

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Estimativa da Remuneração Marginal da Rede Nacional de Transporte em 2004

Helder Fernando dos Santos Dantas

Tese submetida no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major de Energia

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Tomé Saraiva

Julho de 2008

RESUMO

Foi no final do século XIX que se iniciou a actividade de produção de electricidade, bem como do seu transporte e distribuição até aos consumidores. Numa fase inicial, o sector eléctrico era formado apenas por redes eléctricas de potência reduzida, não só pelo facto do valor da carga ser baixo, mas também pela fraca disponibilidade da tecnologia na altura. À medida que as potências de carga foram aumentando, começaram a ser adoptadas diversas inovações tecnológicas de forma a satisfazer os consumidores, levando a uma grande expansão geográfica das redes. Esta evolução conduziu à construção de redes de transporte de energia eléctrica envolvendo distâncias e níveis de tensão cada vez mais elevados e originou a passagem de pequenos sistemas para grandes sistemas eléctricos, resultando em investimentos cada vez mais significativos e cobrindo extensões geográficas cada vez maiores.

Com a reestruturação do sector eléctrico iniciou-se um novo relacionamento entre entidades produtoras, empresas distribuidoras e clientes elegíveis. Numa fase posterior, as empresas distribuidoras viram a suas actividades da rede (exploração, manutenção e expansão) separadas das actividades de comercialização. Desta forma, deu-se o aparecimento dos mercados centralizados, habitualmente conhecidos como mercados em *pool*. Esta entidade estabelece relações com companhias produtoras, distribuidoras e com a rede de transmissão de modo a criar uma intersecção entre as ofertas de compra e de venda, estabelecendo depois relações e troca de informação com o Operador de Sistema para este avaliar tecnicamente o despacho realizando, assim, o planeamento de operação do sistema eléctrico.

O acesso a estas redes eléctricas, quer de transporte, quer de distribuição e a sua utilização deverá ser alvo de tarifação justa e transparente, na medida em que a disponibilização destas redes é hoje encarada como um serviço prestado a outros intervenientes do sector. A utilização das redes de transporte ou distribuição torna necessário implementar metodologias de tarifação do uso das redes e repartição dos custos envolvidos pelos diversos intervenientes. Estas tarifas, por sua vez, devem garantir a remuneração das redes, promovendo a eficiência técnica e económica das mesmas e o aumento da qualidade de serviço. Devem também ser definidas de forma a remunerar a operação das redes, a manutenção e a sua expansão.

O trabalho apresentado neste documento enquadra-se neste problema da remuneração e em todo o processo envolvido no seu cálculo. Desta maneira, foi implementado um modelo de cálculo para determinar uma estimativa da remuneração da Rede Nacional de Transporte no ano de 2004. O modelo adoptado é baseado no modelo DC e permite obter os preços marginais nodais de curto-prazo incluindo uma estimativa da potência de perdas inerente ao modelo em questão. A aplicação implementada foi testada e executada em condições reais, com dados baseados em cenários disponibilizados pela REN para o ano de 2004.

ABSTRACT

The initial expansion of the electrical production, as well as its distribution/transmission, began in the late XIX century because, in an early stage, this sector was only formed by low power electrical grids, due to its low usage and poor technological developments at that date. Thus, in order to maintain proper energy distribution to satisfy the growing consumer community, several measures were taken in order to increase power loads, resulting in more significant investments and more terrain coverage.

In a first stage, with the reorganization of the electrical market, a new form of relationship was established between producing entities, delivering companies and eligible customers. In a next phase, the delivering companies saw their network activities (exploration, maintenance and expansion) separated from the activities of commercialization. Hence the appearance of central markets, also known as *Pool* Markets. This last entity establishes producing and delivering relationships between companies, in order to create an intersection between the sale and purchase offers. The final stage involves the Independent System Operator (ISO), responsible for dispatch assessments and planning the operation of the electrical system.

The access to transmission and distribution networks, as well as its use, should always be upright and transparent to all. The use of transmission/distribution networks makes it necessary to implement several tariff rules though. These tariffs should assure economical efficiency and remuneration, increasing and expanding the quality of all services.

Hereby, in this paper, we computed a calculation model to determine an estimation of remuneration for the National Transmission Grid, based on the DC Model, which allows us to obtain short marginal nodal prices, including estimation of power losses, tested and executed in real conditions, with data based on scenarios granted by REN, for the year of 2004.

AGRADECIMENTOS

A meus pais, pela educação, carinho e apoio.

Ao meu irmão pelos incentivos demonstrados durante todos os momentos.

Ao meu orientador Professor João Paulo Tomé Saraiva pela oportunidade de realização deste trabalho e pela disponibilidade incondicional prestada.

Ao Professor Pereira da Silva e ao Eng.º Ângelo Mendonça pelas recomendações concedidas.

Ao Eng.º Bruno Gomes pela disposição em ajudar sempre que foi necessário.

Ao José António Nogueira pela motivação e companheirismo.

A todos os meus amigos do Departamento de Energia.

A todos os que me incentivaram a continuar...

*“A vida está cheia de desafios que, se aproveitados de forma criativa,
transformam-se em oportunidades”*

Maxwell Maltz

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJECTIVOS E CAMPO DE APLICAÇÃO	2
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO	3
2. SECTOR ELÉCTRICO	5
2.1 MUDANÇAS	6
2.2 DESVERTICALIZAÇÃO	6
2.3 MERCADOS	8
2.3.1 Mercado Centralizado Pool	8
2.3.1.1 Pool Simétrico	8
2.3.1.2 Pool Assimétrico	10
2.3.2 Contratos Bilaterais	11
2.3.3 Modelos Mistos	12
2.3.4 Mercado Intradiário	13
3. ASPECTOS REGULATÓRIOS	15
3.1 TIPOS DE REGULAÇÃO	16
3.1.1 Custo de Serviço (CoS) / Taxa de Remuneração (RoR)	16
3.1.2 Regulação por incentivos	17
3.2 ALOCAÇÃO DE CUSTOS UTILIZANDO MÉTODOS EMBEBIDOS	18
3.2.1 Aspectos Gerais	18
3.2.2 Métodos do tipo Rolled In	18
3.2.2.1 Método do Selo do Correio	19
3.2.2.2 Método das Participações Médias	19
3.2.2.3 Conclusão	19
3.2.3 Métodos baseados em Estudos de Trânsito de Potências	19
3.2.3.1 Método do MW.milha	19
3.2.3.2 Método do Módulo ou do Uso	20
3.2.3.3 Método do Zero Counterflow	20
3.2.3.4 Método do Fluxo Dominante	20
3.3 MÉTODOS INCREMENTAIS	21
3.3.1 Aspectos Gerais	21
3.3.2 Métodos Incrementais de Curto Prazo	21
3.3.3 Métodos Incrementais de Longo Prazo	21
3.3.4 Áreas de Influência	21
3.3.5 Factores de benefício	22
3.4 MÉTODOS DE TIPO MARGINAL	22
3.4.1 Aspectos Gerais	22
3.4.2 Métodos de cálculo de Preços Nodais	23
3.4.2.1 Modelo A	23
3.4.2.2 Modelo B	26
3.4.3 Remuneração Marginal	27

4. METODOLOGIA IMPLEMENTADA	29
4.1 MODELIZAÇÃO DO PROBLEMA DE DESPACHO	29
4.2 DADOS.....	33
4.2.1 Ramos	33
4.2.2 Geradores	34
4.2.3 Cargas.....	34
4.3 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	34
4.3.1 Aspectos Gerais	34
4.3.2 Função Objectivo.....	35
4.3.3 Restrições.....	37
4.3.4 Parâmetros do Problema	37
4.4 FLUXOGRAMA DA APLICAÇÃO	38
 5. CASO DE ESTUDO	 41
5.1 DADOS DAS REDES.....	41
5.2 CENÁRIOS E SIMULAÇÕES.....	42
5.2.1 Cenários de Exploração	42
5.2.2 Simulações	43
5.3 RESULTADOS	45
5.4 COMPARAÇÃO COM ANOS ANTERIORES	50
 6. CONCLUSÕES	 53
 BIBLIOGRAFIA	 55
 ANEXOS	 57
ANEXO A.....	58
ANEXO B.....	59
ANEXO C.....	69
ANEXO D.....	84

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico [1].	5
Figura 2.2 – Novo modelo desagregado do sector eléctrico [1].	6
Figura 2.3 – Funcionamento de um Pool Simétrico [1].	9
Figura 2.4 – Funcionamento de um Pool Assimétrico [1].	11
Figura 2.5 – Representação gráfica de um Contrato às Diferenças [1].	12
Figura 2.6 – Estrutura de um modelo misto: Pool + Contratos Bilaterais.	13
Figura 3.1 – Algoritmo do modelo A.	24
Figura 4.1 – Algoritmo do modelo B.	32
Figura 4.2 – Função custo quadrática.	35
Figura 4.3 – Função custo linearizada por um segmentos de recta.	36
Figura 4.4 – Função custo linearizada por três segmentos de recta.	36
Figura 4.5 – Fluxograma do algoritmo implementado.	39
Figura A.1 – Esquema unifilar da Rede Nacional de Transporte em 2004.	58
Figura B.1 – Características eléctricas das linhas a 400kV.	59
Figura B.2 – Características eléctricas das linhas a 220kV.	60
Figura B.3 – Características eléctricas das linhas a 220kV (cont.).	61
Figura B.4 – Características eléctricas das linhas a 150kV.	62
Figura B.5 – Características eléctricas das linhas a 150kV (cont.).	63
Figura B.6 – Características dos Transformadores de Potência.	64
Figura B.7 – Características dos Transformadores de Potência (cont.).	65
Figura B.8 – Características dos Transformadores de Potência (cont.).	66
Figura B.9 – Características das centrais hídricas.	67
Figura B.10 – Características das centrais térmicas.	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1 – Pressupostos para a construção dos cenários de horas cheias.	43
Tabela 5.2 – Duração dos períodos horários - Ciclo diário.....	44
Tabela 5.3 – Duração dos períodos horários com as parcelas de Vazio agregadas.....	44
Tabela 5.4 – Duração de cada cenário em horas.	45
Tabela 5.5 – Preços Marginais Nodais (€/MWh) para alguns nós da Rede Nacional de Transporte para os cenários de horas de ponta.....	45
Tabela 5.6 – Preços Marginais Nodais (€/MWh) em alguns nós da Rede Nacional de Transporte para os cenários de horas de cheia.	46
Tabela 5.7 – Preços Marginais Nodais (€/MWh) em alguns nós da Rede Nacional de Transporte para os cenários de horas de vazio.	47
Tabela 5.8 – Remuneração horária, duração dos cenários e remuneração anual (2004).....	48
Tabela 5.9 – Proveitos permitidos da Actividade de Transporte de Energia Eléctrica para 2002, 2003 e 2004.....	50
Tabela 5.10 – Remuneração Anual nos anos de 1998, 2001 e 2004.....	51
Tabela C.1 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Ponta.....	69
Tabela C.2 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Cheia.....	74
Tabela C.3 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Vazio.....	79
Tabela D.1 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Ponta....	84
Tabela D.2 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Cheia....	89
Tabela D.3 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Vazio. ..	94

Capítulo 1

Introdução

Um Mercado de Electricidade verdadeiramente funcional e integrado exige investimentos significativos nas redes de transporte e, como tal, terão que ser feitos diversos estudos e análises de modo a aumentar o grau de satisfação dos clientes e a sua fidelização, privilegiando-se, para o efeito, uma melhoria da qualidade de serviço prestado.

A RNT – Rede Nacional de Transporte cobre a totalidade do território de Portugal Continental e tem interligações com a rede espanhola de electricidade. Actualmente tem em operação vários milhares de quilómetros de linhas de MAT e AT, continuando a existir permanente necessidade de investimento na actualização e na expansão da cobertura e melhoria da qualidade da RNT.

A utilização das redes de transporte ou distribuição torna necessário implementar metodologias de tarifação do uso das redes e repartição dos custos envolvidos pelos diversos intervenientes. Estas tarifas, por sua vez, devem garantir a remuneração das redes, promovendo a eficiência técnica e económica das mesmas e o aumento da qualidade do serviço prestado.

Os métodos de índole marginal são amplamente usados em vários sistemas tarifários pois os sinais emitidos pelos preços marginais permitem obter, mais eficazmente, decisões óptimas de exploração ou de investimento o que os torna mais eficientes e justos. Estes métodos podem ser divididos em dois horizontes de planeamento – curto prazo e longo prazo.

Os métodos de curto prazo reflectem os custos de operação e produção o que leva à obtenção dos preços marginais de curto prazo. O preço marginal num certo nó de uma rede eléctrica num certo instante pode ser interpretado como o valor que se paga por um incremento de uma unidade de energia ocorrido nesse nó nesse instante. São caracterizados de uma forma geográfica uma vez que dependem de alguns factores tais como a localização dos geradores e cargas, capacidade das linhas de transmissão, perdas. Estes factores originam variações do preço entre nós.

Os métodos de longo prazo incluem os custos de investimento e uma estimativa dos custos de operação ao longo do horizonte de planeamento. Uma avaliação deste tipo de preços é muito mais complexa do que os de curto prazo. No entanto, são considerados mais estáveis e completos uma vez que reflectem também os custos de investimento. Por conseguinte, possuem um grande potencial para resolver o problema de *Revenue Reconciliation* inerente aos preços de

curto prazo que, normalmente, apenas permitem recuperar uma pequena percentagem da remuneração regulada de uma empresa de transporte.

O presente trabalho pretende, de uma certa forma, avaliar a eficiência da rede eléctrica de transporte e a sua evolução ao longo dos últimos anos detalhando-se em seguida os objectivos e o campo de aplicação deste trabalho.

1.1 Objectivos e Campo de Aplicação

Este trabalho visa apresentar o desenvolvimento de uma implementação que tem como objectivo obter uma estimativa da remuneração de índole marginal associada à exploração da Rede Nacional de Transporte (400/220/150 kV) no ano de 2004. Como tal, foi implementado um programa em *Matlab* que permite efectuar o cálculo dos preços marginais nodais de curto prazo e obter uma estimativa da potência de perdas inerentes ao modelo em questão.

O programa foi formulado de forma a efectuar um despacho para determinar os valores de produção para cada gerador e, posteriormente, obter os preços marginais nodais para cada cenário considerado.

Para a execução das simulações, os dados referem-se a oito cenários de produção e carga disponibilizados pela REN e referem-se às horas de ponta e vazio das quatro estações do ano. Adicionaram-se a estes cenários, quatro novos cenários construídos a partir dos anteriores respeitantes às horas cheias, cuja implementação teve como objectivo tornar menos discreta a informação a utilizar e permitir uma melhor comparação com os resultados disponíveis para outros anos.

Para cada um dos doze cenários considerados foram calculados os preços marginais de curto prazo, foi estimada a duração de cada cenário e, por fim, calculada a remuneração de tipo marginal que seria possível obter no ano de 2004. Relacionando a remuneração obtida com a remuneração regulada para esse ano, obteve-se a percentagem de recuperação a partir da qual se tirou conclusões acerca da eficiência da rede.

O principal campo de aplicação deste trabalho é o interesse num estudo que envolva preços marginais, independentemente do horizonte temporal envolvido no seu cálculo, decorre da possibilidade de estes preços permitirem recuperar a totalidade dos custos envolvidos nos problemas de optimização e de permitirem identificar decisões óptimas de exploração ou investimento. De um certo modo, os preços marginais correspondem ao valor que a sociedade está disposta a pagar pela produção de uma unidade adicional de um determinado bem, neste caso a energia eléctrica. Neste sentido, os preços marginais são referidos como conduzindo a uma alocação de custos eficiente e justa, permitindo resolver de forma inerente o problema de recuperação da remuneração das companhias reguladas. Embora o alvo de estudo, neste trabalho, seja apenas referente ao horizonte de planeamento a curto prazo, os seus resultados são de extrema importância pelo facto de os preços marginais obtidos, além de permitirem o cálculo da remuneração por via marginal, transmitem propriedades e sinais económicos aos agentes envolvidos de modo a induzir utilizações mais eficientes dos bens e serviços.

Deste modo, apesar de apresentar uma percentagem de recuperação que é normalmente considerada baixa, o seu conteúdo é de extrema importância porque dá uma noção do nível de congestionamento da rede e da sua eficiência em termos de possibilidade de implementar os despachos económicos dos mercados.

1.2 Organização do texto

Este documento está organizado em seis capítulos. No presente Capítulo, Introdução, descrevem-se de uma forma sucinta os objectivos do trabalho, a motivação e campo de aplicação e a estruturação da tese.

No segundo e terceiro Capítulos, Sector Eléctrico e Aspectos Regulatórios, descreve-se a visão actual dos sistemas eléctricos de energia, mais exactamente sobre a reestruturação dos mercados de energia eléctrica, a importância da regulação e os principais métodos usados para o cálculo de preços marginais.

O quarto Capítulo aborda o tema central desta tese, o cálculo dos preços marginais nodais e o cálculo da remuneração de tipo marginal que seria possível obter no ano de 2004. Neste capítulo, apresenta-se o modelo de cálculo adoptado, assim como a sua formulação e descrição pormenorizada.

O quinto Capítulo apresenta os resultados do caso de estudo. Os testes foram realizados para diversas redes de pequena dimensão, supondo várias contingências de modo a explorar todos os problemas que eventualmente poderiam ocorrer no estudo principal. De seguida, o modelo foi aplicado à Rede Nacional de Transporte de Electricidade em Portugal Continental para os diversos cenários estipulados. Apresenta-se aqui também uma comparação dos resultados obtidos para este ano com os resultados referentes aos anos de 1998 e 2001.

Finalmente, no Capítulo seis expõe-se uma síntese do estudo realizado, apresentando-se as principais conclusões que foram obtidas com a realização deste trabalho.

O trabalho, a finalizar, inclui alguns anexos que contêm dados referentes ao Caso de Estudo analisado bem como diversos resultados obtidos.

Capítulo 2

Sector Eléctrico

No século XIX o sector eléctrico era formado por redes de pequena dimensão em que as potências em jogo eram muito reduzidas. À medida que as cargas foram aumentando e foram sendo construídos novos centros produtores com maior potência instalada, foram-se desenvolvendo os modernos sistemas interligados. Durante grande parte do século XX, as redes eléctricas eram geridas por uma só entidade caracterizada como sendo uma empresa com uma estrutura sólida e com uma integração vertical da produção, transporte, distribuição e comercialização. Como se pode ver na Figura 2.1, a integração vertical dava origem a uma empresa detentora das principais actividades, o que impedia a existência de um ambiente de competição nestas áreas.

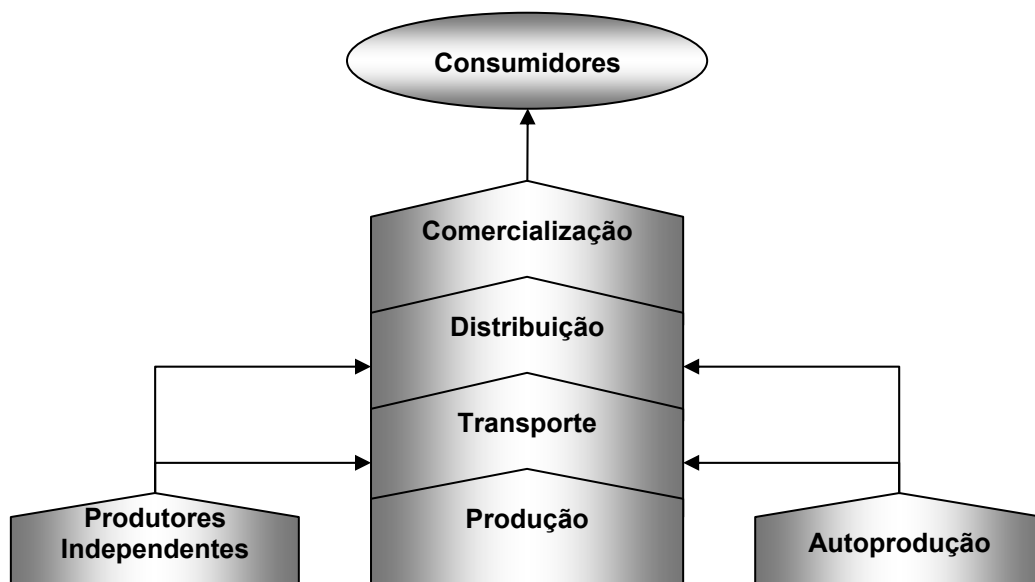


Figura 2.1 – Estrutura verticalmente integrada do sector eléctrico [1].

Esta situação levava a que os consumidores ficassem subjugados aos condicionalismos de uma empresa e, por vezes, obrigados a pagar os preços fixados por processos menos transparentes. O controlo dos preços da electricidade eram alvo de processos de regulação

pouco claros e, na ausência de qualquer ambiente de risco, eram tomadas decisões de investimento, como o sobredimensionamento de certos equipamentos, com base em economias de escala.

2.1 Mudanças

Foi no final da década de 70 que ocorreram as principais motivações que levaram a uma reestruturação total do sector eléctrico. Razões estas que se justificaram pela crise petrolífera ocorrida em 1973, pelas elevadas taxas de juro e de inflação, a evolução mais imprevista do consumo da energia eléctrica e por questões ambientais.

Outros factores que vieram contribuir para a revolução no sector da energia e que também punham em causa a política monopolista da época deviam-se ao facto de ocorrer uma liberalização a nível mundial do comércio, em geral, bem como de outras actividades tais como nos serviços de telefone, na aviação e no gás.

Rapidamente se procurou uma forma de otimizar o sistema de fornecimento de energia, desenvolvendo novas metodologias que permitissem uma maior eficiência, nomeadamente no apoio aos mercados de electricidade. Surgiram assim as primeiras experiências de liberalização no sector eléctrico com o intuito de reduzir o descontentamento evidenciado pelos agentes envolvidos, promovendo um ambiente de concorrência entre certas actividades e reduzindo os custos.

2.2 Desverticalização

A desverticalização do sector traduz-se na separação das três principais actividades, nomeadamente, a actividade de produção, transporte e distribuição que passam a ser tratadas como três áreas de negócio distintas. Cada área passa a ser gerida por diversos agentes, tal como se sucede na rede de transmissão que, para além da rede de transporte, possui, por exemplo, agentes operadores do mercado e agentes responsáveis pelos Serviços de Sistema. A Figura 2.2 apresenta a estrutura desverticalizada do novo modelo do sector eléctrico.

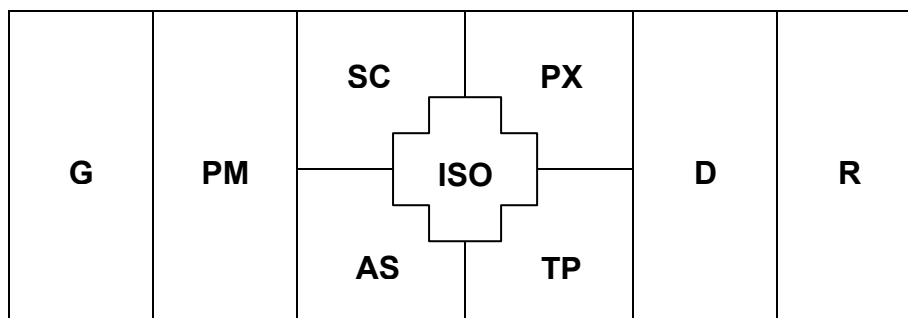


Figura 2.2 – Novo modelo desagregado do sector eléctrico [1].

Nesta figura as actividades competitivas situam-se nos extremos do modelo, mais em concreto, a actividade da produção “G – *Generation*” e da comercialização “R – *Retail*”, juntamente com o “PM – *Power Marketer*” ou actividade de intermediação financeira. A

actividade de distribuição “D – *Distribution*” mantém a sua posição de monopólio regulado, assim como a actividade de transporte que corresponde à zona central deste modelo. Esta actividade está separada por diversos agentes e inclui os Contratos Bilaterais “SC – *Scheduling Coordinator*”, os Mercados Centralizados “PX – *Power Exchanger*”, os Serviços Auxiliares “AS – *Ancillary Services*”, a Rede de Transporte “TP – *Transmission Provider*” e o Operador de Sistema “ISO – *Independent System Operator*”.

Assim, neste tipo de organização do sistema eléctrico terá de existir uma entidade com as funções de coordenação técnica da exploração do sistema de transporte. Esta entidade é denominada por Operador Independente de Sistema ISO e, como o próprio nome indica, tem a função de operar a rede de transmissão devendo ser independente da produção e da distribuição. No entanto, deve ser capaz de controlar a produção e o transporte como um sistema integrado. Para que este controlo seja possível, deverá receber informação sobre os despachos económicos que resultam do Mercado Centralizado Pool, bem como as transacções relativas aos Contratos Bilaterais. Esta informação terá que ser disponibilizada ao nível dos nós da rede com as respectivas potências transaccionadas. O ISO deverá assim avaliar a viabilidade técnica do conjunto despacho/contratos mantendo uma especial atenção aos congestionamentos. Na ocorrência de um congestionamento, o despacho torna-se inviável e terá de ser realizado um mecanismo de ajuste. Não existindo congestionamentos, a exploração do sistema é viável do ponto de vista técnico seguindo-se a contratação dos serviços auxiliares. Em alguns países, existe uma agregação das actividades de transporte e coordenação técnica, onde o ISO incorpora as funções da Rede de Transporte. Nestes casos, passa-se de um “Independent System Operator – ISO” para um “Transmission System Operator – TSO”, como é o caso da REN em Portugal.

Os Mercados Centralizados passam pela existência de um agente, o Operador de Mercado, que recebe as propostas de compra e venda de energia eléctrica, tipicamente para cada hora ou meia hora do dia seguinte *Day-Ahead Markets*. Nas propostas de venda constam os valores de potência disponíveis e o respectivo preço mínimo a receber, enquanto que nas propostas de compra constam os valores de potência a adquirir e o respectivo preço máximo a pagar. Estes mercados cruzam estas propostas construindo um despacho puramente económico para cada intervalo de tempo do dia seguinte.

Os Contratos Bilaterais consistem em transacções negociadas directamente entre o vendedor e o comprador, cujos preços e condições são especificadas num contrato que envolve apenas as duas partes. Os compradores são os comercializadores ou clientes elegíveis e os vendedores serão as entidades produtoras.

A Rede de Transporte é a entidade que detém os activos da rede de transporte e que actua em regime de monopólio uma vez que se torna inviável, do ponto de vista económico e ambiental, a duplicação de redes na mesma área geográfica. Isto significa que o desempenho das funções de transporte (ou de distribuição) numa determinada área poderá ser assegurado em condições de maior eficiência económica se existir um único operador. Estas empresas, tal como as detentoras da rede de distribuição, são remuneradas através de Tarifas de Uso de Rede e a sua actividade é regulada por Entidades Reguladoras.

A gestão de uma rede eléctrica exige a utilização de recursos complementares por forma a assegurar determinados níveis de qualidade, fiabilidade e segurança, de modo a verificar sempre um balanço entre produção e consumo e garantir a reposição de serviço na ocorrência de uma anomalia. Torna-se assim necessário a contratação de diversos Serviços Auxiliares, como por exemplo, reserva primária, secundária e terciária, controlo de frequência, produção de energia

reactiva para controlo da tensão e arranque autónomo. Estes serviços podem ser de dois tipos: obrigatórios (não remunerados) ou voluntários (remunerados em bolsa ou através de contratos bilaterais físicos).

Este modelo corresponde à concepção mais desagregada das diversas actividades que constituem o sector eléctrico. Em vários países, diversas actividades encontram-se agrupadas, como é o caso das actividades de operação do sistema e de fornecedor do serviço de transporte agrupadas na REN em Portugal continental.

2.3 Mercados

2.3.1 Mercado Centralizado *Pool*

O Mercado em *Pool* corresponde a um mecanismo centralizado que gere o mercado, interagindo com os vendedores e os compradores. Este tipo de mercado integra mecanismos de curto prazo nos quais se pretende equilibrar a produção e o consumo através de propostas comunicadas pelos produtores e pelos consumidores. Os vendedores competem para conseguirem vender a energia de que dispõem e não por clientes específicos. Se as suas ofertas forem demasiado altas, podem não vender toda a energia que têm disponível. Os compradores competem para comprar energia e se as suas ofertas forem demasiado baixas correm o risco de não conseguir comprar a energia de que necessitam. Como a electricidade não pode ser armazenada, as transacções não são imediatas. Estas têm de ser contratadas com antecedência à sua entrega física, com base no consumo previsto. Essencialmente estes mercados funcionam para o dia seguinte, sendo por isso conhecidos por *Day-Ahead Markets* e podem ser simétricos ou assimétricos, voluntários ou obrigatórios.

