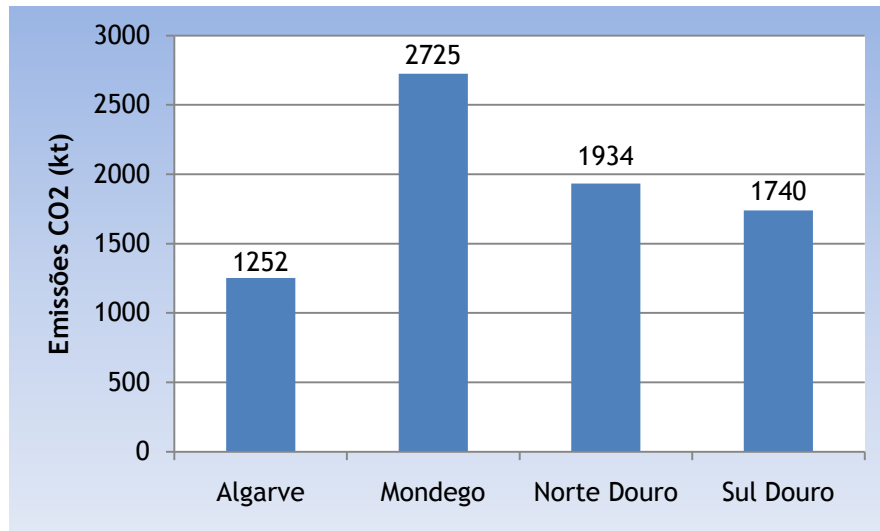


Figura 4.25 - Emissões de CO2 na produção de energia eléctrica, ano 2011.

A rede de maior impacto ambiental é a do Mondego, resultante de um maior consumo energético. Nas redes analisadas as emissões causadas pelas perdas são bastante baixas, sendo à volta de 1% dos valores totais de produção. Na figura 4.26 analisa-se o impacto que a PRE tem nas redes do Algarve e Mondego, em termos de emissões de CO2.

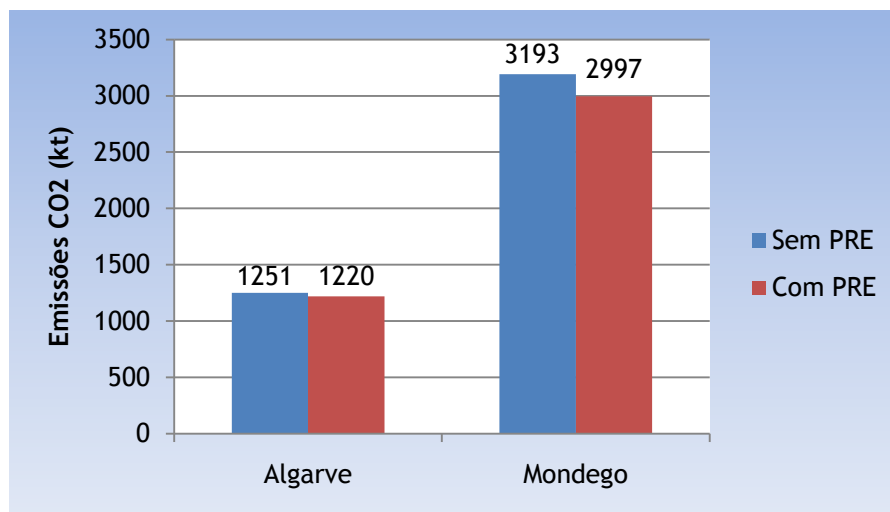


Figura 4.26 - Influência da PRE nas emissões de CO2, ano 2011.

Considerando a influência da PRE, observa-se uma diminuição das emissões de CO2, na rede AT do Algarve houve uma diminuição de cerca de 2,5%, na rede do Mondego diminuiu 6,1%. Esta diminuição, justifica-se devido ao acréscimo de produção através de fontes renováveis com zero emissões de CO2 e também por causa do facto que a produção descentralizada contribui para a diminuição das perdas e posteriormente o valor total de energia produzida. É oportuno referir, que os valores das emissões estimadas na figura 4.26

têm em conta uma variação discreta da carga, não podendo assim serem comparados com a figura 4.25.

