

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Estimação e Repartição de Perdas em Redes de
Distribuição**

Pedro Rui Vasques Mendonça de Oliveira

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

Orientador: Professor Doutor José Nuno Fidalgo

Junho 2009

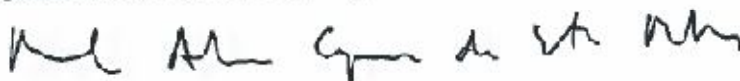
A Dissertação intitulada

“Estimação e repartição de perdas em redes de distribuição”

foi aprovada em provas realizadas em 21/Julho/2009

o júri

Presidente Professor Doutor Manuel António Cerqueira da Costa Matos
Professor Catedrático do Departamento de Engenharia Electrotécnica e
de Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade
de Coimbra



Professor Doutor José Nuno Moura Marques Fidalgo
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Electrotécnica e de
Computadores da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto da
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projecto) é da
sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não
explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros
extractos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e
demais referências bibliográficas usadas, são correctamente citados.

Autor – Pedro Rui Vasques Mendonça de Oliveira



Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O presente trabalho foi desenvolvido no âmbito da disciplina Dissertação, do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, do ramo de Energia. O objectivo principal consistiu no desenvolvimento de uma metodologia de repartição de perdas de carácter simultaneamente justo e prático.

Devido ao carácter não linear das equações características do sistema eléctrico, o cálculo das perdas provocadas por um dado consumidor é bastante complexo, dependendo não só das características físicas do sistema como também das cargas associadas aos outros consumidores. Em face destas circunstâncias, na distribuição de perdas em muitos sistemas, são adoptadas estratégias simplificadas mas algo injustas.

Neste trabalho, é proposto um método de repartição de perdas baseado no pressuposto que a distribuição quadrática é a que melhor satisfaz o binómio justiça/complexidade. O passo seguinte consistiu em usar modelos de regressão que permitissem uma boa aproximação à distribuição quadrática. Posteriormente o método desenvolvido foi comparado com metodologias de alocação de perdas mediante factores de ajustamento para perdas e método do selo. Na realização deste estudo recorreu-se a uma rede Média Tensão (MT) semi-urbana tendo-se inicialmente efectuado estudos preliminares para analisar o comportamento das perdas globais do sistema em função de ligeiras alterações de cargas pontuais. Num estudo mais aprofundado utilizou-se um vasto conjunto de dados (diversos barramentos/cargas e períodos horários) com o objectivo de efectuar uma alocação de perdas quadrática em função da carga dos clientes, utilizando modelos de regressão linear e não linear.

O presente estudo evidenciou a elevada correlação entre a potência consumida e o valor quadrático das perdas, o que implica que grandes potências consumidas momentaneamente tenham um efeito penalizador nas perdas energéticas ocorridas no sistema eléctrico.

A comparação dos métodos revelou que as metodologias de alocação de perdas baseadas em Factores de Ajustamento para Perdas (método do Selo) penalizam os pequenos consumidores face aos grandes, uma vez que lhes são atribuídas perdas linearmente em função da potência consumida, o que não será o processo mais íntegro.

Nesta perspectiva, o método desenvolvido de alocação quadrática parece enquadrar-se bem no binómio justiça/pragmatismo, tão desejável em sistemas reais.

Abstract

This work was developed within the scope of the discipline “Dissertation”, of the Integrated Master in Electrical and Computer Engineering, Major Energy. The main objective was the development of a fair and practical methodology for allocation of losses.

Due to the non-linear character of the characteristics equations of the electrical system, the calculation of losses caused by a given consumer is complex, depending not only on the physical characteristics of the system but also on the loads associated with other consumers. Given these circumstances, the strategies adopted for distribution of losses in many systems are simplified but to some extent unfair.

In this work, a method for allocation of losses is proposed, based on the assumption that the quadratic distribution is the one that best meets the binomial justice / complexity. The next step was to use regression models that allow a good approximation to the quadratic distribution.

Later the proposed method was compared with other methodologies for allocation of losses by Factors of Adjustment to Losses and method of Postage Stamp. In this study a semi-urban medium voltage network was used. Preliminary studies were performed to examine the behavior of the global system losses due to slight load variations. In a further study were used a large set of data (several buses / loads and time periods) in order to make a quadratic allocation of loss in terms of the customer loads, to better explain the losses attributed to each customer, using linear and nonlinear regression models.

This study showed a high correlation between power consumption and quadratic value of the losses, which means that high temporarily power consumption have a penalize effect on energy losses occurring in the electrical system.

A comparison of methods showed that the methods of allocation of losses based on Factors of Adjustment to Losses and the method of Postage Stamp, penalize low consumers comparatively to high, since losses are allocated linearly according of power consumed, which is not the fairest process.

Thus the developed method of quadratic allocation is closer to reality and presents a fairer profile.

Agradecimentos

Em primeiro lugar queria agradecer ao meu orientador, Professor José Fidalgo, pelo apoio que sempre demonstrou, mantendo o mesmo empenho, acompanhamento e entusiasmo desde o início até ao fim deste trabalho. A sua capacidade científica aliada à sua capacidade de discussão foi de extrema importância para o desenvolvimento deste trabalho.

A toda a minha família, com especial referência aos meus pais, por sempre me terem apoiado e incentivado ao longo de todo o meu percurso académico.

À minha namorada Joana por toda a força de vontade e estímulo fomentados ao longo do curso, no momentos bons e menos bons, permitindo-me acreditar na finalização do mesmo, superando as mais diversas adversidades que encontrei ao longo da minha vida académica.

Aos amigos e companheiros de longas e difíceis batalhas no decorrer de todos estes anos de faculdade, que sempre me apoiaram e cuja amizade tenho o privilégio de merecer.

Índice

Resumo	v
Abstract	vii
Agradecimentos	ix
Índice	xi
Lista de figuras	xiii
Lista de tabelas	xiv
Abreviaturas e Símbolos.....	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.1.1- A Evolução do Sistema Eléctrico Português	1
1.1.2- Estrutura do Sistema de Energia	2
1.2 - Objectivos.....	4
1.3 - Estrutura do Trabalho.....	4
1.4 - Software Utilizado	5
Capítulo 2	7
A Energia Eléctrica, Diagramas de Carga e seus Factores Caracterizadores	7
2.1 - A Energia Eléctrica.....	7
2.2 - Comercialização da Energia	8
2.3 - Factores que Caracterizam Diagramas de Carga	9
2.3.1- Períodos horários.....	9
2.3.2- Factor de Carga	10
2.3.3- Factor de Perdas	10
2.3.4- Factor de Ocupação da Ponta do Consumidor i.....	11
2.3.5- Contribuição do Consumidor i para a Ponta.....	11
Capítulo 3	13
Perdas.....	13
3.1 - Perdas no Sistema Eléctrico de Energia.....	13
3.2 - Classificação das Perdas	14
3.3 - Cálculo das Perdas	15
3.4 - Complexidade da repartição das Perdas	15

3.5 - Métodos de Alocação de Perdas	15
3.5.1- Método <i>Rolled-In</i>	16
3.5.2- Métodos Baseados em Estudos de Transito de Potências.	19
3.5.3- Factores de Ajustamento Para Perdas	23
3.5.4- Repartição de Perdas segundo Distribuição Quadrática.....	23
Capítulo 4	25
Modelos de Regressão	25
4.1 - Regressão Linear	25
4.2 - Pressupostos	26
4.3 - Estimação dos Parâmetros	27
4.4 - Avaliação da Qualidade do Ajuste	27
4.5 - Multicolinearidade	27
4.6 - Regressão Não Linear.....	28
Capítulo 5	31
Metodologia do Trabalho Elaborado	31
5.1 - Metodologia adoptada	31
5.2 - Rede Estudada.....	33
Capítulo 6	35
Resultados.....	35
6.1 - Estudos Relacionados com Perdas – Variação das Cargas	35
6.2 - Estudos Relacionados com Perdas – Alocação Quadrática	43
6.2.1- Regressão Linear	45
6.2.2- Regressão Polinomial 2ª Ordem	47
6.2.3- Previsão de Alocação de Energia de Perdas.....	52
6.3 - Estudos Relacionados com Perdas – Comparação Metodologias	55
6.3.1- Repartição Quadrática de Perdas pelas Cargas.....	55
6.3.2- Método do Selo (Repartição linear das perdas em função das cargas)	56
6.3.3- Metodologia de alocação de perdas recorrendo a “Factores de Ajustamento para Perdas.....	57
Capítulo 7	61
Conclusões e Perspectivas Futuras	61
Referências	65
Anexo A - Método de Gauss-Newton	67
Anexo B - Resultados adicionais	71

Lista de figuras

Figura 1.1 - Evolução da produção eléctrica em Portugal (fonte: REN).....	2
Figura 6.1 - Variação Perdas/Carga do sistema	36
Figura 6.2 - Diagrama de carga caso 1	37
Figura 6.3 - Diagrama de Carga caso 2	37
Figura 6.4 - Alocação perdas caso 2011 a 100% / (30%-170%)	41
Figura 6.5 - Comparação alocação real/estimada (regressão linear).....	47
Figura 6.6 - Energia de Perdas alocação quadráticas totais mensais por cliente/Energia Pontas	48
Figura 6.7 - Energia de Perdas alocação quadráticas totais mensais por cliente/Energia Cheias	48
Figura 6.8 - Energia de Perdas alocação quadráticas totais mensais por cliente/Energia Vazio.....	49
Figura 6.9 - Relação entre perdas reais e perdas estimadas pela regressão polinomial (dados de treino).....	51
Figura 6.10 - Distribuição do erro do modelo	52
Figura 6.11 - Previsão da alocação de energia de perdas por cliente (dados de teste).....	54
Figura 6.12 - Limites de Concordância.....	55
Figura 6.13 - Atribuição de perdas pelos diferentes métodos	58

Lista de tabelas

Tabela 2.1 — Horas de Pontas (Horário Inverno)	9
Tabela 2.2 — Horas de Cheias (Horário Inverno)	9
Tabela 2.3 — Horas de Vazio (Horário Inverno)	10
Tabela 6.1 — Perdas da Rede Caso Base.....	35
Tabela 6.2 — Perdas da Rede relativamente a diferentes cenários de carga.....	36
Tabela 6.3 — Energia diária consumida para os dois casos.....	38
Tabela 6.4 — Perdas nos casos em estudo.....	38
Tabela 6.5 — Potência de perdas do Sistema Variando a carga “2011”	39
Tabela 6.6 — Alocação de perdas diárias com a carga 2011 a 100%	39
Tabela 6.7 — Alocação de perdas diárias com carga 2011 a 30% /170%	40
Tabela 6.8 — Perdas no caso base	41
Tabela 6.9 — Perdas no caso de permuta de cargas.....	41
Tabela 6.10 — Alocação quadrática das perdas adicionando carga no barramento 62.....	42
Tabela 6.11 — Erro médio do modelo.	46
Tabela 6.12 — Coeficiente de Correlação.	46
Tabela 6.13 — Parâmetros regressão Polinomial 2ª ordem.....	50
Tabela 6.14 — Erro médio quadrático da previsão.....	50
Tabela 6.15 — Coeficiente de determinação (regressão polinomial).....	51
Tabela 6.16 — Previsão Energia de perdas alocada.....	53
Tabela 6.17 — Erro médio quadrático (previsão).	54
Tabela 6.18 — Energia mensal consumida por período tarifário.	57
Tabela 6.19 — Energia de perdas mensais por período tarifário	57
Tabela 6.20 — Factores de ajustamento para perdas (FAP).....	57
Tabela 6.21 — Diferença de energia alocada por método	59

Abreviaturas e Símbolos

BGGenMW	Potência Activa Gerada no Sistema (MW)
BGLoadMW	Potência Activa Consumida no Sistema(MW)
BusNum	Número do Barramento
FAP	Factores de Ajustamento para Perdas
LoadMW	Potência Activa Consumida (MW)
MT	Média Tensão
RMSE	Erro Médio Quadrático

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é feita uma breve introdução ao tema e apresentam-se os objectivos, estrutura e *software* utilizado da tese.

1.1 - Enquadramento

1.1.1 - A Evolução do Sistema Eléctrico Português

A partir do século XIX iniciou-se a actividade de produção de electricidade, bem como o seu transporte e distribuição. Desde então, a procura de energia eléctrica reflectiu-se num crescimento acentuado [1]. Se numa fase inicial as principais redes eléctricas de energia eram de reduzidas dimensões e potência, a crescente procura da energia eléctrica bem como o recurso a aproveitamentos hidroeléctricos muitas vezes disponíveis em locais afastados dos centros de consumo, culminou em extensos e complexos sistemas eléctricos de energia, com elevada quantidade de potência em jogo. Esta evolução originou a interligação dos sistemas de energia permitindo obter uma segurança de exploração e estabilidade do sistema mais elevadas.

Desde os anos 60, onde uma elevada parte da energia eléctrica consumida em Portugal era originária de produção interna proveniente de aproveitamentos hídricos (cerca de 95%) [2], a procura acentuada de energia eléctrica levou que o sector energético se visse necessitado a recorrer às centrais térmicas para responder ao crescimento da carga. Este mesmo período transacto era caracterizado pela componente hidroeléctrica do sistema ocupar a base do diagrama de cargas, onde as centrais hídricas operavam todos os dias, de Inverno e Verão. Devido às necessidades energéticas crescentes e o imprescindível recurso às centrais térmicas, o diagrama de carga de produção por tipo de central sofreu alterações elevadas. A grande dinâmica de colocar rapidamente em funcionamento os sistemas

hidroelétricos, levou que estes a ocuparem a ponta do diagrama enquanto grandes centrais térmicas e dispendiosas ocupavam a base do diagrama.

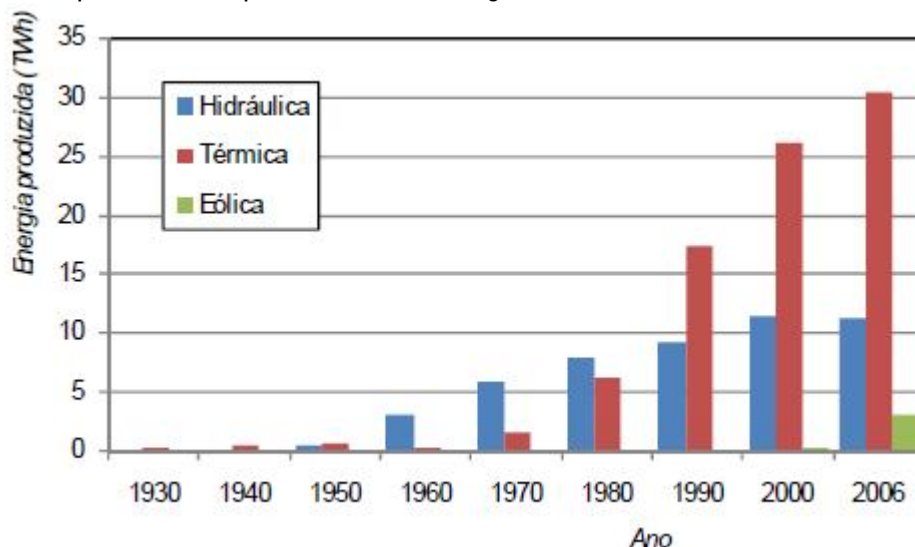


Figura 1.1 - Evolução da produção eléctrica em Portugal (fonte: REN)

Com a crescente produção de energia eléctrica a partir de combustíveis fósseis e aliando o preço em alta destes produtos, as perdas nos sistemas eléctricos reflectem um valor financeiro elevado na operação do sistema eléctrico. A minimização das perdas traduz-se num benefício económico bastante elevado.

1.1.2 - Estrutura do Sistema de Energia

No início da actividade de produção de electricidade, em Portugal bem como noutros países, as empresas do sector tendiam a apresentar uma estrutura verticalmente integrada, isto é, integravam áreas desde a produção até ao relacionamento com o cliente final. Embora houvesse algumas empresas a operar neste sector, os clientes eram distribuídos pelos produtores criando um mercado muito fechado praticamente monopolizado [1].

A partir dos anos 1980 houve uma maior sensibilização para a reestruturação do sector eléctrico. As novas políticas e nova legislação bem como evoluções tecnológicas a nível das telecomunicações e meios computacionais permitiram criar um mercado mais transparente e concorrencial. Estas situações aliadas à dinâmica da economia, permitiram a entrada de novos investidores no sector da energia eléctrica, dado que este sector, fornecendo um serviço de primeira necessidade, se revelava muito atractivo. Estas modificações no sector permitiram uma redução no preço ao nível de produção bem como ao nível de retalho aos consumidores, ficando uma entidade regulada responsável pelo transporte entre produtores e consumidores. Estas operações trouxeram mais-valias ao próprio sistema eléctrico, beneficiando de investimentos tecnológicos sem que isso se repercutisse directamente no preço como era no caso transacto em que a existência de apenas um produtor implicava que

o custo da energia era calculado com base nos custos do próprio sistema. No seguimento deste movimento inicial de segmentação e desverticalização, foi possível identificar tendências na evolução do sector nos anos mais recentes, nomeadamente um refluxo no sentido de diversas empresas se agregarem com o objectivo de ganhar dimensão a fim de actuar em mercados mais alargados.

Estes movimentos comprometem a existência de um mercado em concorrência perfeita, uma vez que proporcionam o aparecimento de empresas detentoras de uma elevada percentagem, por exemplo, dos activos na área de produção. Com o objectivo de solucionar este problema, foram assumidas medidas em diversos países, nomeadamente limites máximos de produção por entidade bem como cláusulas de incompatibilidade impedindo que a mesma empresa actue no sector de produção e distribuição. Assim o mercado de electricidade apresenta-se hoje muito mais segmentado com regras e leis aplicadas a cada sector. Se para um mercado monopolista já assumia um relevo progressivo, o fenómeno das perdas toma uma importância crítica nestes mercados concorrenciais, objectivando uma distribuição das mesmas o mais correcto possível. Sempre que ocorre permuta de energia entre dois pontos distintos do sistema, existem perdas inerentes ao processo, dissipadas nas linhas e cabos devido à sua resistência. Esta energia (perdas) é dissipada normalmente na forma de calor.

Estes fenómenos de perda relacionam-se com diversos factores do sistema eléctrico, nomeadamente com a sua extensão, configuração e características dos elementos de transporte, bem como com o nível de tensão e volatilidade das cargas.

Das equações que caracterizam o sistema eléctrico, de carácter não linear, dificilmente se consegue quantificar e comprovar a origem e fim dos fluxos de potência de um sistema eléctrico extenso.

Estando a potência de perdas correlacionada com o trânsito de potências bem como quadraticamente com a intensidade transitada nas linhas, a atribuição de perdas torna-se uma matéria complexa.

Num mercado desagregado onde existem vários produtores e consumidores beneficiando de um sistema eléctrico único, torna-se necessária a aplicação de metodologias para alocação das perdas por um lado tão justas quanto possível mas, simultaneamente viáveis em termos práticos e de fácil percepção pelos agentes de mercado.

Actualmente os modelos de alocação de perdas em vigor no nosso país baseiam-se na metodologia de factores de ajustamento para perdas.

1.2 - Objectivos

O objectivo principal deste trabalho consistiu no desenvolvimento de uma metodologia que permita uma atribuição mais justa das perdas ocorrentes no sistema eléctrico comparativamente com a metodologia actual em vigor. A procura desta justiça levou ao desenvolvimento de uma didáctica de alocação quadrática.

Assim, foram realizados estudos relativos a alocação das perdas quadraticamente. Posteriormente recorreu-se a metodologias de análise de regressão para modelar as perdas através de diversos factores explicativos e inferir para novos casos. A questão essencial seria definir quais os parâmetros do modelo que melhor traduzem a variação das perdas por consumidor.

Como foi já referido anteriormente, o valor das perdas varia quadraticamente com o valor da intensidade, implicando que, obtendo-se a energia total mensal consumida é complicado avaliar com segurança (precisão) as perdas associadas a cada utilizador. Para tal é fulcral obter modelos que consigam caracterizar as perdas recorrendo a dados facilmente adquiridos pela empresa distribuidora. Os modelos de regressão aqui considerados visam, uma alocação de perdas por consumidor com base em variáveis tais como a energia consumida nos diferentes períodos tarifários.

A aplicação de modelos de alocação de perdas mediante análise de fluxos de cargas são metodologias eficazes. No entanto a sua aplicação generalizada não é viável devido aos elevados recursos necessários (extensas bases de dados) e necessidade de processamento para a sua implementação.

O presente trabalho procura encontrar metodologias alternativas e simplificadas que necessitem de um reduzido volume de dados e que apresentem resultados bastante satisfatórios quando aplicados de forma global.

1.3 - Estrutura do Trabalho

Para a realização deste trabalho foram inicialmente revistos conceitos relativos ao funcionamento do sistema eléctrico, nomeadamente os factores que contribuem para as perdas na distribuição, métodos de repartição de perdas e modelos de regressão que permitiram definir os objectivos e a metodologia a utilizar.

O estudo em si foi realizado em várias etapas onde numa primeira fase foi essencial a recolha de elementos de estudo nomeadamente de uma rede real MT que melhor exprimisse os resultados face à realidade.

Inicialmente foram realizados estudos simples com o objectivo de interpretar a variação das perdas do sistema em função das cargas da rede MT considerada. Assim, a partir da rede inicial, caso base da rede MT semi-urbana, realizaram-se vários cenários para analisar o

comportamento das perdas, incrementando cargas do sistema, aplicando diferentes factores de carga, permutando a localização de cargas e acrescentando cargas na rede.

Posteriormente numa outra etapa, e usando o caso base da rede MT semi-urbana foi possível a geração de diversos cenários horários de cargas ao longo de um mês (base de tempo horária). Mediante a análise da rede em questão e da evolução das perdas nos vários cenários gerados, com recurso a modelos de regressão linear e não linear foi implementada uma metodologia de alocação de perdas a cada cliente. Nesses modelos foram englobadas como variáveis explicativas da Energia de perdas mensais alocada a cada consumidor (variável independente), a Energia consumida nos diversos períodos tarifários por cada consumidor (Energia consumida em períodos de Pontas, Cheias e Vazio). No modelo não linear assumiu-se uma repartição automática de perdas segundo uma distribuição quadrática.

Em seguida foi realizado um estudo comparativo entre alguns métodos de repartição de perdas com o objectivo de analisar como o modelo desenvolvido neste trabalho se comportava.

1.4 - Software Utilizado

Para obter os dados das perdas da rede em cada cenário foi utilizado o software de simulação de redes *Power World 8.0* que permite a funcionalidade de programação de scripts facilitando a introdução dos diversos valores das cargas de todos os consumidores ao longo das várias horas do mês. Todo o tratamento de dados bem como o seu processamento foi obtido recorrendo ao Excel do Office, que permite programação para criar rotinas através da linguagem de programação Visual Basic.