2.3.1.1 *Pool Simétrico*

O Operador de Mercado terá que promover as transacções multilaterais entre os diversos participantes do mercado de modo a maximizar o benefício social obtido. Deste modo, num modelo simétrico, o operador organiza as propostas recebidas, em intervalos de uma hora ou meia hora, construindo curvas de oferta e de compra e realizando um despacho económico baseado em preços e não em custos. As curvas de compra são organizadas por ordem decrescente dos respectivos valores do preço da compra e as curvas de venda são organizadas por ordem crescente dos respectivos valores do preço de oferta. A Figura 2.3 ilustra um mecanismo deste tipo.

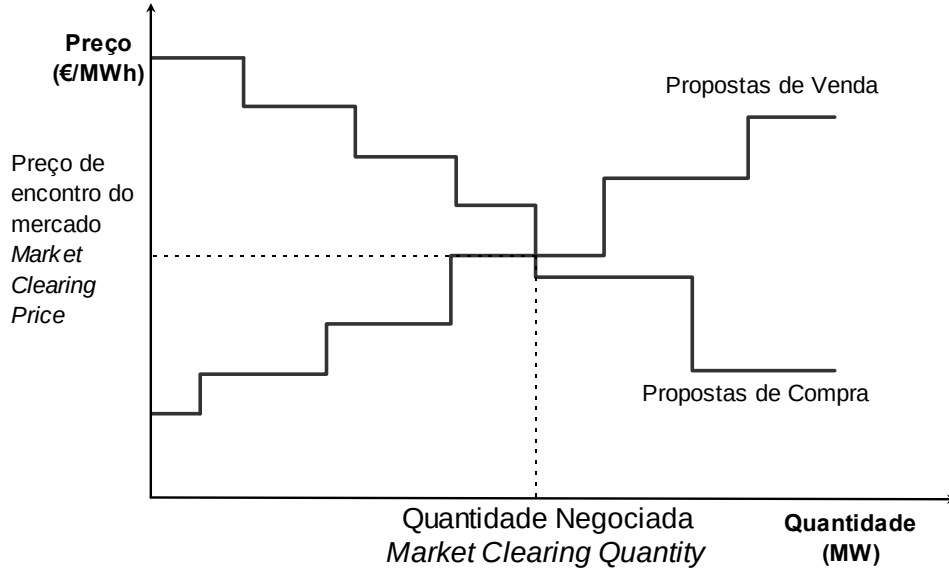


Figura 2.3 – Funcionamento de um *Pool* Simétrico [1].

No final do despacho, se este for tecnicamente viável, os geradores são pagos e as cargas pagam o denominado *Market Clearing Price* que corresponde ao preço de encontro do mercado e que corresponderá ao valor monetário que todas as unidades de produção despachadas receberão e que todas as unidades de carga despachadas pagarão. Os geradores que oferecerem acima desse preço e as cargas abaixo desse preço não serão despachados no mercado. Logo, pretende-se maximizar a área que corresponde à parte do gráfico onde as propostas de compra se situam acima das propostas de venda. Do ponto de vista matemático, este problema corresponde à formulação (2.1) a (2.4).

$$\max Z = \sum_{j=1}^{Nd} C_{dj}^C \cdot P_{dj} - \sum_{i=1}^{Ng} C_{gi}^V \cdot P_{gi} \quad (2.1)$$

$$\text{sujeito a } 0 \leq P_{dj} \leq P_{dj}^{máx} \quad (2.2)$$

$$0 \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{máx} \quad (2.3)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{gi} = \sum_{j=1}^{Nd} P_{dj} \quad (2.4)$$

Nesta formulação,

- C_{dj}^C custo de compra de uma unidade de potência associada à oferta j ;
- P_{dj} quantidade de potência comprada associada à oferta j ;
- C_{gi}^V custo de venda de uma unidade de potência associada à oferta i ;
- P_{gi} quantidade de potência vendida associada à oferta i ;
- Nd número de ofertas de compra;
- Ng número de ofertas de venda.

Este procedimento é realizado para cada intervalo de tempo desde que se tratem de Propostas Simples, isto é, propostas em que, para a mesma entidade, não há qualquer dependência temporal entre as propostas transmitidas ao Operador de Mercado. No caso de existirem Propostas Complexas, o processo de estabelecimento do Preço de Mercado é mais complicado uma vez que é necessário ter em consideração a existência de alguma dependência entre propostas apresentadas pela mesma entidade. Esta dependência pode ter origem no tempo de arranque demorado de grupos térmicos e que estão relacionados com o tempo da paragem anterior, com os tempos mínimos de paragem e funcionamento, com os limites de produção (máximos e mínimos), taxas de tomada e deslastre de carga, visto não ser possível variações rápidas da potência produzida pelo grupo, existência de diversas centrais hídricas no mesmo curso de água em que as albufeiras possuem pouca capacidade.

O modelo em *Pool* é particularmente adequado para operações a curto prazo e pode estimular o aparecimento de novos investimentos contribuindo para uma maior competitividade e consequente descida de preços. Funciona melhor se o número de agentes for elevado e se nenhum dominar uma parcela elevada de oferta ou procura. Trata-se de um modelo centralizado logo também pode ser alvo de uma desconfiança por parte dos produtores acerca dos métodos computacionais de alocação dos preços. Por outro lado, os preços definidos pelo *Pool* são muito voláteis visto que dependem dos custos marginais de curto prazo pelo que, o aumento da carga ou a saída de serviço de alguns grupos geradores (por avaria ou simples manutenção de uma máquina), obriga ao despacho de grupos mais caros.

2.3.1.2 Pool Assimétrico

Outra possibilidade de organizar os mercados corresponde ao modelo assimétrico. Neste caso, a carga é considerada inelástica, isto é, a carga submete-se ao preço de mercado associada à quantidade de energia na proposta da venda, pelo que, o objectivo neste mercado consiste em minimizar a área compreendida entre as propostas de venda e uma possível previsão de carga. Nestas condições, a formulação matemática correspondente é dada por (2.5) a (2.7).

$$\min Z = \sum_{i=1}^{Ng} C_{gi}^V \cdot P_{gi} \quad (2.5)$$

$$\text{subj } 0 \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{m\acute{a}x} \quad (2.6)$$

$$\sum_{i=1}^{Ng} P_{gi} = \sum_{j=1}^{Nd} P_{dj}^{prev} \quad (2.7)$$

Nesta formulação,

C_{gi}^V custo de venda de uma unidade de potência associada à oferta i ;

P_{gi} quantidade de potência vendida associada à oferta i ;

Ng número de ofertas de venda;

N_d número de ofertas de compra;

P_{dj}^{prev} quantidade de potência de compra prevista associada à oferta j.

Este modelo está associado à prática monopolista tradicional e os preços são fortemente influenciados pelas ofertas de venda, pelo nível de procura e pela ocorrência ou não de saída de serviço dos geradores. A Figura 2.4 mostra o aspecto da curva associada a este modelo onde se observa as propostas de venda e a previsão da carga para três períodos horários diferentes em que existem previsões de carga crescentes, Q_1 , Q_2 e Q_3 .

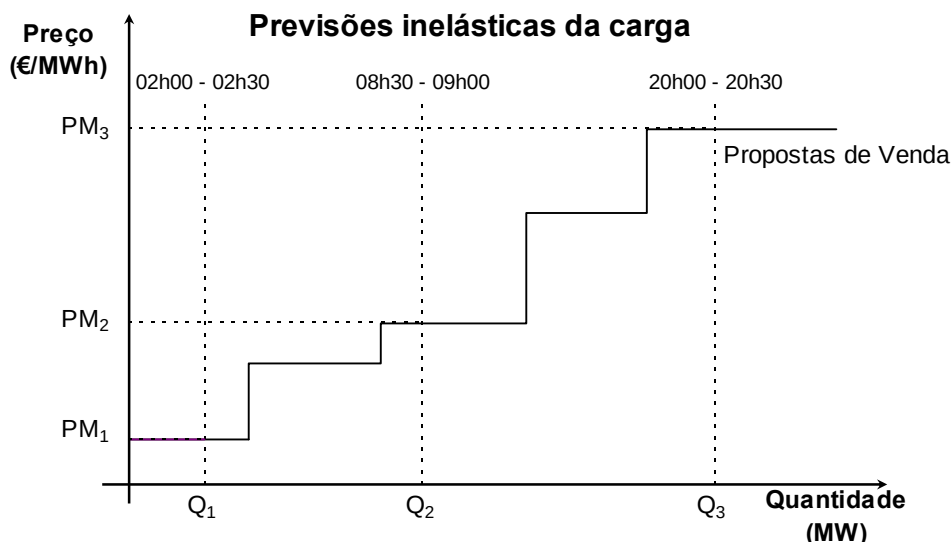


Figura 2.4 – Funcionamento de um *Pool* Assimétrico [1].

Estes modelos podem ainda ser definidos como Obrigatórios ou Voluntários. Um *Pool* obrigatório torna o Operador de Mercado numa superentidade que a faz actuar como intermediária financeira entre a totalidade da produção e do consumo. Nestas condições, em literatura inglesa este modelo é denominado de *Single Buyer*. Num *Pool* do tipo voluntário, os produtores, consumidores e clientes elegíveis têm a possibilidade de escolha entre apresentar as suas propostas neste mercado ou, então, transaccionar directamente entre si através de mecanismos denominados de contratos bilaterais.

2.3.2 Contratos Bilaterais

Conforme já foi referido, os contratos bilaterais resultam de um relacionamento directo entre as entidades produtoras, consumidores, clientes elegíveis e até distribuidores de forma a estabelecerem entre si contratos directos de compra e venda de energia eléctrica. Nestes contratos são definidas as condições de fornecimento, como o preço e a quantidade ao longo do período de contrato bem como a definição dos nós de injeção e de absorção.

No entanto, terão que se verificar sempre um conjunto de regras que impeçam a violação das restrições técnicas de operação e segurança do sistema eléctrico. Logo, estes contratos têm que ser comunicados ao Operador de Sistema, indicando as respectivas durações, valores de

potência a receber e/ou transmitir e potência prevista. É, assim, da responsabilidade do Operador do Sistema a validação técnica da operação dos sistemas eléctricos na presença de despachos do Operador de Mercado e de contratos bilaterais. Este tipo de contratos tem as suas desvantagens na medida em que envolve custos de negociação podendo existir algum risco de não cumprimento do contrato por parte de um dos intervenientes pelo que estes contratos envolvem, normalmente, condições de *back-up* de produção.

Os contratos referidos neste ponto são do tipo físico pois dão origem a fluxos energéticos no sistema. Pode ainda existir outro tipo de contrato designado por contratos de tipo financeiro. Um dos exemplos de contratos de tipo financeiro corresponde aos contratos às Diferenças, *Contracts for Differences*. Trata-se de contratos que se destinam a lidar com o risco associado à volatilidade dos preços de mercado em que o produtor e o consumidor acordam um preço alvo pagando/recebendo diferenças entre o preço alvo e o preço de mercado. Se o preço marginal estabelecido for menor do que o preço alvo acordado no contrato, o comercializador ou consumidor elegível pagam a diferença ao produtor. No caso contrário, se o preço marginal estabelecido for superior ao preço alvo, será o produtor a pagar a diferença ao comercializador ou cliente elegível. A Figura 2.5 ilustra este tipo de contrato financeiro.

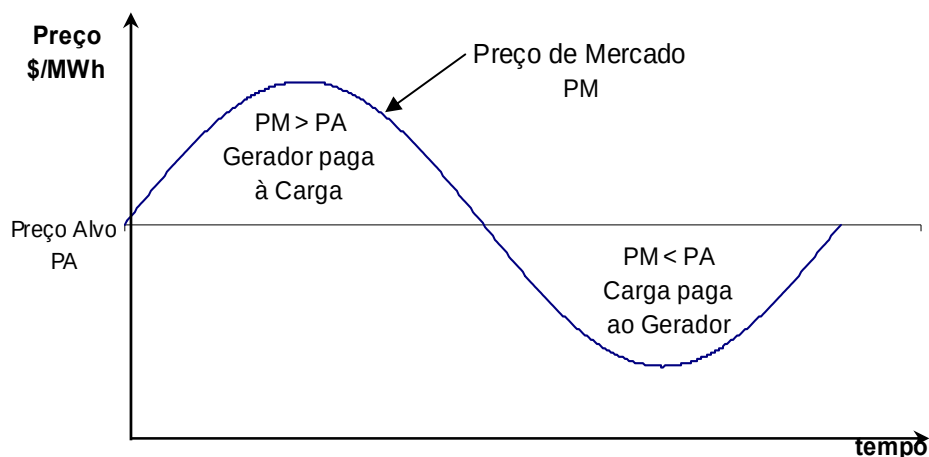


Figura 2.5 – Representação gráfica de um Contrato às Diferenças [1].

2.3.3 Modelos Mistos

Nos modelos mistos (ou híbridos) combinam-se os modelos referidos em 2.3.1 e 2.3.2. No modelo misto, o mercado em *Pool* é classificado como sendo voluntário, ou seja, não existe obrigatoriedade de todas as entidades produtoras, comercializadoras e consumidores elegíveis, apresentarem as respectivas propostas de venda e compra ao Operador de Mercado sendo permitido o estabelecimento de contratos bilaterais directamente entre si. O Operador de Mercado funciona assim como um intermediário financeiro entre estas entidades, mas neste caso, não tutela a totalidade da produção e do consumo. A validação técnica de todos os contratos e do despacho do *Pool* é efectuada pelo Operador do Sistema que deverá possuir toda a informação sobre o conjunto dos contratos bilaterais efectuados, e sobre o despacho do mercado. Um funcionamento equilibrado deste modelo leva à diminuição do risco e da incerteza

e volatilidade dos preços inerentes ao mercado em *Pool*. A Figura 2.6 representa este tipo de funcionamento.

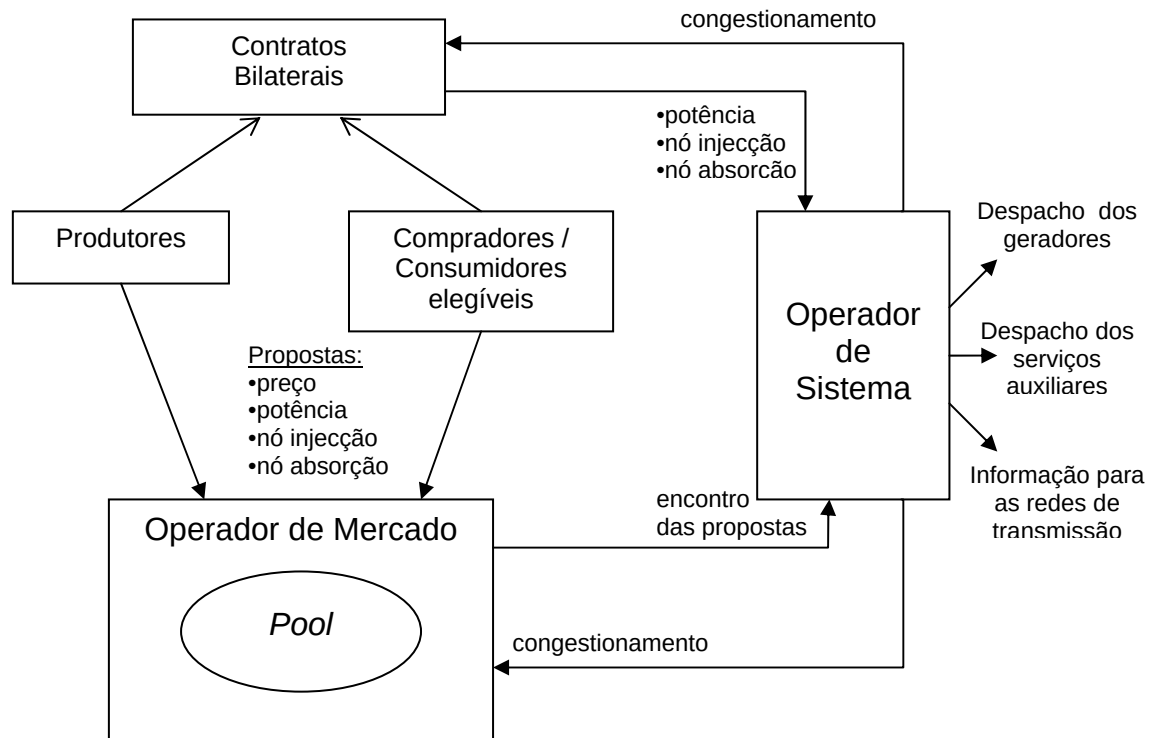


Figura 2.6 – Estrutura de um modelo misto: *Pool* + Contratos Bilaterais.

2.3.4 Mercado Intradiário

Uma vez validado e publicado o despacho por parte do Operador de Sistema, respeitante ao mercado diário, o Operador de Mercado inicia um conjunto de diferentes sessões de mercado intradiário, no qual diversos agentes poderão negociar os ajustes que desejam efectuar. De acordo com a implementação deste mecanismo em vigor no MIBEL, este mercado é caracterizado por ser um mercado voluntário de ajustes e nele podem participar todas as unidades do lado da produção. Do lado da carga somente podem participar os agentes que tenham participado na correspondente sessão do mercado diário ou efectuado um qualquer contrato bilateral nesse mesmo dia.

Capítulo 3

Aspectos Regulatórios

Estando o funcionamento do sector eléctrico assente nas redes de transporte, a sua liberalização pressupõe a existência de entidades reguladoras independentes do poder político, capazes de garantir o acesso não discriminatório a essas redes, promovendo os direitos dos consumidores e protegendo-os contra eventuais abusos de posição. É portanto, neste contexto de reestruturação do sector eléctrico, principalmente numa área de ambiente monopolista, que surge a actividade de regulação.

A regulação corresponde, assim, a uma actividade onde são estabelecidas regras para o exercício de uma determinada actividade com o objectivo de acompanhar o funcionamento das empresas reguladas, monitorizando e corrigindo, se necessário, o comportamento das empresas que actuem em regime de monopólio ou mercado imperfeito e motivando ou forçando os agentes envolvidos a adoptarem comportamentos mais adequados.

Esta actividade de regulação pode assim dirigir-se a duas grandes áreas: uma área onde uma entidade detém o poder total do mercado, nomeadamente exercendo um monopólio num sector específico; em contraposição existe uma outra área onde há competição mas esta é exercida de uma forma imperfeita devido às assimetrias de informação entre a actividade reguladora e as entidades reguladas ou à separação precária de áreas de uma actividade beneficiando de subsidiação cruzada. Tudo isto leva a que a regulação tenha a necessidade de estabelecer regras para o exercício destas actividades tentando forçar que as condições desse exercício permitam obter uma maior eficiência na alocação dos recursos. Como tal, toda a actividade de regulação deve ser transparente, eficiente, simples e estável contribuindo assim para a diminuição das fontes de incerteza, para a minimização de riscos, para a obtenção de um nível aceitável de qualidade de serviço fornecido pelas redes, para a realização de actividades relacionadas com a exploração e manutenção das redes e para assegurar a viabilização económica das empresas do sector eléctrico.

A selecção da forma regulatória a adoptar deverá ter em conta o sector a regular e as condições de eficiência económica e técnica que as companhias reguladas atingem ou apresentam num dado momento. Actualmente, em termos de qualidade de serviço, as companhias na área do transporte apresentam indicadores superiores do seu desempenho em relação às da distribuição. No entanto, hoje em dia, devido ao ambiente competitivo e às novas exigências relacionadas com a qualidade de serviço, fomenta-se um maior investimento na

distribuição em relação ao transporte. Porém, a estrutura do preço final da energia eléctrica revela que os custos associados à actividade de transporte são muito inferiores aos da actividade de distribuição. Deste modo, novos ganhos, em termos de diminuição do preço final da energia eléctrica poderão ser conseguidos mais facilmente através da melhoria da performance das companhias distribuidoras.

Existem diversas formas regulatórias que apresentam graus de adesão diferenciados a estes princípios e que deverão ser adoptados tendo em conta a área de actuação das companhias e a situação em que estas se encontram.

3.1 Tipos de Regulação

3.1.1 Custo de Serviço (CoS) / Taxa de Remuneração (RoR)

A regulação por Custo de Serviço (CoS) / Taxa de Remuneração (RoR) é efectuada avaliando todos os custos associados à actividade a assegurar pela entidade regulada, tendo esta a possibilidade de obter remunerações que lhe permitam cobrir os custos aprovados pelo órgão regulador. A equação (3.1) pode ser utilizada para descrever esta forma de regulação.

$$\sum_i p_i \cdot q_i = \sum_j \text{Custo}_j + r \cdot V_{act} \quad (3.1)$$

Nesta equação,

p_i	preço de venda de uma unidade de um determinado serviço i ;
q_i	número estimado de unidades a vender do serviço i num dado ano;
Custo_j	valor da parcela j dos custos a suportar pela empresa;
r	taxa de remuneração dos activos existentes considerada adequada e justa pelo regulador;
V_{act}	valor dos activos cuja remuneração foi aprovada.

Esta forma regulatória tem sido criticada pelo facto de, eventualmente, promover o sobreinvestimento ou o subinvestimento, dependendo do valor da taxa de remuneração r . Se este valor for muito superior ao custo de capital, o recurso a crédito revela-se compensador mesmo que o investimento a ser realizado não seja necessário. Se for inferior, induz-se uma diminuição dos investimentos. Outro factor negativo nesta forma de regulação é a existência, em geral, de assimetria de informação. Se o relacionamento entre as companhias reguladas e a entidade reguladora não for simples e claro, os exercícios regulatórios deste tipo poderão tornar-se complexos.

Em geral, a regulação por Custo de Serviço / Taxa de Remuneração apresenta-se mais adequada ao sector de transporte dadas as suas condições de alta eficiência. Portanto, não sendo necessários nem fáceis ganhos substanciais de eficiência, não se justifica a adopção de mecanismos regulatórios especificamente destinados a induzir comportamentos mais eficientes.

3.1.2 Regulação por incentivos

A actividade de distribuição, ao longo destes anos, foi alvo de investimentos inferiores aos dirigidos para o transporte originando uma diminuição na performance a nível técnico e económico. Esta pior performance significa que é nesta área que se devem tomar medidas para induzir comportamentos mais eficientes adoptando, assim, esquemas de regulação tarifária por incentivos.

A regulação por limites nos preços, *Price Caps*, realiza uma separação entre os preços de serviços e custos das entidades reguladas simulando com mais intensidade as condições de mercado. A adopção de um esquema de regulação tarifário deste tipo requer que a avaliação da situação das entidades a regular seja realizada de uma forma mais detalhada no ano inicial de cada período regulatório. É um esquema que apresenta maior risco para as entidades reguladas mas, em contrapartida, estas poderão obter maiores lucros se conseguirem responder de forma adequada aos incentivos transmitidos pela entidade reguladora no sentido de diminuírem os seus custos. A expressão (3.2) traduz a evolução do preço do produto ao longo do período regulatório.

$$P_{i,t} = P_{i,t-1} \left(1 + \frac{I - X}{100} \right) \pm Z \quad (3.2)$$

Nesta expressão,

$P_{i,t}$	preço unitário máximo a que é vendido o serviço i, no período t;
$P_{i,t-1}$	preço unitário máximo a que é vendido o serviço i, no período t-1;
I	taxa de inflação;
X	factor de eficiência;
Z	factor de ajuste.

Se o factor de eficiência X for positivo a companhia fica impedida de obter lucros excessivos permitindo transferir os seus ganhos de eficiência para os clientes. Se for negativo, significa que deverão ser realizados investimentos suplementares.

O factor de ajuste Z pode ser positivo ou negativo o que permite ajustar os preços se ocorrerem situações extraordinárias, imprevistas ou não controladas pela companhia e que afectam o seu desempenho. Alguns exemplos destas situações podem corresponder a variações não previstas dos custos de capital, a variações de vendas devido a factores climatéricos, a alterações nos preços dos combustíveis.

A regulação por limite nos proveitos, *Revenue Caps* requer igualmente o estudo das empresas reguladas no início de cada período regulatório de modo a identificar as variáveis que deverão ser adoptadas e incluídas na expressão dos proveitos a utilizar em cada ano do período regulatório em causa. A expressão (3.3) exemplifica este exercício.

$$R_t = (R_{t-1} + FM_t \cdot \Delta Mercado_t) \cdot \left(1 + \frac{I - X}{100} \right) \pm Z \quad (3.3)$$

Nesta equação,

R_t	proveito máximo permitido à entidade regulada no período t ;
R_{t-1}	proveito máximo permitido à entidade regulada no período $t-1$;
FM_t	Factor de ajuste que considera o impacto da variação das condições genéricas de mercado (energia veiculada, número de clientes servidos, por exemplo);
$\Delta Mercado_t$	variação prevista de elementos que constituem o mercado (energia, clientes);
I	taxa de inflação;
X	factor de eficiência;
Z	factor de ajuste.

A adopção de esquemas de regulação tarifária por custo de serviço / taxa de remuneração ou por incentivos, é normalmente acompanhado por diversos mecanismos complementares tais como: mecanismos de ajuste incremental e de partilha de lucros/perdas, caracterização da situação das entidades reguladas no ano inicial de um novo período regulatório, necessidade de aprovar e implementar regulamentação da qualidade de serviço.

3.2 Alocação de custos utilizando Métodos Embebidos

3.2.1 Aspectos Gerais

Depois de identificar os custos a remunerar devidos pelo uso das redes de transporte ou de distribuição de energia eléctrica e de se ter adoptado uma política de regulação tarifária, torna-se necessário realizar a alocação desses custos pelos diversos agentes utilizadores do sistema. Para o estabelecimento das tarifas de utilização da rede ou redes de transporte foram desenvolvidas diversas metodologias, sendo a maior parte delas destinadas a responder às questões levantadas pelos processos de reestruturação do sector eléctrico.

Os métodos de tipo embebido foram os primeiros a serem usados para remunerar as redes de transporte, inicialmente ainda pertencentes a empresas verticais, pelos serviços que prestaram aos seus utilizadores (normalmente as empresas vizinhas). Estes métodos [2] pretendem reflectir a forma como a rede é usada, sendo o seu objectivo principal alocar custos aos responsáveis por transacções, supondo que o mercado se encontra estruturado em termos destas mesmas transacções. A maior parte destes métodos teve origem nos EUA com o intuito de tarifar transacções *Wheeling*. Conforme a definição e a unidade de medida do uso da rede, podemos ter diversas variantes deste tipo de métodos que serão referidos nos pontos seguintes.

3.2.2 Métodos do tipo *Rolled In*

Estes métodos são caracterizados como sendo simples mas insuficientes na medida em que não cumprem determinados princípios nem critérios relacionados com as condições de exploração dos sistemas eléctricos [3].

3.2.2.1 Método do Selo do Correio

Neste método considera-se que todo o sistema eléctrico é afectado de um modo uniforme pela existência de uma dada transacção. Esta transacção é efectuada independentemente da localização dos pontos de injeção e consumo de energia eléctrica e da distância a que estas se encontram. Os custos são assim alocados de uma forma independente à distância e localização dos intervenientes. Trata-se de um método extremamente simples, no entanto, possui a desvantagem de não transmitir sinais geograficamente discriminados não induzindo, assim, uma melhoria das condições de operação das redes. Um caso particular deste método, é o método do Caminho da Transacção que aloca apenas os custos correspondentes a um conjunto de instalações electricamente contínuas formando um caminho que liga os pontos de injeção e de consumo de energia eléctrica.

3.2.2.2 Método das Participações Médias

Outro método do tipo *Rolled In* é o método das Participações Médias em que, conhecendo as injeções nodais (cargas e produção), procura-se estabelecer relações de proporcionalidade que explique os valores dos trânsitos de potência em cada ramo obtidos a partir da execução de um estudo de trânsito de potências. São utilizados Factores de Participação Média que se encontram detalhados em [4].

3.2.2.3 Conclusão

No que se refere aos métodos de tipo *Rolled In*, estes revelam-se de uma aplicação muito simples e podem caracterizar-se pela transparência da sua utilização. No entanto, estes métodos não alocam custos de uma forma justa pelos vários utilizadores das redes ou pelas diversas transacções, isto é, não tem em conta a forma como o sistema eléctrico é utilizada pelos diversos agentes.

3.2.3 Métodos baseados em Estudos de Trânsito de Potências

Os métodos que iremos abordar ao longo desta secção baseiam-se em resultados de estudos de trânsito de potências. Estes métodos adoptam o modelo DC para modelizar as condições de exploração do sistema de transmissão e para obter os valores de coeficientes que indiquem a forma como cada transacção contribui para o valor do trânsito de potência em cada ramo.