Capítulo 5

Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 - Conclusões

Com este trabalho foi possível caracterizar devidamente as perdas nas redes AT de distribuição, tendo sido obtidos valores percentuais típicos da energia de perdas entre 1% a 2% da carga activa.

A simulação de cenários através de ficheiros auxiliares criados no PowerWorld, provou ser uma forma rápida e simples para o cálculo das perdas, apesar da grande dimensão das redes analisadas.

Relativamente às aproximações polinomiais adoptadas, e através da análise do critério de avaliação das mesmas, conclui-se que a estimação polinomial de segundo grau, é uma forma válida de determinar valores de perdas em cenários intermédios.

Na análise das perdas nas diversas redes AT, verificou-se que o factor preponderante que maior influência tem nas perdas da rede é o próprio consumo energético, tal como era esperado, dada a tendência quadrática do aumento das perdas com a carga.

No que diz respeito ao impacto da PRE nas perdas, verificou-se que para as redes AT, pode acontecer da PRE MT contribuir para um aumento e não para a redução das mesmas, tal como foi verificado na rede AT Mondego. Tal facto acontece, devido ao excesso de produção da PRE relativamente ao consumo na subestação de interligação AT/MT, quando tipicamente o consumo é sempre mais elevado que a produção. Esta situação foi verificada para a PRE eólica, que tipicamente se situa em locais afastados dos grandes centros de carga.

Foi possível verificar a importância que tem a estimação da evolução temporal da energia de perdas e custos associados no âmbito do planeamento a médio/longo prazo, dado que para anos posteriores ao ano de referência, os aumentos anuais vão sendo cada vez mais elevados.

No final da análise de dados, foram comparadas as perdas obtidas para as diferentes redes AT, sendo possível identificar quais as mais eficientes e verificou-se também que a resistência

dos enrolamentos dos transformadores AT/MT não deve ser desprezada dado o efeito de carga provocar perdas significativas, caso se considerem estas perdas associadas ao nível AT (o que não é habitual em Portugal). Foi determinado ainda o impacte ambiental das redes no ano de referência e verificaram-se os benefícios da PRE relativamente a este ponto.

5.2 - Trabalhos Futuros

Numa primeira fase, sugere-se estender este mesmo estudo às restantes redes AT do SEN. Relativamente a trabalhos futuros no âmbito desta temática, podem ser identificados alguns aspectos que poderão ser melhorados dada a experiência adquirida com este estudo.

Na prática, as redes analisadas continham um número bastante elevado de barramentos, e por isso seria interessante trabalhar com um modelo reduzido das redes originais. O modelo reduzido das redes em análise seria uma opção viável, dado que muita informação contida nos ficheiros originais poderia ser agregada. Por exemplo, uma subestação no âmbito da simulação poderia ser representada apenas por dois barramentos. No exemplo da subestação analisada verificou-se um número bastante elevado de barramentos que permitiam identificar aparelhos de medição, de corte e até os próprios serviços auxiliares, o que para este tipo de estudo não se justifica, dado os condutores que interligam estes barramentos terem um comprimento bastante reduzido, assim como o facto da sua impedância ser praticamente desprezável.

No âmbito dos perfis utilizados para determinar o comportamento da carga do sistema e até da PRE, foi escolhido um perfil de referência para o consumo energético em todas as redes, assim como na PRE foi tido em conta um perfil por tipo de tecnologia, neste caso a eólica. No entanto, as redes têm a sua própria localização geográfica e por isso a carga e a PRE possuem características próprias consoante cada caso. Por isso, será interessante avaliar os perfis de consumo e da PRE locais de modo a caracterizar melhor cada rede.

Relativamente à análise da evolução temporal das perdas, a previsão geográfica do crescimento da carga pode ser uma mais valia, dado que com este tipo de estudo é possível verificar os níveis de saturação da carga, tendo em conta as particularidades da localização de cada rede. Tipicamente o crescimento da carga por zona geográfica começa num período de dormência aonde existe alguma desconfiança relativamente a investimentos nessa zona, passando por uma altura em que o crescimento aumenta significativamente até depois abrandar e posteriormente chegar à saturação, dado a zona ficar saturada a novos consumidores. De qualquer forma, é importante ter em conta índices macroeconómicos que condicionam fortemente o crescimento da carga.