Capítulo 2

A Energia Eléctrica, Diagramas de Carga e seus Factores Caracterizadores

Este capítulo apresenta um breve resumo sobre os factores característicos da Energia Eléctrica, bem como aspectos da sua comercialização e formas de a quantificar.

2.1 - A Energia Eléctrica

Como é sabido a energia eléctrica tem características mais peculiares de que qualquer outra forma de energia, o que dificulta o processo de repartição de perdas na distribuição pelos seus consumidores. Dentro dessas particulares pode-se distinguir as seguintes [3]:

- Não pode ser armazenada, sendo consumida num período temporal ínfimo após a respectiva produção (um décimo de segundo).
- A oferta necessita de igualar a procura.
- Não possui uma individualidade própria, uma vez injectada na rede.
- Não circula nos meios de transmissão necessariamente no percurso mais desejável.
- É simultaneamente um bem (energia) e um serviço (transporte, distribuição e operação do sistema).

Acrescentando a estas características singulares, enquanto bem indiferenciado a electricidade tem outras particularidades. A procura, expressa pelo diagrama de carga, flutua ao longo do dia, do ano e do ciclo económico, implicando consequências directas nas perdas na rede de distribuição, donde resulta:

- A potência instalada, quer de produção quer de transmissão, necessária para fazer face a períodos de maior consumo (Ponta), fica subutilizada nos períodos de menor consumo (Vazio). O que pode levar os Operadoras da Rede a trabalhar nos seus limites técnicos nas horas de ponta, implicando perdas acrescidas no sistema.
- É necessária uma potência extra para sucumbir flutuações de consumo inesperadas ou de indisponibilidade de equipamentos por avaria ou manutenção e para compensar meios de produção dependentes de recursos não armazenáveis (eólica, solar hídricas de fio de água).
- É necessário dispor de um leque diversificado de tecnologias nos meios de produção, para minimizar os custos inerentes a um diagrama de carga variável.
- A operação do sistema eléctrico exige serviços de sistema, que assegurem a regulação de frequência e de tensão, bem como geração de reserva, de forma a assegurar a elevada fiabilidade que os clientes exigem.

2.2 - Comercialização da Energia

No âmbito dos processos de reestruturação do Sistema Eléctrico têm sido criadas empresas dedicadas à transmissão e distribuição de energia eléctrica [1]. A afectação, a cada comercializador, da energia eléctrica correspondente ao consumo dos seus clientes envolve a utilização de Estimativas, Perfis de Consumos e Factores de Ajustamento para Perdas. O processo de reconciliação recorre também a Factores de Ajustamentos para Perdas.

Uma vez que estas empresas têm custos inerentes à sua actividade, estes necessitam de ser recuperados através de adopção de sistemas tarifários, que devem ser simples e justos para permitirem uma fácil e coerente compreensão dos valores alocados a cada utilizador da rede.

Os custos das empresas dedicadas à transmissão e distribuição de energia eléctrica são os seguintes:

- Custo administrativo e com o pessoal.
- Custo de exploração.
- Custo com amortização de investimentos.
- Custo de expansão da rede.

2.3 - Factores que Caracterizam Diagramas de Carga

O diagrama de carga correspondente a cada consumidor é reflexo dos seus hábitos de consumo, tempo e estação do ano. Assim diversos clientes possuem diferentes diagramas de cargas. Estes diagramas podem ser utilizados para caracterizar as perdas que cada consumidor provoca na rede (variáveis de entrada do modelo). Surge assim a necessidade de caracterizar o diagrama correspondente a cada utilizador mediante factores:

- **Energia consumida em horas de Ponta**
 - $\text{Energia Pontas} = \sum \text{carga cliente, em horas de Pontas.}$
- **Energia consumida em horas de Cheia**
 - $\text{Energia Cheias} = \sum \text{carga cliente, em horas de Cheias.}$
- **Energia consumida em horas de Vazio**
 - $\text{Energia Vazio} = \sum \text{carga cliente, em horas de Vazio.}$

Outros factores que caracterizam o Diagramas de Carga mas não abordados neste trabalho, podem ser usados em complemento à informação das medidas mensais de energia tais como factor de carga, Factor de perdas, Factor de ocupação da Ponta cliente i e Contribuição do consumidor i para a Ponta

2.3.1 - Períodos horários

As horas de Ponta, Cheias e Vazio de um tarifário, são normalmente estipuladas pela Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos (ERSE).

- Horas de Ponta (horário inverno)

Tabela 2.1 — Horas de Pontas (Horário Inverno)

Segunda-Sexta	Sábado	Domingo
09:30-12:00	-	-
09:30-12:00	-	-

- Horas de Cheias (horário inverno)

Tabela 2.2 — Horas de Cheias (Horário Inverno)

Segunda -Sexta	Sábados	Domingo
07:00-09:30	09:30-13:00	-
12:00-18:30	18:30-22	-
21:00-24:00	-	-

- Horas de Vazio (horário inverno)

Tabela 2.3 — Horas de Vazio (Horário Inverno)

Segunda -Sexta	Sábados	Domingo
00:00-07:00	00:00-09:30	00:00-24:00
09:30-12:00	13:00-18:30	-
-	22:00-24:00	-

2.3.2 - Factor de Carga

O factor de carga de um diagrama corresponde à relação entre a Potência Média e a Potência Máxima ao longo do período em questão. Caracterizado pela equação:

$$Fc = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \times \int_0^T P(t) dt}{P_{max}} \quad (2.1)$$

Onde:

Fc – Factor de Carga;

P_{med} - Consumo médio em (KW) ou Potência média;

P_{max} - Consumo máximo em (KW) ou Potência máxima;

P(t) – Potência no instante t (KW);

T – Período horário.

2.3.3 - Factor de Perdas

O factor de perdas transmite a relação entre as perdas médias e as perdas à carga máxima ao longo de um intervalo de tempo específico. A equação é dada por:

$$F_{perdas} = \frac{L_{med}}{L_{max}} \quad (2.2)$$

Onde:

F_{perdas} – Factor de Perda;

L_{med} – Perda média de consumo (kW);

L_{max} – Perda máxima de consumo (kW);

2.3.4 - Factor de Ocupação da Ponta do Consumidor i

O factor de ocupação da ponta do consumidor i, transmite-nos a forma como cada consumidor ocupa a ponta. Este factor permite avaliar a relação existente entre o valor de todas as cargas nas horas de ponta e o valor máximo da carga nessa mesma hora.

$$fop_i = \frac{P_i(h = \text{ponta da rede})}{P_{i\text{ máx}}} \quad (2.3)$$

Onde:

fop_i - Factor de ocupação da ponta por cada um dos consumidores;

P_i - Valor da carga de cada consumidor na hora de ponta;

$P_{i\text{ máx}}$ - Valor da carga máxima na hora de ponta da rede.

2.3.5 - Contribuição do Consumidor i para a Ponta

Na hora de maior consumo de potência da rede, hora de ponta, cada consumidor vai contribuir de forma diferente para a ponta (e para as perdas). Assim esse factor, tenta de certa maneira, encontrar a forma como cada consumidor contribui para as perdas na hora onde haverá mais perdas. Assim com o cálculo deste factor podemos saber a percentagem com a qual cada consumidor contribui (é responsável) para as perdas.

Assim podemos calcular esse factor através da seguinte expressão:

$$cp_i = \frac{P_i(h = \text{ponta da rede})}{P_{\text{máx}}(\text{rede})} \quad (2.4)$$

Onde:

cp_i - Contribuição de cada consumidor para as perdas, em percentagem;

P_i - Valor da carga de cada consumidor na hora de ponta;

$P_{\text{máx}}(\text{rede})$ - Valor total máximo de carga consumida por cada dia, hora de ponta. Esta potência é calculada a partir da soma de todas as cargas por cada hora do dia.

Capítulo 3

Perdas

Este capítulo apresenta um breve resumo sobre os factores que afectam as perdas no sistema eléctrica e descreve alguns modelos de repartição de perdas.

3.1 - Perdas no Sistema Eléctrico de Energia

Na operação do sistema eléctrico de energia, existem vários factores que afectam as perdas do sistema. Assim, o principal objectivo a ter em consideração na operação do sistema eléctrico será o uso optimizado da produção, transporte e distribuição.

Relativamente à rede de distribuição existem vários factores que contribuem para o aumento das perdas no sistema. Alguns desses factores são:

- Exploração da rede próxima dos limites técnicos (carga elevada).
- Resistência das linhas/cabos com valor elevado.
- Diagramas de carga muito irregulares (factores de carga baixos)
- O não equilíbrio das cargas, nos secundários dos transformadores.
- Não fechar o anel dos circuitos de um mesmo transformador.

Um desequilíbrio nas fases permite o aparecimento de correntes homopolares, que incrementam as perdas no circuito.

O desvio da posição dos transformadores do centro de carga é outro elemento que acresce perdas ao sistema uma vez que, a optimização das perdas ocorre quando a rede é simétrica em relação aos transformadores. Caso o transformador não esteja centrado, um maior fluxo de corrente irá circular por um dos cabos o que penaliza quadraticamente as perdas.

Outra situação causadora de perdas é o facto da exploração da rede se fazer em situações próximas do seu limite técnico. Isto implica a existência de um grande fluxo de potência, resultando em elevadas perdas nas linhas, uma vez que estas são dadas pelo produto da intensidade nelas circulante ao quadrado pela resistência do elemento condutor.

Num sistema eléctrico ocorrem perdas activas e reactivas. Enquanto as primeiras tomam mais relevo pois implicam perdas económicas directas, as segundas influenciam indirectamente as perdas activas pois estão correlacionadas com a tensão do sistema nos diversos nós da rede.

3.2 - Classificação das Perdas

As perdas eléctricas que ocorrem nas redes de transmissão podem ser classificadas consoante a sua natureza e origem.

Quanto à sua natureza as perdas podem ser:

- Perdas de Potência: traduzem a diferença entre a potência de entrada ou a requerida e a potência vendida, num determinado instante t .
- Perdas de energia: traduzem a diferença entre a energia de entrada ou requerida e a energia vendida, num determinado intervalo de tempo (MWh)

Quanto à origem as perdas podem ser:

- Perdas Técnicas: traduzem as perdas inerentes ao processo de transporte, distribuição, e de transformação da energia eléctrica que é caracterizada por acontecer antes dos pontos de entrega, sejam estes de BT, MT ou AT. Nas perdas técnicas, entre outras menos significativas englobam-se as perdas por Efeito de Joule nos núcleos dos transformadores.
- Perdas não Técnicas: traduzem as potências ou energia entregue ao consumidor, mas que não é considerada nas vendas (por exemplo: roubo de energia).

No presente trabalho apenas são consideradas as perdas técnicas.

3.3 - Cálculo das Perdas

Como referido anteriormente, o valor de perdas está relacionado com a resistência do meio de transmissão multiplicado pelo quadrado da intensidade que por ele circula.

A obtenção dos valores de tensão e defasamentos de todos os barramentos através da resolução de fluxos de cargas, permite calcular o valor da corrente no elemento de transmissão através da equação:

$$I_{ij} = Y_{ij}(V_i - V_j) \quad (3.1)$$

Onde:

Y - Corresponde à matriz de admitância entre os barramentos i e j.

V - Representa as tensões nos barramentos.

I - Representa as intensidades de corrente entre os barramentos i e j.

Sabendo os valores das tensões dos barramentos e das correntes entre os mesmos, é possível calcular a potência injectada em cada extremo da linha. O valor das perdas de transmissão no condutor vem dado pela soma algébrica destas potências. A soma das perdas ocorridas em todos os elementos reflecte as perdas globais do sistema.

3.4 - Complexidade da repartição das Perdas

A elevada complexidade das equações características do sistema eléctrico dificulta, como visto anteriormente, a realização do cálculo de fluxos de carga. Assim a utilização de metodologias baseadas em estudos de fluxos de carga para o cálculo das perdas não é prática viável para um elevado número de consumidores, dada a quantidade de dados a tratar. Além disso o facto de nem todas as redes estarem dotadas de aparelhagem de monitorização com capacidade de fornecer os dados necessários inviabiliza o processo. Implementações de métodos de alocação de perdas mais simples e coerentes surgem como opções mais viáveis.

3.5 - Métodos de Alocação de Perdas

Os métodos de alocação de perdas podem ser divididos nos seguintes três grandes grupos:

- Métodos Embebidos.
- Métodos Incremental.
- Métodos do tipo Marginal.

Os métodos embebidos pretendem alocar custos aos responsáveis por transacção, pressupondo que o mercado se encontra estruturado em termos de transacções. Pretendem assim, reflectir a forma como a rede é usada e obter um custo médio de utilização da rede. (Energia activa, potência de ponta entre outros).

Dentro dos métodos embebidos temos duas subclasses, nomeadamente, *Rolled-in* e métodos baseados em estudos de trânsito de potência.

Os métodos tipo incremental podem ser definidos como a remuneração necessária para o pagamento de um novo equipamento, cuja utilização é especificamente atribuída a um agente de transacção. Caso um novo equipamento seja associado a mais do que uma transacção ou for utilizado por diversos agentes, o custo incremental deverá ser alocado a cada transacção de acordo com os graus de utilização. Isto significa que deverá ser avaliado o acréscimo de custo de transmissão na ausência e na presença desses novos agentes na transacção. O custo incremental é então definido pela diferença entre esses custos e pode ser interpretado como o sobrecusto incorrido pela rede de transmissão para acomodar novos agentes ou transacções. Basicamente este método baseia-se no estudo do impacto que uma transacção de energia entre produtor e consumidor, tem na variação do custo da transmissão de energia eléctrica.

Por outro lado os métodos do tipo marginais estudam a variação de custo em cada barramento por variação de carga de uma unidade, sendo este o valor a pagar por cada MWh de carga, que se pretenda conectar a um barramento qualquer. Assim, estes preços apresentam uma dispersão geográfica (cargas ligadas a cada nó, limites de trânsito nos ramos e impacto de perdas). Estes métodos podem ser classificados como de curto prazo, que reflectem o custo de exploração da rede, enquanto os de médio prazo reflectem o custo de expansão.

No estudo actual apenas serão considerados os métodos embebidos, pois o objectivo do trabalho será a repartição de perdas da rede de distribuição.

3.5.1 - Método *Rolled-In*

Estes métodos distinguem-se pela sua simplicidade pois não necessitam de recorrer ao estudo de trânsitos de potência, no entanto pecam por falta de solidez técnica uma vez que supõem que todo o sistema de transporte/distribuição é utilizado de forma igual por todos os agentes quando se realizam transacções do tipo *Wheeling*

3.5.1.1 - Método do Selo

Este método supõe que todo o sistema eléctrico é afectado de um modo uniforme por uma transacção, independentemente da localização dos pontos de injeção e de consumo de energia eléctrica e da distância a que se encontram. O valor dos custos da energia de perdas é dividido pelos diversos utilizadores da rede utilizando uma medida de uso, que reflecte a utilização que cada agente faz da rede. Essa medida de uso poderá corresponder à potência consumida ou produzida ou à energia efectivamente produzida ou consumida pelo referido agente.

O cálculo do valor das perdas a alocar a cada consumidor é efectuado através do quociente entre o valor total das perdas a pagar pelo total da grandeza adoptada para medida da utilização que cada consumidor faz da rede.

Torna-se assim necessário definir não só qual a grandeza utilizada para medição da utilização da rede, como o espaço temporal na qual se procedeu à medição.

De acordo com estas ideias, a tarifa a pagar por qualquer entidade é a seguinte:

De acordo com estas ideias, a tarifa a pagar por qualquer entidade é a seguinte:

$$TF = \frac{P_t}{P_{tot}} \quad \$/MW \text{ ou } \$/MW.h \quad (3.2)$$

onde:

TF - Valor das perdas por unidade de potência ou de energia associada ao consumidor j , expresso em $\$/MW$ ou $\$/MWh$;

P_t - Custo total das perdas eléctricas da rede;

P_{tot} - Valor da grandeza adoptada para servir de base à medição da utilização da rede.

O custo de perdas a suportar pelo consumidor j , P_{jp} , será de:

$$P_{jp}(\$) = P_j \times TF = P_t \times \frac{P_j}{P_{tot}} \quad (3.3)$$

Onde:

P_j - Medida de transacção do cliente j (Valor da grandeza adoptada).

Interpretando as equações em jogo, conclui-se que o método apresenta algumas vantagens e diversas desvantagens. A principal vantagem prende-se com a sua extrema simplicidade e justificação. A aplicação desta metodologia trata todos os nós da rede de um modo idêntico, dando origem à uniformidade tarifária em termos geográficos pelo menos para um mesmo nível de tensão. Além disso, este método permite a recuperação na totalidade do custo C considerado.

Esta metodologia apresenta no entanto diversas adversidades, em primeiro lugar não permite o fornecimento de informação económica adequada aos consumidores das redes de distribuição.

Como a alocação das perdas da rede é efectuada de uma forma global, então os consumidores vão suportar parte dos custos de cada um dos elementos da rede de transmissão mesmo sem nunca utilizar alguns.

Este método garante a existência de uma relação linear entre as perdas suportadas pelo consumidor j e o valor da sua potência no que se refere a potência total do sistema.

Desde que a relação entre a potência de um consumidor j e a potência total do sistema sejam constantes as perdas alocadas ao consumidor j também serão constantes, independentemente da relação de grandeza entre as potências dos restantes consumidores e do seu número.

3.5.1.2 - Método do Selo Modificado

Como foi já referido em secções anteriores, as perdas no sistema eléctrico variam consoante o quadrado da corrente que os transita. O Método do Selo apresentado anteriormente visa apenas uma alocação de forma proporcional à potência/energia consumida. Com o intuito de corrigir esse factor, realizou-se outro modelo, o Método do Selo Modificado, que assenta no facto de se considerar que a grandeza utilizada para medição da utilização da rede seja o quadrado da potência/energia em vez da relação directa potencia/energia.

Assim, as equações modificam-se para:

$$TF = \frac{P_t}{\sum P_j^2} \quad \$/\text{MW ou } \$/\text{MW.h} \quad (3.4)$$

Onde:

TF - Valor das perdas por unidade de potência ou de energia associada ao consumidor j , expresso em $\$/\text{MW}$ ou $\$/\text{MWh}$;

P_t - Custo total das perdas eléctricas da rede;

$\sum P_j^2$ - Soma dos valores quadráticos da grandeza adoptada para servir de base à medição da utilização da rede.

O custo de perdas a suportar pelo consumidor j , P_{jp} , será de:

$$P_{jp}(\$) = P_j^2 \times TF = P_t \times \frac{P_j^2}{\sum P_j^2} \quad (3.5)$$

Onde:

P_j - Medida de transacção do cliente j (Valor da grandeza adoptada).

Com a alteração efectuada, em relação ao Método do Selo, os consumidores com maiores consumos são penalizados, pagando mais, como seria de esperar. Este método beneficia os consumidores que absorvem menores quantidades de energia/potência.

3.5.1.3 - Método das Participações Médias

O método das participações médias, procura colmatar a lacuna existente nos métodos do selo de correio, em que um utilizador suporta parte dos custos de cada um dos elementos da rede de transmissão, mesmo sem nunca utilizar alguns. Nesta metodologia é utilizada uma medida do uso da rede por cada entidade - gerador ou cargas - considerando um determinado cenário de produção, cargas e trânsitos nos ramos. O princípio de cálculo da percentagem de trânsito em cada ramo a alocar a cada gerador ou carga, baseia-se na aceitação de que, uma vez conhecidas as potências que incidem num nó, os diferentes agentes utilizam as linhas que veiculam essa potência mantendo a proporcionalidade verificada nas potências que incidem no nó.

3.5.2 - Métodos Baseados em Estudos de Transito de Potências.

Os métodos enunciados anteriormente são métodos bastante simples e de uma elevada clareza matemática, no entanto, ao desprezarem as condições reais dos fluxos de potência, pecam na veracidade da atribuição das perdas. Resultado disso surgiram novas metodologias, baseadas em trânsitos de potência, procurando aproximar da realidade a alocação de perdas causada pelos clientes. Estes métodos adoptam o modelo Corrente Continua (DC) para caracterizar as condições de exploração do sistema de transmissão, bem como dos indicadores que mostram a forma de como cada transacção contribui para o trânsito de potência.

3.5.1.4 - Método do MW.Km

O método de MW.Km defende que a alocação de perdas esteja dependente do valor do trânsito de potência num determinado ramo do sistema, bem como da distância a que se encontram os pontos de injeção e absorção de energia eléctrica. Este método tem duas subclasses uma de alocação em função da distância física entre o ponto de injeção e o de consumo da energia e uma outra que tem como base um estudo de trânsito de potência. A versão do Método do MW.Km que se baseia na distância, apesar de ser mais simples de aplicar e compreender, torna-se pouco realista pois não expressa as alterações reais do sistema originadas por cada transacção. Esta versão pode ser considerada como a transição entre os métodos Rolled-In e os métodos baseados em trânsitos de potência.

A equação que traduz a alocação de perdas proposta por este modelo é a seguinte:

$$P_{jp} = P_T \frac{P_j \times L_j}{\sum_t (P_t \times L_t)} \quad (3.6)$$

Onde:

P_{jp} – Valor de perdas alocadas ao consumidor j;

P_T – Representa o custo total regulado de transmissão da companhia envolvida em \$.

$P_j \times L_j$ – Representa o produto da potência pela distância associada ao consumidor j. Que representa o somatório dos produtos da potência associada ao consumidor j pelo comprimento de cada ramo incluído num caminho eléctrico.

$\sum_t (P_t \times L_t)$ – Representa o número total de MW.Km associados a todas as transacções do sistema de transmissão.

Este método não realizando nenhum estudo de trânsito de potências, apenas se baseia no pressuposto caminho percorrido pela energia/potência entre produção e consumo.

A versão deste modelo que visa o estudo de trânsito de potências, assume uma maior precisão e rigor nos valores das perdas a atribuir. A alocação de perdas vem assim caracterizada pela equação:

$$P_{jp} = \sum_{k=1}^n \frac{c_k \cdot l_k}{f_{c_k}} \cdot |f_{c_k}(j)| = \sum_{k=1}^n \frac{C_k}{f_{c_k}} \cdot |f_{c_k}(j)| \text{ \$} \quad (3.7)$$

Onde:

P_{jp} – Valor de perdas alocadas ao consumidor j;

c_k e l_k – representam o custo do componente k por unidade de comprimento e o comprimento respectivo e $C_k = c_k \cdot l_k$, o custo do componente k;

$f_{c_k}(j)$ – A contribuição da transacção j para o transito de potencia no componente k ;

f_{c_k} – Capacidade máxima de transmissão do ramo k;

n – representa o numero total de componentes ou instalações cujo C_k será distribuído pelos agentes ou transacções.