3.2.3.1 Método do MW.milha

O método do *MW.Milha* [5] é mais robusto e viável que o método do Selo do Correio porque não só considera o valor do trânsito de potências como valoriza também a distância entre os pontos de injeção e os de absorção. Dentro deste método existem duas variantes, uma baseada na distância e outra nos resultados de um estudo de trânsito de potências. A principal desvantagem dos métodos do tipo *MW.milha* em geral, incluindo variantes, é que embora sejam

métodos bem adaptados para sistemas de contratos bilaterais físicos, não se adequam a sistemas baseados em mercados centralizados do tipo *Pool*.

O método *MW.Milha* baseado na distância foi proposto como uma forma tecnicamente mais robusta de se alocar os custos de transmissão, onde os encargos de cada agente são calculados com base nos montantes de procura contratados e na distância física entre os agentes. A principal vantagem desse método é a sua simplicidade de cálculo aliada à tentativa de incorporar o uso da rede de transmissão a partir da distância física dos agentes envolvidos. No entanto, esses cálculos são feitos de forma muito simples, uma vez que a distância não reflecte de forma adequada o uso efectivo da rede.

Trata-se de um método simples e com grande aplicação favorecendo as transacções que utilizam menos rede. Contudo, não permitem favorecer sinais económicos correctos aos participantes no mercado pois não tem em conta a forma de como os sistemas eléctricos operam.

O método baseado em estudos de trânsito de potências pretende eliminar alguns inconvenientes dos métodos anteriores e procura reflectir as condições reais da rede de transmissão através de análises do trânsito de potência. Neste método, a alocação dos custos é realizada de forma proporcional à utilização da rede tendo em conta o número de *MW.milha* utilizado.

3.2.3.2 Método do Módulo ou do Uso

Este método é semelhante ao método descrito no ponto anterior, como já salientado, a principal vantagem desse método é a recuperação de todos os custos da rede. No entanto, este tipo de tratamento pode introduzir erros levando a uma remuneração superior ao pretendido caso haja fluxos de potência contrários ao fluxo dominante.

3.2.3.3 Método do Zero Counterflow

O método *Zero Counterflow* procura levar em consideração transacções que sejam benéficas sob o ponto de vista do uso da rede. Dessa maneira, transacções que resultem em fluxos no sentido oposto ao fluxo total de cada circuito, ou seja, contrafluxos, não são contabilizadas, pois as transacções associadas a contribuições deste tipo contribuem para aumentar a eficiência da utilização do sistema de transmissão, não sendo assim tarifadas.

Este método tem como principal vantagem transmitir aos agentes (produtores e consumidores) um sinal da maior ou menor conveniência de se interligarem com a rede em determinado nó. A sua desvantagem está associada à possível descontinuidade e volatilidade das tarifas, isto é, no caso de um sistema pouco carregado ou com poucas transacções, o sentido é alterado com alguma facilidade. Neste caso, as transacções que não estavam a ser tarifadas podem passar a estar sujeitas a uma tarifa.

3.2.3.4 Método do Fluxo Dominante

Esta metodologia baseia-se na junção dos métodos apontados em 3.2.3.2 e 3.2.3.3, com o intuito de aproveitar as suas vantagens e diminuir o impacto de alguns dos seus inconvenientes.

3.3 Métodos Incrementais

3.3.1 Aspectos Gerais

Estes métodos pretendem avaliar, total ou parcialmente os custos do impacto provocado na rede para acomodar uma transacção e imputar-lhe directamente os respectivos custos. Estas metodologias de cálculo são muitas vezes aplicadas no âmbito dos métodos mistos (embebidos/incrementais).

Os conceitos de natureza incremental contribuem para aumentar a eficiência e racionalidade económica da utilização das redes de transmissão e para fornecer sinais destinados a melhorar a utilização dos sistemas, uma vez que consideram o factor geográfico e o sentido dos fluxos de potência nos cálculos das tarifas. No entanto, têm sido apontadas deficiências e dificuldades na aplicação de metodologias de tarifação do tipo incremental. O acréscimo de complexidade na alocação de custos inerentes a cada transacção ocorre de forma mais evidente se o número de transacções presentes for elevado. Dado o carácter não linear dos sistemas eléctricos, a ordem segundo a qual são consideradas as transacções ou agentes para calcular os respectivos custos incrementais, influencia a alocação dos custos podendo introduzir um carácter discriminatório no processo.

3.3.2 Métodos Incrementais de Curto Prazo

Os custos incrementais de curto prazo, *Short Run Incremental Costs*, pretendem avaliar o impacto de uma transacção nos custos de exploração e operação das redes. Para o cálculo destes custos recorre-se ao despacho óptimo da rede, OPF *Optimal Power Flow*, antes e depois de acomodar a transacção, no qual são consideradas todas as restrições, incluindo as de segurança estática e dinâmica, tanto da rede como do sistema produtor. O custo incremental associado a essa transacção corresponde à diferença entre os custos obtidos na presença e na ausência dessa transacção.

3.3.3 Métodos Incrementais de Longo Prazo

Ao contrário dos custos incrementais de curto prazo, os custos incrementais de longo prazo, *Long Run Incremental Costs*, estão associados a uma avaliação dos custos de investimento na expansão da rede e dos custos de operação a longo prazo. A avaliação dos custos terá em conta o seu efeito a longo prazo no planeamento de toda a rede. Este método está assim associado a um problema de optimização que identifique a expansão óptima da rede para alterações da carga, em diferentes nós do sistema e para diversos cenários de evolução da previsão da carga.

3.3.4 Áreas de Influência

Esta metodologia procura afectar o tarifário a aplicar aos utilizadores de uma rede, com base na quantificação do uso que fazem de um corredor ou de uma linha, para o período de aplicação

do tarifário que é de, normalmente, um ano. O método seguido consiste em calcular o impacto do utilizador em causa, quando a sua potência varia de uma unidade, para um cenário concreto, considerando a sua duração.

3.3.5 Factores de benefício

Este método baseia-se na quantificação do benefício económico proporcionado por um componente do sistema aos seus utilizadores. Esta medida não é um valor absoluto, mas corresponde ao diferencial entre duas situações avaliadas estando o componente presente ou não. A metodologia de cálculo parte sempre de duas simulações, em que se introduz e retira uma linha ou corredor do sistema, medindo-se o lucro ou benefício que esta proporciona a um agente. Estas simulações deverão ser efectuadas para o período de vigência do tarifário, normalmente um ano. Para a contabilização deste lucro podem ser adoptadas diferentes metodologias, caso se trate de geradores ou consumidores. Assim, para uma entidade produtora, o seu benefício corresponde ao diferencial entre os rendimentos considerando e não considerando as novas instalações. Para uma entidade consumidora o benefício corresponde à redução dos encargos totais associados aos seus consumos comparando as situações em que as novas instalações estão e não estão presentes.

3.4 Métodos de tipo Marginal

3.4.1 Aspectos Gerais

Os métodos deste tipo permitem calcular preços marginais de curto prazo, “*SRMP – Short Run Marginal Prices*”, correspondendo a preços por MWh, injectado ou recebido para cada barramento do sistema [6]. Estes preços devem reflectir os custos de produção bem como diversos outros aspectos de funcionamento dos sistemas eléctricos. A aplicação destes princípios a uma Rede de Transmissão origina preços diferentes para cada nó reflectindo perdas e congestionamentos. Os *SRMP* podem ser calculados por programas de optimização [7], com base em preços duais. Estes podem ser depois subdivididos numa componente associada aos custos da transmissão (perdas e congestionamentos) e outra associada ao sistema produtor. Então, aos geradores seriam pagos ao valor do *SRMP* do nó de ligação e todas as cargas pagariam o *SRMP* do seu nó de ligação.

Os problemas associados a estas abordagens resultam de a Rede de Transmissão ser paga com preços que dependem da produção. A título de exemplo, uma rede de transmissão instalada num país com um sistema produtor predominantemente hídrico teria uma baixa remuneração devido aos seus baixos custos marginais. Em contrapartida, essa mesma rede, se fosse instalada num país com um sistema produtor térmico, poderia ver a sua remuneração mais elevada.

Por outro lado, existem igualmente métodos que se baseiam em preços marginais de longo prazo, *LRMP – Long Run Marginal Prices*, no qual estão associados aos preços de exploração da rede, custos de investimento e custos de equipamentos de transmissão a longo prazo. Estas metodologias revelam-se, em geral, mais complexas dada a natureza combinatória e discreta dos problemas associados.

3.4.2 Métodos de cálculo de Preços Nodais

O conceito de preço de preço marginal nodal foi apresentado pela primeira vez, em 1982, na publicação [8], tendo por objectivo obter uma melhor compreensão de vários aspectos relacionados com as redes de energia, desde as perdas na transmissão, congestionamentos até a qualidade de fornecimento de energia na rede. Ao longo dos anos, diversos investigadores foram estudando as redes de transporte, mais em concreto, aspectos que se relacionam com o cálculo dos preços marginais de modo a aplicá-los na tarifação do uso das redes de transporte. O programa JUANAC foi concebido por alguns investigadores, no qual se destacam, Rivier e Perez-Arriaga, com o objectivo de calcular os preços marginais nodais de uma rede eléctrica. Na publicação [9] apontam-se as características principais de uma primeira versão deste programa. Em seguida, estes autores publicaram outro artigo [7], em que decompõem os preços marginais em vários componentes e realizam, também, o seu cálculo de modo a serem identificados todos os custos associados ao uso das redes.

Os preços marginais nodais de uma rede de transporte são normalmente obtidos utilizando o modelo DC sendo, assim, permitida uma adaptação no modelo de forma a obter uma estimativa das perdas nos ramos da rede de transmissão.

Para efectuar o cálculo de preços marginais nodais, é necessário incluir uma estimativa da potência activa de perdas no sistema de transporte. Para este efeito, os pontos seguintes detalham o “Modelo A” e o “Modelo B” que permitem considerar esta estimativa.

3.4.2.1 Modelo A

Em relação ao **Modelo A** pretende-se aproximar a potência activa de perdas em cada ramo do sistema de transmissão, devido à inclusão de uma estimativa da potência de perdas. Uma forma eficaz de resolver este problema consiste em recorrer a uma resolução iterada de diversos problemas de programação linear sendo, no final de cada um deles, estimada a potência de perdas em cada ramo. De salientar que o final de cada iteração corresponde à resolução de um problema de despacho óptimo. A Figura 3.1 ilustra o algoritmo do processo iterativo em questão.

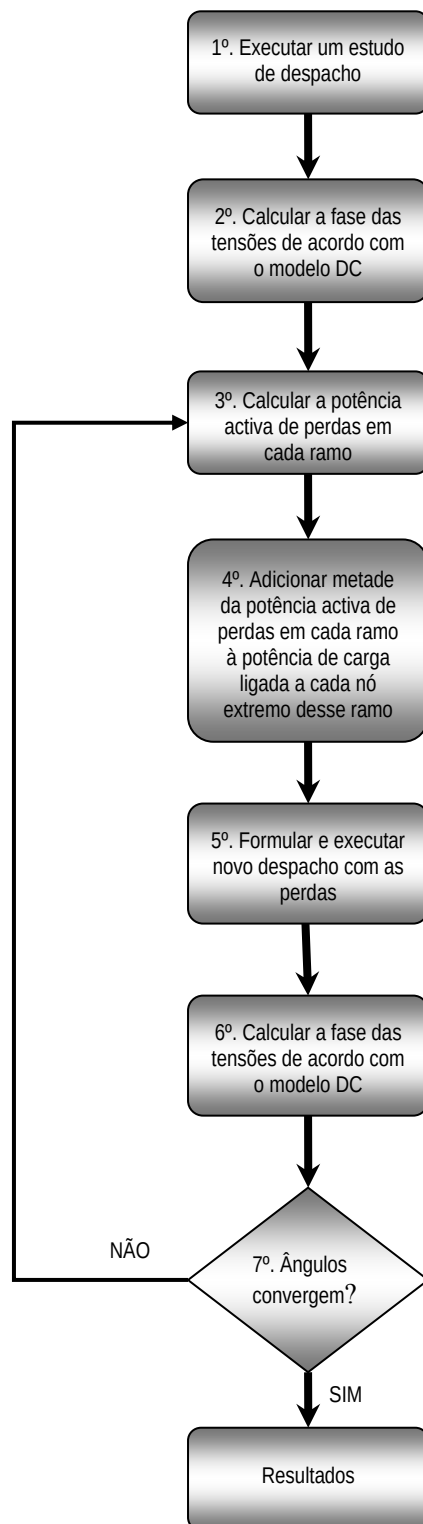


Figura 3.1 – Algoritmo do modelo A.

Este processo é eficaz e rápido visto que converge em poucas iterações. A nível de restrições, este modelo não inclui informação relativa aos trânsitos de potência reactiva [10], aos problemas associados à regulação de tensão e a incertezas associadas às injeções nos nós da rede ou a contingências, pelo que se obtêm apenas preços marginais de energia activa. Este modelo pode assim ser formulado pelas expressões (3.4) a (3.8).

$$\min Z = \sum c_k P g_k + M \sum P c t_k \quad (3.4)$$

$$\text{su}j \sum P g_k + \sum P c t_k = \sum P l_k \quad (3.5)$$

$$P g_k^{\min} \leq P g_k \leq P g_k^{\max} \quad (3.6)$$

$$0 \leq P c t_k \leq P l_k \quad (3.7)$$

$$P_b^{\min} \leq \sum a_{bk} \cdot (P g_k + P c t_k - P l_k) \leq P_b^{\max} \quad (3.8)$$

Nesta formulação,

c_k	custo de produção do gerador instalado no nó k;
$P g_k$	produção no nó k;
M	penalização pelo corte de carga;
$P c t_k$	potência cortada no nó k;
$P l_k$	potência de carga ligada ao nó k;
a_{bk}	coeficiente de sensibilidade do modelo DC referente ao ramo b, nó k;
$P g_k^{\min}$ e $P g_k^{\max}$	limites dos geradores;
$P_b^{\min}$ e $P_b^{\max}$	limites de trânsito de potência no ramo b.

Fazendo uso da estimativa da potência activa de perdas, obtido pela expressão (3.9), pode-se então calcular o preço marginal num nó utilizando as variáveis duais do problema de optimização e que são obtidas quando este é executado pela última vez.

$$Perdas_b = 2 \cdot g_b (1 - \cos \theta_b) \quad (3.9)$$

Nesta expressão,

g_b	condutância no ramo b;
θ_b	diferença entre as fases das tensões nos nós extremos do ramo b.

Para estabelecer a expressão do preço marginal (3.10) num mesmo nó em função das variáveis duais deste problema, temos de investigar o impacto na função objectivo da alteração de uma unidade da potência de carga neste mesmo nó. Considera-se então as restrições do problema, nomeadamente restrições de igualdade, restrições de limite de produção, restrições de limite de potência cortada, restrições de limite máximo e mínimo do trânsito de potências num ramo [11] obtendo-se então a expressão (3.10).

$$\rho_{ik} = \gamma_i + \gamma_i \cdot \frac{\partial Perdas_i}{\partial P_{lik}} + \sum_b \mu_{bi} \cdot \frac{\partial P_{bi}}{\partial P_{lik}} + \sigma_{ik} \quad (3.10)$$

Nesta expressão,

ρ_{ik}	preço marginal nodal no nó k para um cenário i;
γ_i	variável dual da equação de equilíbrio entre potências activas produzidas, de carga e perdas;
P_{lik}	potência de carga activa no nó k para o cenário i;
P_{bi}	trânsito de potência activa no ramo b, no cenário i;
μ_{bi}	variável dual da restrição de limite do ramo b para o cenário i;
σ_{ik}	variável dual da restrição de limite da potência de corte de carga no nó k para o cenário i;
$Perdas_i$	perdas activas em todos os nós para o cenário i.

A variação da potência activa de perdas é, neste modelo, tratada de forma igual a uma modificação da potência de carga. O impacto de uma alteração de uma unidade de potência de carga na função objectivo é contabilizada em termos da variável dual γ .

Os preços marginais nodais assim obtidos dependem do nó seleccionado para referência. Esta situação resulta do facto deste modelo incluir uma equação global de equilíbrio e do cálculo da variação marginal das perdas exigir a utilização de elementos da inversa da matriz B. Esta variação marginal é depois valorizada ao preço γ , que corresponde ao preço marginal no nó de referência. Para a obtenção dos preços independentemente do nó seleccionado para referência, deveria-se ter o cuidado de fazer coincidir este mesmo nó com aquele em que se encontra ligado o gerador marginal, sendo esta coincidência nem sempre fácil ou possível de garantir. De qualquer forma, a experiência tem mostrado que este aspecto, se bem que relevante do ponto de vista conceptual, é pouco importante na prática dada a pequena influência das perdas nos preços marginais.

3.4.2.2 Modelo B

Em relação ao **Modelo B**, é em primeiro lugar executado um estudo de despacho óptimo na ausência de qualquer estimativa de perdas e utilizando assim o ponto de funcionamento obtido para determinar uma expressão linearizada da potência activa de perdas em cada ramo em função da fase das tensões nos nós extremos. A expressão linearizada assim obtida é utilizada para modificar as equações de equilíbrio nodais incluídas na formulação, após o que é resolvido um novo problema de despacho. De salientar que nesta formulação as fases das tensões correspondem a variáveis de decisão do problema ao contrário do que sucede na formulação anterior em que elas estão presentes de forma implícita.

Neste modelo, tal como no Modelo A, metade da potência activa de perdas em cada ramo é adicionada à potência de carga em cada um dos nós extremos desse ramo. De referir que neste modelo os trânsitos de potência activa são calculados explicitamente em função da fase das tensões visto que, neste modelo, estas são as variáveis de decisão do problema. Este processo é bastante eficaz e adicionalmente é um processo rápido visto que converge em poucas iterações.

O algoritmo e a formulação matemática deste modelo serão abordados com mais detalhe no capítulo seguinte, uma vez que foi o modelo adoptado para realizar o estudo proposto neste trabalho.

3.4.3 Remuneração Marginal

Após serem calculados os preços marginais em cada nó, surge assim a questão de saber como remunerar a rede aplicando os preços marginais. Admitindo que os geradores são pagos e as cargas pagam os preços marginais nos nós em que estão ligados, a remuneração obtida por via marginal no cenário i é obtida pela expressão (3.11).

$$RM_i = \sum_k \rho_{ik} (Pl_{ik} - Pg_{ik}) \quad (3.11)$$

Nesta expressão temos que,

- RM_i remuneração obtida por via da aplicação dos preços marginais nodais de curto prazo para o cenário i ;
- ρ_{ik} preço marginal no nó k para o cenário i ;
- Pl_{ik} potência de carga ligada ao nó k para o cenário i ;
- Pg_{ik} potência gerada no nó k para o cenário i .

De uma forma geral, a utilização de diversos modelos de optimização indica que o custo marginal no nó k possui diversos componentes que se podem agrupar numa parcela associada aos custos de produção γ_i , e numa outra associada à ineficiência do sistema de transporte η_{ik} , nomeadamente devido a perdas e congestionamentos como é visível na expressão (3.12).

$$\rho_{ik} = \gamma_i + \eta_{ik} \quad (3.12)$$

A primeira parcela reflecte, assim, a variação da função custo de produção devida a uma variação de carga ligada ao nó de referência e a segunda parcela explica as variações dos preços marginais nodais em relação ao preço obtido para o nó de referência.

Aceitando que cada carga paga e cada gerador é pago ao preço marginal ρ_{ik} , a expressão anterior indica que existe um excesso de remuneração RM_i dado que, tipicamente, η_{ik} é positivo em zonas de predomínio de cargas e é negativo em zonas em que há predomínio de produção. Isto mostra a vantagem que, do ponto de vista estritamente marginal, advém de uma rede se encontrar numa situação de congestionamento e ilustra o efeito perverso causado se a remuneração de uma empresa de transporte fosse unicamente por este via. Tarifas puramente marginalistas teriam o efeito perverso de incentivar o sub-investimento, o que obviamente não é desejável.

No entanto, a remuneração obtida por via marginal não permite recuperar todos os custos associados à exploração e muito menos os necessários à expansão. Este facto é explicado porque os preços marginais referidos são de curto prazo não integrando os custos de investimento. Além disso, a remuneração da rede seria determinada pela política de despacho e por custos da produção. Para resolver o problema que resulta da impossibilidade de aplicar

unicamente tarifas marginais no cálculo da remuneração da rede utilizam-se, geralmente, métodos do tipo embebido para a complementar.

Tendo em conta todos estes factores, sabe-se que não existem sistemas remuneratórios unicamente do tipo marginalista existindo, no entanto, sistemas em que são incluídas parcelas do tipo marginalista, já que permitem a recuperação de uma parte dos custos e permitem transmitir sinais económicos aos utilizadores do sistema no sentido de obter uma maior eficiência.

Considerando a existência de diversos cenários de produção/carga, a remuneração pode ser obtida considerando que as potências de carga e produção têm uma base horária, sendo o valor obtido pela expressão (3.11).

A expressão (3.13) traduz a remuneração em cada cenário RM_i e é obtida pelo produto do valor da remuneração pelo seu tempo de duração, T_i .

$$RM_i = T_i \sum_k \rho_{ik} (Pl_{ik} - Pg_{ik}) \quad (3.13)$$

Nesta formulação,

- RM_i remuneração obtida por via da aplicação dos preços marginais nodais de curto prazo para o cenário i ;
- T_i duração do cenário i ;
- ρ_{ik} preço marginal no nó k para o cenário i ;
- Pl_{ik} potência de carga ligada ao nó k para o cenário i ;
- Pg_{ik} potência gerada no nó k para o cenário i .

O somatório das remunerações obtidas para cada cenário traduz a remuneração anual RM , associada à expressão (3.14).

$$RM = \sum_{i=1}^{N_c} RM_i = \sum_{i=1}^{N_c} T_i \sum_k \rho_{ik} (Pl_{ik} - Pg_{ik}) \quad (3.14)$$

Nesta formulação,

- RM Remuneração Anual;
- RM_i remuneração obtida por via da aplicação dos preços marginais nodais de curto prazo para o cenário i ;
- N_c número total de cenários;
- T_i duração do cenário i ;
- ρ_{ik} preço marginal no nó k para o cenário i ;
- Pl_{ik} potência de carga ligada ao nó k para o cenário i ;
- Pg_{ik} potência gerada no nó k para o cenário i .

Capítulo 4

Metodologia Implementada

No período anterior à liberalização do sector eléctrico, as actividades de planeamento da operação eram realizadas de forma centralizada. O objectivo do operador, tendo em conta que conhecia os custos das centrais disponíveis, era de minimizar os custos de operação mantendo um elevado nível de segurança e fiabilidade e cumprindo todas as restrições. Com a reestruturação do sector, os consumidores podem escolher livremente os seus fornecedores, criando-se um ambiente de concorrência entre as empresas produtoras. Estas redireccionam agora os seus objectivos restringindo-se aos preços de mercado.

Neste capítulo apresentar-se-á de forma detalhada o modelo matemático de cálculo dos preços marginais nodais de curto prazo, adoptando uma das formulações baseadas no modelo DC. A implementação computacional será efectuada através da função *linprog* do *Matlab* na qual recorre a métodos lineares para resolver problemas de programação. Os parâmetros de optimização utilizados para obter os resultados serão descritos no final deste capítulo.

4.1 Modelização do Problema de Despacho

Para formular o problema de optimização de forma a determinar a potência gerada por cada gerador, implementou-se o modelo geralmente designado como **Modelo B**.

O algoritmo deste modelo visa a execução de um estudo de despacho óptimo na ausência de qualquer estimativa de perdas. Em seguida, utilizando o ponto de funcionamento obtido, é determinada uma aproximação linear da potência activa de perdas em cada ramo (em função da fase das tensões nos nós extremos). A expressão linearizada assim obtida é utilizada para modificar as equações de equilíbrio nodais incluídas na formulação, resolvendo-se em seguida um novo problema de despacho.

Considerando que no final de um estudo de despacho se obtêm os valores das fases das tensões θ_k para cada nó k , pode-se formular a expressão linearizada (4.1) que aproxima a potência activa de perdas num ramo b com nós extremos m e n .

$$Perdas_{mn} \approx CL_{mn}^1 + CL_{mn}^2 \cdot \theta_{mn} \quad (4.1)$$

Os coeficientes CL^1 e CL^2 são dados por (4.2) e (4.3) e são calculados a partir das fases das tensões referentes a um ponto de operação P de operação do sistema que corresponde aos valores obtidos no despacho anterior.

$$CL_{mn}^1 = Perdas_{mn}^P - declive_{mn}^P \quad (4.2)$$

$$CL_{mn}^2 = declive_{mn}^P \quad (4.3)$$

$$Perdas_{mn} = 2.g_{mn}(1 - \cos(\theta_m - \theta_n)) \quad (4.4)$$

$$declive_{mn} = 2.g_{mn} \cdot \sin \theta_{mn}^P \quad (4.5)$$

Nestas expressões, g_{mn} representa a condutância no ramo mn, o índice P designa os valores correspondentes ao estudo de despacho óptimo anterior e θ_{mn} representa a diferença entre as fases das tensões nos nós m e n.

No final de cada iteração, que corresponde à resolução de um problema de despacho óptimo, metade da potência activa de perdas em cada ramo é adicionada à potência de carga especificada para cada um dos nós extremos desse ramo, obtendo-se a formulação (4.6) a (4.10).

$$\min Z = \sum c_k P g_k + M \sum P c t_k \quad (4.6)$$

$$\text{subj } P g_k + P c t_k - \sum_m B_{km} \theta_m - \sum_m \frac{CL_{kj}^2}{2} \theta_{kj} = P l_k + \sum \left(\frac{CL_{kj}^1}{2} \right) \quad (4.7)$$

$$P g_k^{\min} \leq P g_k \leq P g_k^{\max} \quad (4.8)$$

$$0 \leq P c t_k \leq P l_k \quad (4.9)$$

$$P_{mn}^{\min} \leq \frac{\theta_{mn}}{x_{mn}} \leq P_{mn}^{\max} \quad (4.10)$$

O significado das variáveis e dos coeficientes utilizados é o seguinte:

c_k	custo de produção do gerador instalado no nó k;
$P g_k$	produção no nó k;
M	penalização pelo corte de carga;
$P c t_k$	potência cortada no nó k;
$P l_k$	potência de carga ligada ao nó k;
B_{km}	elemento que corresponde à linha k/coluna m da matriz B do modelo DC;

Metodologia Implementada

$Pg_k^{\min}$ e $Pg_k^{\max}$ limites dos geradores;
 $P_{mn}^{\min}$ e $P_{mn}^{\max}$ limites de trânsito de potência no ramo mn.

Nesta formulação, as restrições (4.7) representam as equações de equilíbrio nodais que recorrem a elementos da matriz B do modelo DC, (4.8) e (4.9) impõem os limites de produção dos geradores e das potências cortadas em cada nó e (4.10) impõe limites aos trânsitos de potência activa em cada ramo do sistema em função da fase das tensões.

Salienta-se o facto de, neste modelo, as fases das tensões serem variáveis de decisão do problema. Isto leva a que, para efeitos de formulação do problema através da função *linprog* do *Matlab*, seja acrescentada à função objectivo (4.6) uma parcela referente às mesmas associadas a um custo zero.

$$Z = \sum c_k Pg_k + M \sum Pct_k + 0 \sum \theta_k \quad (4.11)$$

Uma vez repartida a potência activa de perdas de cada ramo e adicionada à potência de carga especificada para cada um dos nós extremos desse ramo, esta alteração nas cargas obriga à resolução de um novo problema de despacho óptimo de modo a ajustar a produção e obter novos valores para as fases das tensões. Define-se assim um processo iterativo que se encontra detalhado no algoritmo da Figura 4.1.