Apesar deste estudo ter como objectivo as redes AT, um estudo desta envergadura poderá ser aplicado noutras redes de distribuição (MT e BT) e rede de transporte (MAT e AT). No

entanto, as restantes redes de distribuição (MT e BT) são bem mais extensas que as AT, o que pode condicionar bastante a aplicação desta metodologia.

Este estudo teve como principal objectivo o cálculo das perdas técnicas. No entanto com a possibilidade de obter as medidas anuais da energia de perdas, ou seja, a diferença entre energia comprada e vendida pelo distribuidor, será possível comparar estas duas metodologias e chegar a novas conclusões quanto à validade do método estudado nesta dissertação. Tendo em conta a credibilidade na metodologia estudada, será possível estimar as perdas não técnicas através de uma diferença dos valores das energias de perdas determinado pelos dois modelos, partindo dos pressupostos que a medição da energia de perdas engloba as perdas técnicas e não técnicas e a estimação de perdas técnicas é efectuada com uma pequena margem de erro.

Na hipótese de utilizar este tipo de estudo de maneira sistemática, será importante automatizar processos para estimar perdas de forma rápida e eficiente. Ao longo desta dissertação, uma parte significativa do trabalho foi realizado através do Excel da Microsoft. Por isso será interessante ter em vista a utilização da linguagem de programação Visual Basic com o intuito de criar uma ferramenta simples dado existirem funcionalidades que permitem uma boa interacção entre os dois programas. Relativamente a programas de simulação que existam no mercado, será interessante utilizar um que facilite a programação automática de cenários (carga, PRE, etc.) de modo a mecanizar uma parte substancial do processo de cálculo.

Referências

[1] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perdas na Rede de Transporte”, disponível em:

www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/transporte (Último acesso em 15/03/2011)

[2] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Perdas na Rede de Distribuição”, disponível em:

www.erse.pt/pt/electricidade/actividadesdosector/distribuicao (Último acesso em 15/03/2011)

[3] J. Saraiva, J. Pereira da Silva, M. Ponce de Leão, “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarifação de Uso das Redes”, FEUPedições, 2002, pp. 75-76

[4] EDP - Energias de Portugal, “Estratégia para as Alterações Climáticas”, disponível em:

www.edp.pt/pt/sustentabilidade/ambiente/alteracoesclimaticas/estrategia (Último acesso em 15/03/2011)

[5] DGGE - Direcção Geral de Geologia e Energia, “Caracterização Energética Nacional”, disponível em:

www.dgge.pt (Último acesso em 16/03/2011)

[6] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Informação Sobre Produção em Regime Especial (PRE)”, dados actualizados de Janeiro 2011, disponível em:

www.erse.pt/pt/electricidade/factosenumeros (Último acesso em 16/03/2011)

[7] P. Almeida da Costa, “O efeito pelicular ou efeito skin”, disponível em:

<http://www.estv.ipv.pt/PaginasPessoais/paulomoises> (Último acesso em 27/05/2011)

[8] J. Nuno Fidalgo, Jean Sumaili Akilimali, "Análise e Selecção de Intervenções para Redução das Perdas nas Redes de Distribuição - Análise de perdas em redes MT", Projecto ASIRP, INESC Porto, Abril 2010

[9] António Mamede dos Santos, Miguel Mamede dos Santos, "Geração Distribuída Versus Centralizada", disponível em:

<http://www.ipv.pt/millennium/Millennium35/> (Último acesso em 15/06/2011)

[10] Y. M. Atwa, E. F. El-Saadany, M. M. A. Salama, R. Seethapathy, "Optimal Renewable Resources Mix for Distribution System Energy Loss Minimization", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.25, no.1, pp.360-370, Feb. 2010

[11] M. A. Matos, P. Melo, "Multiobjective reconfiguration for loss reduction and service restoration using simulated annealing", *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on*, vol., no., pp.213, 1999

[12] Eduardo Sá Paiva, "Transformadores", disponível em:

<http://www.estv.ipv.pt/PaginasPessoais/eduardop/> (Último acesso em 19/06/2011)

[13] R. A. Gallego, A. J. Monticelli, R. Romero, "Optimal capacitor placement in radial distribution networks", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol.16, no.4, pp.630-637, Nov 2001

[14] J. P. Sucena Paiva, "Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica", IST Press, 2005, pp. 560-562