Considera-se, ainda, que os custos C_k envolvidos são tais que se verifica:

$$P_T = \sum_k C_k \text{ \$} \quad (3.8)$$

A utilização das expressões acima expostas, requerem a obtenção da contribuição de cada transacção j para o trânsito de potências global em cada elemento do sistema.

Embora esta metodologia se afirme como mais correcta do ponto de vista de alocações das perdas a cada cliente, a utilização das expressões atrás mencionadas podem não permitir remunerar completamente as companhias actuando na área do transporte ou distribuição, dado que, em geral, os trânsitos de potência nos ramos são inferiores à capacidade máxima respectiva. Tais situações implicariam provavelmente o adiamento das expansões na rede de transporte, levando a que esta operasse perto dos seus limites técnicos. Uma actuação deste tipo permitiria diminuir o diferencial entre a remuneração obtida e os custos associados ao transporte.

Devido à não linearidade das equações características dos sistemas eléctricos, nem sempre é fácil atribuir um ponto de origem e fim do fluxo de cargas em grandes sistemas eléctricos. A contribuição de transacções originando trânsitos de potência em sentido

contrário poderá conduzir à obtenção por parte da companhia de uma remuneração superior ao custo total. Bastará para tal que a soma dos módulos dos trânsitos de potência seja superior ao valor da referida capacidade máxima de transmissão do ramo.

Com o intuito de solucionar este problema introduziu-se no método uma expressão rectificadora abaixo indicada.

$$PF_{jp} = P_t \cdot \frac{P_{jp}}{\sum_j P_{jp}} \quad \$ \quad (3.9)$$

Onde:

P_t – Representa o valor total regulado de perdas;

PF_{jp} – Valor final de perdas alocadas ao consumidor j;

$\sum_j P_{jp}$ – Somatório dos custos a suportar por todas as transacções j.

3.5.1.5 – Método do MW.Km Modificado ou MW^2 .Km

Este método procura rectificar o método anteriormente apresentado, de forma a apresentar uma alocação de perdas quadrática relativamente à potência da transacção. A aplicação deste método visa uma alocação mais penalizadora para grandes consumidores de potência em detrimento de pequenos consumidores que menos contribuem para as perdas.

O método modificado aplica-se da mesma forma que o original, a única diferença será mesmo como se determinam os valores de MW^2 .Km a atribuir por cada consumidor, diminuindo assim o risco de penalizar os consumidores que apesar de solicitar potências elevadas à rede se situam perto dos pontos de injeção da mesma.

3.5.1.6 – Método do Módulo ou do Uso

O Método do Uso utiliza os resultados de estudos de trânsito de potência em cada ramo e as contribuições de cada transacção para o trânsito dos mesmos. Assim, para o cálculo das perdas, segundo este método, procedemos ao cálculo da contribuição de cada transacção para o trânsito em cada ramo.

O custo a suportar pela transacção j é calculado pela expressão seguinte:

$$P_{jp} = \sum_{k=1}^n P_k \frac{|f_{jk}|}{\sum_t |f_{kt}|} \quad (3.10)$$

Onde:

P_{jp} – Representa as perdas a alocar ao consumidor j;

f_{jk} – Representa a contribuição do consumidor j para o trânsito no componente k;

P_k – Representa as perdas totais envolvidas no componente k.

Este método permite obter a remuneração total dos custos das n instalações consideradas, assumindo que os agentes envolvidos suportam, ainda, os custos relacionados com a existência de capacidade de reserva existente em cada ramo do sistema, bem como os custos associados a economias de escala que originem que, durante um período inicial após a expansão da rede um conjunto de equipamentos se encontre menos carregado.

O cálculo das contribuições de cada transacção ou agente para o trânsito de potências em cada ramo do sistema poderá ser executado, em primeiro lugar, por um estudo de trânsito de potências relativo a uma situação de referência em que todas as transacções se encontram presentes. Em seguida, deverão ser executados tantos estudos de trânsitos de potência quantas as transacções a analisar, considerando, de cada vez, que uma dessas transacções não está presente. Em cada ramo, a diferença entre o trânsito de potência calculado na situação de referência e o trânsito de potência calculado não considerando uma transacção de cada vez, corresponde à contribuição da transacção eliminada para o trânsito de potência no ramo em causa. Ao eliminar uma transacção ocorrem variações nos trânsitos de potência nos ramos do sistema. Esses trânsitos de potência podem:

- Aumentar, significando que a transacção eliminada contribuía para aliviar o estado do sistema, originando um transito de potências contrário ao dominante.
- Diminuir, o que será o mais frequente dado que o sistema viu a sua carga diminuir.
- Manterem-se inalteráveis.

3.5.1.7 - Método do *Zero Counterflow*

No processo de cálculo anteriormente exposto, concluímos que nem sempre a omissão de um agente na rede, implica diminuição dos fluxos de potência nos seus vários ramos. Assim, este método procura beneficiar os elementos que desta forma permitam aliviar o estado do sistema. As transacções associadas a contribuições deste tipo não são tarifadas neste método uma vez que contribuem para aumentar a eficiência da utilização do sistema de transmissão.

Nestas condições a expressão utilizadas para tarifar as perdas é a seguinte:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{JP} = \sum_{k=1}^n Ck \frac{f_{ck}(j)}{\sum_{s+} f_{ck}(s+)}, \text{ para } f_{ck}(j) > 0 \\ P_{JP} = 0, \text{ para } f_{ck}(j) < 0 \end{array} \right\} \quad (3.11)$$

Nesta expressão, $s+$ representa o conjunto de transacções que contribuem com trânsitos de potencia com o mesmo sentido que o transito de potencia realmente existente no ramo k .

A implementação desta metodologia permite alertar os agentes – produtores e cargas – para o local físico óptimo para se interligarem com a rede. Uma selecção adequada dos

pontos de ligação, permite aliviar a utilização da rede, e, eventualmente, adiar decisões de investimento.

3.5.3 - Factores de Ajustamento Para Perdas

Em Portugal as perdas são atribuídas através do uso de factores de ajustamento.

Assim a energia eléctrica a colocar, em cada hora, nas redes em Portugal continental para abastecer o consumo dos clientes é calculada por aplicação de perfis horários de perdas aos valores de energia activa desse consumo, que converte estes valores para o referencial de produção de energia eléctrica na rede de transporte [6]. No caso da rede de distribuição em MT (Média Tensão) a expressão é dada por:

$$Ep_{MT} = Ec \times (1 + p_{AT/RT}) \times (1 + p_{AT}) \times (1 + p_{MT}) \quad (3.12)$$

Onde:

Ep - Energia activa a colocar na rede, por período horário.

Ec - Energia activa de consumos dos clientes do respectivo nível de tensão, por período horário.

p_{MAT} e $p_{AT/RT}$ - Perfis horários de perdas na rede de transporte relativos à rede MAT e à rede MAT incluindo a transformação MAT/AT, respectivamente.

p_{AT} , p_{MT} -perfis horários de perdas nas redes de distribuição em AT e MT, respectivamente.

Os factores de ajustamento para perdas que permitem os cálculos acima indicados, são publicados anualmente pela ERSE em formato de perfis de perdas, com base em propostas dos operadores das redes.

3.5.4 - Repartição de Perdas segundo Distribuição Quadrática

O método proposto procura uma alocação mais justa mas ao mesmo tempo prática. Dada a natureza quadrática das perdas, assume-se que o princípio da distribuição quadrática será o mais adequado (justo). Este princípio foi o adoptado neste trabalho, tendo-se distribuído as perdas totais no sistema proporcionalmente ao quadrado dos consumos em cada período (neste caso, em cada hora) considerado. Na prática, uma vez que não dispõe de informação sobre o consumo horário, esta técnica não pode ser aplicada directamente. Em vez disso, pode-se tentar fazer uma aproximação à distribuição quadrática através de regressões.

As variáveis independentes possíveis de integrar o modelo são as medidas energéticas (pontas, cheias, vazio), factores caracterizadores de diagramas, tipo de consumidor (doméstico, industrial, etc) e potência contratada entre outras.

Capítulo 4

Modelos de Regressão

Neste capítulo são abordados conceitos e definições relativos a modelos de regressão [9]-[12].

4.1 - Regressão Linear

A regressão nasce da tentativa de relacionar um conjunto de observações de certas variáveis, designadas genericamente por X_k ($k=1,\dots,p$), com as leituras de uma certa grandeza Z [9]. No caso da regressão linear, está subjacente uma relação do tipo:

$$Z = a + b_1 X_1 + b_2 X_2 + \dots + b_p X_p \quad (4.1)$$

onde $a, b_1, b_2, \dots, b_p$ representam os parâmetros da relação linear procurada.

O objectivo da aplicação deste método ao trabalho em questão é do fórum preditivo, isto é, tem como objectivo encontrar uma relação que nos permita, perante futuras observações das variáveis X_k , prever o correspondente valor de Z , sem a necessidade de a medir. As variáveis X_k tomam a designação de variáveis independentes ou explicativas, uma vez que tentam explicar as razões da variabilidade da variável dependente Z .

Considerando n conjuntos de medidas com as correspondentes observações, a utilização do modelo incluirá sempre uma parcela de erro.

$$Z_i = a + b_1 X_{i1} + b_2 X_{i2} + \dots + b_p X_{ip} + e_i \quad i=1..n \quad (4.2)$$

A versão da regressão linear que se empregou no presente trabalho consiste em estimar os valores dos parâmetros $a, b_1, b_2, \dots, b_p$, através da minimização do erro médio quadrático (RMSE). A utilização da ferramenta solver do Excel permitiu, através de métodos iterativos, encontrar os parâmetros que minimizassem o erro médio quadrático.

A expressão anterior pode ser escrita de uma forma mais compacta:

$$\begin{aligned} z &= a_{\cdot 1} + X_{\cdot} b_0 + e \\ \text{ou} \\ z &= X_a \cdot b + e \end{aligned} \quad (4.3)$$

onde:

$z = [z_1, z_2, \dots, z_n]'$ vector das leituras

$x_k = [x_{1k}, x_{2k}, \dots, x_{nk}]'$ vector das observações de cada variável X_k

$X = [x_1, x_2, \dots, x_p]$ matriz de observações (elementos x_{ik} , $i=1..n$, $k=1..p$)

$b = [a \ b_0]' = [a \ b_1 \ b_2 \ \dots \ b_p]'$ vector dos parâmetros

$e = [e_1 \ e_2 \ \dots \ e_n]'$ vector dos erros

$1 = [1 \ \dots \ 1]'$ vector unitário de dimensão n

$X_a = [1 \ x_1 \ x_2 \ \dots \ x_p]$ matriz aumentada de observações ($i=0..n$, $k=0..p$)

Uma vez obtida a estimativa $\hat{b}$ dos parâmetros b , a expressão operacional da regressão permite obter estimativas $\hat{z}$ das leituras correspondentes às observações $x_1 \ x_2 \ \dots \ x_p$:

$$\begin{aligned} \hat{z} &= \hat{a} + \hat{b}_1 x_1 + \hat{b}_2 x_2 + \dots + \hat{b}_p x_p \\ \text{Ou} \\ \hat{z} &= \hat{a} 1 + x' \cdot \hat{b}_0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

O cálculo simultâneo dos valores estimados correspondentes às observações usadas na parametrização da regressão pode ser feito com base na expressão matricial correspondente:

$$\hat{z} = X_a \cdot \hat{b} \quad (4.5)$$

Um caso particular de um modelo de regressão linear geral (General Linear Models) é um modelo de regressão polinomial. Por exemplo, o modelo de regressão **Polinomial de 2ª ordem**, poderá ser descrito por:

$$z = \theta_0 + X_{iV1} \cdot \theta_1 + X_{iV1}^2 \cdot \theta_2 + X_{iV2} \cdot \theta_3 + X_{iV2}^2 \cdot \theta_4 + \dots X_{iVk} \cdot \theta_k + X_{iVk}^2 \cdot \theta_{k+1} + \epsilon_i \quad (4.6)$$

Onde:

$\hat{z}$ - Valor estimado da variável dependente

$X_{Vi,Pj}$ - Variável independentes V_i , no ponto P_j

θ_i - Parâmetros da regressão para a variável i

4.2 - Pressupostos

A implementação destes modelos requer uma correcta especificação do modelo, da medição sem erros das variáveis observadas e o pressuposto de que os erros do modelo e tem

uma média nula, não estão correlacionados e tem uma variância constante σ^2 . Uma outra condição adicional para os erros do modelo é de que estejam normalmente distribuídos:

e_i são independentes e seguem a distribuição $N(0, \sigma^2)$

Não sendo essencial para a derivação das expressões de cálculo das estimativas dos parâmetros, este pressuposto da Normalidade é indispensável para a realização de testes de hipóteses e derivação de intervalos de confiança.

4.3 - Estimação dos Parâmetros

A metodologia geralmente usada para a estimação dos parâmetros baseia-se no método dos mínimos quadrados. No trabalho exposto, a estimação de parâmetros foi obtida através da ferramenta Solver do Excel.

A estimativa não tendenciosa de b pelo método dos mínimos quadrados é dada por:

$$\hat{b} = (Xa' . Xa)^{-1} . Xa' . z \quad (4.7)$$

4.4 - Avaliação da Qualidade do Ajuste

Erro médio quadrático:

A expressão do erro médio quadrático é dada por:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \cdot \sum_{t=1}^n (Z_t - \hat{Z}_t)^2} \quad (4.8)$$

Coefficiente de Determinação:

O coeficiente de determinação, usado como medida de qualidade do ajuste, é dado por:

$$R^2 = \frac{\sum p_i (\hat{Z} - \bar{Z})^2}{\sum p_i (Z_{pi} - \bar{Z})^2} = \frac{\text{desvios explicados}}{\text{desvios totais}} \quad (4.9)$$

O coeficiente de determinação, R^2 , representa a proporção da variação de Z em relação à média que é explicada pela regressão. A qualidade do ajuste será tanto maior quanto mais R^2 se aproximar da unidade.

R^2 Ajustado é o valor ajustado de R^2 tendo em conta o nº de pontos e o número de variáveis independentes consideradas no modelo

4.5 - Multicolinearidade

Em muitas aplicações, as variáveis independentes estão correlacionadas entre si e/ou com outras variáveis que não estão no modelo, mas relacionadas com a variável dependente.

Quando as variáveis independentes estão correlacionadas entre si diz-se que existe intercorrelação ou multicolinearidade.

Se existir dependência linear entre pelo menos dois vectores x_u e x_v , o processo de regressão não é possível tecnicamente, dado que $Xa'.Xa$ é singular. O que corresponde a redundância de informação e a eliminação de variáveis resolve o problema. Contudo, podem surgir situações de dependência linear aproximada. Esta situação de multicolinearidade tem efeitos nocivos nos modelos, nomeadamente pela perturbação da ligação entre os fenómenos estudados e os valores matemáticos dos parâmetros. Quando as variáveis estão correlacionadas o coeficiente de regressão de uma qualquer variável independente depende das outras variáveis independentes estarem ou não incluídas no modelo. Note-se que um coeficiente de regressão não reflecte qualquer efeito inerente da variável independente na variável dependente, mas somente um efeito marginal ou parcial, dadas as outras variáveis incluídas no modelo. Podem surgir, por exemplo, modelos alternativos de qualidade de ajuste semelhante, mas com valores completamente díspares (até no sinal) nos parâmetros das mesmas variáveis.

Uma vez detectada a multicolinearidade, podem seguir-se duas estratégias: eliminação de variáveis redundantes, ou regressões tendenciosas que eliminam os efeitos da redundância, sem eliminar variáveis.

Nem sempre a remoção ou substituição da variável afectada é uma boa solução. Quando se trabalha com predição de valores e existem indicações de que a colinearidade encontrada continuará no futuro, o modelo poderá apresentar bons resultados. O facto de algumas variáveis independentes estarem correlacionadas entre si não faz com que, em geral, não se consiga obter um bom ajuste para o modelo, nem tende a afectar inferências sobre a resposta média ou previsões de novas observações, desde que essas inferências sejam feitas dentro da região de observação [10].

4.6 - Regressão Não Linear

Existe muitas situações nas quais não é desejável, ou mesmo possível, descrever um fenómeno através de um modelo de regressão linear.

Contrariamente a fazer uma descrição puramente empírica do fenómeno em estudo, pode-se, a partir de suposições importantes sobre o problema (frequentemente dadas através de uma ou mais equações diferenciais), trabalhar no sentido de obter uma relação teórica entre as variáveis observáveis de interesse. O problema, diferentemente do caso linear, é que as variáveis entram na equação de forma não linear. Outra vantagem dos modelos não lineares é obter parâmetros que são facilmente interpretáveis.

Em muitas situações, necessita-se menos parâmetros nos modelos não lineares do que nos lineares, isto simplifica e facilita a interpretação.

Os modelos não lineares podem ser escritos como:

$$Z_i = f(X_i, \Theta_i) + \varepsilon_i \quad (4.10)$$

Onde $f(X_i, \theta_i)$ é uma função não linear;

os erros, ε_i , tem média zero, variância constante, e não são correlacionados. Assume-se que os erros apresentam distribuição normal, são independentes e com variância constante. θ_i é o vector de parâmetros do modelo.

Exemplos de modelos não lineares:

Exponencial:

A equação que a descreve é a seguinte:

$$Z = \theta_0 \cdot \theta_1^{X_i} + \varepsilon_i \quad (4.11)$$

Potencial:

A equação que a descreve é a seguinte:

$$Z = \theta_0 \cdot X_i^{\theta_1} + \varepsilon_i \quad (4.12)$$

Algumas considerações de regressões não lineares:

De referir que os conceitos atrás apresentados relativamente a Pressupostos, e Avaliação da Qualidade de Ajuste do modelo são também aplicáveis ao caso da regressão não linear.

Estimação dos parâmetros: Em certos casos a estimação dos parâmetros da regressão não linear pode ser efectuada por métodos algébricos. Quando a relação entre as variáveis é não linear, um processo para estimar os parâmetros pode passar por aplicar transformadas sobre funções não lineares de forma a tratar o problema como linear e aplicar o método dos mínimos quadrados para a obtenção dos parâmetros. As soluções deste método podem ser obtidas usando métodos directos embora problemas com um elevado numero de parâmetros são geralmente resolvidos com recurso a métodos iterativos. No entanto se por um lado facilita o processo de ajuste, pode implicar suposições não realísticas sobre o termos dos erros (distribuição normal com variância constante). Nos modelos não lineares em que não é possível encontrar formas analíticas para estimadores de mínimos quadrados ou máxima verosimilhança, há necessidade de recorrer a métodos numéricos iterativos juntamente com formas analíticas.

Na maioria dos problemas com modelos não lineares, é mais prático encontrar as estimativas de mínimos quadrados por procedimentos de procura numérica directa do que, inicialmente, obter as equações normais e, então, usar métodos numéricos para encontrar a solução dessas equações iterativamente. Entre esses métodos numéricos encontram-se o

método de Newton, Quasi-Newton e Gradiente. Os métodos Quasi-Newton são uma opção frequentemente utilizada, que evita o cálculo da matriz Hessiana em cada iteração, reduzindo assim o número de operações realizadas por iteração, e mantendo as boas propriedades de convergência. A título de exemplo apresenta-se no Anexo A uma descrição do método Gauss-Newton.

Capítulo 5

Metodologia do Trabalho Elaborado

Neste capítulo é exposta sucintamente a metodologia adoptada na realização do presente trabalho.

5.1 - Metodologia adoptada

O trabalho em questão foi efectuado em várias etapas, as quais são apresentadas a seguir.

O estudo inicial visava interpretar a variação das perdas do sistema em função das cargas da rede MT considerada. A partir da rede inicial, caso base da rede MT semi-urbana, realizaram-se vários cenários:

- Incremento das cargas, em intervalos de 10% da carga do caso base para situações desde 10% até 120%.
- Aplicação de casos com factores de carga do sistema diferentes, mas mantendo a energia média consumida igual.
- Variação do factor de carga de um dado consumidor em períodos seguidos com energia média consumida igual e estudo da alocação das perdas quadraticamente.
- Permuta de localização de cargas na rede.
- Acréscimo de cargas na rede.

Numa outra etapa, e usando o caso base da rede MT semi-urbana foi possível a geração de diversos cenários horários de cargas ao longo de um mês (base de tempo horária).

Para desenvolver os vários cenários usou-se um perfil de consumo característico MT ao qual foram introduzidas variações aleatórias relativamente ao caso base da rede.

As diferentes cargas atribuídas aos consumidores nos diversos períodos horários podem ser dada pelas expressões seguintes:

Potência Activa:

$$P_{\text{activa}}(\text{caso novo})_{i,j} = P_{\text{base } i} \times (\text{Perfil MT } j + (\text{ALEATÓRIO}() - 0,5) \times 0,4) \text{ (MW)} \quad (5.1)$$

Onde:

i - Cliente. (i=0,...,114)

j - Hora mensal [(j=1,...,720)

Pbase - Valor da carga para o cenário inicial.

Perfil MT j - Valores proporcionais a um perfil típico MT característico

ALEATÓRIO () - Valor compreendido entre 0 e 1 gerado aleatoriamente pelo Excel

Potência Reactiva:

$$Q_{\text{reactiva } i,j} = P_{\text{activa } i,j} \times \text{tg}\varphi \text{ (MVar)} \quad (5.2)$$

Onde:

P activa i,j - P activa (caso novo) i,j

tgφ- Factor de potência. Visa manter o factor de potência dos clientes face ao caso base.

Após a realização dos vários cenários para as 720 horas mensais, foi necessário exportar para ficheiros compatíveis com o Power World. Recorreu-se à programação Visual Basic aliada ao Office para criar 720 ficheiros do tipo “.aux” , contendo os valores das cargas para cada hora mensal. Através do Power World e recorrendo à programação de scripts, foi possível carregar os ficheiros atrás descritos e obter as perdas do sistema para cada hora do mês. Uma nova etapa consistiu na importação das perdas para o Excel onde foi possível estudar a repartição quadrática das perdas em função das cargas do sistema. Por último o consumo energético mensal de cada cliente foi agregado nos períodos de Pontas, Cheias e Vazio e utilizaram-se modelos da regressão para explicar os valores de perdas mensais alocadas a cada consumidor em termos desses factores.

O Processo pode ser esquematizado nas seguintes fases:

- Gerar diversos cenários de consumidores para as distintas horas do dia do mês, a partir dos dados da rede inicial e utilizando a ferramenta Excel.
- Exportar ficheiros do Excel para ficheiros .aux (formato permitido pelo Power World) com as diversas cargas do sistema para cada hora.
- Obter as perdas do sistema para cada um dos cenários, através da programação em Power World.
- Importar para o Excel o valor das perdas horárias (de cada cenário).
- Calcular a repartição quadrática das perdas em função das cargas dos clientes.
- Desenvolvimento de modelos da regressão para explicar os valores de perdas mensais alocadas a cada consumidor.