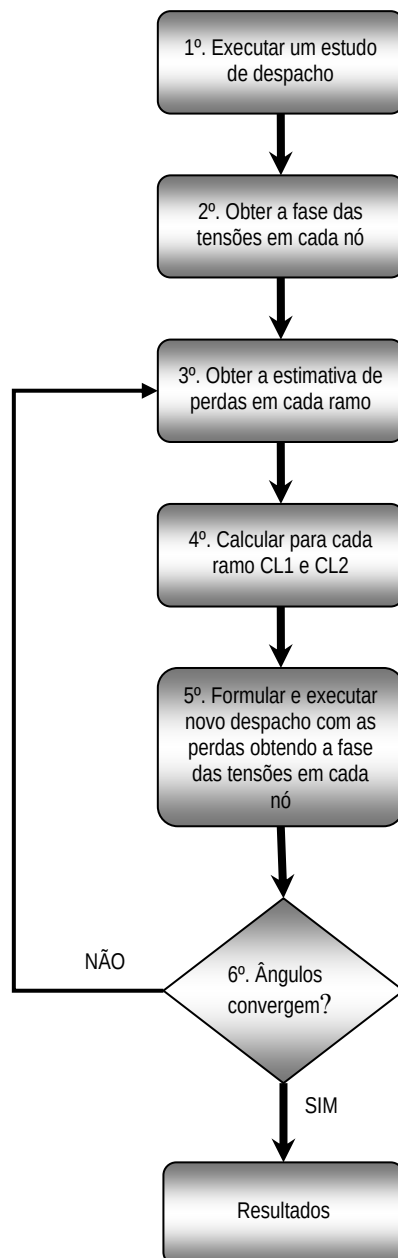


Figura 4.1 – Algoritmo do modelo B.

O algoritmo termina quando, para todos os nós, a diferença entre a fase das tensões em duas iterações sucessivas for inferior a uma tolerância especificada. Caso esta condição não se verifique, regressa-se ao passo 3.

Este modelo não requer a inversão da matriz das admitâncias do modelo DC (o que é uma vantagem em relação ao modelo A) e, como tal, não depende da escolha do nó de referência. Isto porque na formulação do modelo B existem tantas equações (4.7) quanto o número de nós do sistema.

A desvantagem deste modelo reside no facto de, no final, não ser possível obter separadamente as componentes que constituem o preço marginal de curto prazo, tal como foi mostrado na equação (3.10) referente ao Modelo A.

Para este modelo, o impacto na função objectivo, se ocorrer uma variação na carga num nó k , decorre apenas das variáveis duais das restrições (4.7) e (4.9) relacionadas com esse nó. Somente nestas duas restrições se verifica que o incremento de uma unidade da potência de carga no nó k origina directamente o incremento de uma unidade de carga nessas restrições que, por outro lado, figuram apenas nos termos independentes das restrições.

Nestas condições, sendo γ_{ik} e σ_{ik} as variáveis duais das restrições (4.7) e (4.9) referentes ao nó k , o preço marginal de curto prazo nesse nó, num cenário i , é dado pela expressão (4.12).

$$\rho_{ik} = \frac{\partial Z}{\partial Pl_{ik}} = \gamma_{ik} + \sigma_{ik} \quad (4.12)$$

Nesta expressão,

$\frac{\partial Z}{\partial Pl_{ik}}$	variação do valor da função objectivo Z se ocorrer uma variação da carga ligada ao nó k , no cenário i ;
Pl_{ik}	carga no nó k , no cenário i ;
γ_{ik}	variável dual da equação de equilíbrio de potências no nó k , no cenário i ;
σ_{ik}	variável dual da restrição de limite da potência de corte em cada nó, no cenário i .

4.2 Dados

A aplicação de cálculo computacional utilizado neste trabalho foi desenvolvida em *Matlab* e é constituído por um ficheiro de entrada de dados que engloba os componentes técnicos de uma rede eléctrica, nomeadamente: linhas, geradores e cargas. Assim, o primeiro passo a completar consiste em preencher os dados técnicos necessários para construir a rede que se pretende analisar.

4.2.1 Ramos

Para a definição dos dados dos ramos são solicitadas as seguintes características:

- Nó origem de cada ramo;
- Nó destino de cada ramo;
- Valor da resistência de cada ramo, em p.u.;
- Valor da reactância de cada ramo, em p.u.;
- Valor máximo do trânsito de potência activa em cada ramo, em MW.

A aplicação desenvolvida não contempla a existência de dados específicos de transformadores sendo estes tratados como ramos com resistência nula.

4.2.2 Geradores

Para caracterizar os geradores são solicitados os seguintes dados:

- Nó de ligação de cada grupo produtor;
- Custo unitário de produção, em €/MWh;
- Valor mínimo da potência activa gerada em cada grupo produtor, em MW;
- Valor máximo da potência activa gerada em cada grupo produtor, em MW.

4.2.3 Cargas

Por fim, para caracterizar as cargas são solicitados os seguintes dados:

- Nó de ligação de cada carga;
- Valor da carga, em MW;
- Valor da penalização caso ocorra corte de carga.

4.3 Formulação do Problema

4.3.1 Aspectos Gerais

Depois de realizada a leitura dos dados, é necessário proceder à construção da matriz B. Para a construção desta matriz são apenas consideradas as reactâncias das linhas sendo desprezadas as suas resistências. As expressões (4.13) e (4.14) permitem calcular o valor dos elementos da diagonal e fora da diagonal desta matriz.

$$B_{xy} = -\frac{1}{X_{xy}} \quad (4.13)$$

$$B_{xx} = \sum_{\substack{y=1 \\ y \neq x}}^n \frac{1}{X_{xy}} \quad (4.14)$$

Nestas expressões temos que,

B_{xy}	coeficientes referentes aos elementos fora da diagonal principal da matriz B;
B_{xx}	coeficientes referentes à diagonal principal da matriz B;
X_{xy}	reactância de um ramo com nós extremos xy;
n	número de nós.

Uma das principais vantagens deste modelo é não ser necessário calcular a matriz inversa da matriz B. Assim sendo, os resultados obtidos não dependem da escolha do nó de referência.

O passo seguinte consiste em definir os parâmetros de entrada da função *linprog* do *Matlab* que irá permitir resolver o problema de despacho óptimo. A função em questão resolve um problema de programação linear dado por (4.15) a (4.18).

$$\min f = f^T x \quad (4.15)$$

sujeito a:

$$A \cdot x \leq b; \quad (4.16)$$

$$Aeq \cdot x = beq; \quad (4.17)$$

$$lb \leq x \leq ub. \quad (4.18)$$

Nesta formulação,

f , x , b , beq , lb e ub são vectores;

A e Aeq são matrizes.

4.3.2 Função Objectivo

Neste caso, a formulação para a função objectivo é a já descrita em (4.11), em que as variáveis de decisão correspondem às potências produzidas por cada gerador da rede, aos cortes de cada carga e às fases das tensões em cada nó.

É importante referir que os cortes de carga são simulados por geradores fictícios instalados nos nós onde existem cargas associados a um custo muito elevado (penalização). Pretende-se com isto que estes geradores fictícios apenas actuem no caso de não ser possível garantir o abastecimento das cargas.

Um aspecto importante a ter em conta resulta do facto de a função custo dos geradores ser habitualmente uma função não linear. Esta é geralmente considerada quadrática, como é mostrado na Figura 4.2, pelo que há necessidade de linearizar os custos dos geradores.

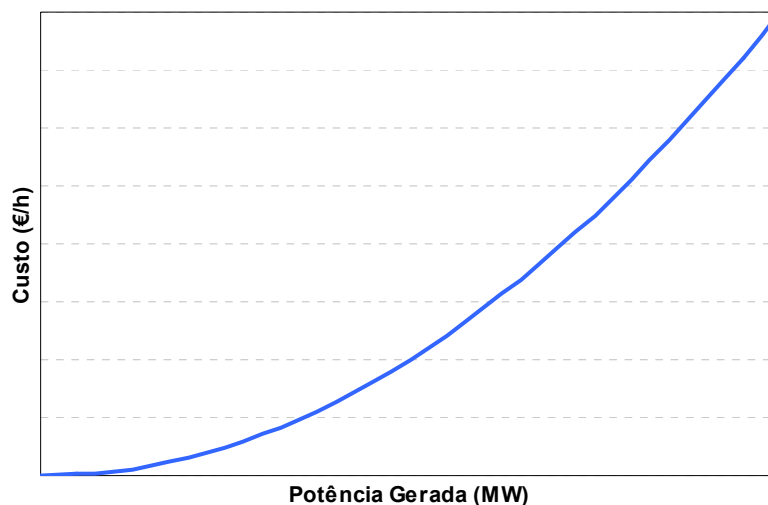


Figura 4.2 – Função custo quadrática.

A forma mais simples de linearizar esta curva seria em desenvolver o programa de modo a substituir a curva anterior por apenas um segmento de recta, tal como se ilustra na Figura 4.3. Obviamente que, neste caso, os erros obtidos seriam mais elevados.

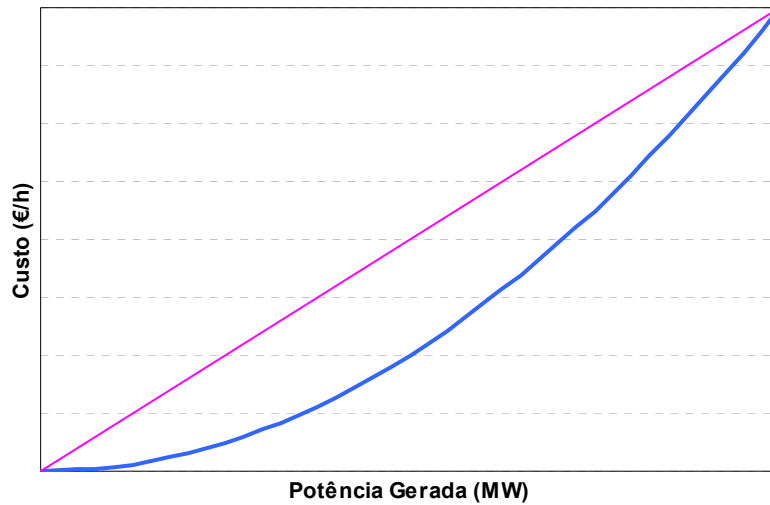


Figura 4.3 – Função custo linearizada por um segmentos de recta.

No entanto, uma vez que se admite a possibilidade de existência de mais do que um gerador por nó, procedeu-se a uma linearização que consiste em aproximar a curva existente por vários segmentos de recta. Do ponto de vista computacional esta situação pode ser interpretada por vários geradores ligados ao mesmo barramento, com custos de produção diferentes e crescentes à medida que se passa de um segmento para outro. Esta forma de linearização está apresentada na Figura 4.4.

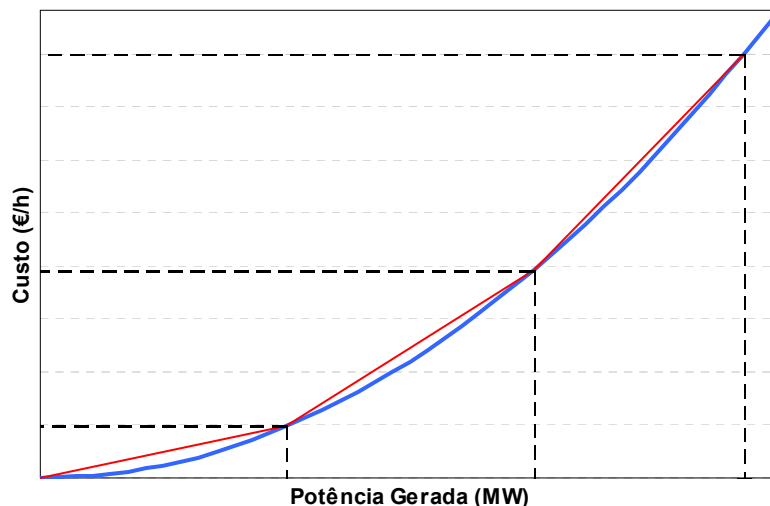


Figura 4.4 – Função custo linearizada por três segmentos de recta.

Esta formulação corresponde a um problema de programação linear que pode ser resolvido de forma eficiente pelo método *Simplex*, utilizando técnicas que permitem aproveitar o facto de existir esparsidade em diversas matrizes envolvidas. A função objectivo corresponde à minimização da soma dos custos de produção de cada um dos geradores do sistema, incluindo geradores fictícios que representam os eventuais cortes de carga.

4.3.3 Restrições

Depois de definir a função objectivo é necessário construir as matrizes e vectores que sujeitam a função objectivo às restrições necessárias. As linhas de transmissão são normalmente caracterizadas pelas suas características técnicas, pelo seu comprimento e pela sua capacidade sendo este último um factor que limita o trânsito de potências nos ramos. As centrais, durante a sua operação, também estão sujeitos a certas limitações que são designadas normalmente por restrições ou constrangimentos e que correspondem aos limites máximos e mínimos de produção. A totalidade de todas estas restrições define a região das soluções admissíveis.

Neste problema, as restrições são do tipo operacionais e são as que definem os limites relacionadas com o volume de produção em cada central e com a capacidade máxima admissível ao trânsito de potências em cada linha.

Neste trabalho, referente aos limites de produção, apenas foram consideradas as restrições referentes aos limites máximos e mínimos de produção, pois correspondem à única informação necessária neste campo para a resolução deste problema. Outras restrições que se poderiam incluir [12], sobretudo referente aos grupos térmicos em que a máquina primária é uma turbina a vapor, seriam factores relacionados com as taxas máximas de tomada e deslastre de carga pois estes não podem ser ligados de forma a produzirem imediatamente a potência que se pretende, nem podem deslastrar imediatamente a carga que lhes é atribuída. Os períodos de paragem e funcionamento são outros factores de limitação uma vez que, por razões fundamentalmente de ordem técnica, não devem ser demasiado reduzidos sendo os valores mínimos típicos para grupos com turbinas a vapor de 2 a 12 horas para o tempo de paragem e de 1 a 8 horas para o tempo de funcionamento. Em relação às centrais hídricas, existem restrições que definem os limites máximos e mínimos das albufeiras e que estão relacionados com o controlo das cheias, mínimos técnicos para o funcionamento das máquinas, ou volumes obrigatórios que é necessário manter. Como consequência, também o nível de armazenamento está limitado num valor máximo e num mínimo.

Resumindo, temos que a matriz A (4.16) engloba as restrições referentes a inequações que neste caso são relativas aos limites de potência activa mínimo e máximo e aos limites no trânsito de potências. A matriz A_{eq} (4.17), neste caso, apenas é preenchida para representar as restrições de equilíbrio nodais nas quais se recorre a elementos da matriz B do modelo DC e os vectores lb e ub (4.18) foram utilizados para definir os limites inferiores, *lower bounds*, e superiores, *upper bounds*, relativamente à potência gerada e à potência cortada.

4.3.4 Parâmetros do Problema

Por fim é necessário incluir os termos $fval$, $exitflag$ e $lambda$ para obter, respectivamente o valor final da função objectivo, uma indicação da convergência ou não do processo iterativo e a obtenção das variáveis duais que serão utilizados para obter os preços marginais nodais. O comando a executar, para finalizar, é o seguinte:

$$[x, fval, exitflag, output, lambda] = \text{linprog}(f, A, b, Aeq, beq, lb, ub) \quad (4.19)$$

4.4 Fluxograma da aplicação

Inicialmente o programa faz a leitura de todos os dados que constituem a rede e constrói o modelo matemático que permite efectuar os cálculos intermédios de preparação para a aplicação do modelo adoptado. Estas duas etapas são realizadas apenas uma vez. Tendo em conta que se trata da primeira iteração, não é considerada nenhuma estimativa da potência activa de perdas. Executa-se, assim, um primeiro despacho correspondente a uma iteração e obtém-se o despacho do sistema.

Com os valores de produção obtidos anteriormente, são também obtidas as fases das tensões em cada barramento e, conseqüentemente, são calculadas estimativas das perdas nos ramos. Metade da potência activa de perdas em cada ramo é adicionada à potência de carga especificada para cada um dos nós extremos desse ramo tal como se descreveu em 4.1.

É efectuada uma comparação, que verifica se as fases das tensões, em cada barramento, se alteram significativamente em relação às calculadas na iteração anterior. Em caso afirmativo, retorna-se ao ponto onde é novamente executado um despacho, repetindo-se o processo até que a diferença entre as fases de cada barramento em duas iterações sucessivas seja inferior a um valor estipulado. Neste caso, quando a diferença entre os ângulos é inferior à tolerância especificada, pode-se obter os valores dos preços marginais nodais através das variáveis duais pelo parâmetro *lambda* do *linprog*. Este processo iterativo, em geral, converge em poucas iterações.

Na Figura 4.5 apresenta-se o fluxograma representativo desta aplicação referente ao modelo B anteriormente referido.

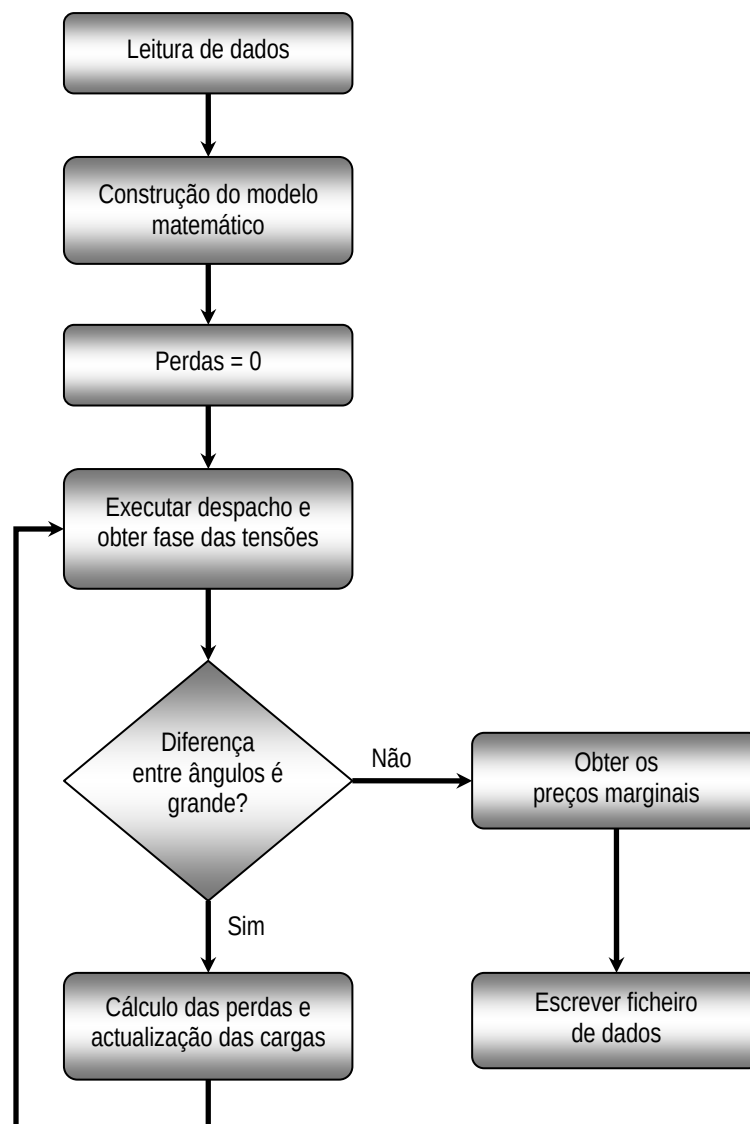


Figura 4.5 – Fluxograma do algoritmo implementado.

Capítulo 5

Caso de Estudo

A aplicação desenvolvida neste trabalho, como já foi referido, foi utilizada para calcular a remuneração de tipo marginal da Rede Nacional de Transporte segundo diversos cenários estabelecidos, sendo utilizada a configuração da rede relativa ao ano de 2004 [13]. Nesse ano, o sistema eléctrico era constituído por 103 barramentos, 24 transformadores e cerca de 216 linhas. A Figura A.1, no Anexo A, representa o esquema unifilar da rede.

5.1 Dados das redes

Ao longo do ano a rede sofreu algumas alterações ao nível da sua estrutura pela entrada e saída em serviço de linhas, ligação à rede de novos grupos em centrais e também pela saída de serviço de outros grupos produtores.

Destacam-se, seguidamente, as situações mais relevantes que contribuíram para a evolução da rede:

- Entrada em serviço da central do Ribatejo (através do desvio e abertura da linha Palmela–Rio Maior);
- Entrada em serviço de um novo grupo da central do Alqueva;
- Ligação à rede da central hidroeléctrica de Venda Nova II (só para ensaios, tendo apenas entrado em serviço no ano seguinte);
- Desclassificação da central da Tapada de Outeiro da EDP (carvão e fuel);
- Entrada em serviço das linhas de interligação a 400kV Alto Lindoso–Cartelle;
- Entrada em serviço do ramal para Oleiros da linha a 150kV Vila Nova–Riba de Ave;
- Fecho do eixo a 220kV resultante da entrada em serviço das linhas Santarém–Zêzere e Pereiros–Zêzere;
- *Uprating* de linhas e aumento da potência de transformação instalada em subestações.

Estas alterações verificadas entre cenários são identificadas na Figura A.1 (Anexo A) pelas linhas a tracejado. Significa isto que os ramos representados por estas linhas não se mantiveram activos ao longo do ano, não aparecendo em todos os cenários.

Nas zonas onde existem ramais destinados, maioritariamente, a alimentar as subestações ligadas à REFER, considerou-se que existia um barramento fictício, entrando no processo de cálculo como um barramento normal.

Os barramentos de 63kV não foram considerados no estudo pois colocariam alguns entraves no tratamento dos dados, devido ao seu grande número. Assim, todos os geradores e cargas nesses barramentos foram incluídos nos respectivos barramentos de tensão superior e as linhas foram eliminadas, respeitando-se as Leis de *Kirchoff*. Nas situações em que o trânsito de potências saía do barramento, este último foi considerado uma carga. A situação oposta foi tratada como uma injeção. Esta simplificação em nada comprometeu a qualidade dos resultados obtidos tornando, porém, mais simples o tratamento e consequente análise dos resultados obtidos.

Na elaboração dos cenários houve períodos do ano em que certas centrais hídricas se encontravam em bombagem, ou seja, períodos em que a central funcionava como motor (carga). Neste sentido estaria numa fase de consumo para compensar períodos vindouros mais secos, funcionando como gerador (produção). Casos deste tipo foram tidos em conta considerando a central como uma carga.

Outro aspecto referente aos dados dos cenários de produção/carga foram os trânsitos de potência nas interligações com Espanha. Estes foram considerados como sendo centrais produtoras ou simples cargas consoante o sentido do trânsito de potência. Quando era exportada energia eléctrica para Espanha considerava-se que os barramentos de interligação funcionavam como carga. Quando era importada energia eléctrica de Espanha, considerava-se exactamente o oposto, ou seja, que os barramentos de interligação funcionavam como produção.

No anexo B estão representadas as Figuras B.1 a B.10 onde se apresentam os dados completos do sistema, mais concretamente, as características das linhas, características dos transformadores e os limites dos geradores.

5.2 Cenários e Simulações

5.2.1 Cenários de Exploração

Com base nos dados da rede constantes no Anexo B, foram efectuadas simulações do sistema de produção/transporte para os oito cenários de exploração caracterizados pelas cargas e perfis de produção respectivos. Estes cenários incluem as horas de ponta e de vazio para as diferentes estações o ano:

- Ponta Seca de Primavera (PSP) e Vazio Seco de Primavera (VSP), correspondentes ao máximo e mínimo de Primavera, registados no dia 5 de Maio de 2004;
- Ponta Seca de Verão (PSV) e Vazio Seco de Verão (VSP), correspondentes ao máximo e mínimo de Verão, registados no dia 26 de Julho de 2004;
- Ponta Seca de Outono (PSO) e Vazio Seco de Outono (VSO), correspondentes ao máximo e mínimo de Outono, registados no dia 3 de Novembro de 2004;
- Ponta Seca de Inverno (PSI) e Vazio Seco de Inverno (VSI), correspondentes ao máximo e mínimo de Inverno, registados no dia 9 de Dezembro de 2004;

Para melhor caracterizar as condições de operação da rede eléctrica em 2004, a partir dos cenários anteriores, foram criados mais quatro cenários correspondentes às horas cheias de Primavera (CSP), Verão (CSV), Outono (CSO) e Inverno (CSI).

De notar que, no Inverno, os dados referentes às centrais hídricas apontaram para uma produção total de 2602 MW, tendo as centrais térmicas apresentado uma produção total de 5042 MW. Estes valores correspondem ao máximo registado nessa estação pelo que se supõe ter-se tratado de um período seco, uma vez que a produção térmica foi muito superior à produção hídrica. Posto isto, não se justificava a construção de um cenário de Inverno Húmido.

Na Tabela 5.1 são apresentados os pressupostos utilizados para a construção dos quatro cenários extras.

Tabela 5.1 – Pressupostos para a construção dos cenários de horas cheias.

Cenários	Siglas	Cargas	Térmicas	Hídricas	Importações	Exportações
Cheia Seca Primavera	CSP	75% PSP	PSP	75% PSP	75% PSP	75% PSP
Cheia Seca Verão	CSV	75% PSV	PSV	50% PSV	90% PSV	75% PSV
Cheia Seca Outono	CSO	75% PSO	PSO	60% PSO	90% PSO	75% PSO
Cheia Seca Inverno	CSI	75% PSI	PSI	75% PSI	75% PSI	75% PSI

Todas as cargas dos períodos de ponta foram multiplicadas por um factor 0,75 visto que, nos períodos de cheia, as cargas são inferiores aos de ponta. O mesmo factor foi aplicado às exportações pelo facto de terem sido convencionadas como cargas. Quanto às importações e às centrais hídricas, aplicaram-se factores específicos para períodos diferentes de acordo com as épocas sazonais.

Com base em todos estes cenários de carga e produção associados foram realizadas simulações de exploração do sistema com o objectivo de calcular os valores dos preços marginais nodais, destinados a obter uma estimativa do valor da remuneração marginal para o ano de 2004.

5.2.2 Simulações

Para cada cenário, foi executado o programa descrito no ponto 4.1 com o intuito de obter os preços marginais nodais. Foram efectuadas algumas considerações para a execução das simulações de forma a respeitar os valores de produção especificados em cada cenário. Um despacho realizado apenas com base nos custos de produção originaria valores diferentes dos estipulados para as potências produzidas. Isto porque o programa está modelizado de modo a efectuar um escalonamento da produção tendo em conta os custos de produção.

Outra consideração resulta do facto de não se considerarem diversos aspectos dos vários aproveitamentos hídricos. É importante ter em conta que o sistema de produção em Portugal é maioritariamente hídrico e térmico. Tendo isto em conta, as simulações efectuadas devem conter informações relativas ao controlo dos aproveitamentos hídricos ou ao conhecimento do “Valor de Uso da Água”. Uma vez que estas informações não estavam disponíveis, estipulou-se um custo de produção nulo para cada gerador hídrico e um intervalo de valores de produção reduzido de modo a obter como resultado valores de produção coerentes com os valores apontados em cada cenário.

Também se considerou que todos os componentes do sistema são ideais, na medida em que este estudo não reflectiu a indisponibilidade dos equipamentos ao longo do ano. Como tal, problemas relacionados com a fiabilidade [14] poderiam ser introduzidos no problema, considerando um módulo de simulação de Monte Carlo do tipo cronológico.

A duração de cada cenário foi calculada com base na duração das horas de ponta, cheias e vazio ao longo de um dia. Estes valores estão disponíveis na Tabela 5.2 e foram obtidos do Regulamento Tarifário publicado pela ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos [15].

Tabela 5.2 – Duração dos períodos horários - Ciclo diário.

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio normal: 6 h / dia	Vazio normal: 6 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

Não foi realizada qualquer distinção entre períodos horários de vazio normal e super vazio, pelo que estas duas parcelas foram agregadas, resultando apenas no período horário de vazio representado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 – Duração dos períodos horários com as parcelas de Vazio agregadas.

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
Ponta: 4 h / dia	Ponta: 4 h / dia
Cheias: 10 h / dia	Cheias: 10 h / dia
Vazio: 10 h / dia	Vazio: 10 h / dia

Tendo em conta que um ano tem 365 dias, cada estação do ano tem 365/4 dias, culminando num total de 91,25 dias. Logo é possível obter a duração de cada cenário através da expressão (5.1) independentemente de se tratar do horário de Verão ou de Inverno, uma vez que ambos possuem as mesmas durações por período horário.

$$D_i = \frac{365}{4} \cdot ph_i \quad (5.1)$$

Nesta expressão,

D_i duração do cenário i;

ph_i duração do período horário referente ao cenário i.

Estas considerações permitiram calcular as durações por cenário que se encontram representadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Duração de cada cenário em horas.

PSP	CSP	VSP	PSV	CSV	VSV	PSO	CSO	VSO	PSI	CSI	VSI
365	912.5	912.5	365	912.5	912.5	365	912.5	912.5	365	912.5	912.5

5.3 Resultados

De seguida, apresentam-se os resultados obtidos neste trabalho. Os valores apresentados serão escolhidos de forma a mostrar os aspectos mais relevantes do estudo permitindo uma melhor comparação com resultados obtidos noutros anos. Os resultados completos estão disponíveis nos anexos C e D, estando devidamente referenciados nos devidos locais.