[15] J. Dickert, M. Hable, P. Schegner, "Energy loss estimation in distribution networks for planning purposes", *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, vol., no., pp.1-6, June 28 2009-July 2 2009

[16] Hong-Rui Wang, Guo-Jie Yang, Xiu-Ling Liu, "A New Algorithm for the Theoretical Energy Loss Calculation of the Distribution Network Based on Artificial Neural Networks", *Machine Learning and Cybernetics, 2007 International Conference on*, vol.6, no., pp.3195-3198, 19-22 Aug. 2007

[17] Jiang Hui-lan, An Min, Liu Jie, Xu Jian-qiang, "A Practical Method of Calculating the Energy Losses in Distribution Systems Based on RBF Network," *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES*, vol., no., pp.1-6, 2005

[18] J. P. Sucena Paiva, “Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica”, IST Press, 2005, pp. 250-251

[19] J. P. Sucena Paiva, “Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica”, IST Press, 2005, pp. 198

[20] Despacho n.º 1549/2011 - Diário da República, 2.ª série — N.º 13 — 19 de Janeiro de 2011- Aprova os perfis horários de perdas, as alterações aos perfis de consumo das instalações em BTN e BTE bem como o diagrama de carga de referência e o perfil de consumo da iluminação pública

[21] Manuel Matos, A. Gomes Martins, J. Nuno Fidalgo, Humberto Jorge, “Caracterização de consumidores e redes - Perfis da microprodução para 2010”, Relatório Técnico, Projecto CCR, Janeiro de 2010

[22] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifa de Venda a Clientes Finais”, disponível em:
www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifareguladas2011 (Último acesso em 31/05/2011)

[23] Jornal de Negócios, “Inflação permanecerá baixa ao longo dos próximos dois anos”, disponível em:
http://www.jornaldenegocios.pt/home.php?template=SHOWNEWS_V2&id=413235 (Último acesso em 31/05/2011)

[24] EDP - Energias de Portugal, “Dados da PRE Algarve e Mondego de 2010”

[25] Instituto de Meteorologia de Portugal, “Precipitação medida na Estação de Coimbra”, disponível em:
<http://www.meteo.pt/pt/oclima/clima.normais/> (Último acesso em 06/06/2011)

[26] Despacho n.º 17313/2008 - Diário da República, 2.ª série — N.º 122 — 26 de Janeiro de 2008- Factor de emissão CO2 do consumo eléctrico nacional

Anexos

Anexo A - Perfil de Consumo

Legenda:

DU - Dia Útil

S - Sábado

D - Domingo

Nota: Valores da carga estão em percentagem do cenário de ponta.