Como atrás descrito a utilização do software permitiu uma geração de um número elevado de casos de estudo diferentes, em condições distintas de exploração da rede.

A partir dos dados das perdas horárias das respectivas variações diárias de carga, realizou-se uma distribuição quadrática das perdas por hora como ilustra a equação:

$$p_i = \frac{P_i^2}{\sum_{i=0}^N P_i^2} \times Perdas \quad (5.3)$$

Onde:

p_i - perda alocada ao cliente i no respectivo período horário.

P_i - carga do cliente i

$N = 114$ no estudo realizado (Número total de consumidores 115).

O consumo energético de cada cliente foi agregado em períodos de Pontas, Cheias e Vazio, recorrendo-se novamente ao Visual Basic.

Posteriormente com o objectivo de analisar como o modelo desenvolvido neste trabalho se comportava foram realizados estudos comparativos entre alguns métodos de repartição de perdas

Os métodos utilizados foram os seguintes:

- Repartição Quadrática de perdas pelas cargas.
- Método do Selo (Repartição linear das perdas em função das cargas.)
- Metodologia de Alocação de Perdas recorrendo a “factores de ajustamento para perdas”.

5.2 - Rede Estudada

A Rede em estudo foi uma rede real MT (Média Tensão).

Caracterização da rede em estudo:

- Rede MT semi-urbana.
- Tensão de base 15KV
- 114 Barramentos.
- 2 Geradores. Um de compensação/referência e outro de Produção em Regime Especial.

Capítulo 6

Resultados

Neste capítulo são apresentados os resultados dos diversos estudos efectuados.

6.1 - Estudos Relacionados com Perdas - Variação das Cargas

Nesta secção apresenta-se os resultados dos estudos que permitem analisar a variação das perdas do sistema em função das cargas da rede MT considerada. Tal como descrito anteriormente (na metodologia), a partir da rede inicial, realizaram-se vários cenários para analisar o comportamento das perdas, incrementando cargas do sistema, aplicando diferentes factores de carga, permuta de localização de cargas e acréscimos de cargas na rede.

i) Realização de Cenários incrementando as cargas.

Relativamente ao primeiro estudo, onde foi efectuado um incremento às cargas em intervalos de 10% da carga do caso base para situações desde 10% até 120%, partiu-se do caso base com as seguintes condições Tabela 6.1.

Tabela 6.1 — Perdas da Rede Caso Base.

Cargas %	BGGenMW	BGLoadMw	GBLossMw
100	6,09	5,78	0,3139

Onde:

BGGenMw – Representa a Potência Gerada (MW).

BGLoadMw – Representa a Potência Consumida pelos clientes (MW).

GBLossMw – Representa as perdas activas no sistema de distribuição (MW).

Incrementando a carga de cada consumidor e simulando o fluxo de cargas com auxilio do Power World foram obtidos os seguintes resultados apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 — Perdas da Rede relativamente a diferentes cenários de carga.

Cargas %	BGGenMW	BGLoadMw	GBLossMw
10	0,59	0,58	0,0096
20	1,17	1,16	0,011
30	1,76	1,73	0,023
40	2,35	2,31	0,0404
50	2,96	2,89	0,0672
60	3,57	3,47	0,0983
70	4,19	4,05	0,1397
80	4,81	4,62	0,1886
90	5,45	5,2	0,2469
100	6,09	5,78	0,3139
120	7,41	6,94	0,4768

Obteve-se o resultado esperado relativamente à variação das perdas com as cargas. O aumento progressivo das cargas, é reflectido num aumento quadrático das perdas do sistema. Tal deve-se ao facto de um aumento das cargas incorrer num aumento dos fluxos de corrente no sistema eléctrico. Como já referido anteriormente, as perdas do sistema variam linearmente com a resistência, mas quadraticamente com a corrente que circula nos componentes. Os resultados deste estudo podem ser facilmente avaliados na Figura 6.1.

Relação entre a Variação Perdas e Carga do sistema

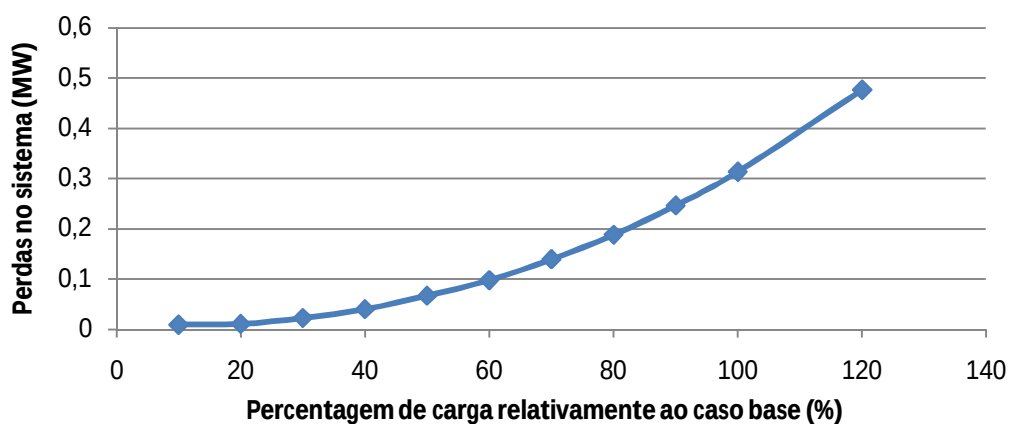


Figura 6.1 – Variação Perdas/Carga do sistema

ii) Aplicação de casos com factores de carga do sistema diferentes mas mantendo a energia média consumida igual.

No segundo estudo onde se propunha avaliar a variação das perdas no sistema em dois casos distintos, caracterizados pela mesma energia total consumida no período idêntico (um dia), mas com diferentes diagramas de carga (diferentes factores de carga).

No primeiro caso, optou-se por colocar a totalidade das cargas a funcionar a 30% em metade do dia e a 170% no restante tempo. No outro caso colocaram-se as mesmas cargas a funcionar a 100% durante todo o dia.

Da análise dos dois diagramas propostos, pode-se concluir que a energia consumida final diária é a mesma (Tabela 6.3), no entanto para o primeiro caso há uma grande oscilação da potência consumida ao longo do dia, situação diferente do segundo caso onde a carga é constante no mesmo período.

Os diagramas de carga dos casos podem ser visualizados nas Figuras 6.2 e 6.3

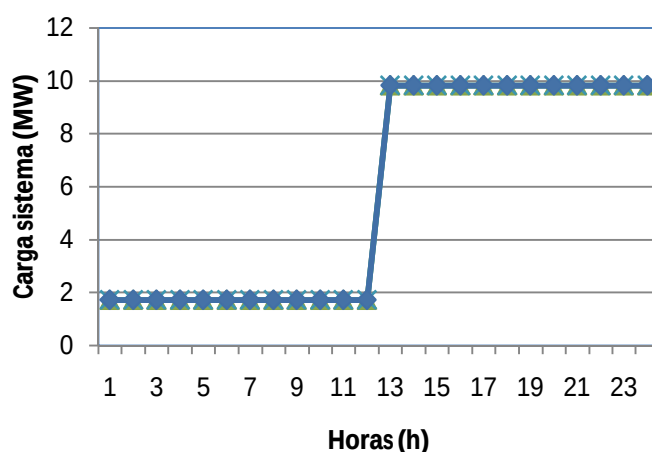


Figura 6.2 - Diagrama de carga caso 1

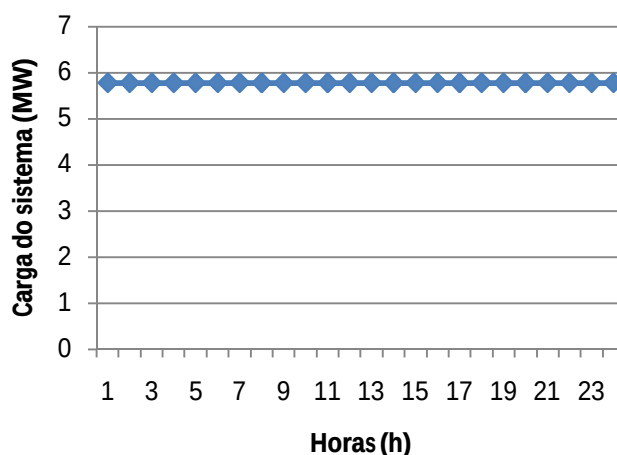


Figura 6.3 - Diagrama de Carga caso 2

Tabela 6.3 — Energia diária consumida para os dois casos.

Energia diária consumida (MWh)	138,72
--------------------------------	--------

Após correr os diagramas de carga no Power World obtiveram-se os resultados de perdas instantâneas (MW) e Energia total diária dispendida em perdas (MWh). Os resultados encontram-se expressos na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 — Perdas nos casos em estudo.

Perdas			
	Caso1		Caso2
hora	(01-12)	(12-24)	(1-24)
Potência de Perdas (Mw)	0,228	1,0708	0,3138
Energia Perdas (MWh)	15,5856		7,5312

Este estudo permitiu transmitir o quanto o diagrama de carga de cada utilizador e até da própria rede, é importante para as perdas globais no sistema. Na Tabela 6.4 temos dois casos em que embora a energia total diária consumida fosse a mesma, apresentam valores distintos para a energia de perdas ocorrida no sistema.

Interpretando os valores apresentados na tabela comprova-se que diagramas com reduzidos factores de carga, contribuem bastante mais para a energia de perdas do que com cargas constantes.

iii) Variação do factor de carga de um dado consumidor em períodos seguidos com energia média consumida igual e estudo da alocação das perdas quadraticamente.

O terceiro estudo desta secção, visava aplicar variações no factor de carga de um dado consumidor em períodos consecutivos mantendo a energia média consumida igual e analisar a repartição de perdas quadraticamente.

Para tal escolheu-se um consumidor com elevada carga para realçar o resultado obtido. O consumidor escolhido foi o do barramento “2011” que no caso base consome 0,24MW.

Compararam-se dois cenários. No primeiro, colocou-se como carga do consumidor a carga do caso base (100%). No segundo considerou-se que o consumidor consome 30% da carga do caso base em metade do dia e 170% no resto do dia.

Após simular no Power World as perdas totais do sistema com as variações de carga do barramento “2011”, obtiveram-se os resultados apresentados na Tabela 6.5.

Tabela 6.5 – Potência de perdas do Sistema Variando a carga “2011”.

Carga 2011	Potencia Perdas sistema (MW)
100%	0,3141
30%	0,2932
170%	0,3349

Para simplificar, relativos ao primeiro cenário apresentam-se apenas os resultados até aos primeiros 20 barramentos.

Tabela 6.6 – Alocação de perdas diárias com a carga 2011 a 100%

BusNum	LoadMW	(Load Mw)^2	% carga quadrática total sistema	Alocação perdas (MW)	Energia perdas diária (MWh)
2000	0,07	0,0049	0,009615	0,00302	0,072485
2001	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2002	0,1	0,01	0,019623	0,006164	0,147928
2003	0	0	0	0	0
2004	0,06	0,0036	0,007064	0,002219	0,053254
2005	0,1	0,01	0,019623	0,006164	0,147928
2006	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2007	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2008	0,01	0,0001	0,000196	6,16E-05	0,001479
2009	0,01	0,0001	0,000196	6,16E-05	0,001479
2010	0,1	0,01	0,019623	0,006164	0,147928
2011	0,24	0,0576	0,11303	0,035503	0,852064
2012	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2013	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2014	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2015	0,16	0,0256	0,050235	0,015779	0,378695
2016	0,02	0,0004	0,000785	0,000247	0,005917
2017	0,02	0,0004	0,000785	0,000247	0,005917
2018	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2019	0,04	0,0016	0,00314	0,000986	0,023668
2020	0,01	0,0001	0,000196	6,16E-05	0,001479
Totais (soma colunas)					
115 clientes		0,5096	1	0,3141	7,5384

Procedeu-se da mesma forma para a alocação de perdas para o caso em que o consumidor “2011” funciona 12 horas a 30% da carga do caso base e nas restantes horas do dia a 170%,

isto é, mantendo a mesma energia consumida, mas impondo um factor de carga consideravelmente inferior.

Os resultados estão expressos na Tabela 6.7, que podem ser melhor interpretados com a ajuda da Figura 6.4.

Tabela 6.7 — Alocação de perdas diárias com carga 2011 a 30% /170%

	Caso carga 2011 a 100%, caso base	Caso carga 2011 a 30% 12 horas / 170% 12 horas
BusNum	Alocação perdas diária. Energia (MWh)	Alocação perdas diária. Energia (MWh)
2000	0,072484615	0,069549822
2001	0,023668446	0,022710146
2002	0,147927786	0,141938412
2003	0	0
2004	0,053254003	0,051097828
2005	0,147927786	0,141938412
2006	0,023668446	0,022710146
2007	0,023668446	0,022710146
2008	0,001479278	0,001419384
2009	0,001479278	0,001419384
2010	0,147927786	0,141938412
2011	0,85206405	1,12158377
2012	0,023668446	0,022710146
2013	0,023668446	0,022710146
2014	0,023668446	0,022710146
2015	0,378695133	0,363362335
2016	0,005917111	0,005677536
2017	0,005917111	0,005677536
2018	0,023668446	0,022710146
2019	0,023668446	0,022710146
2020	0,001479278	0,001419384

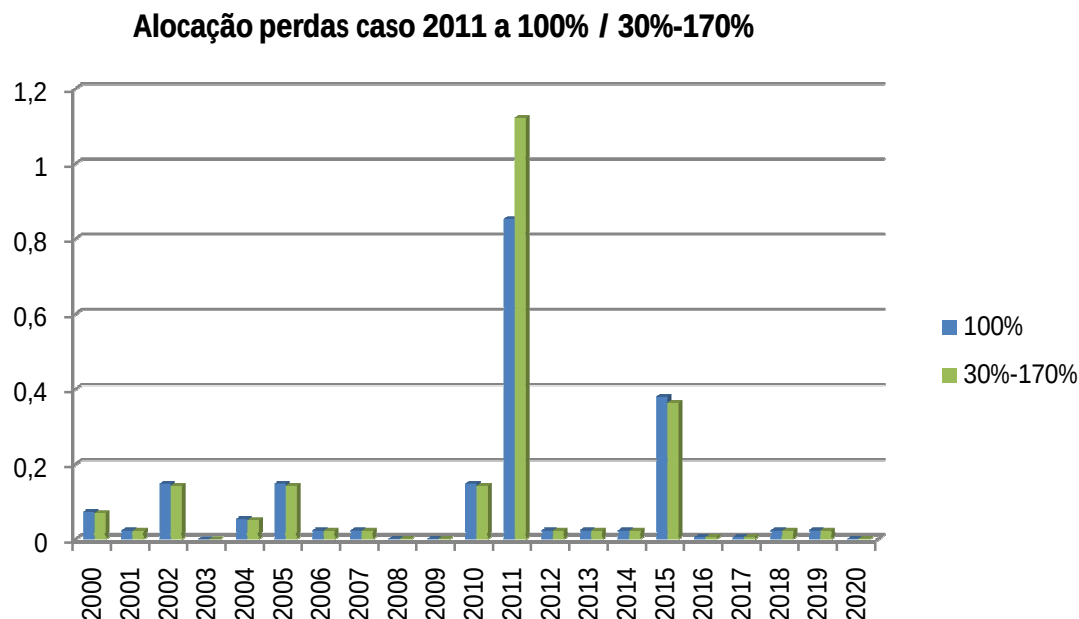


Figura 6.4 – Alocação perdas caso 2011 a 100% / (30%-170%)

Como é interpretável pelo gráfico uma alocação quadrática das perdas visa penalizar consumidores com elevadas variações de carga, em detrimento de consumidores com pequenas flutuações.

Estes estudos permitem-nos concluir que cargas menos constantes, ou seja, com um factor de carga inferior contribuem mais para as perdas globais do sistema do que cargas constantes.

iv) Permuta de localização de cargas na rede.

O penúltimo estudo realizado nesta secção refere-se às consequências reflectidas na rede pela permuta da localização das cargas.

Assim permutou-se a carga do barramento 2011 com a do barramento 2068.

Obtiveram-se os resultados expressos na Tabela 6.8 e 6.9.

Tabela 6.8 – Perdas no caso base

BGGenMW	BGLoadMW	BGLossMW
6,09	5,78	0,3141

Tabela 6.9 – Perdas no caso de permuta de cargas.

BGGenMW	BGLoadMW	BGLossMW
6,1	5,78	0,316

No caso em estudo verifica-se que a permuta da localização das cargas repercute-se numa alteração da potência de perdas do sistema. Esta situação é evidenciada pelo facto de que

embora as impedâncias das linhas se mantenham constantes, a mudança da localização das cargas implicarem diferentes fluxos de potência nos elementos. Sabendo que as perdas se apresentam na formulação básica $P_{perdas} = R \times I^2$, e que os fluxos de correntes se alteraram então a potência de perdas vem alterada.

v) Acréscimo de cargas na rede

O último estudo desta secção compreendia a inclusão de uma carga adicional no sistema e a observação da modificação das perdas incorridas no sistema eléctrico, bem como a variação da alocação de perdas quadraticamente aos clientes. Optou-se assim por adicionar uma carga de 0,07 MW e 0,02 MVar ao barramento 62 do caso base.

Como consequência a rede viu a sua potência de perdas internas activas aumentada de 0,3141 MW para 0,3240 MW.

A distribuição das perdas quadraticamente produziu o resultado expresso na Tabela 6.10.

A interpretação desta tabela leva a concluir que o facto de adicionar uma carga na rede, prejudica todos os clientes, aumentando o valor de perdas alocadas a cada um.

Tabela 6.10 – Alocação quadrática das perdas adicionando carga no barramento 62

BusNum	LoadMW	(Load Mw) ²	% carga quadrática total sistema	Alocação perdas (MW)	Energia perdas diária adição carga barramento 62 (MWh)	Energia perdas diária caso base (MWh)	Acréscimo de perdas atribuída ao cliente (x100)
62	0,07	0,0049	0,009524	0,003086	0,074057		7,406
2000	0,07	0,0049	0,009524	0,003086	0,074057	0,072485	0,157
2001	0,04	0,0016	0,00311	0,001008	0,024182	0,023668	0,051
2002	0,1	0,01	0,019436	0,006297	0,151137	0,147928	0,321
2003	0	0	0	0	0	0	0,000
2004	0,06	0,0036	0,006997	0,002267	0,054409	0,053254	0,116
2005	0,1	0,01	0,019436	0,006297	0,151137	0,147928	0,321
2006	0,04	0,0016	0,00311	0,001008	0,024182	0,023668	0,051
2007	0,04	0,0016	0,00311	1,01E-03	0,024182	0,023668	0,051
2008	0,01	0,0001	0,000194	6,30E-05	0,001511	0,001479	0,003
2009	0,01	0,0001	0,000194	6,30E-05	0,001511	0,001479	0,003
2010	0,1	0,01	0,019436	0,006297	0,151137	0,147928	0,321
2011	0,24	0,0576	0,111953	0,036273	0,870549	0,852064	1,849
2012	0,04	0,0016	0,00311	0,001008	0,024182	0,023668	0,051
2013	0,04	0,0016	0,00311	0,001008	0,024182	0,023668	0,051
2014	0,04	0,0016	0,00311	0,001008	0,024182	0,023668	0,051
2015	0,16	0,0256	0,049757	0,016121	0,386911	0,378695	0,822
2016	0,02	0,0004	0,000777	0,000252	0,006045	0,005917	0,013
2017	0,02	0,0004	0,000777	0,000252	0,006045	0,005917	0,013
2018	0,04	0,0016	0,00311	0,001008	0,024182	0,023668	0,051
2019	0,04	0,0016	0,00311	1,01E-03	0,024182	0,023668	0,051
2020	0,01	0,0001	0,000194	6,30E-05	0,001511	0,001479	0,003

6.2 - Estudos Relacionados com Perdas - Alocação Quadrática

Neste capítulo, estão apresentados os resultados de um estudo de alocação quadrática das perdas em função as cargas.

Tal como referido anteriormente, o principal objectivo consistiu em tentar caracterizar a Energia de perdas mensais de cada cliente recorrendo a dados habitualmente disponíveis nos dados de facturação, defendendo a tese de alocação das perdas quadraticamente em função das Energias consumidas instantaneamente (períodos de uma hora) por cada consumidor.

Recorreu-se novamente à rede típica MT- semi-urbana, com os cenários mencionados anteriormente, ou seja, cenários de cargas diferentes para cada consumidor para as diversas horas mensais.

Recorrendo ao programa de fluxo de potências, Power World, e carregando os diversos cenários foi possível obter as perdas totais dos clientes para cada hora mensal.

Para realizar a alocação quadrática de perdas em função das cargas consumidas por cada cliente, os dados atrás obtidos foram exportados para o Excel para melhor serem trabalhados.

Os dados foram organizados do seguinte modo:

Dia mensal	Hora mensal k	Cliente i	Load k,i (MW)	$Load^2$ k,i (MW)	Somatório $Load^2$ Horários k	% contribuição para as perdas	Perdas horárias	Alocação de Perdas por cliente (MW)
---------------	---------------------	--------------	---------------------	-------------------------	--	--	--------------------	--

Dia mensal - nº do dia mensal.

Hora mensal, k - hora dos mês em estudo. $k = 1, \dots, 720$

Cliente, i - nº do cliente. (115 clientes) $i=0, \dots, 114$

Load k, i (MW) - Carga horária que o cliente consumiu à rede na hora i.

$Load^2$ k, i (MW) - Carga quadrática que o cliente consumiu à rede na hora i.

Somatório $Load^2$ horários, k - $\sum_{i=0}^{114} Load^2$

% Contribuição para as perdas - $\frac{Load\ k,i^2}{\sum_{i=0}^{114} Load^2}$

Perdas horárias - Perdas horárias totais implicadas na rede por todos os clientes. (dados obtidos do Power World, através da introdução do cenário em causa).

Alocação de Perdas por cliente - Alocação de Perdas ao cliente através de distribuição quadrática.

Na folha de Excel foram introduzidos os diversos campos atrás mencionados, para as diversas horas mensais (720 horas mensais)

A título de exemplo e para elucidar um pouco o trabalho realizado, no Anexo B encontram-se os dados do primeiro dia para a primeira hora. (Anexo B Tabela 1)

Modelos de Regressão

Uma primeira fase deste estudo consistiu em encontrar quais as variáveis independentes que melhor conseguissem caracterizar a variável dependente. As variáveis independentes bem como as dependentes necessitavam de estar disponíveis ao agente distribuidor.