Através da aplicação concebida baseada na formulação do método adoptado, foi executado o programa para cada um dos doze cenários de produção/carga de modo a calcular os respectivos preços marginais nodais. Nas Tabelas 5.5, 5.6 e 5.7 estão representados os preços marginais nodais em alguns dos nós da rede, para os vários cenários considerados.

Os resultados obtidos para os preços marginais nodais e remunerações marginais, para cada cenário, na sua totalidade, são apresentados nas Tabelas D.1 a D.3 incluídas no Anexo D.

Tabela 5.5 – Preços Marginais Nodais (€/MWh) para alguns nós da Rede Nacional de Transporte para os cenários de horas de ponta.

Barramento	Cenários			
	PSP	PSV	PSO	PSI
Alto Lindoso	24,62	36,27	26,37	36,85
Alto Rabagão	24,54	36,20	25,77	36,74
Caniçada	24,83	36,18	26,02	36,78
Carrapatelo	24,30	36,93	25,72	37,15
Bemposta	23,55	36,36	25,31	36,62
Miranda	23,23	36,34	25,06	36,35
Pocinho	24,18	36,83	25,84	37,23
Valdigem	24,20	36,79	25,70	37,06
Cabril	26,04	35,39	26,86	36,83
Ermesinde	24,61	36,52	26,28	37,27
Guimarães	24,66	36,45	26,35	37,29
Pereiros	25,48	37,84	27,82	37,88
Mourisca	25,19	38,20	29,30	38,52
Falagueira	25,06	37,20	26,95	36,75
Pracana	24,55	36,91	26,26	35,95
C.Pego	25,04	36,98	26,83	36,53
Rio Maior	25,46	37,27	27,10	36,83
Carregado	26,00	37,83	27,68	37,15
Fanhões	25,77	37,57	27,41	37,02
Fernão Ferro	26,04	37,64	27,66	36,87
Porto Alto	26,11	37,57	27,72	37,01
Palmela	25,90	37,37	27,48	36,60
Setúbal	25,91	37,39	27,50	36,63
Sines	25,00	36,35	26,52	35,57
Estói	25,98	38,64	28,02	38,10

Tabela 5.6 – Preços Marginais Nodais (€/MWh) em alguns nós da Rede Nacional de Transporte para os cenários de horas de cheia.

Barramento	Cenários			
	CSP	CSV	CSO	CSI
Alto Lindoso	25,97	35,71	25,44	26,19
Alto Rabagão	26,13	36,08	25,05	26,01
Caniçada	26,36	35,96	25,23	26,03
Carrapatelo	26,01	36,25	25,20	26,20
Bemposta	25,41	35,99	24,75	25,94
Miranda	25,15	35,97	24,57	25,79
Pocinho	25,90	36,22	25,12	26,26
Valdigem	25,92	36,15	25,12	26,15
Cabril	26,75	36,03	25,72	26,45
Ermesinde	26,16	35,87	25,42	26,25
Guimarães	26,16	35,88	25,48	26,30
Pereiros	26,71	37,11	26,22	26,90
Mourisca	26,91	37,29	26,19	27,10
Falagueira	25,78	36,48	25,79	26,34
Pracana	25,38	36,44	25,20	25,96
C.Pego	25,76	36,29	25,71	26,22
Rio Maior	26,18	36,61	26,02	26,49
Carregado	26,38	37,00	26,57	26,81
Fanhões	26,37	36,90	26,24	26,71
Fernão Ferro	26,56	37,18	26,39	26,83
Porto Alto	26,62	37,14	26,43	26,89
Palmela	26,44	36,98	26,26	26,68
Setúbal	26,45	37,00	26,27	26,70
Sines	25,50	35,85	25,30	25,92
Estói	26,36	37,55	26,38	27,37

Tabela 5.7 – Preços Marginais Nodais (€/MWh) em alguns nós da Rede Nacional de Transporte para os cenários de horas de vazio.

Barramento	Cenários			
	VSP	VSV	VSO	VSI
Alto Lindoso	24,75	25,80	25,75	24,39
Alto Rabagão	25,36	26,52	25,95	24,80
Caniçada	25,42	26,40	25,97	24,82
Carrapatelo	25,11	26,39	26,01	24,56
Bemposta	24,36	26,01	25,75	24,11
Miranda	24,22	26,10	25,81	24,21
Pocinho	24,88	26,28	25,89	24,37
Valdigem	25,01	26,31	25,95	24,49
Cabril	25,43	27,10	26,31	24,49
Ermesinde	25,10	26,08	26,00	24,61
Guimarães	25,08	26,08	26,02	24,65
Pereiros	25,81	27,17	26,34	24,54
Mourisca	25,80	27,10	26,51	24,84
Falagueira	24,54	25,95	25,51	23,94
Pracana	24,44	26,01	25,39	23,74
C.Pego	24,58	25,84	25,44	23,87
Rio Maior	24,86	26,13	25,79	24,19
Carregado	25,06	26,33	26,03	24,25
Fanhões	24,94	26,26	25,89	24,30
Fernão Ferro	24,97	26,41	25,97	24,37
Porto Alto	25,03	26,51	25,98	24,40
Palmela	24,88	26,29	25,88	24,30
Setúbal	24,89	26,30	25,89	24,31
Sines	24,00	25,43	24,94	23,74
Estói	24,69	26,53	25,68	24,60

Utilizando os resultados das Tabelas D.1 a D.3, referentes aos preços marginais nodais, obtidos para cada cenário, procedeu-se ao cálculo da remuneração por cenário através da expressão (3.11). Assim, na Tabela 5.8 é apresentada a remuneração total obtida por via marginal. Para cada cenário representado é indicado, na primeira coluna, a remuneração horária; na segunda a duração de cada cenário de acordo com as indicações obtidas no Regulamento Tarifário; na terceira registam-se os valores das remunerações obtidas para cada cenário como sendo o produto das duas colunas anteriores. No final, é ainda apresentada a soma total das remunerações e a percentagem de recuperação, por via marginal, que seria possível obter em relação à remuneração regulada aprovada pela ERSE para o ano de 2004.

Tabela 5.8 – Remuneração horária, duração dos cenários e remuneração anual (2004).

Cenário	RM/h (€/h)	Duração (h)	RM (€)
PSP	2094,9	365	764622,8
CSP	1238,2	912,5	1129857,5
VSP	1084,7	912,5	989742,1
PSV	2993,7	365	1092694,2
CSV	1829,6	912,5	1669601,3
VSV	1151,2	912,5	1050470,0
PSO	2895,4	365	1056821,0
CSO	1463,9	912,5	1335808,8
VSO	722,9	912,5	659650,0
PSI	6726,4	365	2455134,1
CSI	1417,0	912,5	1293012,5
VSI	634,9	912,5	579381,7
Total:		8760	14076795,9
		RR (€)	137700000,0
		RM (%)	10,22

Analisando as Tabelas 5.5, 5.6 e 5.7, é possível verificar que os preços marginais apresentam uma grande dispersão entre os diversos cenários. No entanto, dentro de cada cenário, verifica-se que os preços são relativamente homogêneos pelo que a remuneração de tipo marginal respectiva é reduzida não justificando portanto a utilização de parcelas de tipo marginal nas tarifas por uso das redes.

Analisando com mais detalhe os preços apresentados nestas tabelas, constatou-se que os barramentos que apresentam os preços marginais mais baixos são aqueles que apresentam produção hídrica, tais como Miranda, Alto Rabagão, Alto Lindoso... O Gráfico 5.1 traduz a diferença de preços existente entre diversos barramentos, correspondendo as colunas amarelas a nós onde se encontram ligadas centrais hídricas e as de cor azul a nós onde se encontram ligadas centrais térmicas. As restantes colunas correspondem a nós sem ligação a centrais.

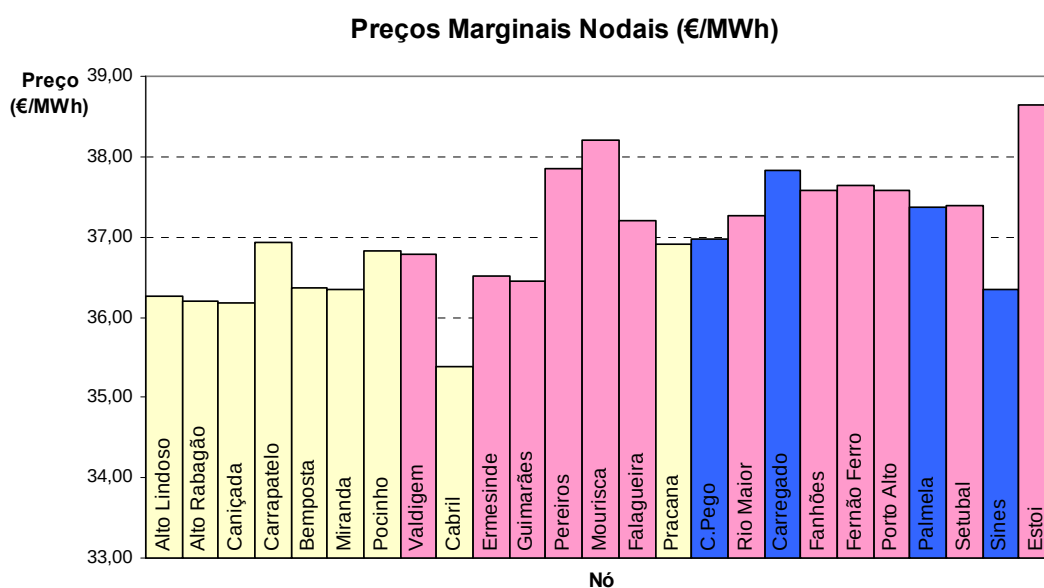


Gráfico 5.1 – Preços Marginais Nodais para o cenário PSV.

Verifica-se que o barramento de Sines apresenta um preço marginal baixo, uma vez que se trata de um barramento ligado a uma central a carvão, com custo de produção mais baixo, comparativamente a outras centrais térmicas.

Também se constata que os barramentos mais afastados dos centros produtores, e aos quais estão ligadas cargas, apresentam um preço marginal mais elevado, como é o caso do barramento de Estói.

Aprofundando a análise ao Gráfico 5.1 é possível tirar algumas conclusões acerca de aspectos relacionados com a rentabilidade económica no caso de ligação de uma carga/produção à rede, ou ainda sobre preços marginais nodais e a sua influência no congestionamento dos ramos.

Relativamente às remunerações horárias, a Tabela 5.8 mostra que estes valores são mais elevados em cenários de horas de ponta, intermédios nas horas cheias, atingindo o valor mais reduzido nas horas de vazio. Isto deve-se à existência de uma maior dispersão dos preços marginais nodais nos cenários de hora de ponta quando comparados com a dispersão apresentada nos cenários de vazio.

Apesar dos cenários correspondentes às horas de ponta serem sempre os que têm maior remuneração horária, não possuem todos uma remuneração por via marginal mais elevada, comparativamente com os cenários de cheia e vazio, pois estes últimos têm uma maior duração.

O valor da remuneração obtida por via marginal é o resultado dos preços de produção, perdas de potência activa da rede e eventuais congestionamentos da mesma. Esta remuneração atinge um valor de aproximadamente 14,08 milhões de euros e representa 10,22% da remuneração regulada pela ERSE cujo valor foi de 137,7 milhões de euros em 2004. Trata-se de uma percentagem reduzida o que indica que não é suficiente para remunerar totalmente a rede de transporte, pelo que tarifas puramente marginais originariam o problema designado em literatura inglesa por *Revenue Reconciliation*.

Esta pequena percentagem evidencia claramente que, no ano de 2004, a Rede de Transporte foi bem planeada, transmitindo sinais de grande eficiência. Isto significa que foram feitos investimentos nesta área, uma vez que o consumo tende a aumentar e, como tal, aumentam as hipóteses de congestionamento e perdas na rede.

A tabela 5.9 retrata as variáveis e os parâmetros que permitem definir o nível dos proveitos permitidos para a actividade de Transporte de Energia Eléctrica assim como as remunerações reguladas aprovadas pela ERSE para os anos de 2002, 2003 e 2004 [16].

Tabela 5.9 – Proveitos permitidos da Actividade de Transporte de Energia Eléctrica para 2002, 2003 e 2004.

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2002	Tarifas 2003	Tarifas 2004
Am_t^T	amortizações dos activos afectos à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	45 142	44 143	49 376
Ad_t^T	valor médio dos activos afectos ao transporte, líquido de amortizações e comparticipações	699 754	687 206	786 282
r^T	taxa de remuneração permitida para os activos afectos ao transporte (%)	9,0	9,0	9,0
CC_t^T	custos com fornecimentos e serviços externos e pessoal	36 111	40 153	41 868
OC_t^T	outros custos associados à actividade de Transporte de Energia Eléctrica	2 339	4 224	3 702
CAE_{URT}^T	custos decorrentes dos CAE imputados à tarifa de URT	1 107	323	755
S_t^T	proveitos facturados no âmbito da actividade de transporte e que não resultam das tarifas de URT	-11 273	-15 175	-13 033
Δ_{t-2}^T	Ajustamento no ano t, dos proveitos das tarifas de Uso Rede de Transporte facturados no ano t-2	5 636	6 756	15 733
Δ_{t-1}^T	ajustamento extraordinário (F SE não aceites em 1999 para a tarifa de 2000)	--	--	--
R_t^T	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Transporte de Energia Eléctrica	130 769	128 762	137 700

Apesar do ligeiro decréscimo do valor médio dos activos afectos ao transporte entre 2002 e 2003, patente na Tabela 5.9, tendo-se registado uma diminuição na ordem dos 12.548.000 €, salienta-se o incremento considerável registado no ano seguinte no valor de 99.076.000 €, bastante acima da quebra do ano anterior compensando, por conseguinte, o parco investimento observado anteriormente.

5.4 Comparação com anos anteriores

Analisando estudos realizados por outros autores referentes à evolução da remuneração marginal da Rede de Transporte [17], verifica-se que em 1998 a remuneração marginal foi muito reduzida, sendo apenas 9,15% da remuneração regulada. Isto significa que os preços nodais foram bastante homogêneos em todos os cenários. No entanto, em 2001 a Entidade Reguladora desceu a remuneração regulada cerca de 10% induzindo a companhia detentora da Rede de Transmissão a aumentar a sua eficiência. Nesse caso, a remuneração marginal atingiu 21,70% transmitindo uma degradação na sua prestação de serviços, levando a um aumento das perdas e a congestionamentos entre barramentos. O resultado foi um aumento da dispersão entre os preços marginais nodais. Esta degradação nos serviços prestados deveu-se, possivelmente, à redução dos investimentos num período em que se verificava um forte crescimento na procura energética. No Gráfico 5.2 está exemplificada a evolução da carga de 1998 até 2004 nos diversos cenários analisados.

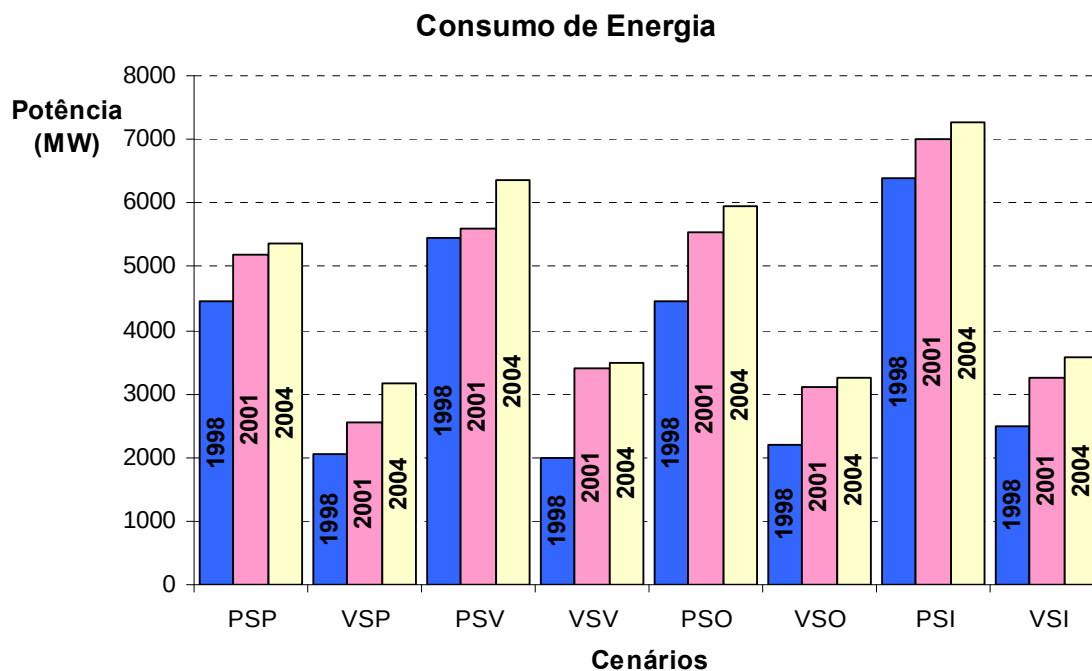


Gráfico 5.2 – Consumos em 1998, 2001 e 2004.

Comparando a remuneração marginal obtida em 2001 com a de 2004, poderemos concluir que a percentagem que corresponde à remuneração obtida por via marginal em relação ao valor total da remuneração regulada, sofreu um decréscimo na ordem dos 50%, passando de 21,70% para 10,22%, correspondendo a uma redução de cerca de metade do valor inicial, como é visível na Tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Remuneração Anual nos anos de 1998, 2001 e 2004.

	1998	2001	2004
RM (€)	12019553,71	25672679,42	14076795,86
RR (€)	131361240,00	118360000,00	137700000,00
RM/RR (%)	9,15	21,70	10,22

Pela Tabela 5.10 pode verificar-se que houve um aumento de cerca de 14% da remuneração regulada, entre 2001 e 2004, pelo que a concessionária da RNT terá visto aprovados novos investimentos que permitiram reduzir os congestionamentos na rede e, portanto, contribuíram para reduzir a dispersão dos preços marginais nodais.

Por outro lado, estes investimentos poderão também estar relacionados com a preparação da implementação do MIBEL. Deste modo, houve uma clara preocupação em investir de modo a preparar terreno para uma cooperação mais dinâmica e coesa entre Portugal e Espanha, promovendo uma interacção mais alargada entre estes dois Mercados de Energia, tentando melhorar a qualidade de serviço prestada, assim como incrementar os possíveis benefícios de ordem económico-social.

Capítulo 6

Conclusões

O estudo de Sistemas de Energia Eléctrica tem sofrido importantes desenvolvimentos nos últimos anos. A reestruturação operada pelo aparecimento dos Mercados de Energia Eléctrica, assim como a crescente competitividade que as empresas enfrentam, fez com que fosse necessário estudar novas metodologias e ferramentas computacionais para enfrentar os problemas que daí têm surgido.

O presente trabalho realizado no âmbito do Mercado Energético Nacional pretendeu avaliar a eficiência da Rede Nacional de Transporte no ano de 2004, através de uma estimativa da Remuneração por via Marginal. O objectivo principal do estudo visou a aplicação de um algoritmo de cálculo computacional com o intuito de obter os preços marginais nodais de curto-prazo e consequente estimativa da remuneração marginal. O interesse em utilizar métodos de tipo marginal não são de ordem económica, uma vez que a percentagem de recuperação de custos é normalmente reduzida (cerca de 10% da remuneração regulada aprovada pela Entidade Reguladora), mas de ordem qualitativa, pois as propriedades e sinais económicos transmitidos pelos preços marginais dão uma ideia do nível de congestionamento da rede e da eficiência do Sistema Eléctrico.

As remunerações obtidas por via marginal não permitem recuperar todos os custos associados à exploração e muito menos os necessários à expansão. Este facto é explicado porque os preços marginais considerados são de curto prazo não integrando os custos de investimento. Além disso, a remuneração da rede seria determinada pela política de despacho e por custos da produção. Tarifas puramente marginalistas teriam um efeito perverso de incentivar o sub-investimento, o que obviamente não é desejável.

Para resolver o problema que advém de não ser possível aplicar apenas tarifas marginalistas no cálculo da remuneração da rede, utilizam-se, geralmente, métodos do tipo embebido. Tendo em conta todos estes factores, sabe-se que não existem sistemas remuneratórios unicamente do tipo marginalista existindo, no entanto, sistemas em que são incluídas parcelas do tipo marginal, já que permitem a recuperação de uma parte dos custos de operação e transmitem sinais aos diversos agentes para se atingir uma eficiência acrescida.

Para o ano de 2004 verificou-se que os preços marginais dentro de cada cenário não apresentaram uma grande dispersão não justificando a utilização de uma parcela marginal. Deste modo, seria obtida uma percentagem de recuperação bastante reduzida (10,22%) da remuneração regulada para este ano. Este índice de recuperação favorável sugere que a Rede de

Transporte terá efectuado diversos investimentos nesta área, na medida em que, comparativamente com o ano de 2001, as perdas e os congestionamentos na rede foram pouco significativos.

Sabendo que a remuneração marginal no ano de 2001 foi na ordem dos 20% e que a estimativa obtida neste estudo para 2004 foi de 10,22%, assistiu-se a uma redução substancial para cerca de metade do valor de 2001, indicando que os preços marginais nodais em 2004 se tornaram mais homogéneos, tornando a rede mais eficiente.

Em jeito de síntese é de salientar que a necessidade de investimento deve ser contínua e nunca menosprezada ou desvalorizada. Os valores favoráveis obtidos para o ano de 2004 devem servir de base para futuros investimentos, cada vez mais sólidos e coesos, com vista ao aperfeiçoamento permanente das infra-estruturas energéticas, culminando num maior benefício social e numa melhoria gradual da qualidade de prestação de serviços.

Bibliografia

- [1] Saraiva, J. P. T., Silva, J. L. P., Leão, M. T. P., “*Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes*”, FEUP Edições, 2002.
- [2] Lima, J. W. M., “*Allocation of Transmission Fixed Charges: An Overview*” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, nº 3, Agosto 1996.
- [3] UNIPED Economics and Tariffs Study Committee (1977), “*Principles of Transmission Pricing*”, UNIPED Economics and Tariffs Study Committee 60.03.TARTRANS, UNIPED, Maio 1997.
- [4] Rubio, F.J., Pérez Arriaga, I. J., “*Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods*”, Power Engineering Review, Novembro 1997.
- [5] Pan, J., Teklu, Y., Rahman, S., Jun, K., “*Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, nº 4, Novembro 2000.
- [6] Calviou, M. C., Dunnett, R. M., Plumptre, P. H., “*Charging for Use of a Transmission System by Marginal Cost Methods*”, The National Grid Company plc, 1993.
- [7] Rivier, M., Pérez-Arriaga, I. J., Luengo, G., “*JUANAC: A Model for Computation of Spot Prices in Interconnected Power Systems*”, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, 1993.
- [8] Caramanis, M. C., Bohn, R. E., Schweppe, F. C., “*Optimal Spot Pricing: Practice and Theory*”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, nº 9, Setembro 1982.
- [9] Rivier, M., Pérez-Arriaga, I. J., “*Computation and Decomposition of Spot for Transmission Pricing*”, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Agosto 1990.
- [10] El-Keib, A. A., Ma, X., “*Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, nº 2, Maio 1997.
- [11] Chen, L., Suzuki, H., Wachi, T., Shimura, Y., “*Components of Nodal Prices for Electric Power Systems*”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, nº 1, Fevereiro 2002.
- [12] Matos, M. A., “*Introdução ao problema de escalonamento e pré-despacho*” Apontamentos para a disciplina de OSEN, FEUP, 2007.

- [13] *Caracterização da RNT em 2004.*
Disponível em http://www.centroinformacao.ren.pt/portal/electricidade_centro-informacao_02.asp
- [14] Alberto, A. S. D. P., “*Cálculo da Remuneração de Índole Marginal Utilizando Preços Nodais de Curto Prazo e o Método de Simulação de Monte Carlo*”, Dissertação de Mestrado, FEUP, Porto, 2002.
- [15] *Regulamento Tarifário.*
Disponível em <http://www.erse.pt/NR/ronlyres/04F888B1-A673-4259-A5C0-E334B7DC8864/0/RegulamentoTarif%Elrio.pdf>
- [16] *Tarifas e Preços para a Energia Eléctrica e Outros Serviços em 2004.*
Disponível em: <http://www.erse.pt/NR/ronlyres/F5398832-4B21-46FA-B533-655AA02EECD3/0/TarifasePreçospara2004.pdf>
- [17] Saraiva, J. T., Sá, A. F., “*Evolution of the Marginal Based Remuneration of the Portuguese Transmission Network from 1998 to 2001*”, IX Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Brasil, Maio 2004.

Anexos

Anexo A

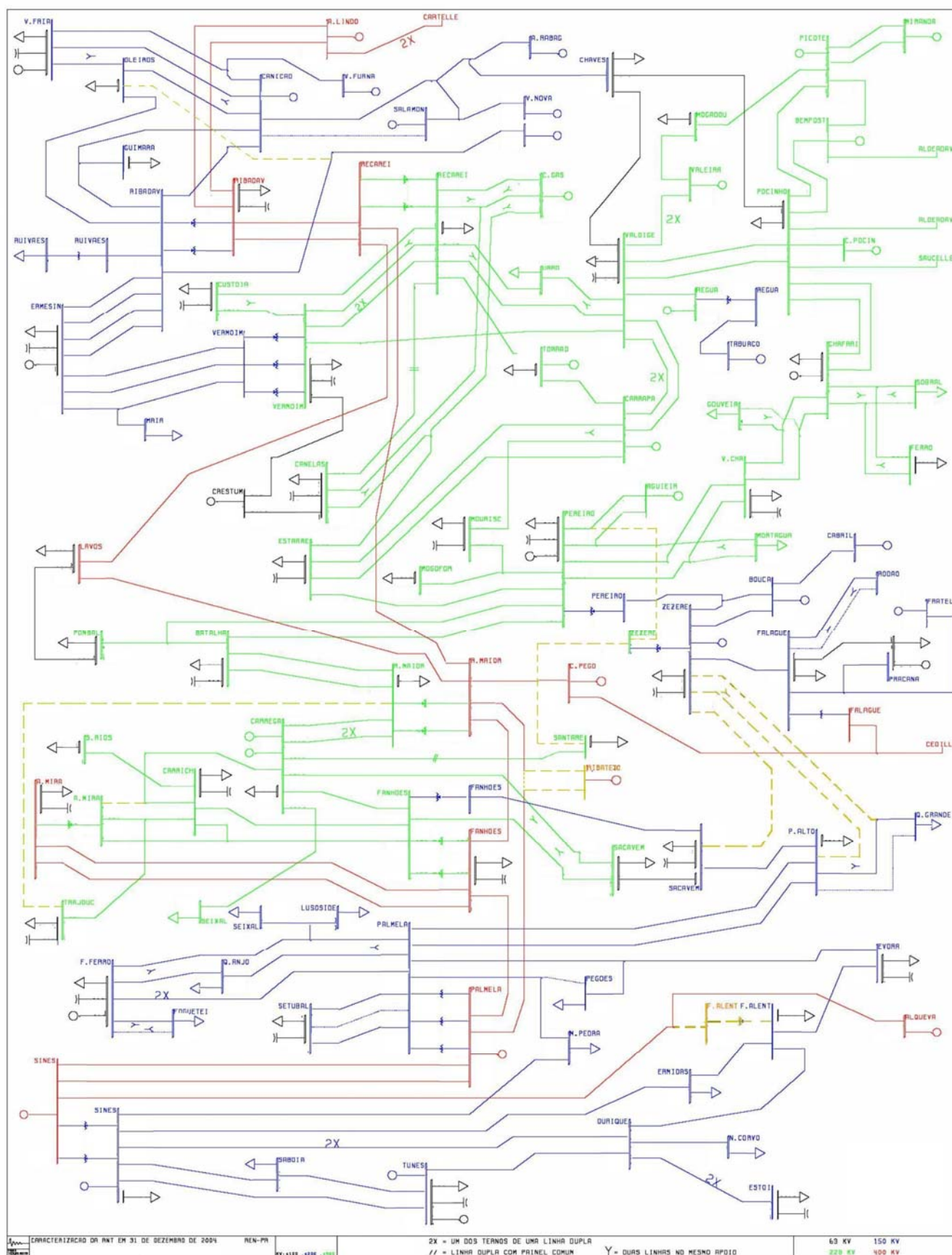


Figura A.1 – Esquema unifilar da Rede Nacional de Transporte em 2004.