| Hora | Janeiro | | | Fevereiro | | | Março | | | Abril | | |
|-------|---------|-----|-----|-----------|-----|-----|-------|-----|-----|-------|-----|-----|
| | DU | S | D | DU | S | D | DU | S | D | DU | S | D |
| 00:00 | 60% | 63% | 61% | 58% | 61% | 60% | 54% | 57% | 53% | 50% | 52% | 51% |
| 01:00 | 51% | 56% | 53% | 50% | 53% | 53% | 45% | 51% | 45% | 43% | 46% | 44% |
| 02:00 | 47% | 51% | 49% | 46% | 48% | 48% | 43% | 46% | 43% | 40% | 42% | 40% |
| 03:00 | 45% | 47% | 45% | 44% | 45% | 45% | 41% | 44% | 41% | 39% | 40% | 38% |
| 04:00 | 46% | 46% | 43% | 44% | 44% | 43% | 41% | 44% | 41% | 39% | 39% | 37% |
| 05:00 | 47% | 45% | 42% | 45% | 44% | 43% | 41% | 44% | 41% | 40% | 40% | 37% |
| 06:00 | 50% | 46% | 42% | 48% | 45% | 43% | 40% | 43% | 40% | 42% | 39% | 36% |
| 07:00 | 57% | 48% | 42% | 53% | 45% | 41% | 37% | 43% | 37% | 45% | 39% | 34% |
| 08:00 | 66% | 50% | 42% | 60% | 46% | 41% | 40% | 46% | 40% | 53% | 43% | 36% |
| 09:00 | 73% | 57% | 46% | 67% | 53% | 47% | 45% | 53% | 45% | 61% | 50% | 42% |
| 10:00 | 77% | 63% | 53% | 71% | 58% | 53% | 51% | 57% | 51% | 64% | 54% | 49% |
| 11:00 | 78% | 65% | 58% | 73% | 60% | 58% | 55% | 60% | 55% | 66% | 57% | 53% |
| 12:00 | 77% | 66% | 59% | 73% | 62% | 60% | 55% | 61% | 55% | 66% | 58% | 55% |
| 13:00 | 73% | 64% | 56% | 68% | 60% | 57% | 52% | 59% | 52% | 62% | 56% | 52% |
| 14:00 | 74% | 62% | 54% | 68% | 59% | 55% | 50% | 58% | 50% | 62% | 54% | 49% |
| 15:00 | 74% | 62% | 52% | 68% | 58% | 52% | 48% | 58% | 48% | 62% | 54% | 46% |
| 16:00 | 74% | 62% | 54% | 68% | 58% | 51% | 47% | 58% | 47% | 60% | 53% | 44% |
| 17:00 | 82% | 72% | 64% | 72% | 63% | 56% | 49% | 60% | 49% | 59% | 53% | 44% |
| 18:00 | 92% | 84% | 76% | 83% | 76% | 70% | 57% | 69% | 57% | 60% | 54% | 46% |
| 19:00 | 96% | 90% | 81% | 90% | 84% | 78% | 67% | 79% | 67% | 63% | 58% | 51% |
| 20:00 | 95% | 87% | 82% | 89% | 84% | 79% | 70% | 78% | 70% | 70% | 66% | 60% |
| 21:00 | 91% | 82% | 80% | 85% | 79% | 77% | 69% | 74% | 69% | 71% | 67% | 64% |
| 22:00 | 84% | 79% | 75% | 80% | 75% | 74% | 65% | 71% | 65% | 66% | 64% | 62% |
| 23:00 | 73% | 71% | 67% | 70% | 68% | 66% | 60% | 64% | 60% | 58% | 59% | 55% |

| Hora | Maio | | | Junho | | | Julho | | | Agosto | | |
|-------|------|-----|-----|-------|-----|-----|-------|-----|-----|--------|-----|-----|
| | DU | S | D | DU | S | D | DU | S | D | DU | S | D |
| 00:00 | 48% | 50% | 47% | 51% | 51% | 50% | 51% | 51% | 50% | 48% | 49% | 49% |
| 01:00 | 41% | 44% | 42% | 44% | 45% | 45% | 45% | 46% | 45% | 43% | 44% | 44% |
| 02:00 | 38% | 41% | 39% | 41% | 41% | 41% | 42% | 43% | 41% | 40% | 41% | 41% |
| 03:00 | 37% | 39% | 37% | 40% | 40% | 39% | 41% | 41% | 39% | 39% | 39% | 39% |
| 04:00 | 38% | 38% | 36% | 40% | 40% | 38% | 41% | 41% | 39% | 39% | 39% | 39% |
| 05:00 | 39% | 39% | 36% | 40% | 40% | 37% | 41% | 41% | 39% | 39% | 39% | 39% |
| 06:00 | 39% | 37% | 34% | 40% | 38% | 35% | 42% | 40% | 36% | 39% | 38% | 37% |
| 07:00 | 44% | 38% | 34% | 45% | 40% | 36% | 46% | 42% | 36% | 42% | 39% | 36% |
| 08:00 | 53% | 43% | 37% | 54% | 45% | 40% | 55% | 46% | 39% | 48% | 43% | 39% |
| 09:00 | 60% | 49% | 43% | 61% | 51% | 44% | 62% | 51% | 44% | 55% | 48% | 43% |
| 10:00 | 63% | 53% | 49% | 64% | 54% | 47% | 67% | 55% | 49% | 60% | 52% | 47% |
| 11:00 | 65% | 56% | 53% | 67% | 57% | 51% | 69% | 58% | 52% | 63% | 56% | 51% |
| 12:00 | 65% | 57% | 54% | 67% | 59% | 53% | 69% | 59% | 53% | 63% | 57% | 52% |
| 13:00 | 61% | 54% | 51% | 63% | 56% | 50% | 66% | 56% | 50% | 61% | 55% | 50% |
| 14:00 | 61% | 52% | 48% | 63% | 53% | 48% | 66% | 54% | 47% | 61% | 53% | 48% |
| 15:00 | 62% | 52% | 46% | 64% | 53% | 46% | 67% | 54% | 45% | 61% | 52% | 46% |
| 16:00 | 61% | 51% | 44% | 64% | 52% | 45% | 67% | 54% | 44% | 60% | 50% | 44% |
| 17:00 | 60% | 51% | 44% | 63% | 52% | 45% | 66% | 54% | 44% | 59% | 51% | 43% |
| 18:00 | 59% | 52% | 45% | 62% | 53% | 46% | 64% | 55% | 46% | 58% | 52% | 45% |
| 19:00 | 60% | 53% | 48% | 61% | 54% | 48% | 64% | 56% | 47% | 59% | 54% | 48% |
| 20:00 | 63% | 58% | 54% | 62% | 57% | 53% | 63% | 57% | 51% | 62% | 59% | 53% |
| 21:00 | 66% | 62% | 60% | 66% | 62% | 59% | 66% | 62% | 57% | 64% | 64% | 58% |
| 22:00 | 63% | 60% | 59% | 64% | 61% | 60% | 65% | 62% | 58% | 61% | 61% | 57% |
| 23:00 | 56% | 55% | 53% | 58% | 56% | 55% | 58% | 56% | 53% | 55% | 55% | 52% |