Variável Dependente:

Entende-se como variável dependente uma grandeza que pode ser explicada em função de outra(s).

Neste estudo como **variável dependente** surge a **energia de perdas mensais a alocar a cada cliente**.

Os valores de energia de perdas mensais a alocar a cada cliente foram calculados mediante o estudo atrás referido. Com recurso à programação em Visual Basic do Excel foi possível, agregar as perdas energéticas mensais alocadas a cada cliente usando a repartição quadrática de perdas. De frisar a necessidade de recorrer à utilização da ferramenta de programação devido ao caso em estudo conter 115 clientes diferentes que durante 720 horas mensais provocam na rede diferentes perdas energéticas consoante os diversos cenários.

Variável dependente	
<i>Energia perdas mensais</i> _{cliente i}	$= \sum_{k=1}^{720} \text{Energia de perdas horárias cliente } i \text{ hora } k$

Variáveis Independentes

Entende-se como variável Independente, uma variável que através de uma função aplicada a ela mesma consegue contribuir para explicar uma variável Dependente. É pois fulcral a necessidade de existência de variáveis independentes correlacionadas com a variável dependente

Um outro requisito para a funcionalidade do trabalho é a necessidade das variáveis dependentes serem de fácil acesso ao agente distribuidor de energia eléctrica.

Preenchendo estes requisitos foram escolhidas para variáveis independentes a **Energia mensal consumida por cada utilizador nos diferentes períodos tarifários, ou seja, Pontas, Cheias e Vazio**.

Variável Independente	
<i>Energia mensal consumida em horas de ponta pelo cliente i</i>	$\sum_{k=1}^{720} \text{Energia consumida hora de ponta}_{k, \text{cliente } i}$
<i>Energia mensal consumida em horas de cheias pelo cliente i</i>	$\sum_{k=1}^{720} \text{Energia consumida horas de cheia}_{k, \text{cliente } i}$
<i>Energia mensal consumida em horas de vazios pelo cliente i</i>	$\sum_{k=1}^{720} \text{Energia consumida hora de vazios}_{k, \text{cliente } i}$

Recorrendo aos dados contidos no site da ERSE (Entidade Reguladora de Serviços Energéticos), relativamente aos períodos tarifários, foi possível agregar, uma vez mais com o auxílio da programação em Excel, a quantidade de energia que cada cliente efectivamente consumiu em cada período tarifário ao longo do mês.

6.2.1 - Regressão Linear

O estudo iniciou-se com a análise de um modelo de regressão linear com as variáveis atrás mencionadas. Consideraram-se para o desenvolvimento do modelo os primeiros 81 clientes. Com o objectivo de validar o modelo este foi testado nos restantes clientes.

Como regressão linear a função utilizada para obter o valor estimado de Z foi a seguinte:

$$\hat{Z} = \theta_0 + X_{V1} \cdot \theta_1 + X_{V2} \cdot \theta_2 + \dots X_{Vk} \cdot \theta_k \quad (6.1)$$

Onde:

$\hat{Z}$ - Valor estimado da variável dependente

$X_{Vi,Pj}$ - Variável independentes V_i , no ponto P_j

θ_i - Parâmetro (coeficiente) da regressão para a variável V_i

Aplicando a equação acima ao caso em estudo teríamos:

$$\text{Energia perdas mensais}_{\text{cliente } i} = \theta_0 + \theta_1 \cdot \text{Ep}_{\text{cliente } i} + \theta_2 \cdot \text{Ec}_{\text{cliente } i} + \theta_3 \cdot \text{Ev}_{\text{cliente } i} \quad (6.2)$$

Onde:

Ep- Energia mensal consumida em horas de ponta pelo cliente i

Ec- Energia mensal consumida em horas de cheias pelo cliente i

Ev- Energia mensal consumida em horas de vazios pelo cliente i

Para obter os parâmetros da regressão foi utilizada a ferramenta “Solver” do programa Excel que permite através de métodos iterativos caminhar numa solução óptima.

A qualidade da regressão foi avaliada mediante o erro obtido entre os valores reais e os previstos.

O erro médio quadrático (RMSE) foi a função objectivo a minimizar no Solver para encontrar os parâmetros ideais.

Os resultados obtidos na optimização podem ser consultados na secção de Anexo B Tabela 2 e 3.

O erro médio quadrático (RMSE) da previsão pode ser observados nas Tabelas 6.11.

Tabela 6.11 — Erro médio do modelo.

RMSE
2,426172

Como se pode observar o erro médio quadrático é relativamente elevado, o que implica que a regressão linear das variáveis independentes com a dependente possa ser pouco explicativa.

Um processo que permite avaliar e diagnosticar o modelo usado é o cálculo do coeficiente de determinação (R^2).

Tabela 6.12 — Coeficiente de Correlação.

R^2
0,330065

No caso em estudo obteve-se um valor de R^2 praticamente igual a um terço da unidade. Este resultado vem confirmar o mencionado atrás, isto é, a não existência de uma relação linear entre as variáveis dependente e independentes.

O gráfico apresentado na figura 6, elucida a disparidade entre os valores reais da energia de perdas alocada a cada cliente, e a alocação gerada pelo modelo proposto.

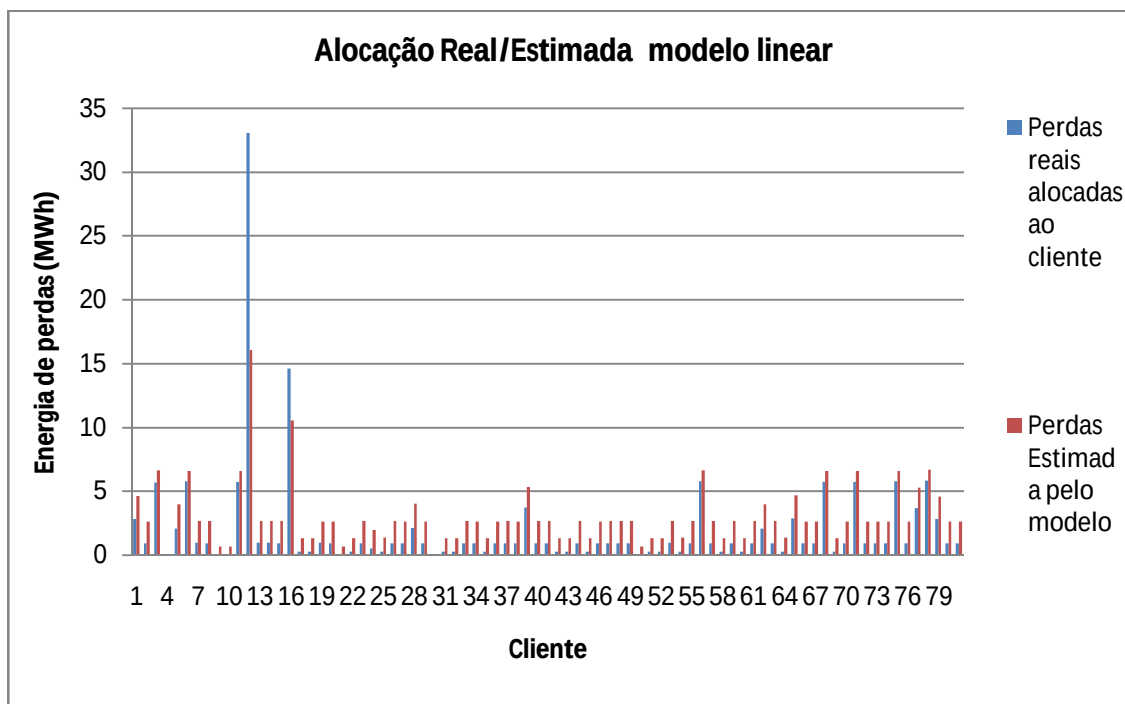


Figura 6.5 – Comparação alocação real/estimada (regressão linear)

É perceptível o fraco ajuste do modelo, pois seria de esperar, que as duas linhas referentes a cada cliente se apresentassem sobrepostas.

6.2.2 - Regressão Polinomial 2ª Ordem

Notando-se que a regressão linear pouco explicaria a Energia de perdas a alocar a cada cliente em função da Energia consumida pelo mesmo em horas de ponta, cheias e vazio foi necessário recorrer a regressões não lineares.

Com o objectivo de perceber a variação não linear entre a variável dependente e as independentes, realizou-se um estudo visual da correlação. Para isso construíram-se gráficos Z-X, isto é, referentes à relação entre a Energia de perdas a alocar a cada cliente, e cada uma das variáveis independentes, Energia consumida em Pontas, Cheias e Vazio.

Os gráficos podem ser observados nas Figuras 6.6, 6.7 e 6.8

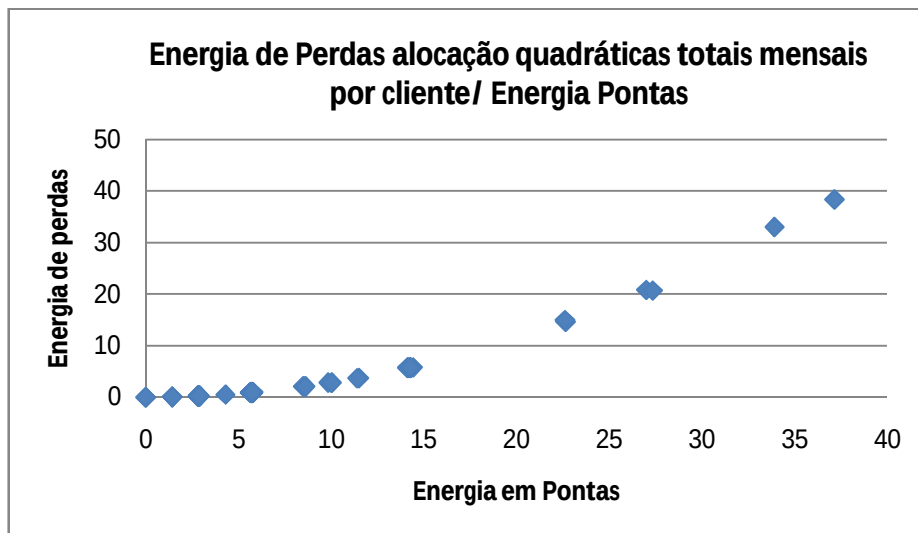


Figura 6.6 – Energia de Perdas alocação quadráticas totais mensais por cliente/Energia Pontas

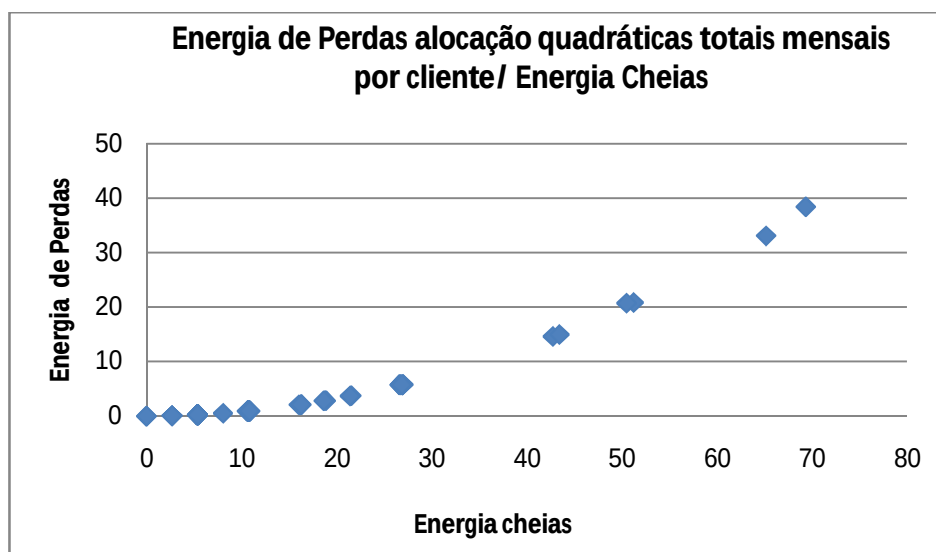


Figura 6.7 – Energia de Perdas alocação quadráticas totais mensais por cliente/Energia Cheias

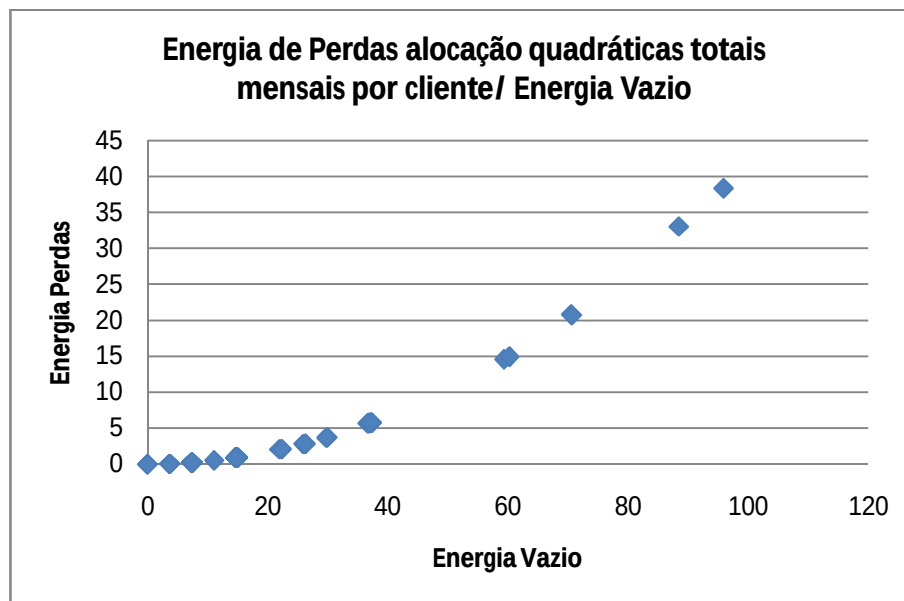


Figura 6.8 – Energia de Perdas alocação quadráticas totais mensais por cliente/Energia Vazio

Da interpretação gráfica pode-se concluir que existe correlação entre a variável dependente e as independentes. Essas relações aparentam apresentar uma tendência polinomial, com a energia de Perdas a aumentar rapidamente consoante o consumo de energia nos diversos períodos tarifários.

A regressão escolhida para o modelo foi do tipo polinomial de 2ª ordem.

A equação que a descreve é a seguinte:

$$\hat{Z} = \theta_0 + X_{V1} \cdot \theta_1 + X_{V1}^2 \cdot \theta_2 + X_{V2} \cdot \theta_3 + X_{V2}^2 \cdot \theta_4 + \dots X_{Vk} \cdot \theta_k + X_{Vk}^2 \cdot \theta_{k+1} \quad (6.3)$$

Onde:

$\hat{Z}$ - Valor estimado da variável dependente

$X_{Vi,Pj}$ - Variável independentes V_i , no ponto P_j

θ_i - Parâmetros da regressão para a variável V_i

Aplicando a equação acima ao caso em estudo teríamos:

(6.4)

$$E \text{ perdas mensais}_{\text{cliente } i} = \theta_0 + \theta_1 \cdot E_{pi} + \theta_2 \cdot E_{pi}^2 + \theta_3 \cdot E_{ci} + \theta_4 \cdot E_{ci}^2 + \theta_5 \cdot E_{vi} + \theta_6 \cdot E_{vi}^2$$

Onde:

E - Energia.

E_{pi} - Energia mensal consumida em horas de ponta pelo cliente i

E_{ci} - Energia mensal consumida em horas de cheias pelo cliente i

E_{vi} - Energia mensal consumida em horas de vazio pelo cliente i

Para obter os parâmetros da regressão utilizou-se uma vez mais a ferramenta Solver do Excel que permite através de métodos iterativos caminhar numa solução óptima, obtendo os parâmetros de regressão.

Uma vez mais recorreu-se à minimização do erro médio quadrático (RMSE) como função objectivo para encontrar os parâmetros ideais.

A qualidade da regressão foi avaliada mediante o erro obtido entre os valores reais e previstos.

Os resultados obtidos na previsão podem ser consultados na secção de Anexo B Tabelas 4 e 5

Os parâmetros da regressão obtidos pelo Solver, bem como o erro médio quadrático (RMSE) da previsão podem ser observados nas Tabelas 6.13 e 6.14.

Os parâmetros encontrados no modelo polinomial de 2ª ordem, penalizam mais (e quadraticamente) os consumos em Pontas do que os em Cheias e em Vazio.

Tabela 6.13 — Parâmetros regressão Polinomial 2ª ordem

Regressão quadrática	
Θ_0	0
Θ_1	0,000532594
Θ_2	0,007454148
Θ_3	0
Θ_4	0,002773866
Θ_5	0
Θ_6	0,001533368

Tabela 6.14 — Erro médio quadrático da previsão

RMSE
0,004393

O valor do erro médio quadrático obtido na regressão polinomial é claramente inferior ao obtido na regressão linear, atingindo valores bastantes satisfatórios. Este valor aceitável de RMSE indicia uma boa previsão da variável dependente através das independentes.

A comprovar esta relação foi efectuado uma vez mais o cálculo do coeficiente de determinação (R^2).

Tabela 6.15 — Coeficiente de determinação (regressão polinomial)

R^2
0,999872

O coeficiente de determinação (Tabela 6.14) obteve um valor próximo da unidade, reflectindo uma qualidade de ajuste elevada do modelo.

O gráfico apresentado na Figura 6.9 apresenta os valores reais da energia de perdas alocada a cada cliente, e a alocação gerada pelo modelo proposto. São perceptíveis as boas qualidades de previsão do método uma vez que os valores das duas colunas praticamente se igualam para a maioria dos consumidores.

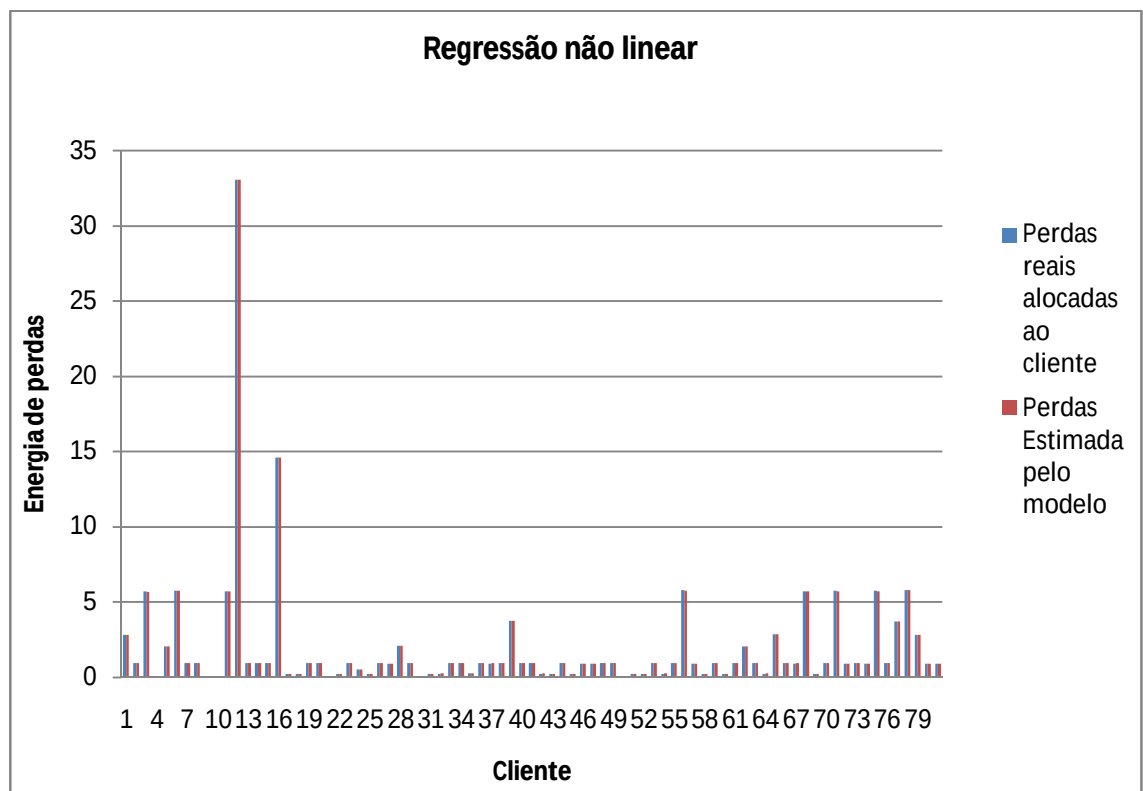


Figura 6.9 – Relação entre perdas reais e perdas estimadas pela regressão polinomial (dados de treino).

A distribuição do erro do modelo (diferença entre o valor real e o valor estimado pelo modelo) pode ser observada na Figura 6.10.

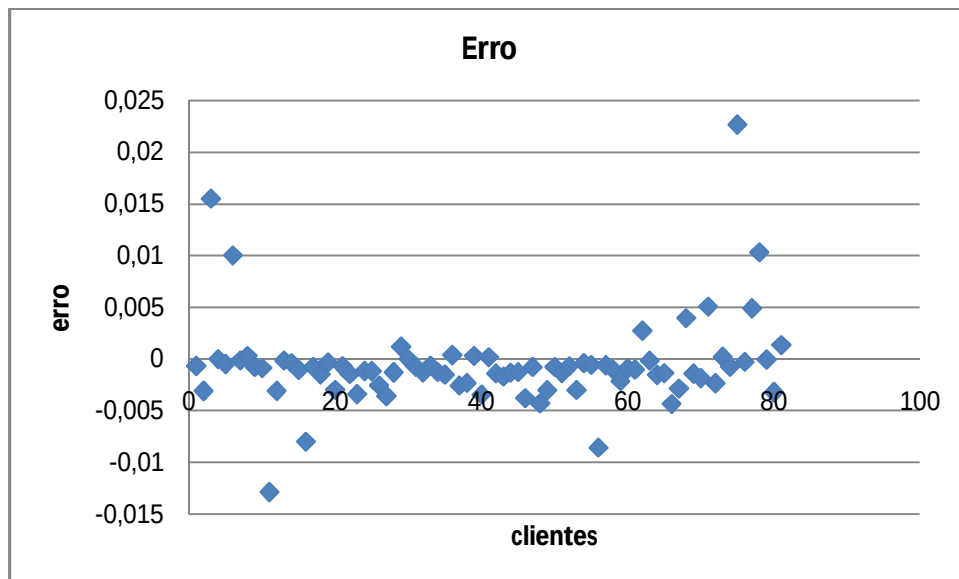


Figura 6.10 – Distribuição do erro do modelo

De relevo frisar que, como restrição na determinação dos parâmetros da regressão impôs-se que os mesmos serem iguais ou superiores a zero, uma vez que parâmetros negativos poderiam implicar alocação de perdas negativas a certos clientes.