Anexo B

LINHAS A 400 kV											
BARRAMENTO	BARRAMENTO	Tipo	Comp.	Tensão	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Cap. Term. [MVA]			
INICIAL	FINAL	de Cabo	[km]	[kV]	(a)	(a)	(a)	Primavera	Verão	Outono	Inverno
ALQUEVA	BALBOA (troço português ²)	2x Rail	40,0	400	0,0009	0,0078	0,2314	1347	1247	1386	1386
ALQUEVA	FERREIRA DO ALENTEJO	2x Zambazo	65,2	400	0,0012	0,0135	0,3570	1269	1150	1381	1386
ALTO LINDOSO	CARTELLE 1 (troço português ²)	2x Rail	1,1	400	0,00002	0,0002	0,0066	1143	1036	1243	1330
ALTO LINDOSO	CARTELLE 2 (troço português ²)	2x Rail	1,1	400	0,00002	0,0002	0,0066	1143	1036	1243	1330
ALTO LINDOSO	RIBA DE AVE 1	2x Zambazo	59,1	400	0,0011	0,0123	0,3235	1269	1150	1381	1386
ALTO LINDOSO	RIBA DE AVE 2	2x Zambazo	59,6	400	0,0011	0,0125	0,3318	1269	1150	1381	1386
CENTRAL DO RIBATEJO	RIBATEJO 2	2x Zambazo	0,3	400	0,0000	0,0001	0,0019	438	438	438	438
CENTRAL DE SETÚBAL	PALMELA 1	2x Zambazo	7,3	400	0,0001	0,0013	0,0444	315	315	315	315
CENTRAL DE SETÚBAL	PALMELA 2	2x Zambazo	7,3	400	0,0001	0,0013	0,0444	315	315	315	315
CENTRAL DE SETÚBAL	PALMELA 3	2x Zambazo	7,2	400	0,0001	0,0013	0,0441	315	315	315	315
CENTRAL DE SETÚBAL	PALMELA 4	2x Zambazo	7,2	400	0,0001	0,0013	0,0441	315	315	315	315
CENTRAL DE SINES	SINES 2	2x Zambazo	12,2	400	0,0002	0,0022	0,0749	340	340	340	340
CENTRAL DE SINES	SINES 3	2x Zambazo	12,0	400	0,0002	0,0022	0,0730	340	340	340	340
CENTRAL DE SINES	SINES 4	2x Zambazo	12,0	400	0,0002	0,0022	0,0730	340	340	340	340
CENTRAL DO ALTO LINDOSO	ALTO LINDOSO 1	2x Astar1144	0,4	400	0,0000	0,0001	0,0025	350	350	350	350
CENTRAL DO ALTO LINDOSO	ALTO LINDOSO 2	2x Astar1144	0,4	400	0,0000	0,0001	0,0024	350	350	350	350
CENTRAL DO PEGO	PEGO 1	2x Zambazo	0,2	400	0,0000	0,0000	0,0011	340	340	340	340
CENTRAL DO PEGO	PEGO 2	2x Zambazo	0,2	400	0,0000	0,0000	0,0010	340	340	340	340
FANHÕES	ALTO DE MIRA 4	2x Zambazo	18,3	400	0,0003	0,0034	0,1105	1269	1150	1381	1386
FANHÕES	ALTO DE MIRA 5	2x Zambazo	18,3	400	0,0003	0,0034	0,1105	1269	1150	1381	1386
FERREIRA DO ALENTEJO	SINES	2x Zambazo	59,4	400	0,0011	0,0124	0,3268	1269	1150	1381	1386
LAVOS	RIO MAIOR	2x Zambazo	86,5	400	0,0016	0,0179	0,4749	1269	1150	1381	1386
PALMELA	FANHÕES	2x Zambazo	68,1	400	0,0013	0,0141	0,3735	1269	1150	1381	1386
PALMELA	SINES 2	2x Zambazo	96,0	400	0,0018	0,0199	0,5262	1269	1150	1381	1386
PALMELA	SINES 3	2x Zambazo	96,2	400	0,0017	0,0200	0,5433	1269	1150	1381	1386
PEGO	CEDILLO (troço português ²)	2x Zambazo	64,3	400	0,0012	0,0134	0,3532	1269	1150	1381	1386
PEGO	RIO MAIOR	2x Zambazo	81,3	400	0,0015	0,0168	0,4457	1269	1150	1381	1386
RECAREI	LAVOS	2x Zambazo	133,2	400	0,0024	0,0276	0,7315	1269	1150	1381	1386
RECAREI	RIO MAIOR 2	2x Zambazo	223,4	400	0,0040	0,0464	1,2241	1269	1150	1381	1386
RIBA DE AVE	RECAREI 1	2x Zambazo	29,4	400	0,0005	0,0061	0,1612	1269	1150	1381	1386
RIBA DE AVE	RECAREI 2	2x Zambazo	34,1	400	0,0006	0,0072	0,1851	1269	1150	1381	1386
RIBATEJO	PALMELA	2x Zambazo	57,6	400	0,0011	0,0119	0,3162	1269	1150	1381	1386
RIO MAIOR	FANHÕES	2x Zambazo	53,0	400	0,0010	0,0110	0,2913	1269	1150	1381	1386
RIO MAIOR	RIBATEJO	2x Zambazo	40,5	400	0,0008	0,0084	0,2227	1269	1150	1381	1386
RAMAIS											
RAMAL DA LINHA PEGO - CEDILLO	P/ SUB. DA FALAGUEIRA ¹	2x Zambazo	1,3	400	0,00001	0,0001	0,0155	450	450	450	450
Comprimento Total (km)			1453,9								

Notas:

Os valores das capacidades térmicas correspondem ao valor mais restritivo do conjunto linha mais painel.

a) Os valores em pu são referidos à potência base de 100 MVA e às tensões de 400, 220, 150, 130 e 63 kV.

¹ Linha dupla com os termos em paralelo.² O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

Figura B.1 – Características eléctricas das linhas a 400kV.

LINHAS A 220 kV											
BARRAMENTO		BARRAMENTO	Comp.	Tensão	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Cap. Term. [MVA]			
INICIAL	FINAL		[km]	[kV]	(a)	(a)	(a)	Primavera	Verão	Outono	Inverno
AGUIEIRA	PEREIRO 1	1x Zebra	30,4	220	0,0048	0,0263	0,0405	237	200	268	295
AGUIEIRA	PEREIRO 2	1x Zebra	30,2	220	0,0048	0,0261	0,0401	237	200	268	295
ALTO DE MIRA	CARRICHE	1x Zebra	7,8	220	0,0012	0,0065	0,0106	237	200	268	295
BATALHA	RIO MAIOR 1	1x Zebra	39,9	220	0,0063	0,0345	0,0523	344	321	364	384
BATALHA	RIO MAIOR 2	1x Zebra	49,1	220	0,0079	0,0432	0,0646	344	321	364	384
BEMPOSTA	ALDEADÁVILA (troço português ¹)	1x Zebra	28,2	220	0,0045	0,0252	0,0367	344	321	364	384
BEMPOSTA	POCINHO	1x Zebra	61,1	220	0,0097	0,0538	0,0800	237	200	268	295
CARRAPATELO	ESTARREJA 1	1x Zebra	49,3	220	0,0078	0,0426	0,0645	237	200	268	295
CARRAPATELO	ESTARREJA 2	1x Zebra	49,2	220	0,0078	0,0396	0,0686	237	200	268	295
CARRAPATELO	MOURISCA	1x Zebra	67,8	220	0,0107	0,0557	0,0930	237	200	268	295
CARRAPATELO	TORRÃO	1x Zebra	12,8	220	0,0021	0,0111	0,0170	237	200	268	295
CARREGADO	ALTO DE MIRA	1x Zebra	38,5	220	0,0061	0,0332	0,0505	295	268	321	344
CARREGADO	FANHÕES 2	1x Zebra	25,4	220	0,0040	0,0220	0,0333	295	268	321	344
CARREGADO	RIO MAIOR 1	1x Zebra	39,7	220	0,0063	0,0343	0,0521	237	200	268	295
CARREGADO	RIO MAIOR 2	1x Zebra	38,7	220	0,0061	0,0309	0,0541	237	200	268	295
CARREGADO	RIO MAIOR 3	1x Zebra	38,8	220	0,0061	0,0309	0,0541	237	200	268	295
CARREGADO	SACAVÉM :										
	- TROÇO EM LINHA AÉREA	1x Zebra	30,0	220	0,0047	0,0254	0,0401	237	200	268	295
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm ²)	1x Alumínio	1,8	220	0,0002	0,0004	0,0493	320	320	320	320
CARREGADO	SANTARÉM ²	1x Zebra	34,7	220	0,0028	0,0151	0,0907	590	536	642	687
CARREGADO	SEIXAL	1x Zebra	56,8	220	0,0091	0,0489	0,0753	237	200	268	295
CARRICHE	SETE RIOS:										
	-CABO SUBTERRÂNEO (1240 mm ²)	1x Cobre	7,6	220	0,0005	0,0018	0,2242	364	364	364	364
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 1	1x Zebra	0,7	220	0,0001	0,0006	0,0009	64	64	64	64
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 2	1x Zebra	0,7	220	0,0001	0,0006	0,0009	64	64	64	64
CENTRAL CASTELO DE BODE	ZÉZERE 3	1x Zebra	0,7	220	0,0001	0,0006	0,0009	64	64	64	64
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 1	1x Zebra	0,4	220	0,0001	0,0003	0,0005	237	200	268	295
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 2	1x Zebra	0,4	220	0,0001	0,0003	0,0005	237	200	268	295
CENTRAL DO PICOTE	PICOTE 3	1x Zebra	0,4	220	0,0001	0,0003	0,0005	237	200	268	295
CENTRAL DO POCINHO	POCINHO	1x Zebra	1,0	220	0,0002	0,0009	0,0013	229	200	268	229
CENTRAL DO RIBATEJO	CARREGADO ³	1x Alumínio	0,8	220	0,00006	0,0002	0,0207	438	438	438	438
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 1	1x Zebra	0,2	220	0,0000	0,0002	0,0003	152	152	152	152
CENTRAL DO TORRÃO	TORRÃO 2	1x Zebra	0,3	220	0,0000	0,0002	0,0004	152	152	152	152
CHAFARIZ	FERRO 1	1x Astur 570	73,0	220	0,0099	0,0582	0,1027	324	293	352	377
CHAFARIZ	FERRO 2	1x Astur 570	73,0	220	0,0099	0,0582	0,1028	324	293	352	377
CHAFARIZ	VILA CHÁ 1	1x Zebra	34,5	220	0,0552	0,0309	0,0446	344	321	364	384
CHAFARIZ	VILA CHÁ 2	1x Zebra	34,6	220	0,0055	0,0305	0,0447	344	321	364	384
CUSTÓIAS	PRELADA ⁴	1x Zambéze	6,6	220	0,0044	0,0315	0,0003	100	91	109	117
ESTARREJA	PERREIROS	1x Zebra	81,3	220	0,0130	0,0701	0,1083	295	268	321	344
FANHÕES	ALTO DE MIRA 3	1x Zebra	18,3	220	0,0029	0,0153	0,0248	295	268	321	344
FANHÕES	CARRICHE	1x Zebra	19,5	220	0,0031	0,0165	0,0263	295	268	321	344
FANHÕES	SACAVÉM 2 :										
	- TROÇO EM LINHA AÉREA	1x Zebra	13,3	220	0,0021	0,0108	0,0185	237	200	268	295
	-TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm ²)	1x Alumínio	1,8	220	0,0002	0,0004	0,0493	320	320	320	320
MIRANDA	PICOTE 1	1x Zebra	14,9	220	0,0024	0,0131	0,0191	229	200	268	229
MIRANDA	PICOTE 2	1x Zambéze	15,5	220	0,0019	0,0129	0,0210	229	229	229	229
MOGADOURO	VALEIRA	1x Zebra	74,1	220	0,0117	0,0653	0,0959	237	200	268	295
MOURISCA	PEREIRO 1	1x Zebra	55,6	220	0,0087	0,0475	0,0721	237	200	268	295
PEREIRO 1	BATALHA 1	1x Zebra	66,8	220	0,0106	0,0578	0,0880	237	200	240	240
PEREIRO 1	BATALHA 2	1x Zebra	76,1	220	0,0121	0,0664	0,0995	237	200	268	295
PEREIRO 1	ZÉZERE 3 ²	1x Zebra	70,9	220	0,0057	0,0311	0,1883	590	536	642	687
PICOTE	BEMPOSTA	1x Zebra	19,1	220	0,0030	0,0168	0,0250	237	200	268	295
PICOTE	MOGADOURO	1x Zebra	20,9	220	0,0033	0,0184	0,0269	237	200	268	295
PICOTE	POCINHO	1x Zebra	74,4	220	0,0119	0,0663	0,0977	344	321	364	384
POCINHO	ALDEADÁVILA (troço português ¹)	1x Zebra	39,5	220	0,0063	0,0352	0,0519	344	321	364	384
POCINHO	CHAFARIZ 1	1x Zebra	61,9	220	0,0099	0,0552	0,0798	295	268	321	344
POCINHO	CHAFARIZ 2	1x Zebra	61,8	220	0,0094	0,0544	0,0798	295	268	321	344
POCINHO	SAUCELLE (troço português ¹)	1x Zebra	30,2	220	0,0048	0,0268	0,0395	344	321	364	384

¹ O comprimento e os parâmetros eléctricos correspondem ao troço português e as capacidades ao menor dos valores entre os troços português e espanhol.

² Linha dupla com os termos em paralelo.

³ Este cabo é propriedade da EDP.

⁴ Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros eléctricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

Figura B.2 – Características eléctricas das linhas a 220kV.

LINHAS A 220 kV												
BARRAMENTO		BARRAMENTO	Tipo	Comp.	Tensão	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Cap. Term. [MVA]			
INICIAL	FINAL	de Cabo	[km]	[kV]	(a)	(a)	(a)	Primavera	Verão	Outono	Inverno	
POCINHO	VALDIGEM 1	1x Zebra	58,2	220	0,0093	0,0519	0,0771	237	200	268	295	
POCINHO	VALDIGEM 2	1x Zebra	56,4	220	0,0040	0,0397	0,0919	237	200	268	295	
RECAREI	CANELAS 1 ¹	1x Zebra	21,4	220	0,0017	0,0086	0,0598	474	400	536	560	
RECAREI	CANELAS 3	3x Zambazu	27,4	220	0,0011	0,0145	0,0576	1047	948	1140	1200	
RECAREI	CUSTÓIAS	1x Zebra	29,3	220	0,0042	0,0235	0,0407	237	200	268	295	
RECAREI	VERMOIM 1	1x Zebra	20,2	220	0,0032	0,0164	0,0279	237	200	268	295	
RECAREI	VERMOIM 2	2x Zambazu	18,6	220	0,0011	0,0115	0,0338	457	457	457	457	
RECAREI	VERMOIM 3	2x Zambazu	18,7	220	0,0011	0,0116	0,0338	476	476	476	476	
RÉGUA	VALDIGEM	1x Zebra	2,1	220	0,0003	0,0018	0,0029	237	200	268	295	
RIO MAIOR	TRAJOUCE	1x Zebra	79,5	220	0,0127	0,0708	0,1029	344	321	364	384	
SANTARÉM	ZÉZERE ¹	1x Zebra	52,3	220	0,0042	0,0229	0,1377	590	536	642	687	
TAPADA DO OUTEIRO (GÁS)	CANELAS	3x Zambazu	18,4	220	0,0007	0,0098	0,0387	953	948	953	953	
TAPADA DO OUTEIRO (GÁS)	RECAREI	3x Zambazu	10,4	220	0,0004	0,0056	0,0215	953	948	953	953	
TORRÃO	RECAREI	1x Zebra	20,8	220	0,0033	0,0177	0,0279	237	200	268	295	
URRÓ	RECAREI	1x Zebra	15,7	220	0,0025	0,0130	0,0221	237	200	268	295	
VALDIGEM	CARRAPATELO 1	1x Zebra	32,8	220	0,0052	0,0278	0,0438	237	200	268	295	
VALDIGEM	CARRAPATELO 2	1x Zebra	32,9	220	0,0052	0,0263	0,0460	237	200	268	295	
VALDIGEM	CARRAPATELO 3	1x Zebra	32,9	220	0,0052	0,0263	0,0460	237	200	268	295	
VALDIGEM	RECAREI 1	1x Zebra	65,0	220	0,0103	0,0529	0,0897	237	200	268	295	
VALDIGEM	URRÓ	1x Zebra	50,0	220	0,0078	0,0404	0,0685	237	200	268	295	
VALDIGEM	VERMOIM	1x Zebra	73,3	220	0,0107	0,0621	0,0993	237	200	268	295	
VALEIRA	VALDIGEM 1	1x Zebra	32,6	220	0,0051	0,0265	0,0450	237	200	268	295	
VALEIRA	VALDIGEM 2	1x Zebra	32,6	220	0,0051	0,0265	0,0450	237	200	268	295	
VERMOIM	CUSTÓIAS	1x Zebra	10,4	220	0,0013	0,0082	0,0148	237	200	268	295	
VERMOIM	PRELADA ²	1x Zambazu	6,9	220	0,0008	0,0056	0,0098	100	91	109	117	
VILA CHÁ	PEREIRO 1	1x Zebra	68,5	220	0,0109	0,0602	0,0884	344	321	364	384	
VILA CHÁ	PEREIRO 2	1x Zebra	68,8	220	0,0108	0,0602	0,0883	344	321	364	384	
RAMAIS												
RAMAL DA LINHA AGUIEIRA - PEREIRO 2		P/ SUB. DE MORTÁGUA (REFER)	1x Zebra	7,7	220			CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA ALTO DE MIRA - CARRICHE		P/ SUB. DE TRAJOUCE	1x Zebra	8,9	220	0,0014	0,0078	0,0118	344	321	364	384
RAMAL DA LINHA CARREGADO-ALTO DE MIRA		P/ SUB. DE CARRICHE	1x Zebra	2,8	220	0,0004	0,0025	0,0035	295	268	321	344
RAMAL DA LINHA CARREGADO-ALTO DE MIRA		P/ SUB. DE SETE RIOS										
- TROÇO EM LINHA AÉREA			1x Zebra	2,7	220	0,0004	0,0021	0,0032	344	321	364	384
- TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1240 mm ²)			1x Cobre	5,9	220	0,0004	0,0014	0,1748	364	364	364	364
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - FERRO 1		P/ SUB. DE SOBRAL (REFER)	1x Astor 570	0,8	220			CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - FERRO 2		P/ SUB. DE SOBRAL (REFER)	1x Astor 570	0,8	220			CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - VILA CHÁ 1		P/ SUB. DE GOUVEIA (REFER)	1x Zebra	5,9	220			CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA CHAFARIZ - VILA CHÁ 2		P/ SUB. DE GOUVEIA (REFER)	1x Zebra	5,9	220			CIRCUITO COM 2 FASES				
RAMAL DA LINHA FANHÕES - ALTO DE MIRA 3		P/ SUB. DE CARRICHE	1x Zebra	2,5	220	0,0004	0,0022	0,0032	295	268	321	344
RAMAL DA LINHA MOURISCA - PEREIRO 3		P/ SUB. DE MOGOFORES	1x Zebra	2,6	220	0,0004	0,0023	0,0034	191	191	191	191
RAMAL DA LINHA PEREIRO 3 - BATALHA 2		P/ SUBESTAÇÃO DE POMBAL	1x Zebra	3,6	220	0,0006	0,0031	0,0047	191	191	191	191
RAMAL DA LINHA RECAREI - CANELAS 3		P/ TAPADA DO OUTEIRO	3x Zambazu	0,8	220	0,0000	0,0004	0,0017	953	948	953	953
RAMAL DA LINHA TAPADA OUTEIRO-CANELAS		P/ SUBESTAÇÃO DE ESTARREJA	1x Zebra	31,7	220	0,0050	0,0269	0,0423	237	200	268	295
RAMAL DA LINHA VILA CHÁ - PEREIRO 1		P/ SUB. DE MORTÁGUA (REFER)	1x Zebra	18,2	220			CIRCUITO COM 2 FASES				
Comprimento Total (km)				2837,8								

¹ Linha dupla com os ternos em paralelo.

² Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros eléctricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

Figura B.3 – Características eléctricas das linhas a 220kV (cont.).

LINHAS A 150 kV												
BARRAMENTO	BARRAMENTO		Comp.	Tensão	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Cap. Term. [MVA]				
INICIAL	FINAL		[km]	[kV]	(a)	(a)	(a)	Primavera	Verão	Outono	Inverno	
ALTO RABAGÃO	CANIÇADA	1x Bear	33,9	150	0,0190	0,0653	0,0204	104	104	104	104	
BOUÇA	ZÉZERE 1	1x Bear	36,6	150	0,0201	0,0687	0,0220	104	104	104	104	
BOUÇA	ZÉZERE 2	1x Bear	36,6	150	0,0201	0,0687	0,0223	104	104	104	104	
CABRIL	BOUÇA	1x Bear	10,5	150	0,0058	0,0197	0,0063	104	104	104	104	
CANIÇADA	OLEIROS	1x Bear	26,7	150	0,0147	0,0469	0,0172	122	104	138	151	
CANIÇADA	RIBA DE AVE 1	1x Panther	33,2	150	0,0221	0,0603	0,0206	107	91	121	133	
CANIÇADA	RIBA DE AVE 2	1x Bear	33,2	150	0,0181	0,0618	0,0199	122	104	138	151	
CANIÇADA	VILA FRIA 1	1x Bear	46,7	150	0,0254	0,0876	0,0281	122	104	138	151	
CANIÇADA	VILA FRIA 2	1x Bear	50,2	150	0,0277	0,0880	0,0323	122	104	138	151	
CENTRAL SINES	SINES 1	2x Zambazo	12,8	150	0,0016	0,0166	0,0111	340	340	340	340	
ERMIDAS GADO	FERREIRA DO ALENTEJO	1x Bear	26,0	160	0,0139	0,0487	0,0167	122	104	138	151	
FALAGUEIRA	RODÃO 1 (REFER)	1x Zebra	19,9	150	0,0071	0,0386	0,0130	201	183	219	234	
FALAGUEIRA	RODÃO 2 (REFER)	1x Zebra	19,9	150	0,0071	0,0386	0,0130	201	183	219	234	
FANHÕES	SACAVEM 1	1x Zebra	13,3	150	0,0046	0,0239	0,0085	130	130	130	130	
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 1 (REFER)	1x Bear	4,4	150				CIRCUITO COM 2 FASES				
FERNÃO FERRO	FOGUETEIRO 2 (REFER)	1x Bear	4,4	150				CIRCUITO COM 2 FASES				
FERNÃO FERRO	MONTE DA CAPARICA ^{1,2}	1x Bear	13,0	150	0,0036	0,0121	0,0159	103	87	116	127	
FERNÃO FERRO	QUINTA DO ANJO	1x Zebra	12,1	150	0,0040	0,0206	0,0075	162	136	183	201	
FERREIRA DO ALENTEJO	ÉVORA	1x Zebra	61,3	150	0,0210	0,1117	0,0380	201	183	219	234	
FERREIRA DO ALENTEJO	OURIQUE	1x Bear	44,5	150	0,0244	0,0817	0,0275	151	138	164	176	
FRATEL	FALAGUEIRA	1x Bear	7,8	150	0,0044	0,0146	0,0048	122	104	138	151	
MONTE DA PEDRA	SINES	1x Bear	50,5	150	0,0274	0,0925	0,0313	122	104	138	151	
OLEIROS	VILA FRIA	1x Bear	23,6	150	0,0129	0,0413	0,0150	122	104	138	151	
OURIQUE	ESTOI 1	1x Bear	73,8	150	0,0409	0,1405	0,0438	151	138	164	176	
OURIQUE	ESTOI 2	1x Bear	73,9	150	0,0409	0,1405	0,0438	151	138	164	176	
OURIQUE	NEVES CORVO	1x Bear	22,0	160	0,0121	0,0412	0,0132	122	104	130	130	
OURIQUE	TUNES	1x Bear	61,6	150	0,0338	0,1130	0,0380	176	164	186	195	
PALMELA	ÉVORA	1x Bear	96,7	150	0,0533	0,1812	0,0581	122	104	138	151	
PALMELA	FERNÃO FERRO 1	1x Zebra	23,0	150	0,0078	0,0396	0,0149	162	136	183	201	
PALMELA	FERNÃO FERRO 2	1x Zebra	23,0	150	0,0078	0,0396	0,0149	162	136	183	201	
PALMELA	QUINTA DO ANJO	1x Zebra	12,0	150	0,0041	0,0206	0,0078	162	136	183	201	
PALMELA	SEIXAL	1x Zebra	24,3	150	0,0082	0,0424	0,0154	162	136	183	201	
PALMELA	SETÚBAL 1	1x Zebra	4,3	150	0,0015	0,0079	0,0027	234	219	248	262	
PALMELA	SETÚBAL 2	1x Zebra	4,2	150	0,0015	0,0077	0,0026	234	219	248	262	
PALMELA	SETÚBAL 3	1x Zebra	4,0	150	0,0014	0,0074	0,0025	162	136	183	201	
PALMELA	MONTE DA PEDRA	1x Bear	41,0	150	0,0222	0,0752	0,0254	122	104	138	151	
PORTO ALTO	PALMELA 1	1x Bear	36,7	150	0,0203	0,0702	0,0221	151	138	164	176	
PORTO ALTO	PALMELA 2	1x Bear	36,6	150	0,0201	0,0686	0,0220	151	138	164	176	
PORTO ALTO	QUINTA GRANDE 1 (REFER)	1x Bear	35,0	150				CIRCUITO COM 2 FASES				
PORTO ALTO	QUINTA GRANDE 2 (REFER)	1x Bear	42,3	150				CIRCUITO COM 2 FASES				
RIBA DE AVE	ERMESINDE 1	1x Panther	28,5	160	0,0193	0,0608	0,0193	107	91	121	130	
RIBA DE AVE	ERMESINDE 2	1x Panther	27,4	150	0,0185	0,0500	0,0166	107	91	121	130	
RIBA DE AVE	ERMESINDE 3	1x Bear	27,4	150	0,0138	0,0493	0,0173	122	104	130	130	
RIBA DE AVE	ERMESINDE 4	1x Bear	33,2	150	0,0184	0,0621	0,0202	122	104	138	151	
RIBA DE AVE	OLEIROS	1x Bear	35,2	150	0,0195	0,0657	0,0215	122	104	138	151	
RIBA DE AVE	RUIVÃES	1x Bear	5,1	150	0,0028	0,0094	0,0031	122	104	138	151	
SABOIA	LUZIANES 1	1x Bear	8,5	150				CIRCUITO COM 2 FASES				
SABOIA	LUZIANES 2	1x Bear	8,5	150				CIRCUITO COM 2 FASES				
SABOIA	TUNES	1x Bear	55,7	150	0,0306	0,0992	0,0352	122	104	138	151	
SACAVEM	PORTO ALTO :											
	TROÇO EM LINHA AÉREA	1x Bear	32,2	150	0,0177	0,0605	0,0194	122	104	130	130	
	TROÇO EM CABO SUBTERRÂNEO (1000 mm ²)	1x Alumínio	1,8	150	0,0004	0,0009	0,0229	216	216	216	216	

¹ Linha dupla com os termos em paralelo.

² Explorada provisoriamente a 60 kV. Os parâmetros eléctricos e capacidade referem-se à tensão de exploração.

Figura B.4 – Características eléctricas das linhas a 150kV.