| Hora | Setembro | | | Outubro | | | Novembro | | | Dezembro | | |
|-------|----------|-----|-----|---------|-----|-----|----------|-----|-----|----------|-----|-----|
| | DU | S | D | DU | S | D | DU | S | D | DU | S | D |
| 00:00 | 49% | 51% | 48% | 49% | 51% | 49% | 57% | 59% | 54% | 65% | 68% | 64% |
| 01:00 | 43% | 45% | 43% | 43% | 45% | 44% | 48% | 51% | 46% | 55% | 59% | 54% |
| 02:00 | 40% | 42% | 40% | 40% | 42% | 40% | 45% | 46% | 43% | 50% | 52% | 48% |
| 03:00 | 39% | 40% | 38% | 39% | 40% | 38% | 43% | 44% | 40% | 48% | 48% | 44% |
| 04:00 | 40% | 40% | 37% | 40% | 40% | 38% | 43% | 44% | 40% | 47% | 46% | 43% |
| 05:00 | 42% | 41% | 38% | 42% | 42% | 39% | 45% | 44% | 40% | 48% | 46% | 43% |
| 06:00 | 43% | 40% | 37% | 45% | 42% | 39% | 47% | 44% | 39% | 50% | 48% | 43% |
| 07:00 | 46% | 39% | 35% | 50% | 42% | 37% | 52% | 44% | 37% | 54% | 48% | 42% |
| 08:00 | 54% | 43% | 37% | 58% | 46% | 39% | 61% | 48% | 40% | 61% | 52% | 42% |
| 09:00 | 60% | 49% | 42% | 65% | 52% | 45% | 69% | 56% | 45% | 70% | 60% | 47% |
| 10:00 | 63% | 52% | 47% | 68% | 57% | 51% | 73% | 61% | 53% | 75% | 64% | 54% |
| 11:00 | 66% | 54% | 51% | 70% | 60% | 56% | 75% | 64% | 57% | 79% | 69% | 60% |
| 12:00 | 66% | 56% | 53% | 70% | 63% | 58% | 74% | 67% | 60% | 79% | 71% | 63% |
| 13:00 | 63% | 54% | 50% | 66% | 60% | 55% | 70% | 65% | 58% | 75% | 68% | 61% |
| 14:00 | 64% | 52% | 47% | 66% | 58% | 51% | 71% | 63% | 57% | 74% | 68% | 60% |
| 15:00 | 64% | 52% | 46% | 67% | 58% | 49% | 71% | 64% | 57% | 74% | 67% | 60% |
| 16:00 | 64% | 51% | 44% | 66% | 56% | 47% | 73% | 64% | 58% | 77% | 69% | 63% |
| 17:00 | 63% | 51% | 44% | 66% | 56% | 49% | 83% | 74% | 67% | 88% | 83% | 73% |
| 18:00 | 62% | 53% | 46% | 70% | 61% | 54% | 93% | 83% | 74% | 97% | 92% | 78% |
| 19:00 | 66% | 58% | 52% | 79% | 69% | 64% | 96% | 86% | 76% | 100% | 96% | 81% |
| 20:00 | 71% | 64% | 60% | 79% | 71% | 68% | 91% | 84% | 76% | 99% | 93% | 82% |
| 21:00 | 69% | 63% | 60% | 73% | 66% | 65% | 84% | 77% | 73% | 94% | 88% | 80% |
| 22:00 | 63% | 60% | 57% | 66% | 62% | 60% | 78% | 72% | 68% | 88% | 84% | 76% |
| 23:00 | 56% | 54% | 52% | 58% | 56% | 54% | 69% | 65% | 61% | 78% | 77% | 71% |