6.2.3 - Previsão de Alocação de Energia de Perdas

O modelo atrás desenvolvido apresentou resultados bastante satisfatórios. No entanto para o validar seria necessário aplica-lo a um conjunto novo de clientes, independentes dos que contribuíram para encontrar os parâmetros da regressão.

Para isso foi aplicada a previsão aos novos clientes, isto é, do cliente 2081 até ao 2114.

Os resultados obtidos da Previsão de Energia de perdas podem ser visualizados na Tabela 6.16

Tabela 6.16 – Previsão Energia de perdas alocada.

Cliente	Energia mensal consumida em						Energia de Perdas alocada Real (Mw.h)	Previsão Energia de Perdas alocada (Mw.h)	erro	erro absoluto	erro quadrático
	Pontas	Pontas ²	Cheias total	cheias totais ²	Vazio	Vazio ²					
2081	5,997	35,965	11,234	126,194	13,926	193,926	0,91612	0,91869	-0,00257	0,00257	6,58E-06
2082	2,942	8,6537	5,5972	31,3288	7,0903	50,2724	0,22877	0,23006	-0,00129	0,00129	1,67E-06
2083	5,98	35,758	11,358	129,006	14,095	198,676	0,93183	0,93222	-0,00038	0,00038	1,46E-07
2084	5,967	35,605	11,224	125,973	14,154	200,342	0,92537	0,92522	0,000159	0,00016	2,53E-08
2085	6,005	36,056	11,214	125,746	14,073	198,044	0,92342	0,92444	-0,00102	0,00102	1,04E-06
2086	6,027	36,329	11,237	126,27	14,139	199,915	0,92688	0,93081	-0,00393	0,00393	1,54E-05
2087	6,027	36,326	11,126	123,797	14,113	199,187	0,91993	0,92282	-0,00289	0,00289	8,33E-06
2088	6,034	36,413	11,257	126,722	14,149	200,206	0,9325	0,93314	-0,00064	0,00064	4,13E-07
2089	6,004	36,05	11,139	124,082	14,104	198,928	0,91982	0,92114	-0,00132	0,00132	1,73E-06
2090	6,069	36,827	11,283	127,298	14,133	199,748	0,93542	0,93714	-0,00172	0,00172	2,96E-06
2091	5,943	35,316	11,225	125,992	13,992	195,784	0,91577	0,91611	-0,00033	0,00033	1,11E-07
2092	2,981	8,8838	5,6151	31,5289	7,0752	50,0581	0,2311	0,23202	-0,00092	0,00092	8,54E-07
2093	3,009	9,0527	5,6316	31,7152	7,0276	49,3874	0,23149	0,23279	-0,00129	0,00129	1,67E-06
2094	3,03	9,1782	5,6043	31,4086	6,9396	48,1575	0,22925	0,231	-0,00174	0,00174	3,04E-06
2095	3,016	9,0937	5,6244	31,6339	7,0003	49,0046	0,23116	0,23228	-0,00112	0,00112	1,25E-06
2096	3,014	9,0863	5,5718	31,0446	6,989	48,8467	0,22879	0,23035	-0,00156	0,00156	2,43E-06
2097	1,51	2,279	2,8094	7,89271	3,4772	12,0912	0,05758	0,05823	-0,00064	0,00064	4,13E-07
2098	14,79	218,63	28,173	793,716	35,475	1258,45	5,78221	5,76894	0,013276	0,01328	0,00018
2099	9,036	81,646	16,999	288,951	21,211	449,89	2,10423	2,10477	-0,00055	0,00055	2,97E-07
2100	28,31	801,26	53,496	2861,85	67,016	4491,09	20,8471	20,8127	0,034415	0,03441	0,00118
2101	14,91	222,38	27,903	778,567	35,095	1231,69	5,72199	5,71389	0,008102	0,0081	6,56E-05
2102	5,985	35,819	11,151	124,334	14,021	196,578	0,91433	0,9165	-0,00217	0,00217	4,70E-06
2103	28,64	820,48	52,698	2777,07	67,229	4519,77	20,723	20,7649	-0,04192	0,04192	0,00176
2104	3,013	9,08	5,6076	31,4456	7,0024	49,0335	0,23074	0,2317	-0,00096	0,00096	9,31E-07
2105	5,915	34,988	11,266	126,916	14,19	201,353	0,92598	0,92476	0,001224	0,00122	1,50E-06
2106	6,031	36,369	11,24	126,336	14,094	198,641	0,9272	0,92934	-0,00214	0,00214	4,60E-06
2107	1,504	2,2609	2,812	7,90733	3,5411	12,5395	0,05812	0,05882	-0,00069	0,00069	4,80E-07
2108	5,965	35,58	11,27	127,007	14,136	199,817	0,92602	0,92709	-0,00107	0,00107	1,14E-06
2109	5,939	35,274	11,234	126,199	14,21	201,915	0,92693	0,92577	0,001154	0,00115	1,33E-06
2110	6,037	36,448	11,294	127,552	14,085	198,381	0,93095	0,9329	-0,00196	0,00196	3,82E-06
2111	38,74	1500,8	72,206	5213,74	91,485	8369,46	38,3935	38,5037	-0,11021	0,11021	0,01215
2112	14,85	220,65	27,935	780,352	35,115	1233,03	5,72687	5,70796	0,018917	0,01892	0,00036
2113	14,91	222,21	27,936	780,433	35,365	1250,67	5,76415	5,74691	0,017241	0,01724	0,0003
2114	23,8	566,34	45,345	2056,13	57,207	3272,61	14,9678	14,9558	0,012036	0,01204	0,00014

Como pode ser interpretado pela tabela anterior, o modelo comportou-se bem na previsão da energia de perdas a alocar a cada cliente.

Efectuou-se uma vez mais o cálculo do erro médio quadrático, sendo o seu valor apresentado na Tabela 6.17.

Tabela 6.17 — Erro médio quadrático (previsão).

RMSE
0,022153

Na figura 6.11 é feita a comparação entre os valores reais da energia de perdas alocada a cada cliente, e a alocação gerada pela previsão do modelo proposto.

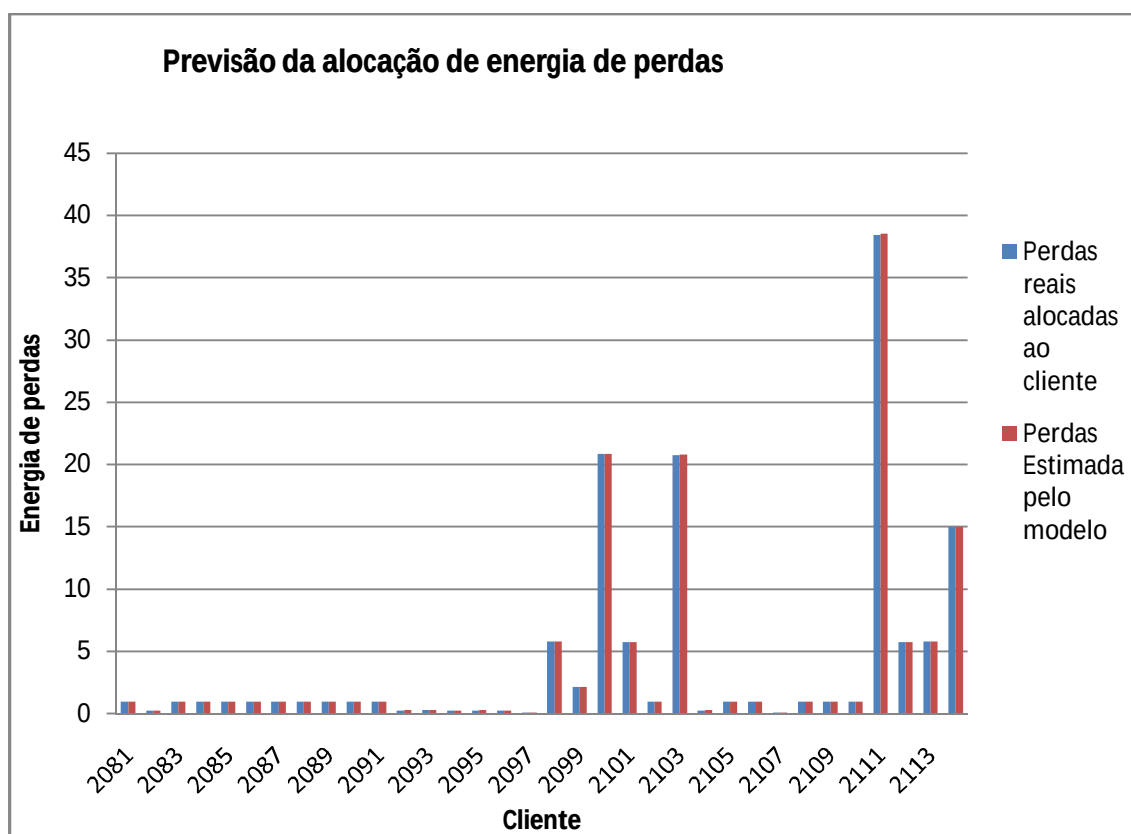


Figura 6.11 – Previsão da alocação de energia de perdas por cliente (dados de teste).

O bom comportamento do modelo para previsão é notório, uma vez que os valores das perdas reais e estimadas correspondentes a cada cliente praticamente se igualam.

A boa concordância entre os valores reais e os previstos está também ilustrada na Figura 6.12, onde os limites de concordância a 95% foram calculados pela média do erro $\pm 1,96 \times$ Desvio Padrão [13].

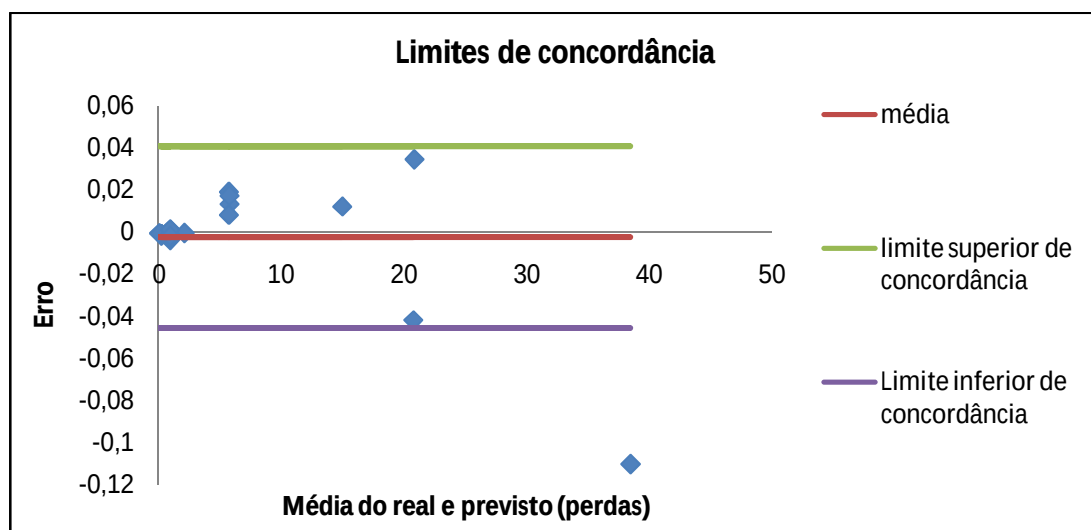


Figura 6.12 – Limites de Concordância

6.3 - Estudos Relacionados com Perdas - Comparação Metodologias

Nesta secção são apresentados os resultados relativos à comparação entre metodologias de alocação de perdas.

6.3.1 - Repartição Quadrática de Perdas pelas Cargas

Este estudo foi realizado para todos os clientes para todas as horas mensais. Obteve-se assim uma matriz com as diversas cargas horárias de cada cliente. Com os valores de carga de cada cliente em cada hora mensal, e obtendo as perdas que tal cenário de cargas implicava na rede, foi feita a alocação quadrática das perdas

A formulação utilizada foi a seguinte

Dia mensal	Hora mensal i	Cliente j	Load i,j (MW)	$Load^2$ i,j (MW)	Somatório $Load^2$ Horários i	% contribuição para as perdas i,j	Perdas horárias i	Alocação de Perdas por cliente (MW) i,j
------------	------------------	--------------	---------------------	-------------------------	--	---	-------------------------	---

Dia mensal - foram realizados cenários para todas as horas mensais, ou seja, “Dia mensal varia entre 1 e 30 dias.

Hora mensal i - Foram realizados cenários para todas as horas mensais ou seja “ hora mensal” varia entre 1 e 720. $i=1,...,720$

Cliente j - Os estudos implicaram uma população de 115 clientes. $j=0,...,114$

Load i,j (MW) - Carga consumida de rede por cada cliente, em cada período horário. Load compreende o valor das cargas de cada cliente, isto é, 115 valores diferentes aplicado às 720 horas mensais.

Load² (MW) i,j - Valor quadrático de “Load i,j”.

Somatório Load² por hora i - $\sum_{j=0}^{114} \text{Load}^2 \text{ (MW) } j,i$

% Contribuição para as perdas - Este valor transmite a percentagem com que cada cliente contribuiu para as perdas horárias. E vem expresso pela seguinte equação:

$$\% \text{ Contribuição para as perdas} = \frac{\text{Load}^2 \text{ (MW) } i,j}{\sum_{j=0}^{114} \text{Load}^2 \text{ (MW) } j,i}$$

Perdas horárias i - Valor das perdas na rede obtidas a partir dos diversos cenários horários. Este valor foi obtido através da introdução dos diversos valores de carga dos vários cenários no Power World.

Alocação de Perdas por Cliente (MW) i,j - Valor da potência de perdas alocada a cada cliente na hora respectiva.

Alocação de Perdas por Cliente (MW) i,j = (Perdas horárias i) x (% Contribuição para as perdas i, j)

6.3.2 - Método do Selo (Repartição linear das perdas em função das cargas)

Este método como já apresentado anteriormente, supõe que todo o sistema eléctrico é afectado de um modo uniforme por transacção, independentemente da localização dos pontos de injeção e da distância a que se encontram.

A formulação utilizada foi a seguinte:

Dia mensal	Hora mensal i	Cliente j	Load i,j (MW)	Somatório Load Horários i	% contribuição para as perdas i,j	Perdas horárias i	Alocação de Perdas por cliente (MW) i,j
------------	------------------	--------------	---------------------	------------------------------------	---	-------------------------	--

A alocação de perdas mediante este método segue uma relação linear com a potência/Energia consumida.

6.3.3 - Metodologia de alocação de perdas recorrendo a “Factores de Ajustamento para Perdas

A aplicação desta metodologia recorre inicialmente ao cálculo dos factores de ajustamento para perdas (FAP) da rede em questão para os diversos períodos tarifários, isto é, Pontas, Cheias e Vazio. Para tal usou-se a seguinte expressão:

$$\text{Factor de ajustamento de perdas, no tarifário } i = \frac{\text{Energia de Perdas(MW.h), período tarifário}}{\text{Energia consumida(MW.h), período tarifário}}$$

Recorrendo uma vez mais a metodologias de programação em Visual Basic, foi possível seleccionar e obter os dados pretendidos Tabela 6.18 e 6.19

Tabela 6.18 — Energia mensal consumida por período tarifário.

Energia mensal consumida em Pontas (MW.h)	Energia mensal consumida em cheias (MW.h)	Energia mensal consumida em Vazio (MW.h)
863,3460982	1618,054935	2038,419832

Tabela 6.19 — Energia de perdas mensais por período tarifário

Energia de perdas mensais em		
pontas(MW.h)	cheias(MW.h)	Vazio(MW.h)
69,88261	118,357	104,5887

Mediantes os dados atrás obtidos foi possível calcular os diferentes factores de ajustamento de perdas por período tarifário (Tabela 6.20).

Tabela 6.20 — Factores de ajustamento para perdas (FAP)

FAP Pontas	FAP Cheias	FAP Vazio
0,080944	0,073148	0,051309

Seguidamente foi calculada a atribuição de perdas a cada cliente baseada em Factores de ajustamento de perdas pela seguinte equação:

$$E_{\text{perdas } i} = \sum_{t=1}^3 \text{"FAP, período tarifário } t" \times \text{Energia consumida cliente nesse período tarifário, } t.$$

Onde:

$E_{\text{perdas } i}$ – Energia de perdas alocadas ao consumidor i .

De salientar pela interpretação dos dados obtidos relativamente aos factores de ajustamento de perdas, que este método visa penalizar utilizadores intensivos em horas de ponta, penalizando menos os consumidores em horas de cheias e aliviando consumidores em horas de vazio.

Resultados

Dos estudos obtidos para os 115 clientes, estão apenas apresentados os resultados para os 20 primeiros clientes, pois permite uma melhor visualização gráfica.

Também como o mesmo objectivo o valor da energia consumida mensal por cada cliente presente no gráfico foi dividida por dez.

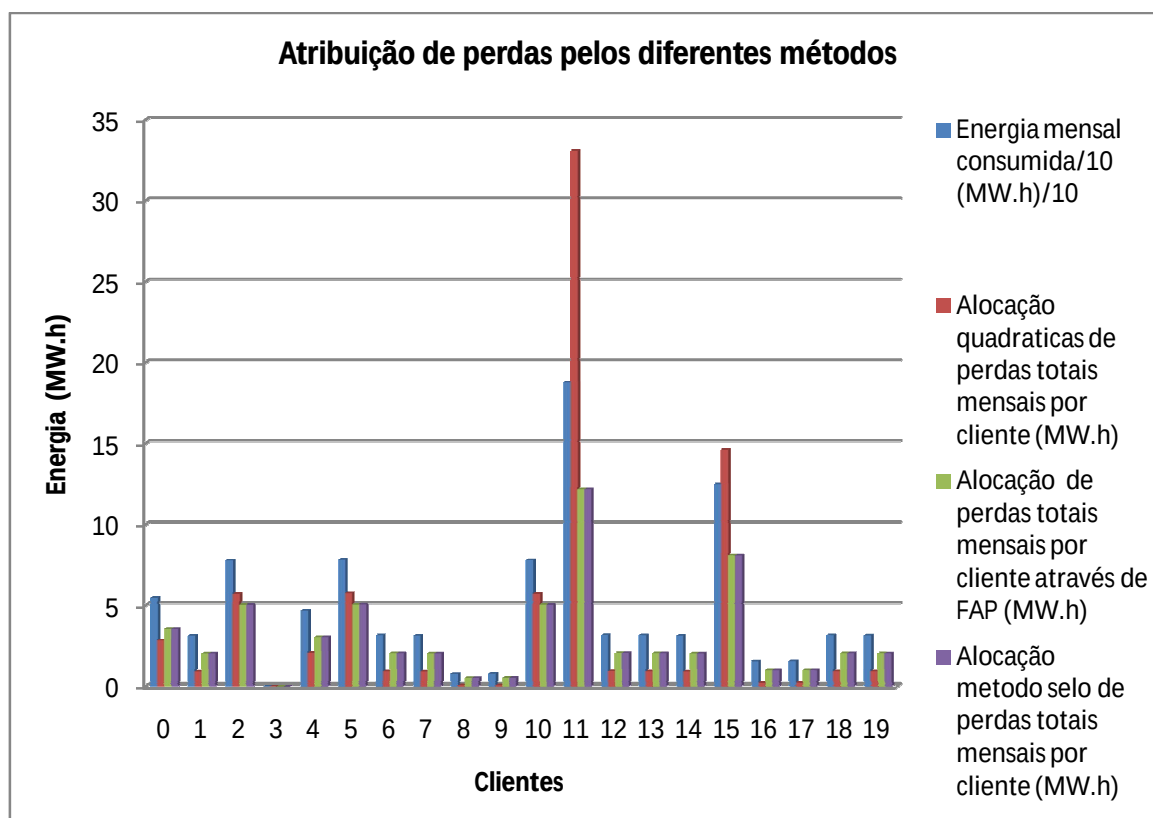


Figura 6.13 – Atribuição de perdas pelos diferentes métodos

Da análise gráfica, deduz-se que a alocação quadrática penaliza devidamente, consumidores com elevados consumos de energia, pois são estes que incorreram em mais perdas para o sistema. Como exemplo temos o cliente 11 que como consumidor intensivo é mais penalizado através do método de alocação quadrático em comparação com os outros métodos. Já o cliente 12 como pequeno consumidor é beneficiado pelo método de alocação quadrática face aos outros métodos.

Tabela 6.21 — Diferença de energia alocada por método

Cliente	Diferença entre métodos alocação quadrática e através FAP	Diferença entre métodos alocação através FAP e selo
0-“2000”	-25.53%	-0.02%
1-“2001”	-120.60%	0.05%
2-“2002”	11.58%	-0.09%
3-“2003”	0.00%	0.00%
4-“2004”	-47.27%	0.00%
5-“2005”	12.01%	-0.07%
6-“2006”	-118.83%	-0.10%
7-“2007”	-120.15%	0.01%
8-“2008”	-781.94%	0.10%
9-“2009”	-780.84%	0.16%
10-“2010”	11.62%	0.09%
11-“2011”	63.23%	-0.01%
12-“2012”	-117.80%	-0.07%
13-“2013”	-119.13%	0.02%
14-“2014”	-120.11%	-0.04%
15-“2015”	44.69%	0.06%
16-“2016”	-342.90%	-0.07%
17-“2017”	-340.97%	0.00%
18-“2018”	-118.98%	-0.01%
19-“2019”	-119.87%	0.02%
20-“2020”	-777.84%	0.01%

A interpretação da Tabela 6.21 revela que as metodologias de alocação de perdas baseadas em Factores de ajustamento para perdas e no método do selo, penalizam os pequenos consumidores face aos grandes. Uma vez que lhes são atribuídas perdas linearmente em função da potência consumida, que como já vimos em estudos anteriores não é o mais justo.

A título de exemplo temos o cliente 8, que ao assumir características de um muito baixo consumidor é penalizado por estes métodos face à repartição quadrática, vendo a energia de perdas atribuídas acrescidas em 781,94%. Já o cliente 11 como grande consumidor é beneficiado obtendo uma redução de 63,23% de atribuição de perdas comparando com o método quadrático. Estas diferenças são muito pronunciadas uma vez que nesta rede coexistem clientes com cargas muito elevadas e outros de cargas comparativamente muito baixas.

Também se observa uma grande semelhança entre o método de atribuição de perdas através de factores de ajustamentos e método do selo. Como já referido, esta igualdade deve-se à similaridade de princípios na base destes métodos.

De salientar a aplicação do método de alocação quadrática como um método mais justo pois espelha melhor a relações existentes entre as perdas reais provocadas e as perdas atribuídas.