LINHAS A 150 kV											
BARRAMENTO INICIAL	BARRAMENTO FINAL		Comp. [km]	Tensão [kV]	R [pu] (a)	X [pu] (a)	B [pu] (a)	Primavera	Verão	Cap. Term. [MVA] Outono	Inverno
SALAMONDE	CANIÇADA	1x	13,9	150							
SINES	ERMIDAS SADO	1x Bear	32,6	150	0,0179	0,0610	0,0197	122	104	138	151
SINES	OURIQUE 1	1x Zebra	63,4	150	0,0215	0,1093	0,0413	201	183	219	234
SINES	OURIQUE 2	1x Zebra	63,4	150	0,0215	0,1093	0,0413	201	183	219	234
SINES	SABOIA	1x Bear	60,8	150	0,0333	0,1079	0,0382	122	104	138	151
SINES	TUNES 2	1x Bear	116,2	150	0,0638	0,2065	0,0732	122	104	138	151
TABUAÇO	RÉGUA	1x Bear	16,9	150	0,0093	0,0317	0,0102	65	65	65	65
VERMOIM	ERMESINDE 1	1x Bear	9,5	150	0,0052	0,0178	0,0057	122	104	138	151
VERMOIM	ERMESINDE 2	1x Bear	9,5	150	0,0052	0,0175	0,0059	122	104	138	151
VERMOIM	ERMESINDE 3	1x Zebra	9,5	150	0,0032	0,0173	0,0059	162	136	183	201
VILA NOVA	RIBA DE AVE	1x Panther	53,5	150	0,0365	0,0978	0,0329	107	91	121	133
VILA NOVA	SALAMONDE	1x Zambazo	8,0	150	0,0021	0,0141	0,0052	238	216	259	277
ZÉZERE	FALAGUEIRA	1x Bear	54,0	150	0,0294	0,0985	0,0331	122	104	138	151
ZÉZERE	PEREIRO 1	1x Bear	71,1	150	0,0391	0,1335	0,0433	122	104	130	130
RAMAIS											
RAMAL DA LINHA ALTO RABAGÃO-CANIÇADA	P/ SUBESTAÇÃO DE CHAVES	1x Bear	36,6	150	0,0205	0,0703	0,0219	114	114	114	114
RAMAL DA LINHA CANIÇADA - RIBA DE AVE 2	P/ SUBESTAÇÃO DE GUIMARÃES	1x Bear	3,7	150	0,0020	0,0067	0,0023	122	104	130	130
RAMAL DA LINHA CANIÇADA - VILA FRIA 1	P/ VILARINHO DAS FURNAS	1x Bear	7,3	150	0,0040	0,0137	0,0044	122	104	138	151
RAMAL DA LINHA FRATEL - FALAGUEIRA	P/ SUBESTAÇÃO DE PRACANA	1x Bear	3,1	150	0,0017	0,0058	0,0019	65	65	65	65
RAMAL DA LINHA PALMELA - ÉVORA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	1x Bear	6,9	150	0,0038	0,0128	0,0043	122	104	138	151
RAMAL DA LINHA PALMELA - MONTE DA PEDRA	P/ SUB. DE PEGÕES (REFER)	1x Bear	8,5	150	0,0047	0,0157	0,0052	122	104	138	151
RAMAL DA LINHA PALMELA - SEIXAL	P/ SUB. DE FERNÃO FERRO	1x Zebra	5,2	150	0,0018	0,0090	0,0034	162	136	183	201
RAMAL DA LINHA PALMELA - SEIXAL	P/ LUSOSIDER	1x Zebra	0,2	150	0,0001	0,0003	0,0001	162	136	183	201
RAMAL DA LINHA VERMOIM - ERMESINDE 3	P/ SIDERURGIA NACIONAL (MAIA)	1x Bear	2,2	150	0,0012	0,0040	0,0013	122	104	138	151
RAMAL DA LINHA VILA NOVA - RIBA DE AVE	P/ SUB. DE OLEIROS	1x Bear	29,3	150	0,0092	0,0372	0,0291	151	138	164	176
RAMAL DA LINHA VILA NOVA - SALAMONDE	P/ VENDA NOVA 2	1x Zambazo	4,9	150	0,0013	0,0085	0,0032	238	216	259	277
LINHAS EXPLORADAS A 130 kV											
LINDOSO	CONCHAS (tropa português)	1x Bear	9,0	130	0,0067	0,0230	0,0041	106	90	120	131
Comprimento Total (km)			2197,6								

¹ Linha em remodelação.

Figura B.5 – Características eléctricas das linhas a 150kV (cont.).

Subestação		Entrada em Serviço da Instalação (a)	Nº Unidade	Tipo (b)	Sistema Refrig. (c)	Tensões Nom. Prim./Sec. [kV]	Potência Nominal [MVA]	R [pu] (d)	X [pu] (d)	G [pu] (d)	B [pu] (d)	Entrada em Serviço	Ano Fabrico
SAM	ALTO MIRA	1963	AT 1	M	ODAF	400/220	450	0,0016	0,1191	0,00030	-0,0010	2003	2002
			TRF 1	T	ODAF	400/60	170	0,0025	0,1569	0,00065	-0,0040	2003	1996
			TRF 2	T	ODAF	400/60	170	0,0026	0,1586	0,00077	-0,0062	2003	2002
			TRF 3	M	ONAF	220/60	3x40	0,0037	0,0992	0,00117	-0,0120	1971	1970
			TRF 4	M	ONAF	220/60	3x40	0,0040	0,1023	0,00102	-0,0040	1963	1962
SBL	BATALHA	1973	TRF 3	T	ONAF	220/60	126	0,0030	0,1182	0,00059	-0,0017	1991	1990
			TRF 4	M	ONAF	220/60	3x40	0,0038	0,0993	0,00125	-0,0163	1973	1973
			TRF 5	M	ONAF	220/60	3x40	0,0037	0,0984	0,00121	-0,0156	1977	1973
SCN	CANELAS	PC 1981 SE 1984	TRF 1	T	ODAF	220/60	120	0,0028	0,1187	0,00072	-0,0031	1986	1985
			TRF 2	T	ODAF	220/60	120	0,0030	0,1124	0,00070	-0,0023	1984	1983
			TRF 3	T	ODAF	220/60	120	0,0031	0,1143	0,00068	-0,0026	1986	1985
			TRF 4	T	ODAF	220/60	126	0,0029	0,1186	0,00059	-0,0023	1994	1993
SCG	CARREGADO	PC 1967 SE 1973	TRF 1	T	ONAF	220/60	120	0,0031	0,1060	0,00100	-0,0091	1973	1973
			TRF 2	T	ONAF	220/60	120	0,0032	0,1053	0,00095	-0,0104	1975	1973
			TRF 3	T	ONAF	220/60	120	0,0036	0,1015	0,00087	-0,0076	1980	1979
SCH	CARRICHE (f)	1983	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0,0029	0,1184	0,00028	-0,0014	1994	1994
			TRF 2	T	ONAF	220/60	120	0,0037	0,1176	0,00081	-0,0079	1983	1979
			TRF 3	T	ONAF	220/60	120	0,0038	0,1152	0,00074	-0,0081	1984	1982
SCF	CHAFARIZ	1997	TRF 2	T	ONAF	220/60	63	0,0044	0,1187	0,00080	-0,0049	1997	1983
			TRF 3	T	ONAF	220/60	63	0,0043	0,1155	0,00066	-0,0042	1997	1992
SCV	CHAVES	1996	TRF 1	T	ONAF	150/60	63	0,0043	0,0990	0,00101	-0,0067	1996	1965
SCT	CUSTÓIAS	PC 1993 SE 1994	TRF 1	T	ODAF	220/60	126	0,0030	0,1202	0,00059	-0,0022	1994	1992
			TRF 2	T	ODAF	220/60	126	0,0028	0,1169	0,00050	-0,0002	1996	1995
SED	ERMESINDE	1951	TRF 1	T	ONAF	150/60	50	0,0045	0,1111	0,00171	-0,0115	1951	1951
			TRF 2	T	ONAF	150/60	50	0,0000	0,1052	0,00166	-0,0108	1951	1951
			TRF 4	T	ODAF	150/60	126	0,0028	0,1279	0,00041	-0,0002	1993	1993
			TRF 5	T	ODAF	150/60	126	0,0030	0,1210	0,00048	-0,0029	1996	1996
SEJ	ESTARREJA (e)	1968	TRF 2	T	ODAF	220/60	126	0,0040	0,1176	0,00072	-0,0063	1983	1982
			TRF 3	T	ODAF	220/60	126	0,0027	0,1178	0,00048	-0,0002	1994	1994
			TRF 4	T	ODAF	220/60	126	0,0030	0,1192	0,00060	-0,0023	1994	1993
			TRF 5	T	ODAF	220/60	126	0,0030	0,1192	0,00060	-0,0023	1994	1993
SET	ESTÓI	1992	TRF 2	T	ODAF	150/60	126	0,0027	0,1193	0,00047	-0,0003	1995	1995
			TRF 3	T	ODAF	150/60	126	0,0035	0,1205	0,00043	-0,0012	1992	1992
SER	ÉVORA	1986	TRF 1	T	ONAF	150/60	63	0,0042	0,1004	0,00076	-0,0060	1999	1998
			TRF 2	T	ONAF	150/60	63	0,0054	0,1211	0,00047	-0,0011	1986	1985
			TRF 3	T	ONAF	150/60	63	0,0049	0,1084	0,00085	-0,0041	1992	1976
SFA	F.ALENTEJO	1963	TRF 1	T	ONAF	150/60	50	0,0048	0,1249	0,00079	-0,0033	1983	1981
			TRF 2	T	ONAF	150/60	25	0,0075	0,1257	0,00123	-0,0058	1963	1963
			TRF 3	T	ONAF	150/60	50	0,0044	0,1381	0,00119	-0,0131	1970	1969
			AT 5	T	ODAF	400/150	250	0,0022	0,1193	0,00033	-0,0015	2002	2002
SFR	FALAGUEIRA	1992	AT 3	T	ODAF	400/150	250	0,0022	0,1197	0,00029	-0,0022	2000	1999
			TRF 2	T	ODAF	150/60	63	0,0055	0,1219	0,00059	-0,0049	1992	1982
			TRF 1	T	ONAF	150/60	63	0,0054	0,0962	0,00068	-0,0018	2004	1982
SFN	FANHÕES	1986	TRF 2	T	ODAF	400/60	170	0,0026	0,1579	0,00068	-0,0042	1996	1995
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0,0034	0,1621	0,00063	-0,0026	1993	1992
			AT 5	T	ODAF	400/220	450	0,0018	0,1175	0,00030	-0,0008	1992	1991
			AT 6	T	ODAF	400/220	450	0,0018	0,1208	0,00032	-0,0010	1986	1984
			AT 7	M	ONAF	220/150	3x42	0,0021	0,0635	0,00054	-0,0018	1988	1963
SFF	F. FERRO	1980	TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0,0038	0,1239	0,00085	-0,0109	1980	1975
			TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0,0039	0,1205	0,00081	-0,0078	1980	1975
			TRF 3	T	ONAF	150/60	126	0,0028	0,1217	0,00042	-0,0012	1992	1992
SFE	FERRO	2001	TRF 1	T	ONAF	220/60	63	0,0044	0,1172	0,00080	-0,0070	2001	1983
SGR	GUIMARÃES	1977	TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0,0037	0,1199	0,00076	-0,0062	1977	1976
SLV	LAVOS	2002	TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0,0036	0,1618	0,00037	-0,0067	2002	2001
SMG	MOGADOURO	1993	TRF 2	T	ONAF	220/60	63	0,0043	0,1155	0,00065	-0,0035	1993	1992
SMR	MOGOFORES	1979	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0,0035	0,1151	0,00038	-0,0030	2000	2000
SMC	MOURISCA	1983	TRF 1	T	ODAF	220/60	120	0,0032	0,1122	0,00068	-0,0021	1984	1983
			TRF 2	T	ONAF	220/60	126	0,0040	0,1175	0,00077	-0,0075	1983	1981
			TRF 3	T	ONAF	220/60	63	0,0031	0,1139	0,00061	-0,0006	1998	1994

Figura B.6 – Características dos Transformadores de Potência.

Subestação		Entrada em Serviço da Instalação (a)	Nº Unidade	Tipo (b)	Sistema Refrig. (c)	Tensões Nom. Prim./Sec. [kV]	Potência Nominal [MVA]	R [pu] (d)	X [pu] (d)	G [pu] (d)	B [pu] (d)	Entrada em Serviço	Ano Fabrico
SOR	OLEIROS	1996	TRF 1	T	ODAF	150/60	126	0,0028	0,1266	0,00044	-0,0005	1996	1993
			TRF 2	T	ODAF	150/60	126	0,0030	0,1219	0,00047	-0,0029	1996	1996
SPM	PALMELA	1979	AT 2	M	ODAF	400/150	3x150	0,0019	0,1277	0,00049	-0,0033	1979	1977
			AT 3	M	ODAF	400/150	3x150	0,0020	0,1278	0,00050	-0,0038	1981	1977
			AT 4	T	ODAF	400/150	450	0,0019	0,1239	0,00044	-0,0022	2003	2003
SPR	PEREIRO	PC 1957 SE 1958	AT 2	M	ONAN	220/150	3x40	0,0020	0,0586	0,00084	-0,0101	1958	1956
			TRF 3	T	ONAF	150/60	63	0,0048	0,1050	0,00090	-0,0080	1991	1974
			TRF 5	M	ONAF	220/60	3x40	0,0037	0,0993	0,00120	-0,0163	1974	1972
			TRF 6	T	ONAF	220/60	126	0,0039	0,1175	0,00081	-0,0076	1982	1981
SPN	POCINHO	1974	TRF 1	M	ONAF	220/60	3x30	0,0035	0,0953	0,00124	-0,0138	1975	1973
SPB	POMBAL	1983	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0,0032	0,1199	0,00079	-0,0068	2001	2000
SPA	PORTO ALTO	PC 1961 SE 1971	TRF 3	T	ONAF	150/60	63	0,0044	0,0947	0,00099	-0,0091	1979	1978
			TRF 4	T	ONAF	150/60	63	0,0047	0,0946	0,00074	-0,0068	1981	1974
SPC	PRACANA	1982	TRF 1	T	ONAF	150/60	63	0,0045	0,0947	0,00101	-0,0120	1982	1974
SRR	RECAEI	1990	AT 1	T	ODAF	400/220	450	0,0017	0,1172	0,00030	-0,0009	1991	1991
			AT 2	T	ODAF	400/220	450	0,0016	0,1181	0,00031	-0,0007	1990	1989
			TRF 4	T	ONAF	220/60	126	0,0035	0,1151	0,00039	-0,0025	2001	2000
CRG	RÉGUA (g)	1973	AT 1	T	ONAF	220/150	75	0,0012	0,0525	0,00040	-0,0008	1988	1986
SRA	RIBA D'AVE	IP 1980 SE 1984	AT 1	T	ODAF	400/150	360	0,0022	0,1605	0,00039	-0,0016	1988	1987
			AT 2	T	ODAF	400/150	360	0,0022	0,1605	0,00040	-0,0015	1987	1986
			TRF 3	T	ODAF	400/60	170	0,0034	0,1621	0,00061	-0,0022	1989	1988
			TRF 4	T	ODAF	400/60	170	0,0034	0,1621	0,00063	-0,0026	1993	1993
			TRF 5	T	ONAF	150/60	120	0,0037	0,1132	0,00085	-0,0102	1984	1982
			TRF 6	T	ONAF	150/60	126	0,0036	0,1203	0,00082	-0,0068	1980	1980
SRM	RIO MAIOR	1979	AT 2	M	ODAF	400/220	3x150	0,0019	0,1247	0,00033	-0,0010	1981	1977
			AT 3	M	ODAF	400/220	3x150	0,0019	0,1257	0,00035	-0,0023	1979	1977
			TRF 4	T	ONAF	220/60	126	0,0031	0,1227	0,00045	-0,0015	1991	1989
			TRF 5	T	ONAF	220/60	126	0,0040	0,1185	0,00080	-0,0067	1981	1980
SRU	RUIVÃES (h)	1982	TRF 1	T	ONAF	150/130	150	0,0020	0,0691	0,000921	-0,0324	1982	1981
SSV	SACAVÉM	1951	TRF 1	T	ONAF	150/30	60	0,0049	0,0965	0,00122	-0,0065	1961	1960
			TRF 2	T	ODAF	150/30	45	0,0058	0,0919	0,00212	-0,0416	1951	1950
			TRF 3	T	ONAF	150/30	60	0,0031	0,0991	0,00070	-0,0014	1988	1988
			TRF 5	T	ONAF	150/30	60	0,0035	0,1030	0,00114	-0,0083	1980	1979
			TRF 6	T	ONAF	150/60	63	0,0044	0,0988	0,00096	-0,0060	1996	1972
			TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0,0029	0,1518	0,00052	-0,0003	1998	1997
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0,0029	0,1525	0,00046	-0,0002	2002	2002
SSR	SANTARÉM	2002	TRF 2	T	ONAF	220/60	63	0,0037	0,1134	0,00064	-0,0014	2002	1992
SSS	SETE RIOS	1999	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0,0030	0,1519	0,00052	-0,0003	1999	1998
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0,0029	0,1522	0,00048	-0,0005	2004	2004
SSB	SETÚBAL	1952	TRF 1	T	ONAF	150/60	60	0,0032	0,1197	0,00151	-0,0102	1957	1956
			TRF 2	T	ONAF	150/60	60	0,0030	0,1194	0,00150	-0,0095	1957	1956
			TRF 3	T	ONAF	150/60	60	0,0036	0,1127	0,00114	-0,0125	1968	1966
			TRF 4	T	ODAF	150/60	120	0,0038	0,1206	0,00066	-0,0026	1978	1978
SSN	SINES	1978	TRF 1	T	ONAF	150/60	120	0,0037	0,1155	0,00088	-0,0067	1980	1978
			TRF 2	T	ONAF	150/60	120	0,0038	0,1151	0,00084	-0,0051	1981	1978
			AT 5	T	ODAF	400/150	360	0,0020	0,1243	0,00043	-0,0016	1986	1985
			AT 6	T	ODAF	400/150	360	0,0020	0,1225	0,00036	-0,0008	1994	1993
STR	TORRÃO	PC 1988 SE 1993	TRF 2	T	ODAF	220/60	126	0,0029	0,1186	0,00060	-0,0019	1993	1993
STJ	TRAJOUCE	1990	TRF 1	T	ONAF	220/60	170	0,0029	0,1525	0,00050	-0,0002	2002	2002
			TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0,0029	0,1528	0,00048	-0,0003	2003	2003
			TRF 3	T	ONAF	220/60	170	0,0029	0,1515	0,00049	-0,0004	2003	2003
STN	TUNES	1973	TRF 1	T	ONAF	150/60	126	0,0024	0,0937	0,00060	-0,0022	1991	1991
			TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0,0028	0,1249	0,00051	-0,0002	2004	2003
			TRF 4	T	ONAF	150/60	63	0,0040	0,1059	0,00068	-0,0024	1983	1982
			TRF 6	T	ONAF	150/60	63	0,0030	0,0955	0,00075	-0,0026	1987	1986
SVG	VALDIGEM	1976	TRF 1	M	ONAF	220/60	3x42	0,0034	0,1152	0,00111	-0,0107	1976	1975
			TRF 2	M	ONAF	220/60	3x42	0,0035	0,1105	0,00097	-0,0071	1982	1980

Figura B.7 – Características dos Transformadores de Potência (cont.).

Subestação	Entrada em Serviço da Instalação (a)	Nº Unidade	Tipo (b)	Sistema Refrig. (c)	Tensões Nom. Prim./Sec. [kV]	Potência Nominal [MVA]	R [pu] (d)	X [pu] (d)	G [pu] (d)	B [pu] (d)	Entrada em Serviço	Ano Fabrico
SVM VERMOIM	1959	AT 0	T	ONAF	220/150	150	0,0017	0,0716	0,00051	-0,0036	1977	1974
		AT 1	M	ONAF	220/150	3x40	0,0021	0,0596	0,00044	-0,0010	1975	1973
		AT 2	M	ONAN	220/150	3x40	0,0020	0,0588	0,00080	-0,0076	1960	1957
		TRF 3	M	ONAF	220/60	3x40	0,0039	0,0994	0,00119	-0,0113	1971	1969
		TRF 4	M	ONAF	220/60	3x40	0,0037	0,1044	0,00133	-0,0133	1959	1958
		TRF 5	M	ONAF	220/60	3x40	0,0038	0,1047	0,00131	-0,0133	1960	1958
		TRF 6	M	ONAF	220/60	3x40	0,0037	0,0982	0,00116	-0,0118	1975	1973
		TRF 7	M	ONAF	220/60	3x40	0,0037	0,0986	0,00123	-0,0129	1980	1973
SVC VILA CHÃ	1961	TRF 1	T	ONAF	220/60	126	0,0029	0,1132	0,00065	-0,0023	2003	1989
		TRF 2	T	ONAF	220/60	63	0,0035	0,1112	0,00152	-0,0183	1961	1960
		TRF 3	T	ONAF	220/60	63	0,0041	0,1028	0,00106	-0,0093	1977	1975
		TRF 4	T	ONAF	220/60	126	0,0033	0,1217	0,00066	-0,0021	2002	1983
SVI VILA FRIA	IP 1983	TRF 2	T	ONAF	150/60	126	0,0039	0,1189	0,00049	-0,0022	1987	1986
	SE 1987	TRF 3	T	ONAF	150/60	126	0,0039	0,1188	0,00048	-0,0027	1987	1986
SZR ZÉZERE	1951	AT 1	M	ONAF	220/150	120	0,0020	0,0590	0,00084	-0,0098	2003	1956
		TRF 2	T	ONAF	220/60	170	0,0030	0,1574	0,00042	-0,0001	2003	2003
		TRF	T	ONAF	150/60	170	0,0028	0,1649	0,00040	-0,0002	2003	2002
		TRF 3	T	ONAF	150/60	63	0,0054	0,0962	0,00068	-0,0018	1983	1982

Notas:

- a) PC - Posto de Corte
SE - Subestação
IP - Instalação Provisória
- b) T - Transformadores constituídos por uma única unidade.
M - Transformadores constituídos por unidades monofásicas.
- c) Sistema de refrigeração à potência máxima:
ONAN - Óleo Natural, Ar Natural
ONAF - Óleo Natural, Ar Forçado
ODAF - Óleo Dirigido, Ar Forçado
- d) Os valores em pu referem-se à potência nominal (MVA) do transformador.
- e) Em 1983 iniciou-se a instalação dos 220 kV e em 1990 a remodelação do parque de 60 kV.
- f) A subestação de Carriche sofreu uma remodelação em 1995 que consistiu na passagem a tecnologia compacta a SF6 do nível de 220kV. A restante subestação remonta a 1983.
- g) Este equipamento é propriedade da EDP-Produção.
- h) Este equipamento é propriedade da EDP-Distribuição.

Equipamento de Transformação em reserva:

- Subestações de Alto de Mira - 2 pólo monofásico 220/60 kV, 40 MVA.
- Subestações da Batalha, Pereiros e Valdigem - 1 pólo monofásico 220/60 kV, 40 MVA, em cada uma delas.
- Subestação de Estareja - 1 AT 220/150 kV, 126 MVA, e 1 pólo monofásico de 42 MVA.
- Subestação de Fanhões - 1 pólo monofásico 220/150 kV, 42 MVA.
- Subestação do Pocinho - 1 pólo monofásico 220/60 kV, 30 MVA.
- Subestação do Zêzere - 1 pólo monofásico 220/150 kV, 40 MVA.

Equipamento de Transformação em instalação:

- Subestação de Santarém - 1 TR 220/60 kV, 126 MVA.
- Subestação de Ferreira do Alentejo - 1 TR 150/60 kV, 63 MVA.

Figura B.8 – Características dos Transformadores de Potência (cont.).

PRODUÇÃO HÍDRICA														
Sistema	Central						Primavera [MW] 05-Mai-04		Verão [MW] 26-Jul-04		Outono [MW] 03-Nov-04		Inverno [MW] 09-Dez-04	
	Sigla	Nome	Tipo	nº Grupos	Pmáx/gr. [MW]	Pmáx [MW]	Máx	Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx	Min
Lima	CAL	Alto Lindoso	Alb.	2	315	630	0	0	306	0	530	0	364	0
	CTD	Touvedo	Alb.	1	22	22	0	0	11	0	21	18	18	0
Douro Internac.	CMD1	Miranda	F.A.	3	60	180	87	0	35	0	0	0	136	0
	CMD2	Miranda	F.A.	1	189	189	189	108	0	0	149	0	0	0
	CPT	Picote	F.A.	3	65	195	189	190	62	0	190	0	120	0
	CRT	Bemposta	F.A.	3	80	240	240	50	78	0	239	0	211	0
Douro Nacional	CPN	Pocinho	F.A.	3	62	186	110	0	24	0	74	0	50	0
	CVR	Valeira	F.A.	3	80	240	153	0	56	0	162	0	143	0
	CRG	Rêgua	F.A.	3	60	180	119	0	50	0	173	42	175	0
	CCL	Carrapatelo	F.A.	3	67	201	134	56	0	0	194	93	195	0
	CCM	Crestuma-Lever	F.A.	3	39	117	48	20	21	0	61	48	60	0
Távora	CTC (a)	Vilar-Tabuaço	Alb.	2	29	58	0	0	52	0	51	0	52	0
Tâmega	CTR	Torrão	F.A. / B	2	70	140	131	0	62	-147	122	0	94	0
Cávado	CAR (b)	Alto Rabagão	Alb. / B	2	34	68	29	0	34	0	34	0	34	0
	CVN1(c)	Venda Nova	Alb.	3	30	90	61	0	55	0	58	0	84	0
	CVN2	Paradela	Alb.	1	54	54	0	0	54	0	54	53	54	51
	CSD (d)	Salamonde	Alb.	2	21	42	40	0	38	0	37	0	35	0
	CCD (e)	Canicarda	Alb.	2	31	62	28	0	55	0	59	29	58	0
Homem	CVF (f)	Vilarinho Furnas	Alb.	1	72	125	0	0	49	0	0	0	58	0
	CVF2 (f)	Vilarinho Furnas	Alb. / B	1	71	125	0	0	49	0	67	0	57	0
Mondego	CAG	Aguieira	Alb. / B	3	112	336	90	-270	180	-277	0	0	141	-186
	CRV	Raiva	Alb.	2	12	24	0	0	0	0	12	0	9	0
	CCA	Caldeirão	Alb.	1	40	40	0	0	0	0	39	0	0	0
Tejo	CFT	Fratel	F.A.	3	44	132	84	0	0	0	118	0	121	29
Zêzere	CCR	Cabril	Alb.	2	54	108	0	0	89	0	60	0	53	0
	CBC	Bouça	Alb.	2	22	44	0	0	42	0	42	0	41	0
	CCB	Castelo do Bode	Alb.	3	53	159	0	0	150	0	156	0	122	0
Ocreza	CPC1	Pracana	Alb.	2	8	16	0	0	0	0	7	0	0	0
	CPC2	Pracana	Alb.	1	25	25	0	0	14	0	25	0	0	0
Guadiana	CAV (a)	Aloueva	Alb.	2	120	240	0	0	116	0	119	0	117	0
Legenda: F.A. - Fio de água Alb. - Albufeira B- Centrais com bombagem														

Legenda: F.A. - Fio de água Alb. - Albufeira B- Centrais com bombagem

Notas:

Pmax refere-se à potência líquida máxima de cada central

Para efeitos de simulação considera-se a central do Torrão como de fio de água, atendendo à sua pequena capacidade de regularização de caudais afluentes.

Considerou-se como Pmax/gr = Pmax.tot / nºgr., no entanto em algumas centrais hídricas a funcionarem com apenas 1gr. a Pmax/gr pode ter um valor mais elevado que o indicado na tabela.

a) 58/35 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

b) 68/38 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

c) 90/64/34 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 3/2/1Grupos

d) 42/22 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

e) 62/32 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo 2/1Grupos

f) 125 MW de Pot.máx. se em funcionamento simultâneo os 2Grupos (cada grupo com 62.5MW)

g) Segundo grupo em paralelo com a RNT desde 22 de Março de 2004.

h) Potências para temperaturas ambiente.

Figura B.9 – Características das centrais hídricas.

PRODUÇÃO TÉRMICA													
Central						Primavera [MW] 05-Mai-04		Verão [MW] 26-Jul-04		Outono [MW] 03-Nov-04		Inverno [MW] 09-Dez-04	
Sigla	Nome	Tipo	nº Grupos	Pmáx/gr. (h) [MW]	Pmáx (h) [MW]	Máx	Min	Máx	Min	Máx	Min	Máx	Min
CBR (i)	Barreiro	Fuel	2	32	56	10	10	0	0	14	11	51	50
CCG1	Carregado	Fuel+Gás	4	118	473	0	0	105	0	0	0	459	0
CCG2	Carregado	Fuel	2	119	237	0	0	0	0	0	0	0	0
CRJ (j)	Ribatejo	Gás	2	392	784	386	234	346	376	717	230	798	805
CSB	Setúbal	Fuel	4	237	946	0	0	874	0	0	0	946	75
CSN	Sines	Carvão	4	298	1192	1193	1122	1188	1189	1181	1181	1190	1188
CTO	Tapada Outeiro	C.+Fuel	1	47	47	0	0	0	0	0	0	0	0
CTN1	Tunes	Gasol	2	16	32	0	0	0	0	0	0	0	0
CTN2	Tunes	Gasol	2	83	165	0	0	0	0	0	0	0	0
CPG	Pego	Carvão	2	292	584	583	202	581	586	582	456	584	584
CTG	T. Outeiro (Gás)	Gás	3	330	990	992	190	906	612	987	293	1014	391

i) Central com 2caldeiras-2Grup. Pmax=56MW Pmin=29MW Central com 1caldeira-1Grup. Pmax=22MW Pmin=15MW

j) Segundo grupo em paralelo com a RNT desde 4 de Maio de 2004.