Anexo B - Perfil de PRE Eólica

Legenda:

JA - Janeiro a D - Dezembro

Nota: Valores da PRE estão em percentagem do valor máximo de produção.

| Hora | JA | F | M | A | MA | J | JU | AG | S | O | N | D |
|-------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| 00:00 | 58% | 65% | 72% | 60% | 47% | 52% | 61% | 74% | 43% | 62% | 77% | 93% |
| 01:00 | 58% | 65% | 72% | 60% | 45% | 50% | 58% | 71% | 42% | 62% | 77% | 94% |
| 02:00 | 59% | 64% | 73% | 59% | 43% | 49% | 57% | 69% | 43% | 63% | 78% | 96% |
| 03:00 | 60% | 64% | 74% | 59% | 41% | 48% | 56% | 68% | 43% | 63% | 78% | 98% |
| 04:00 | 60% | 63% | 76% | 59% | 41% | 48% | 54% | 67% | 42% | 63% | 78% | 99% |
| 05:00 | 62% | 64% | 77% | 59% | 41% | 47% | 51% | 67% | 42% | 63% | 78% | 99% |
| 06:00 | 62% | 65% | 79% | 56% | 40% | 46% | 49% | 65% | 42% | 63% | 77% | 99% |
| 07:00 | 60% | 68% | 79% | 52% | 38% | 43% | 46% | 63% | 43% | 64% | 78% | 100% |
| 08:00 | 59% | 66% | 78% | 49% | 36% | 38% | 43% | 58% | 42% | 63% | 78% | 100% |
| 09:00 | 59% | 64% | 77% | 49% | 38% | 33% | 40% | 51% | 39% | 58% | 74% | 100% |
| 10:00 | 57% | 60% | 75% | 50% | 38% | 29% | 39% | 46% | 37% | 53% | 66% | 97% |
| 11:00 | 54% | 58% | 74% | 54% | 41% | 29% | 40% | 43% | 35% | 50% | 61% | 92% |
| 12:00 | 54% | 55% | 73% | 57% | 45% | 31% | 43% | 45% | 35% | 49% | 59% | 87% |
| 13:00 | 54% | 55% | 74% | 61% | 51% | 37% | 48% | 54% | 36% | 49% | 59% | 84% |
| 14:00 | 52% | 55% | 76% | 66% | 57% | 43% | 55% | 62% | 38% | 50% | 60% | 82% |
| 15:00 | 50% | 54% | 77% | 70% | 62% | 48% | 64% | 72% | 43% | 52% | 61% | 81% |
| 16:00 | 49% | 52% | 77% | 73% | 66% | 55% | 72% | 81% | 47% | 53% | 61% | 79% |
| 17:00 | 49% | 51% | 76% | 75% | 68% | 59% | 77% | 88% | 50% | 53% | 62% | 80% |
| 18:00 | 51% | 54% | 74% | 74% | 66% | 62% | 80% | 89% | 51% | 52% | 67% | 84% |
| 19:00 | 53% | 59% | 75% | 71% | 63% | 60% | 78% | 87% | 50% | 54% | 72% | 88% |
| 20:00 | 55% | 63% | 75% | 67% | 59% | 57% | 73% | 83% | 48% | 57% | 76% | 91% |
| 21:00 | 56% | 64% | 73% | 66% | 56% | 57% | 70% | 81% | 47% | 59% | 78% | 92% |
| 22:00 | 56% | 65% | 73% | 62% | 52% | 57% | 68% | 78% | 45% | 60% | 78% | 93% |
| 23:00 | 58% | 64% | 73% | 61% | 51% | 55% | 64% | 75% | 43% | 60% | 78% | 93% |