Capítulo 7

Conclusões e Perspectivas Futuras

7.1 - Conclusões

Devido às características do sistema eléctrico, o cálculo das perdas provocadas por um dado consumidor é bastante complexo, dependendo não só das características físicas do sistema e da sua estrutura como também das cargas associadas aos outros consumidores. Em face destas circunstâncias, em muitos sistemas eléctricos são adoptadas estratégias simplificadas embora injustas para distribuição de perdas.

Este trabalho teve como principal objectivo o desenvolvimento de uma metodologia de repartição de perdas de carácter simultaneamente justo e prático.

Neste estudo foi analisado o relacionamento entre diversas variáveis contributivas para as perdas (Energia consumida nos diversos períodos tarifários, factor de carga) com a variável “não controlável” (Energia de perdas do sistema), de modo a desenvolver um modelo de repartição automática de perdas segundo uma distribuição quadrática.

Para isso foi utilizado o programa PowerWorld Simulator 8 que integra o algoritmo de Newton-Raphson para obter a solução do trânsito de potências e adoptou-se uma rede de Média Tensão típica.

Começou-se por efectuar pequenos estudos relacionados directamente com as cargas dos clientes e as perdas activas no sistema. Mediante estes estudos foi permitido confirmar a natureza quadrática das perdas activas na rede relativamente à potência em jogo. Embora nenhum método de alocação de perdas possa ser considerado totalmente correcto, a verdade é que alguns se afiguram mais justos.

Posteriormente foi analisado o efeito nas perdas causadas por diferentes diagramas de carga com a mesma energia. Conclui-se que diagramas de carga totalizando a mesma energia mas menos constantes, isto é, com menor factor de carga, implicam na rede uma maior energia de perdas do que diagramas mais constantes onde o factor de carga é perto da unidade. Embora a intensidade média consumida nos diagramas seja a mesma, os períodos onde esta é mais elevada penalizam quadraticamente as perdas do sistema.

Dada a grande correlação entre a potência consumida e o valor quadrático das perdas, grandes potências consumidas momentaneamente têm um efeito penalizador nas perdas energéticas ocorridas no sistema eléctrico.

A aplicação deste método (repartição quadrática) na atribuição de perdas, comprovou ser um modelo mais realista penalizando utilizadores mais irregulares relativamente aos utilizadores mais constantes.

Do estudo em que se propôs a permuta da localização na rede de duas cargas, as perdas energéticas vieram alteradas, reflexo da alteração dos fluxos de carga circulantes no sistema. Dado que as propriedades resistivas dos diversos componentes do sistema eléctrico nomeadamente linhas e cabos se mantêm constantes, a alteração dos fluxos de carga que neles transitam, culmina na alteração da potência de perdas neles dissipada.

A introdução de uma nova carga na rede, teve consequências directas na alocação de perdas a cada um dos clientes uma vez que todos viram as suas perdas alocadas aumentadas.

Com base nas razões atrás evidenciadas o desenvolvimento do trabalho desenrolou-se aplicando a metodologia de alocação quadrática de perdas. Este método não só incumbe uma percentagem de alocação maior de perdas a cargas mais elevadas, bem como alivia baixos consumidores e permite aproximar a relação quadrática entre as perdas e o trânsito de potências. Com este método parece ser possível satisfazer o binómio justiça/complexidade.

Assim desenvolveu-se um modelo que permitiu explicar as perdas mensais alocadas quadraticamente a cada cliente em função de variáveis já conhecidas pela empresa distribuidora. As variáveis escolhidas para integrar o modelo foram os diversos valores de Energia consumida nos diferentes períodos tarifários, ou seja, a Energia de Pontas, Energia de Cheias e Energia em Vazio. Embora o modelo aplicado da regressão linear não obtivesse resultados bons, o modelo de regressão polinomial apresentou resultados bastantes satisfatórios. Da regressão polinomial das variáveis independentes com a dependente, resultaram uns parâmetros que transmitem a relação entre as variáveis independentes e as perdas. A utilização deste modelo de regressão poderia ser generalizada, com o objectivo de aplicar em situações futuras na distribuição das perdas. Tal como esperado, o modelo de regressão polinomial, penaliza mais os consumos em Pontas do que os em Cheias e em Vazio.

Assim a aplicação deste modelo a casos novos, com outros consumidores ou outro período temporal parece plausível, embora exigisse naturalmente estudos em mais redes de modo a ser possível comprovar a metodologia e a afinar o processo de regressão de modo a adaptar-se convenientemente à generalidade dos consumidores.

O objectivo deste trabalho foi conseguido com resultados bastante satisfatórios, pois o modelo desenvolvido, com intuito de processar a repartição automática de perdas segundo uma distribuição quadrática, apresentou erros relativamente pequenos. O bom desempenho do modelo fica a dever-se em grande parte à forte relação existente entre as variáveis escolhidas e as cargas existentes no sistema. Como estes factores dependem directamente do

valor das cargas, é possível ao modelo fazer uma boa correspondência entre clientes e as perdas a eles alocadas.

O estudo prosseguiu com a comparação breve entre os métodos de alocação de perdas apresentados anteriormente, mais precisamente o método do selo, o método de factores de ajustamento para perdas e o método de alocação quadrática.

O método do selo rege-se pelo princípio de atribuição de perdas função directa da potência/ energia consumida por cada cliente. Assim sendo a percentagem de perdas alocada a cada cliente corresponde à percentagem da carga deste consumidor no global do sistema.

O estudo que visava o relacionamento entre os dois métodos acima expostos, evidenciou que o método dos FAP apresenta resultados semelhantes ao método do selo. Este resultado não é surpreendente, uma vez que estes dois métodos são baseados no mesmo princípio de distribuição linear.

A comparação dos métodos revela que as metodologias de alocação de perdas baseadas em Factores de Ajustamento de Perdas (método do Selo), penalizam os pequenos consumidores face aos grandes, uma vez que lhes são atribuídas perdas linearmente em função da potência consumida, que como já vimos em estudos anteriores não é o mais correcto. Desta forma o método de alocação quadrática aproxima-se mais da realidade adquirindo uma configuração mais justa e adequada ao perfil de utilização de energia de cada consumidor.

7.2 - Perspectivas de Futuros Desenvolvidos

Os resultados do presente trabalho podem ser o ponto de partida para futuros estudos.

Deste modo algumas sugestões de futuros desenvolvimentos englobariam:

- Testar com outras redes, nomeadamente de Média e Baixa Tensão, urbanas, semi-urbanas e rurais.
- Testar durante um período mais longo (de preferência 1 ano completo), permitindo avaliar sazonalidade e melhorar a qualidade do modelo.
- Testar com outros consumidores, com maior heterogeneidade de consumos.
- Utilizar medidas reais de consumo para caracterizar as cargas ao longo de um determinado período.
- Experimentar modelos de regressão alternativos, englobando outras variáveis independentes tais como tipo de consumidor (doméstico, industrial, etc), potência contratada entre outras e analisando diferentes relações entre estas variáveis e a Energia de Perdas.

Referências

- [1] Saraiva, J. P. T., Silva, J. P., Leão, M. P., “Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso de Redes ”, FEUP Edições, 2002
- [2] INAG,” Programa Nacional de Barragens com Elevado Potencial Hidroeléctrico”
Disponível em
http://www.inag.pt/images/diversos/temporario/Seguranca_de_barragens/PNBEPH_Memoria.pdf. Acesso em 04/2009
- [3] Paiva, José P. S., “Redes de Energia Eléctrica, uma análise sistémica”, IST Press Edições. Maio 2005
- [4] Grainger, J. J. ,Stevenson, W. S. , “Power System Analysis”, Jr. Macgraw-Hill Internacional Editions – Electrical Engineering Series,1994
- [5] Carlos Madureira, Victor Baptista, “Hidroelectricidade em Portugal – memória e desafio”.Disponível em
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/publicacoes/PublicacoesGerais/Hidroelectricidade%20em%20Portugal%20%20Mem%C3%B3ria%20e%20desafio.pdf>, Ren Edições. Acesso em 20/04/2009
- [6] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de Acessos às Redes e às Interligações”, Junho 2007
- [7] Costa, Paulo M., “Repartição de perdas em redes eléctricas de distribuição partilhadas, com Produção em Regime Especial”, Disponível em
<http://www.estv.ipv.pt/PaginasPessoais/paulomoises/> 2002. Acesso 03/2009
- [8] Marques, M. A. M., “Caracterização da contribuição dos consumidores BT para as perdas na rede”, Tese de mestrado, FEUP, 2005
- [9] Manuel Matos, “Manual Operacional para a Regressão Linear”, 1995 Disponível em
<http://paginas.fe.up.pt/~mam/regressao.pdf>. Acesso 05/2009
- [10] Neter, J. and Wasserman, W. “Applied Linear Statistical Models”, Richard D. Irwin, INC, 1974

- [11] Chirstensen R., "Analysis of Variance, Design and Regression", Chapman & Hall, 1996
- [12] Guimarães, R. C. e Cabral, J. A. S., "Estatística" McGraw-Hill, 1997
- [13] Bland JM, Altman DG. "Statistical methods for assessing agreement between
- [14] two methods of clinical measurement", Lancet 1 (8476): 307–
- 10. (1986)Scripts do Power World
Disponível em <http://www.powerworld.com/downloads/general.asp> Acesso
02/2009
- [15] Manual do Power World
Disponível em
<http://www.powerworld.com/Document%20Library/pw80UserGuide.pdf>
Acesso em 02/2009
- [16] Site REN (Rede Energéticas de Portugal)
Disponível em <http://www.ren.pt> . Acesso em 04/2009

Anexo A - Método de Gauss-Newton

Na maioria dos problemas com modelos não lineares, é mais prático encontrar as estimativas de mínimos quadrados por procedimentos de procura numérica directa do que, inicialmente, obter as equações normais e, então, usar métodos numéricos para encontrar a solução dessas equações iterativamente.

O método de *Gauss-Newton*, também conhecido como *método da linearização*, usa uma expansão em série de *Taylor* para aproximar o modelo de regressão não linear com termos lineares e, então, aplica mínimos quadrados ordinário para estimar os parâmetros, permitindo conduzir a uma solução para o problema de regressão não linear.

O método de Gauss-Newton inicia dando-se valores iniciais aos parâmetros $\theta_0, \theta_1, \dots, \theta_{p-1}$, denotados por:

$$g_0^{(0)}, g_1^{(0)}, \dots, g_{p-1}^{(0)}$$

Esses valores iniciais podem ser obtidos de estudos anteriores, conhecimentos teóricos ou por valores aleatórios.

Com os valores iniciais dos parâmetros, aproxima-se a função esperada $f(X_i, \theta)$ para os n casos por termos lineares da expansão em série de Taylor, de primeira ordem, em torno dos valores iniciais $g_k^{(0)}$. Obtemos para o i -ésimo caso:

$$f(X_i, \Theta) \cong f(X_i, \mathbf{g}^{(0)}) + \sum_{k=0}^{p-1} \left[\frac{\partial f(X_i, \Theta)}{\partial \Theta_k} \right]_{\Theta=\mathbf{g}^{(0)}} (\Theta_k - g_k^{(0)})$$

Aqui $\mathbf{g}^{(0)}$ é o vector dos valores iniciais dos parâmetros.

Fazendo:

$$\begin{aligned} f_i^0 &= f(X_i, \mathbf{g}^{(0)}) \\ \beta_k^{(0)} &= (\Theta_k - g_k^{(0)}) \\ D_{ik}^{(0)} &= \left[\frac{\partial f(X_i, \Theta)}{\partial \Theta_k} \right]_{\Theta=\mathbf{g}^{(0)}} \end{aligned}$$

Pode-se reescrever a equação apresentada atrás como:

$$f(\mathbf{X}_i, \Theta) \cong f_i^{(0)} + \sum_{k=0}^{p-1} D_{ik}^{(0)} \beta_k^{(0)}$$

E uma aproximação para o modelo :

$$Y_i = f(\mathbf{X}_i, \Theta) + \varepsilon_i$$

é dada por

$$Y_i \cong f_i^{(0)} + \sum_{k=0}^{p-1} D_{ik}^{(0)} \beta_k^{(0)} + \varepsilon_i$$

Passando $f_i(0)$ para o lado esquerdo e, denotando a diferença $Y_i - f_i^{(0)}$ por $Y_i^{(0)}$, temos:

Uma aproximação para um modelo de regressão linear.

$$Y_i^{(0)} \cong \sum_{k=0}^{p-1} D_{ik}^{(0)} \beta_k^{(0)} + \varepsilon_i \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Cada coeficiente de regressão $\beta_k^{(0)}$ representa a diferença entre os verdadeiros parâmetros da regressão e as estimativas iniciais dos mesmos. Assim, os coeficientes de regressão representam uma correcção que deve ser feita nos coeficientes de regressão iniciais. O propósito de ajustar o modelo de regressão linear (equação anterior) é estimar os coeficientes de regressão $\beta_k^{(0)}$ e usar essas estimativas para corrigir as estimativas iniciais dos parâmetros de regressão.

O modelo na forma matricial fica:

$$\mathbf{Y}^{(0)} \cong \mathbf{D}^{(0)} \boldsymbol{\beta}^{(0)} + \boldsymbol{\varepsilon}$$

$$\mathbf{Y}_{n \times 1}^{(0)} = \begin{bmatrix} Y_1 - f_1^{(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ Y_n - f_n^{(0)} \end{bmatrix} \quad \mathbf{D}_{n \times p}^{(0)} = \begin{bmatrix} D_{10}^{(0)} & \dots & D_{1,p-1}^{(0)} \\ \cdot & & \cdot \\ \cdot & & \cdot \\ \cdot & & \cdot \\ D_{n0}^{(0)} & \dots & D_{n,p-1}^{(0)} \end{bmatrix}$$

$$\boldsymbol{\beta}_{(p \times 1)}^{(0)} = \begin{bmatrix} \beta_0^{(0)} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \beta_{p-1}^{(0)} \end{bmatrix} \quad \boldsymbol{\varepsilon}_{(n \times 1)} = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ \varepsilon_n \end{bmatrix}$$

Similar com o modelo de regressão linear:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{X}\boldsymbol{\beta} + \boldsymbol{\varepsilon}$$

A matriz D assume o papel da matriz X:

$$\mathbf{D} \rightarrow \mathbf{X}$$

Podemos, portanto, estimar os parâmetros $\beta(0)$ pelo método de mínimos quadrados ordinários:

$$\mathbf{b}^{(0)} = (\mathbf{D}^{(0)'} \mathbf{D}^{(0)})^{-1} \mathbf{D}^{(0)'} \mathbf{Y}^{(0)}$$

A metodologia de mínimos quadrados é utilizada para obter os coeficientes de regressão estimados corrigidos g_k .

$$g_k^{(1)} = g_k^{(0)} + b_k^{(0)}$$

Onde $g_k^{(1)}$ representa a estimativa corrigida de θ_k no fim da primeira iteração. Na forma matricial, temos:

$$\mathbf{g}^{(1)} = \mathbf{g}^{(0)} + \mathbf{b}^{(0)}$$

Neste ponto, pode-se verificar se os coeficientes de regressão corrigidos representam uma melhoria na direcção apropriada. Denotaremos o critério Q, calculado nos coeficientes de regressão iniciais $g^{(0)}$, por Soma dos Quadrados do Erro ($SQE^{(0)}$), ou seja,

$$SQE^{(0)} = \sum_{i=1}^n (Y_i - f(\mathbf{X}_i, \mathbf{g}^{(0)}))^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - f_i^{(0)})^2$$

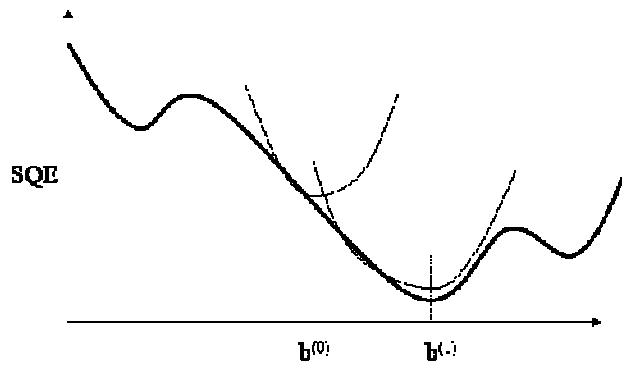
No final da primeira iteração, os coeficientes de regressão corrigidos são $g^{(1)}$. Denotaremos o critério Q, calculado nos coeficientes de regressão $g^{(1)}$, por $SQE^{(1)}$, ou seja,

$$SQE^{(1)} = \sum_{i=1}^n (Y_i - f(\mathbf{X}_i, \mathbf{g}^{(1)}))^2 = \sum_{i=1}^n (Y_i - f_i^{(1)})^2$$

Se o algoritmo de Gauss-Newton está na direcção correcta, $SQE^{(1)}$ deverá ser menor do que $SQE^{(0)}$, pois os coeficientes de regressão no passo (1) deverão ser melhores.

O método de Gauss-Newton repete o procedimento como foi descrito, com $g^{(1)}$ sendo, agora, usado como valores iniciais. Isto resulta num novo conjunto de estimativas corrigidas, representadas por $g^{(2)}$, e teremos um novo critério $SQE^{(2)}$. O processo iterativo continua até que as diferenças entre sucessivas estimativas dos coeficientes $g^{(s+1)} - g^{(s)}$ e/ou a diferença entre sucessivas soma de quadrados de erros $SQE^{(s+1)} - SQE^{(s)}$ tornam-se desprezíveis. As estimativas finais dos coeficientes de regressão são representadas por g e a soma de quadrado dos erros por SQE .

A escolha das estimativas iniciais no método de Gauss-Newton é muito importante, pois uma má escolha pode resultar num número muito elevado de iterações até convergir; pode convergir num mínimo local, ou, mesmo, não convergir. Bons valores iniciais podem levar a um mínimo global, quando existem vários mínimos locais.



Para o método de Gauss-Newton ou similares, é uma boa prática utilizar um outro conjunto de valores iniciais e verificar se chega-se ao mesmo resultado.

Anexo B - Resultados adicionais

Tabela 1 – Repartição quadrática de perdas

Dia mensal	Hora mensal	Cliente	Load (MW)	Load ² (MW)	Somatório Load ² horários	% contribuição para as perdas	Perdas horárias	Alocação de Perdas por cliente (MW)
1	1	2000	0,072926	0,0053182	0,4537416	0,0117208	0,278537	0,0032647
		2001	0,041429	0,0017164		0,0037827		0,0010536
		2002	0,105798	0,0111932		0,0246687		0,0068711
		2003	0	0		0		0
		2004	0,045243	0,002047		0,0045113		0,0012566
		2005	0,089221	0,0079604		0,0175439		0,0048866
		2006	0,04388	0,0019255		0,0042435		0,001182
		2007	0,042411	0,0017987		0,0039642		0,0011042
		2008	0,009323	8,69E-05		0,0001916		5,34E-05
		2009	0,011314	0,000128		0,0002821		7,86E-05
		2010	0,090683	0,0082234		0,0181236		0,0050481
		2011	0,249375	0,0621877		0,1370553		0,038175
		2012	0,03609	0,0013025		0,0028706		0,0007996
		2013	0,03608	0,0013017		0,0028689		0,0007991
		2014	0,031241	0,000976		0,0021511		0,0005991
		2015	0,134695	0,0181427		0,0399846		0,0111372
		2016	0,02091	0,0004372		0,0009636		0,0002684
		2017	0,020728	0,0004297		0,0009469		0,0002638
		2018	0,044588	0,0019881		0,0043816		0,0012204
		2019	0,043856	0,0019233		0,0042388		0,0011807
		2020	0,009621	9,26E-05		0,000204		5,68E-05
		2021	0,020894	0,0004366		0,0009622		0,000268
		2022	0,03158	0,0009973		0,0021979		0,0006122
		2023	0,024177	0,0005845		0,0012883		0,0003588
		2024	0,018491	0,0003419		0,0007535		0,0002099
		2025	0,031177	0,000972		0,0021422		0,0005967
		2026	0,041992	0,0017633		0,0038861		0,0010824

		2027	0,06351	0,0040336		0,0088896		0,0024761
		2028	0,041567	0,0017279		0,003808		0,0010607
		2029	0	0		0		0
		2030	0,019276	0,0003716		0,0008189		0,0002281
		2031	0,020039	0,0004016		0,000885		0,0002465
		2032	0,040133	0,0016107		0,0035497		0,0009887
		2033	0,045267	0,0020491		0,0045161		0,0012579
		2034	0,018498	0,0003422		0,0007542		0,0002101
		2035	0,029985	0,0008991		0,0019816		0,0005519
		2036	0,041475	0,0017201		0,003791		0,0010559
		2037	0,04236	0,0017944		0,0039547		0,0011015
		2038	0,062995	0,0039684		0,0087459		0,0024361
		2039	0,043209	0,001867		0,0041147		0,0011461
		2040	0,036775	0,0013524		0,0029805		0,0008302
		2041	0,020831	0,0004339		0,0009564		0,0002664
		2042	0,016942	0,000287		0,0006326		0,0001762
		2043	0,033805	0,0011428		0,0025186		0,0007015
		2044	0,019689	0,0003876		0,0008543		0,000238
		2045	0,040665	0,0016536		0,0036445		0,0010151
		2046	0,039483	0,0015589		0,0034357		0,000957
		2047	0,040986	0,0016799		0,0037023		0,0010312
		2048	0,034116	0,0011639		0,0025651		0,0007145
		2049	0,009682	9,37E-05		0,0002066		5,75E-05
		2050	0,01967	0,0003869		0,0008527		0,0002375
		2051	0,02227	0,000496		0,0010931		0,0003045
		2052	0,039337	0,0015474		0,0034104		0,0009499
		2053	0,019509	0,0003806		0,0008388		0,0002336
		2054	0,043805	0,0019188		0,0042289		0,0011779
		2055	0,107319	0,0115174		0,0253831		0,0070701
		2056	0,042125	0,0017745		0,0039108		0,0010893
		2057	0,01564	0,0002446		0,0005391		0,0001502
		2058	0,033887	0,0011483		0,0025308		0,0007049
		2059	0,017956	0,0003224		0,0007106		0,0001979
		2060	0,044374	0,0019691		0,0043396		0,0012087
		2061	0,054866	0,0030102		0,0066342		0,0018479
		2062	0,044417	0,0019729		0,004348		0,0012111
		2063	0,018687	0,0003492		0,0007696		0,0002144
		2064	0,058306	0,0033995		0,0074922		0,0020869
		2065	0,045571	0,0020767		0,0045768		0,0012748
		2066	0,040119	0,0016095		0,0035472		0,000988
		2067	0,082156	0,0067496		0,0148755		0,0041434

		2068	0,021343	0,0004555		0,001004		0,0002796
		2069	0,031677	0,0010034		0,0022115		0,000616
		2070	0,111499	0,0124321		0,0273991		0,0076317
		2071	0,038651	0,0014939		0,0032924		0,0009171
		2072	0,039517	0,0015616		0,0034415		0,0009586
		2073	0,031463	0,0009899		0,0021817		0,0006077
		2074	0,084881	0,0072047		0,0158785		0,0044227
		2075	0,036872	0,0013596		0,0029964		0,0008346
		2076	0,081376	0,0066221		0,0145944		0,0040651
		2077	0,096603	0,0093321		0,020567		0,0057287
		2078	0,052779	0,0027856		0,0061392		0,00171
		2079	0,031894	0,0010172		0,0022419		0,0006244
		2080	0,036925	0,0013634		0,0030048		0,000837
		2081	0,042725	0,0018255		0,0040231		0,0011206
		2082	0,019727	0,0003891		0,0008576		0,0002389
		2083	0,043728	0,0019122		0,0042142		0,0011738
		2084	0,034853	0,0012147		0,0026772		0,0007457
		2085	0,040948	0,0016767		0,0036953		0,0010293
		2086	0,035452	0,0012568		0,0027699		0,0007715
		2087	0,035665	0,001272		0,0028033		0,0007808
		2088	0,040213	0,0016171		0,0035639		0,0009927
		2089	0,039897	0,0015918		0,0035082		0,0009772
		2090	0,036346	0,001321		0,0029114		0,0008109
		2091	0,036527	0,0013342		0,0029404		0,000819
		2092	0,019556	0,0003824		0,0008428		0,0002348
		2093	0,015076	0,0002273		0,0005009		0,0001395
		2094	0,022722	0,0005163		0,0011378		0,0003169
		2095	0,014878	0,0002213		0,0004878		0,0001359
		2096	0,021539	0,0004639		0,0010224		0,0002848
		2097	0,007462	5,57E-05		0,0001227		3,42E-05
		2098	0,104062	0,0108289		0,0238657		0,0066475
		2099	0,067711	0,0045848		0,0101044		0,0028144
		2100	0,184675	0,0341049		0,0751637		0,0209359
		2101	0,09443	0,0089171		0,0196524		0,0054739
		2102	0,033947	0,0011524		0,0025398		0,0007074
		2103	0,180226	0,0324814		0,0715858		0,0199393
		2104	0,019886	0,0003955		0,0008716		0,0002428
		2105	0,035426	0,001255		0,002766		0,0007704
		2106	0,043135	0,0018606		0,0041006		0,0011422
		2107	0,01037	0,0001075		0,000237		6,60E-05
		2108	0,045532	0,0020732		0,004569		0,0012726

		2109	0,033544	0,0011252		0,0024798		0,0006907
		2110	0,039704	0,0015764		0,0034742		0,0009677
		2111	0,195628	0,0382703		0,0843437		0,0234929
		2112	0,082289	0,0067714		0,0149235		0,0041568
		2113	0,087814	0,0077114		0,0169951		0,0047338
		2114	0,173027	0,0299383		0,0659809		0,0183781

Tabela 2 – Regressão Linear

	Energia consumida mensal em			Alocação quadráticas de perdas totais mensais por cliente	Estimado	erro	erro quadrático
Cliente	Pontas	Cheias total	Vazio				
2000	10,53247	19,60123	24,6353	2,828197	4,631814	-1,80362	3,253037
2001	6,034463	11,13655	14,00759	0,916471	2,631592	-1,71512	2,941638
2002	14,76988	28,05181	34,86628	5,696308	6,628704	-0,9324	0,869362
2003	0	0	0	0	0	0	0
2004	8,955278	16,8453	20,83425	2,0548	3,980582	-1,92578	3,708634
2005	14,90784	27,79767	35,53409	5,754144	6,568649	-0,81451	0,663419
2006	6,017401	11,23184	14,14346	0,929645	2,654108	-1,72446	2,973772
2007	5,92037	11,21902	14,11595	0,919417	2,651078	-1,73166	2,998649
2008	1,49424	2,8037	3,511427	0,057396	0,66252	-0,60512	0,366175
2009	1,498561	2,799579	3,541503	0,057649	0,661547	-0,6039	0,364692
2010	14,99474	27,84814	35,18365	5,72048	6,580577	-0,8601	0,739767
2011	35,47321	67,97228	84,14857	33,06939	16,062	17,00739	289,2512
2012	6,030934	11,3174	14,203	0,938806	2,674327	-1,73552	3,012035
2013	5,939584	11,24969	14,26837	0,928997	2,658327	-1,72933	2,990582
2014	6,003962	11,20267	13,99482	0,919318	2,647216	-1,7279	2,985634
2015	23,72977	44,60616	56,45283	14,60801	10,54053	4,067479	16,54439
2016	2,964146	5,571919	6,971373	0,226959	1,316657	-1,0897	1,187441
2017	3,024917	5,563397	6,991805	0,229162	1,314643	-1,08548	1,178268
2018	5,98189	11,15504	14,32347	0,929352	2,63596	-1,70661	2,91251
2019	6,035059	11,1084	14,19425	0,92297	2,624938	-1,70197	2,896696
2020	1,502819	2,804029	3,525627	0,057829	0,662598	-0,60477	0,365745
2021	2,977776	5,618497	6,986602	0,228643	1,327663	-1,09902	1,207845
2022	6,013837	11,22618	14,08604	0,923232	2,65277	-1,72954	2,991302
2023	4,496661	8,390365	10,57277	0,518649	1,982662	-1,46401	2,143333
2024	2,978212	5,64147	7,047646	0,231	1,333092	-1,10209	1,214607
2025	6,035484	11,1694	14,00979	0,919221	2,639354	-1,72013	2,95886

2026	5,899498	11,04811	14,04453	0,900041	2,610691	-1,71065	2,926324
2027	8,905782	16,98449	21,24281	2,086798	4,013471	-1,92667	3,712067
2028	5,972542	11,133	14,10927	0,919332	2,630753	-1,71142	2,928962
2029	0	0	0	0	0	0	0
2030	2,956705	5,612233	7,048556	0,229558	1,326183	-1,09662	1,202586
2031	3,016111	5,622981	7,063895	0,232344	1,328723	-1,09638	1,202047
2032	6,020886	11,21793	14,12756	0,927908	2,650821	-1,72291	2,968429
2033	5,983812	11,14295	14,27273	0,925641	2,633104	-1,70746	2,915427
2034	3,056694	5,605182	7,123196	0,234723	1,324517	-1,08979	1,18765
2035	5,991465	11,13865	14,04488	0,917801	2,632087	-1,71429	2,938777
2036	5,925353	11,19788	14,08865	0,914499	2,646083	-1,73158	2,998381
2037	6,011454	11,15388	14,10783	0,920553	2,635685	-1,71513	2,941677
2038	12,03577	22,4442	28,55443	3,734079	5,303613	-1,56953	2,463439
2039	6,039901	11,17254	14,10079	0,922856	2,640095	-1,71724	2,948907
2040	6,066495	11,16214	14,09361	0,927929	2,637638	-1,70971	2,923104
2041	2,96402	5,620041	7,095622	0,23049	1,328028	-1,09754	1,204589
2042	2,97778	5,544988	7,029337	0,227054	1,310293	-1,08324	1,173406
2043	6,007469	11,22445	14,13468	0,926743	2,652361	-1,72562	2,977759
2044	2,946904	5,590326	7,08263	0,228655	1,321006	-1,09235	1,193231
2045	6,012136	11,07335	13,99676	0,909399	2,616657	-1,70726	2,914731
2046	5,957695	11,21105	13,92391	0,912915	2,649196	-1,73628	3,014672
2047	5,978867	11,22229	14,20705	0,924205	2,651851	-1,72765	2,984763
2048	5,958373	11,1613	14,26654	0,922456	2,63744	-1,71498	2,941172
2049	1,493247	2,786003	3,565314	0,057686	0,658339	-0,60065	0,360784
2050	2,992787	5,582678	7,083893	0,230413	1,319199	-1,08879	1,185455
2051	2,942879	5,627562	7,023742	0,228935	1,329805	-1,10087	1,211915
2052	5,989669	11,2821	14,18865	0,929384	2,665984	-1,7366	3,015779
2053	2,954692	5,648595	7,117786	0,232448	1,334775	-1,10233	1,215126
2054	5,939594	11,27485	14,08276	0,922309	2,664271	-1,74196	3,034433
2055	15,13836	28,04896	35,14334	5,783886	6,62803	-0,84414	0,712578
2056	5,923305	11,18026	13,99978	0,911354	2,641919	-1,73057	2,994858
2057	3,007983	5,587313	7,062605	0,231112	1,320294	-1,08918	1,186318
2058	5,984616	11,22889	14,10408	0,92282	2,653411	-1,73059	2,994942
2059	2,95188	5,566506	6,999141	0,226685	1,315378	-1,08869	1,185252
2060	5,955401	11,26459	14,13028	0,924679	2,661846	-1,73717	3,017751
2061	8,947879	16,72333	21,04513	2,059221	3,951761	-1,89254	3,581705
2062	6,00914	11,20572	13,93819	0,918431	2,647937	-1,72951	2,991192
2063	2,982062	5,669632	7,102393	0,232868	1,339746	-1,10688	1,225181
2064	10,34658	19,72388	25,02862	2,841804	4,660795	-1,81899	3,308729
2065	6,021119	11,13844	14,1605	0,920729	2,632038	-1,71131	2,928579
2066	5,964978	11,12117	14,13414	0,91496	2,627956	-1,713	2,934356

2067	14,84942	27,853	35,16573	5,70369	6,581725	-0,87803	0,770945
2068	2,99	5,620163	7,059937	0,230873	1,328057	-1,09718	1,203812
2069	5,96589	11,1403	14,16014	0,918368	2,632478	-1,71411	2,938173
2070	14,95419	27,77532	35,26762	5,727163	6,563369	-0,83621	0,69924
2071	6,001403	11,13159	13,99586	0,91342	2,630418	-1,717	2,948083
2072	5,914174	11,14127	14,17179	0,916366	2,632706	-1,71634	2,945821
2073	5,97488	11,1489	13,94904	0,911697	2,63451	-1,72281	2,968086
2074	14,96039	27,82574	35,24015	5,750932	6,575283	-0,82435	0,679555
2075	5,998012	11,13402	14,03488	0,916998	2,630993	-1,71399	2,937777
2076	11,93011	22,32545	28,35259	3,687386	5,275553	-1,58817	2,522274
2077	14,93093	28,18975	35,42859	5,808995	6,661299	-0,8523	0,726421
2078	10,52206	19,4119	24,82565	2,821135	4,587073	-1,76594	3,118538
2079	5,959728	11,01624	13,98915	0,901445	2,603162	-1,70172	2,895841
2080	5,923244	11,15171	14,0051	0,911769	2,635173	-1,7234	2,970122

soma erro	
abs	RMSE
131,8072	2,426172

Tabela 3 – Parâmetros regressão Linear

Regressão linear	
Θ_0	0
Θ_1	0
Θ_2	0,236302
Θ_3	0

Tabela 4 — Regressão Polinomial 2ªOrdem

Cliente	Energia consumida mensal em				Vazio	Vazio ²	alocação quadráticas totais mensais por cliente (Mw.h)	Estimado	erro	erro absoluto	erro quadrático
	Pontas	Pontas ²	Cheias total	Cheias total ²							
2000	10,532	110,933	19,601	384,208	24,635	606,898	2,828197	2,82886	-0,00066	0,000663	4,39E-07
2001	6,0345	36,4147	11,137	124,023	14,008	196,213	0,916471	0,919543	-0,00307	0,003072	9,44E-06
2002	14,77	218,149	28,052	786,904	34,866	1215,66	5,696308	5,680801	0,015507	0,015507	2,40E-04
2003	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00E+00
2004	8,9553	80,197	16,845	283,764	20,834	434,066	2,0548	2,055277	-0,00048	0,000477	2,27E-07
2005	14,908	222,244	27,798	772,71	35,534	1262,67	5,754144	5,744113	0,010031	0,010031	1,01E-04
2006	6,0174	36,2091	11,232	126,154	14,143	200,038	0,929646	0,929779	-0,00013	0,000134	1,78E-08
2007	5,9204	35,0508	11,219	125,866	14,116	199,26	0,919417	0,919102	0,000315	0,000315	9,93E-08
2008	1,4942	2,23275	2,8037	7,86073	3,5114	12,3301	0,057396	0,05815	-0,00075	0,000754	5,69E-07
2009	1,4986	2,24569	2,7996	7,83764	3,5415	12,5422	0,057649	0,05851	-0,00086	0,000861	7,42E-07
2010	14,995	224,842	27,848	775,519	35,184	1237,89	5,72048	5,73332	-0,01284	0,01284	1,65E-04
2011	35,473	1258,35	67,972	4620,23	84,149	7080,98	33,06939	33,07246	-0,00308	0,003075	9,46E-06
2012	6,0309	36,3722	11,317	128,084	14,203	201,725	0,938806	0,938941	-0,00014	0,000136	1,84E-08
2013	5,9396	35,2787	11,25	126,556	14,268	203,586	0,928997	0,929357	-0,00036	0,00036	1,29E-07
2014	6,004	36,0476	11,203	125,5	13,995	195,855	0,919318	0,920339	-0,00102	0,001022	1,04E-06
2015	23,73	563,102	44,606	1989,71	56,453	3186,92	14,60801	14,61599	-0,00798	0,007982	6,37E-05
2016	2,9641	8,78616	5,5719	31,0463	6,9714	48,6	0,226959	0,227712	-0,00075	0,000753	5,67E-07
2017	3,0249	9,15012	5,5634	30,9514	6,9918	48,8853	0,229162	0,230632	-0,00147	0,001469	2,16E-06
2018	5,9819	35,783	11,155	124,435	14,323	205,162	0,929352	0,929672	-0,00032	0,00032	1,02E-07
2019	6,0351	36,4219	11,108	123,396	14,194	201,477	0,92297	0,925932	-0,00296	0,002962	8,77E-06
2020	1,5028	2,25847	2,804	7,86258	3,5256	12,43	0,057829	0,058505	-0,00068	0,000676	4,56E-07
2021	2,9778	8,86715	5,6185	31,5675	6,9866	48,8126	0,228643	0,230095	-0,00145	0,001452	2,11E-06
2022	6,0138	36,1662	11,226	126,027	14,086	198,416	0,923232	0,926619	-0,00339	0,003387	1,15E-05
2023	4,4967	20,22	8,3904	70,3982	10,573	111,783	0,518649	0,519798	-0,00115	0,001149	1,32E-06
2024	2,9782	8,86975	5,6415	31,8262	7,0476	49,6693	0,231	0,232146	-0,00115	0,001146	1,31E-06
2025	6,0355	36,4271	11,169	124,756	14,01	196,274	0,919221	0,921763	-0,00254	0,002542	6,46E-06
2026	5,8995	34,8041	11,048	122,061	14,045	197,249	0,900041	0,903612	-0,00357	0,00357	1,27E-05
2027	8,9058	79,313	16,984	288,473	21,243	451,257	2,086798	2,088081	-0,00128	0,001283	1,65E-06
2028	5,9725	35,6713	11,133	123,944	14,109	199,071	0,919332	0,918133	0,001199	0,001199	1,44E-06
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00E+00
2030	2,9567	8,7421	5,6122	31,4972	7,0486	49,6821	0,229558	0,23029	-0,00073	0,000731	5,35E-07
2031	3,0161	9,09692	5,623	31,6179	7,0639	49,8986	0,232344	0,233633	-0,00129	0,001289	1,66E-06
2032	6,0209	36,2511	11,218	125,842	14,128	199,588	0,927908	0,928538	-0,00063	0,00063	3,97E-07
2033	5,9838	35,806	11,143	124,165	14,273	203,711	0,925641	0,926872	-0,00123	0,00123	1,51E-06
2034	3,0567	9,34338	5,6052	31,4181	7,1232	50,7399	0,234723	0,236227	-0,0015	0,001504	2,26E-06
2035	5,9915	35,8977	11,139	124,069	14,045	197,259	0,917801	0,9174	0,000401	0,000401	1,61E-07

2036	5,9254	35,1098	11,198	125,392	14,089	198,49	0,914499	0,91705	-0,00255	0,00255	6,50E-06
2037	6,0115	36,1376	11,154	124,409	14,108	199,031	0,920553	0,922858	-0,0023	0,002304	5,31E-06
2038	12,036	144,86	22,444	503,742	28,554	815,355	3,734079	3,733769	0,000309	0,000309	9,57E-08
2039	6,0399	36,4804	11,173	124,826	14,101	198,832	0,922856	0,92628	-0,00342	0,003423	1,17E-05
2040	6,0665	36,8024	11,162	124,593	14,094	198,63	0,927929	0,927739	0,00019	0,00019	3,59E-08
2041	2,964	8,78541	5,62	31,5849	7,0956	50,3478	0,23049	0,23188	-0,00139	0,00139	1,93E-06
2042	2,9778	8,86718	5,545	30,7469	7,0293	49,4116	0,227054	0,228737	-0,00168	0,001683	2,83E-06
2043	6,0075	36,0897	11,224	125,988	14,135	199,789	0,926743	0,928042	-0,0013	0,001299	1,69E-06
2044	2,9469	8,68425	5,5903	31,2517	7,0826	50,1637	0,228655	0,229911	-0,00126	0,001256	1,58E-06
2045	6,0121	36,1458	11,073	122,619	13,997	195,909	0,909399	0,913168	-0,00377	0,003769	1,42E-05
2046	5,9577	35,4941	11,211	125,688	13,924	193,875	0,912915	0,913675	-0,00076	0,00076	5,77E-07
2047	5,9789	35,7469	11,222	125,94	14,207	201,84	0,924205	0,928482	-0,00428	0,004277	1,83E-05
2048	5,9584	35,5022	11,161	124,575	14,267	203,534	0,922456	0,925459	-0,003	0,003003	9,02E-06
2049	1,4932	2,22979	2,786	7,76181	3,5653	12,7115	0,057686	0,058438	-0,00075	0,000752	5,66E-07
2050	2,9928	8,95677	5,5827	31,1663	7,0839	50,1815	0,230413	0,231757	-0,00134	0,001344	1,81E-06
2051	2,9429	8,66054	5,6276	31,6695	7,0237	49,333	0,228935	0,229617	-0,00068	0,000681	4,64E-07
2052	5,9897	35,8761	11,282	127,286	14,189	201,318	0,929384	0,932384	-0,003	0,003	9,00E-06
2053	2,9547	8,7302	5,6486	31,9066	7,1178	50,6629	0,232448	0,232839	-0,00039	0,000392	1,53E-07
2054	5,9396	35,2788	11,275	127,122	14,083	198,324	0,922309	0,92286	-0,00055	0,000552	3,04E-07
2055	15,138	229,17	28,049	786,744	35,143	1235,05	5,783886	5,792445	-0,00856	0,008559	7,33E-05
2056	5,9233	35,0855	11,18	124,998	14	195,994	0,911354	0,911947	-0,00059	0,000593	3,51E-07
2057	3,008	9,04796	5,5873	31,2181	7,0626	49,8804	0,231112	0,232127	-0,00101	0,001015	1,03E-06
2058	5,9846	35,8156	11,229	126,088	14,104	198,925	0,92282	0,924939	-0,00212	0,002118	4,49E-06
2059	2,9519	8,71359	5,5665	30,986	6,9991	48,988	0,226685	0,227592	-0,00091	0,000907	8,23E-07
2060	5,9554	35,4668	11,265	126,891	14,13	199,665	0,924679	0,925685	-0,00101	0,001006	1,01E-06
2061	8,9479	80,0645	16,723	279,67	21,045	442,898	2,059221	2,056471	0,002751	0,002751	7,57E-06
2062	6,0091	36,1098	11,206	125,568	13,938	194,273	0,918431	0,91857	-0,00014	0,000139	1,93E-08
2063	2,9821	8,89269	5,6696	32,1447	7,1024	50,444	0,232868	0,23439	-0,00152	0,001522	2,32E-06
2064	10,347	107,052	19,724	389,031	25,029	626,432	2,841804	2,843161	-0,00136	0,001356	1,84E-06
2065	6,0211	36,2539	11,138	124,065	14,161	200,52	0,920729	0,925059	-0,00433	0,00433	1,87E-05
2066	5,965	35,581	11,121	123,68	14,134	199,774	0,91496	0,917802	-0,00284	0,002843	8,08E-06
2067	14,849	220,505	27,853	775,79	35,166	1236,63	5,70369	5,699729	0,003961	0,003961	1,57E-05
2068	2,99	8,9401	5,6202	31,5862	7,0599	49,8427	0,230873	0,232277	-0,0014	0,001403	1,97E-06
2069	5,9659	35,5918	11,14	124,106	14,16	200,51	0,918368	0,920194	-0,00183	0,001826	3,33E-06
2070	14,954	223,628	27,775	771,468	35,268	1243,81	5,727163	5,72208	0,005083	0,005083	2,58E-05
2071	6,0014	36,0168	11,132	123,912	13,996	195,884	0,91342	0,91575	-0,00233	0,002329	5,43E-06
2072	5,9142	34,9775	11,141	124,128	14,172	200,84	0,916366	0,916152	0,000214	0,000214	4,58E-08
2073	5,9749	35,6992	11,149	124,298	13,949	194,576	0,911697	0,912432	-0,00074	0,000735	5,40E-07
2074	14,96	223,813	27,826	774,272	35,24	1241,87	5,750932	5,728271	0,022661	0,022661	5,14E-04
2075	5,998	35,9762	11,134	123,966	14,035	196,978	0,916998	0,917271	-0,00027	0,000273	7,48E-08
2076	11,93	142,328	22,325	498,426	28,353	803,869	3,687386	3,682479	0,004907	0,004907	2,41E-05

2077	14,931	222,933	28,19	794,662	35,429	1255,18	5,808995	5,79867	0,010325	0,010325	1,07E-04
2078	10,522	110,714	19,412	376,822	24,826	616,313	2,821135	2,821168	-3,30E-05	0,000033	1,09E-09
2079	5,9597	35,5184	11,016	121,358	13,989	195,696	0,901445	0,904637	-0,00319	0,003193	1,02E-05
2080	5,9232	35,0848	11,152	124,361	14,005	196,143	0,911769	0,910401	0,001368	0,001368	1,87E-06

soma erro	
abs	RMSE
0,203306	0,004393

Tabela 5 — Parâmetros regressão polinomial 2ª ordem

Regressão quadrática	
Θ_0	0
Θ_1	0,000532594
Θ_2	0,007454148
Θ_3	0
Θ_4	0,002773866
Θ_5	0
Θ_6	0,001533368