Figura B.10 – Características das centrais térmicas.

Anexo C

Tabela C.1 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Ponta.

Barramento	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Alto Lindoso	0,0	934,0	0,0	1232,0	0,0	857,0	0,0	743,0
Aguieira	0,0	90,0	0,0	180,0	0,0	0,0	0,0	141,0
Alqueva	0,0	0,0	0,0	116,0	0,0	119,0	0,0	117,0
Alto Mira (400kV)	158,0	0,0	172,0	0,0	158,0	0,0	195,0	0,0
Alto Mira (220kV)	96,0	0,0	82,7	0,0	91,2	0,0	113,7	0,0
Alto Rabagão	0,0	30,0	0,0	35,0	0,0	35,0	0,0	35,0
Batalha	255,0	0,0	240,0	0,0	253,0	0,0	285,0	0,0
Bemposta	44,0	0,0	12,3	78,0	273,0	239,0	230,0	212,0
Bouça	0,0	0,0	0,0	43,0	0,0	43,0	0,0	42,0
C. Gás	0,0	990,0	0,0	990,0	0,0	642,3	0,0	853,6
C. Pego	0,0	584,0	0,0	584,0	0,0	584,0	0,0	584,0
C. Pocinho	0,0	111,0	0,0	25,5	0,0	75,0	0,0	51,0
Cabril	0,0	0,0	0,0	90,0	0,0	89,0	0,0	53,0
Canelas	241,9	0,0	255,1	0,0	269,2	0,0	300,5	0,0
Cançada	0,0	28,0	0,0	56,0	0,0	59,0	0,0	59,0
Carrapatelo	0,0	135,0	0,0	0,0	0,0	195,0	0,0	195,0
Carregado	114,0	126,5	164,0	453,0	165,0	472,0	102,0	600,0
Carriche	219,0	0,0	297,0	0,0	217,0	0,0	159,0	0,0
Chafariz	56,8	0,0	59,4	0,0	4,8	0,0	76,9	0,0
Chaves	0,0	4,9	42,1	0,0	7,3	0,0	37,2	0,0
Custóias	69,3	0,0	50,5	0,0	82,8	0,0	112,0	0,0
Ermesinde	148,0	0,0	114,0	0,0	163,0	0,0	206,0	0,0
Ermidas	1,8	0,0	0,9	0,0	2,4	0,0	2,4	0,0
Estarreja	276,0	0,0	269,0	0,0	248,0	0,0	290,0	0,0
Estói	88,0	0,0	150,0	0,0	143,0	0,0	164,0	0,0

Tabela C.1 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Ponta (cont.).

Barramento	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Évora	104,0	0,0	123,0	0,0	106,0	0,0	51,0	0,0
F. Alentejo (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
F. Alentejo (150kV)	49,7	0,0	67,4	0,0	60,0	0,0	71,8	0,0
Falagueira (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Falagueira (150kV)	14,7	0,0	47,7	0,0	0,0	0,0	60,7	0,0
Fanhões (400kV)	155,0	0,0	143,0	0,0	177,0	0,0	217,0	0,0
Fanhões (220kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fanhões (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fernão Ferro	200,1	0,0	265,0	0,0	228,1	0,0	265,8	0,0
Ferro	46,9	0,0	47,4	0,0	43,7	0,0	60,9	0,0
Fogueteiro	1,4	0,0	1,8	0,0	5,0	0,0	6,0	0,0
Fratel	0,0	84,0	0,0	0,0	0,0	117,0	0,0	120,0
Gouveia	2,7	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0	1,3	0,0
Guimarães	0,0	0,0	0,0	0,0	50,7	0,0	58,1	0,0
Lavos	69,0	0,0	99,9	0,0	85,2	0,0	96,6	0,0
Lusosider	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
M. da Pedra	1,6	0,0	1,7	0,0	0,3	0,0	0,3	0,0
Maia	66,8	0,0	67,2	0,0	68,2	0,0	72,4	0,0
Miranda	0,0	277,0	0,0	36,0	0,0	150,0	0,0	138,0
Mogadouro	6,6	0,0	7,0	0,0	7,3	0,0	9,9	0,0
Mogofores	16,8	0,0	54,4	0,0	77,2	0,0	80,8	0,0
Mortágua	0,1	0,0	1,2	0,0	1,6	0,0	2,7	0,0
Mourisca	88,0	0,0	180,0	0,0	180,0	0,0	215,0	0,0
Neves Corvo	16,1	0,0	15,2	0,0	17,9	0,0	16,9	0,0
Oleiros	124,0	0,0	129,0	0,0	148,0	0,0	175,0	0,0
Ourique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela (400kV)	0,0	0,0	0,0	736,6	0,0	0,0	0,0	948,0

Tabela C.1 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Ponta (cont.).

	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
Barramento	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Palmela (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Paradela	0,0	31,0	0,0	82,0	0,0	85,0	0,0	108,1
Pegões	1,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Pereiros (220kV)	146,5	0,0	154,0	0,0	135,5	0,0	169,5	0,0
Pereiros (150kV)	27,6	0,0	47,1	0,0	35,1	0,0	46,0	0,0
Picote	0,0	189,0	0,0	63,0	0,0	192,0	0,0	120,0
Pocinho	13,1	0,0	52,3	186,9	47,8	50,9	83,6	0,0
Pombal	2,4	0,0	10,6	0,0	5,3	0,0	9,1	0,0
Porto Alto	45,4	0,0	74,6	0,0	53,8	0,0	70,6	0,0
Pracana	21,5	0,0	64,3	14,5	44,1	33,0	43,3	0,0
Q. Anjo	16,7	0,0	20,2	0,0	17,0	0,0	16,9	0,0
Quinta Grande	1,7	0,0	0,0	0,0	2,3	0,0	1,1	0,0
Recarei (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recarei (220kV)	42,4	0,0	43,2	0,0	43,6	0,0	48,0	0,0
Régua (220kV)	0,0	117,0	0,0	51,0	0,0	171,0	0,0	172,0
Régua (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Riba d'Ave (150kV)	106,3	0,0	105,9	0,0	52,2	0,0	58,4	0,0
Riba d'Ave (400kV)	225,0	0,0	250,0	0,0	156,0	0,0	203,0	0,0
Ribatejo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	452,9	0,0	392,0
Rio Maior (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rio Maior (220kV)	108,0	0,0	114,0	0,0	124,0	0,0	146,0	0,0
Ródão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ruivães 1	0,0	0,0	78,9	0,0	85,1	0,0	102,0	0,0
Ruivães 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sabóia	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
Sacavém (220kV)	75,4	0,0	78,7	0,0	89,0	0,0	92,8	0,0
Sacavém (150kV)	76,7	0,0	93,1	0,0	82,7	0,0	101,8	0,0

Tabela C.1 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Ponta (cont.).

	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
Barramento	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Salamonde	0,0	40,0	0,0	39,0	0,0	39,0	0,0	37,0
Santarém	40,3	0,0	48,6	0,0	47,7	0,0	55,3	0,0
Seixal (220kV)	11,4	0,0	79,4	0,0	73,6	0,0	56,8	0,0
Seixal (150kV)	9,0	0,0	7,2	0,0	8,3	0,0	1,6	0,0
Sete Rios	105,0	0,0	124,0	0,0	103,0	0,0	123,0	0,0
Setúbal	143,0	0,0	188,0	0,0	196,0	0,0	224,0	0,0
Sines (400kV)	0,0	894,0	0,0	894,0	0,0	894,0	0,0	894,0
Sines (150kV)	63,5	298,0	54,8	298,0	60,7	298,0	66,5	298,0
Sobral	0,2	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0
Tabuaço	0,0	0,0	0,0	53,0	0,0	51,0	0,0	53,0
Torrão	46,9	130,0	88,8	62,0	58,8	122,0	69,5	95,0
Trajouce	227,0	0,0	304,0	0,0	305,0	0,0	362,0	0,0
Tunes	150,1	0,0	248,0	0,0	166,1	0,0	196,0	0,0
Urrô	0,6	0,0	0,3	0,0	0,6	0,0	0,8	0,0
V. Furnas	0,0	0,0	0,0	98,0	0,0	67,0	0,0	115,0
Valdigem	0,0	12,6	56,5	0,0	5,3	0,0	107,4	0,0
Valeira	0,0	153,0	0,0	57,0	0,0	161,0	0,0	140,0
Venda Nova	0,0	33,0	0,0	28,5	0,0	27,0	0,0	30,0
Vermoin (220kV)	381,8	0,0	403,1	0,0	415,7	0,0	487,4	0,0
Vermoin (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Chã	119,0	0,0	161,0	0,0	69,5	0,0	132,0	0,0
Vila Fria	126,0	0,0	131,2	0,0	97,7	0,0	104,5	0,0
Zêzere (220kV)	0,0	0,0	63,9	100,0	64,1	155,0	68,5	123,0
Zêzere (150kV)	111,0	0,0	41,7	51,0	79,4	0,0	75,4	0,0
Tapada de Outeiro - Canelas: S.Estarreja	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recarei - Canelas 3: Tapada do Outeiro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Ferro 1: S. Sobral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela C.1 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Ponta (cont.).

Barramento	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Chafariz - Ferro 2: S. Sobral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Vila Chã 1: S. Gouveia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Vila Chã 2: S. Gouveia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Chã - Pereiros 1: S. Mortágua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Agueira - Pereiros 2: S. Mortágua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mourisca - Pereiros: S. Mogofores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pereiros - Batalha 2: S. Pombal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carregado - Alto de Mira: S. Carriche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto de Mira - Carriche: S. Trajouce	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fanhões - Alto de Mira 3: S. Carriche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caniçada - Riba d'Ave2: S. Guimarães	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caniçada - Vila Fria 1: V. Furnas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Rabagão - Caniçada: S. Chaves	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermoim - Ermesinde 3: Maia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fratel - Falagueira: S. Pracana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - Seixal: (Lusosider + F. Ferro)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - M. Pedra: S. Pegões	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - Évora: S. Pegões	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Nova - Riba d'Ave: S. Oleiros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Porto Alto - Q. Grande: S. Zêzere	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Rabagão - Caniçada: Venda Nova - Salamonde	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venda Nova - Salamonde: Alto Rabagão - Caniçada	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cedillo	32,2	0,0	304,0	0,0	342,0	0,0	331,0	0,0
TOTAL:								
5208,3 5292,0 6652,5 6733,0 6402,5 6475,1 7390,4 7468,7								

Tabela C.2 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Cheia.

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Alto Lindoso	0,0	700,5	0,0	986,4	0,0	642,8	0,0	557,3
Aguieira	0,0	67,5	0,0	90,0	0,0	0,0	0,0	105,8
Alqueva	0,0	0,0	0,0	58,0	0,0	89,3	0,0	87,8
Alto Mira (400kV)	134,3	0,0	129,0	0,0	118,5	0,0	146,3	0,0
Alto Mira (220kV)	81,6	0,0	62,0	0,0	68,4	0,0	85,3	0,0
Alto Rabagão	0,0	22,5	0,0	17,5	0,0	26,3	0,0	26,3
Batalha	216,8	0,0	180,0	0,0	189,8	0,0	213,8	0,0
Bemposta	37,4	0,0	9,2	39,0	204,8	179,3	172,5	159,0
Bouça	0,0	0,0	0,0	21,5	0,0	32,3	0,0	31,5
C. Gás	0,0	562,8	0,0	990,0	0,0	0,0	0,0	631,1
C. Pego	0,0	584,0	0,0	584,0	0,0	584,0	0,0	584,0
C. Pocinho	0,0	83,3	0,0	12,8	0,0	56,3	0,0	38,3
Cabril	0,0	0,0	0,0	45,0	0,0	66,8	0,0	39,8
Canelas	205,6	0,0	191,3	0,0	201,9	0,0	225,4	0,0
Cançada	0,0	21,0	0,0	28,0	0,0	44,3	0,0	44,3
Carrapatelo	0,0	101,3	0,0	0,0	0,0	146,3	0,0	146,3
Carregado	96,9	472,0	123,0	439,6	123,8	354,0	151,5	472,0
Carriche	186,2	0,0	222,8	0,0	162,8	0,0	216,8	0,0
Chafariz	48,3	0,0	44,6	0,0	3,6	0,0	57,7	0,0
Chaves	0,0	3,7	31,6	0,0	5,5	0,0	27,9	0,0
Custóias	58,9	0,0	37,9	0,0	62,1	0,0	84,0	0,0
Ermesinde	125,8	0,0	85,5	0,0	122,3	0,0	154,5	0,0
Ermidas	1,5	0,0	0,7	0,0	1,8	0,0	1,8	0,0
Estarreja	234,6	0,0	201,8	0,0	186,0	0,0	217,5	0,0
Estói	74,8	0,0	112,5	0,0	107,3	0,0	123,0	0,0
Évora	88,4	0,0	92,3	0,0	79,5	0,0	113,3	0,0
F. Alentejo (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela C.2 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
F. Alentejo (150kV)	42,2	0,0	50,6	0,0	45,0	0,0	53,9	0,0
Falagueira (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Falagueira (150kV)	12,5	0,0	35,8	0,0	0,0	0,0	45,5	0,0
Fanhões (400kV)	131,8	0,0	107,3	0,0	132,8	0,0	162,8	0,0
Fanhões (220kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fanhões (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fernão Ferro	170,1	0,0	198,8	0,0	171,1	0,0	199,4	0,0
Ferro	39,9	0,0	35,6	0,0	32,8	0,0	45,7	0,0
Fogueteiro	1,2	0,0	1,4	0,0	3,8	0,0	4,5	0,0
Fratel	0,0	63,0	0,0	0,0	0,0	87,8	0,0	90,0
Gouveia	2,3	0,0	0,8	0,0	0,8	0,0	1,0	0,0
Guimarães	0,0	0,0	0,0	0,0	38,0	0,0	43,6	0,0
Lavos	58,7	0,0	74,9	0,0	63,9	0,0	72,5	0,0
Lusosider	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
M. da Pedra	1,4	0,0	1,3	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0
Maia	56,8	0,0	50,4	0,0	51,2	0,0	54,3	0,0
Miranda	0,0	207,8	0,0	18,0	0,0	112,5	0,0	103,5
Mogadouro	5,6	0,0	5,3	0,0	5,5	0,0	7,4	0,0
Mogofores	65,3	0,0	40,8	0,0	57,9	0,0	60,6	0,0
Mortágua	0,1	0,0	0,9	0,0	1,2	0,0	2,0	0,0
Mourisca	159,8	0,0	135,0	0,0	135,0	0,0	161,3	0,0
Neves Corvo	13,7	0,0	11,4	0,0	13,4	0,0	12,7	0,0
Oleiros	105,4	0,0	96,8	0,0	111,0	0,0	131,3	0,0
Ourique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela C.2 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Paradela	0,0	23,3	0,0	41,0	0,0	63,8	0,0	82,5
Pegões	0,9	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Pereiros (220kV)	124,5	0,0	115,5	0,0	101,6	0,0	127,1	0,0
Pereiros (150kV)	23,5	0,0	35,3	0,0	26,3	0,0	34,5	0,0
Picote	0,0	141,8	0,0	31,5	0,0	144,0	0,0	90,0
Pocinho	11,1	0,0	39,2	168,2	35,9	38,2	62,7	0,0
Pombal	2,0	0,0	8,0	0,0	4,0	0,0	6,8	0,0
Porto Alto	38,6	0,0	56,0	0,0	40,4	0,0	53,0	0,0
Pracana	18,3	0,0	48,2	7,3	33,1	24,8	32,5	0,0
Q. Anjo	14,2	0,0	15,2	0,0	12,8	0,0	12,7	0,0
Quinta Grande	1,4	0,0	0,0	0,0	1,7	0,0	0,8	0,0
Recarei (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recarei (220kV)	36,0	0,0	32,4	0,0	32,7	0,0	36,0	0,0
Régua (220kV)	0,0	87,8	0,0	25,5	0,0	128,3	0,0	129,0
Régua (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Riba d'Ave (150kV)	90,4	0,0	79,4	0,0	39,2	0,0	43,8	0,0
Riba d'Ave (400kV)	191,3	0,0	187,5	0,0	117,0	0,0	152,3	0,0
Ribatejo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	349,7	0,0	784,0
Rio Maior (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rio Maior (220kV)	91,8	0,0	85,5	0,0	93,0	0,0	109,5	0,0
Ródão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ruivães 1	0,0	0,0	59,2	0,0	63,8	0,0	76,5	0,0
Ruivães 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sabóia	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
Sacavém (220kV)	64,1	0,0	59,0	0,0	66,8	0,0	69,6	0,0
Sacavém (150kV)	65,2	0,0	69,8	0,0	62,0	0,0	76,4	0,0

Tabela C.2 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Salamonde	0,0	30,0	0,0	19,5	0,0	29,3	0,0	27,8
Santarém	34,3	0,0	36,5	0,0	35,8	0,0	41,5	0,0
Seixal (220kV)	9,7	0,0	59,6	0,0	55,2	0,0	42,6	0,0
Seixal (150kV)	7,7	0,0	5,4	0,0	6,2	0,0	1,2	0,0
Sete Rios	89,3	0,0	93,0	0,0	77,3	0,0	92,3	0,0
Setúbal	121,6	0,0	141,0	0,0	147,0	0,0	168,0	0,0
Sines (400kV)	0,0	894,0	0,0	894,0	0,0	894,0	0,0	894,0
Sines (150kV)	54,0	298,0	41,1	298,0	45,5	298,0	49,9	298,0
Sobral	0,2	0,0	0,1	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0
Tabuaço	0,0	0,0	0,0	26,5	0,0	38,3	0,0	39,8
Torrão	39,9	97,5	66,6	31,0	44,1	91,5	52,1	71,3
Trajouce	193,0	0,0	228,0	0,0	228,8	0,0	271,5	0,0
Tunes	127,6	0,0	186,0	0,0	124,6	0,0	147,0	0,0
Urrô	0,5	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,6	0,0
V. Furnas	0,0	0,0	0,0	49,0	0,0	50,3	0,0	86,3
Valdigem	0,0	9,5	42,4	0,0	4,0	0,0	80,6	0,0
Valeira	0,0	114,8	0,0	28,5	0,0	120,8	0,0	105,0
Venda Nova	0,0	24,8	0,0	14,3	0,0	20,3	0,0	22,5
Vermoim (220kV)	324,5	0,0	302,3	0,0	311,8	0,0	365,6	0,0
Vermoim (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Chã	101,2	0,0	120,8	0,0	52,1	0,0	99,0	0,0
Vila Fria	107,1	0,0	98,4	0,0	73,3	0,0	78,4	0,0
Zêzere (220kV)	0,0	0,0	47,9	50,0	48,1	116,3	51,4	92,3
Zêzere (150kV)	94,4	0,0	31,3	25,5	59,6	0,0	56,6	0,0
Tapada de Outeiro - Canelas: S. Estarreja	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recarei - Canelas 3: Tapada do Outeiro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela C.2 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Chafariz - Ferro 1: S. Sobral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Ferro 2: S. Sobral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Vila Chã 1: S. Gouveia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Vila Chã 2: S. Gouveia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Cha - Pereiros 1: S. Mortágua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Aguieira - Pereiros 2: S. Mortágua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mourisca - Pereiros: S. Mogofores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pereiros - Batalha 2: S. Pombal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carregado - Alto de Mira: S. Carriche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto de Mira - Carriche: S. Trajouce	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fanhões - Alto de Mira 3: S. Carriche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cançada - Riba d'Ave2: S. Guimarães	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cançada - Vila Fria 1: V. Furnas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Rabagão - Cançada: S. Chaves	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermoim - Ermesinde 3: Maia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fratel - Falagueira: S. Pracana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - Seixal: (Lusosider + F. Ferro)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - M. Pedra: S. Pegões	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - Evora: S. Pegões	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Nova - Riba d'Ave: S. Oleiros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Porto Alto - Quinta Grande: S. Zêzere	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Rabagão - Cançada: Venda Nova - Salamonde	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venda Nova - Salamonde: Alto Rabagão - Cançada	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cedillo	27,4	0,0	228,0	0,0	256,5	0,0	248,3	0,0

TOTAL: **4563,1** **4610,5** **4989,4** **5039,5** **4801,9** **4828,6** **5790,3** **5838,9**

Tabela C.3 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Vazio.

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Alto Lindoso	0,0	932,0	0,0	944,0	0,0	654,0	0,0	382,0
Aguieira	272,0	0,0	279,0	0,0	0,0	0,0	0,0	189,0
Alqueva	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Mira (400kV)	87,0	0,0	79,8	0,0	79,4	0,0	89,0	0,0
Alto Mira (220kV)	46,3	0,0	42,4	0,0	35,1	0,0	40,2	0,0
Alto Rabagão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Batalha	150,0	0,0	119,0	0,0	161,0	0,0	154,0	0,0
Bemposta	15,2	50,0	0,0	114,0	0,0	64,0	0,0	127,0
Bouça	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C. Gás	0,0	0,0	0,0	595,6	0,0	114,8	0,0	330,0
C. Pego	0,0	292,0	0,0	584,0	0,0	584,0	0,0	584,0
C. Pocinho	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cabril	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Canelas	125,2	0,0	124,3	0,0	124,0	0,0	146,2	0,0
Cançada	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	31,0	0,0	0,0
Carrapatelo	0,0	56,0	0,0	0,0	0,0	93,0	0,0	0,0
Carregado	79,2	236,0	106,0	302,0	108,0	236,0	110,0	472,0
Carriche	98,0	0,0	118,0	0,0	94,8	0,0	120,0	0,0
Chafariz	35,4	0,0	38,9	0,0	31,1	0,0	43,9	0,0
Chaves	0,0	8,6	15,7	0,0	0,0	1,4	0,0	2,7
Custóias	39,4	0,0	41,1	0,0	39,7	0,0	60,4	0,0
Ermesinde	65,8	0,0	65,4	0,0	69,2	0,0	85,8	0,0
Ermidas	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,9	0,0
Estarreja	182,0	0,0	154,0	0,0	173,0	0,0	169,0	0,0
Estói	66,0	0,0	108,0	0,0	69,2	0,0	79,2	0,0
Évora	49,9	0,0	71,8	0,0	50,6	0,0	61,0	0,0
F. Alentejo (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela C.3 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
F. Alentejo (150kV)	34,1	0,0	47,2	0,0	31,9	0,0	32,7	0,0
Falagueira (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Falagueira (150kV)	11,6	0,0	24,2	0,0	26,3	0,0	27,2	0,0
Fanhões (400kV)	78,4	0,0	103,0	0,0	124,0	0,0	138,0	0,0
Fanhões (220kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fanhões (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fernão Ferro	130,1	0,0	166,0	0,0	129,1	0,0	109,8	0,0
Ferro	28,2	0,0	26,1	0,0	23,4	0,0	29,4	0,0
Fogueteiro	0,1	0,0	0,9	0,0	0,6	0,0	1,9	0,0
Fratel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0
Gouveia	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,5	0,0
Guimarães	0,0	0,0	0,0	0,0	36,4	0,0	28,6	0,0
Lavos	52,7	0,0	46,9	0,0	41,1	0,0	66,2	0,0
Lusosider	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
M. da Pedra	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Maia	65,0	0,0	18,8	0,0	52,4	0,0	62,8	0,0
Miranda	0,0	108,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mogadouro	4,5	0,0	5,1	0,0	5,1	0,0	4,4	0,0
Mogofores	43,2	0,0	30,4	0,0	43,6	0,0	39,6	0,0
Mortágua	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0
Mourisca	96,0	0,0	90,0	0,0	100,0	0,0	102,0	0,0
Neves Corvo	16,7	0,0	12,4	0,0	17,5	0,0	15,2	0,0
Oleiros	69,4	0,0	60,1	0,0	69,4	0,0	57,6	0,0
Ourique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Paradela	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	27,0	0,0	51,0

Tabela C.3 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Pegões	1,8	0,0	0,2	0,0	1,0	0,0	0,9	0,0
Pereiros (220kV)	82,4	0,0	93,7	0,0	75,3	0,0	89,0	0,0
Pereiros (150kV)	24,9	0,0	24,8	0,0	18,3	0,0	27,5	0,0
Picote	0,0	189,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pocinho	32,3	280,0	38,9	285,0	25,6	207,2	40,3	295,0
Pombal	0,0	30,8	0,0	23,3	0,0	21,2	0,0	15,0
Porto Alto	35,8	0,0	53,9	0,0	30,4	0,0	36,9	0,0
Pracana	14,4	0,0	28,8	0,0	16,3	0,0	18,4	0,0
Q. Anjo	9,4	0,0	9,9	0,0	9,9	0,0	9,6	0,0
Quinta Grande	0,0	0,0	0,1	0,0	1,9	0,0	0,6	0,0
Recarei (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recarei (220kV)	13,2	0,0	14,0	0,0	12,4	0,0	16,0	0,0
Régua (220kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	42,0	0,0	0,0
Régua (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Riba d'Ave (150kV)	181,0	0,0	156,0	0,0	114,0	0,0	127,9	0,0
Riba d'Ave (400kV)	49,3	0,0	22,1	0,0	13,9	0,0	13,6	0,0
Ribatejo	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	392,0
Rio Maior (400kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rio Maior (220kV)	63,3	0,0	65,8	0,0	70,1	0,0	78,4	0,0
Ródão	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ruivães 1	0,0	0,0	37,2	0,0	45,3	0,0	46,2	0,0
Ruivães 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sabóia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sacavém (220kV)	52,7	0,0	44,5	0,0	47,6	0,0	34,7	0,0
Sacavém (150kV)	37,8	0,0	41,5	0,0	47,1	0,0	48,4	0,0
Salamonde	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Santarém	25,1	0,0	30,7	0,0	25,1	0,0	25,6	0,0

Tabela C.3 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Seixal (220kV)	47,6	0,0	16,0	0,0	44,4	0,0	23,2	0,0
Seixal (150kV)	8,2	0,0	4,9	0,0	8,6	0,0	1,4	0,0
Sete Rios	45,6	0,0	45,8	0,0	47,7	0,0	55,2	0,0
Setúbal	101,0	0,0	116,0	0,0	137,0	0,0	123,0	0,0
Sines (400kV)	0,0	894,0	0,0	894,0	0,0	894,0	0,0	518,3
Sines (150kV)	53,3	289,4	52,8	298,0	58,2	298,0	56,2	298,0
Sobral	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0
Tabuaço	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Torrão	0,0	13,0	188,2	0,0	19,9	0,0	11,4	0,0
Trajouce	123,0	0,0	155,0	0,0	154,0	0,0	176,0	0,0
Tunes	86,9	0,0	130,0	0,0	90,4	0,0	105,1	0,0
Urrô	0,4	0,0	0,4	0,0	0,4	0,0	0,8	0,0
V. Furnas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Valdigem	0,0	17,0	32,3	0,0	0,0	16,8	0,6	0,0
Valeira	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venda Nova	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	30,0	0,0	0,0
Vermoim (220kV)	214,0	0,0	190,7	0,0	211,7	0,0	234,8	0,0
Vermoim (150kV)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Chã	102,0	0,0	112,0	0,0	24,3	0,0	127,0	0,0
Vila Fria	80,8	0,0	81,0	0,0	46,1	0,0	78,7	0,0
Zêzere (220kV)	0,0	0,0	47,2	0,0	52,3	0,0	33,3	0,0
Zêzere (150kV)	81,3	0,0	67,0	0,0	48,8	0,0	38,3	0,0
Tapada de Outeiro - Canelas: S. Estarreja	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recarei - Canelas 3: Tapada do Outeiro	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Ferro 1: S. Sobral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Ferro 2: S. Sobral	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Chafariz - Vila Chã 1: S. Gouveia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabela C.3 – Produção e Carga (MW) para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção	Carga	Produção
Chafariz - Vila Chã 2: S. Gouveia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Cha - Pereiros 1: S. Mortágua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Aguieira - Pereiros 2: S. Mortágua	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mourisca - Pereiros: S.Mogofores	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pereiros - Batalha 2: S. Pombal	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carregado - Alto de Mira: S. Carriche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto de Mira - Carriche: S. Trajouce	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fanhoes - Alto de Mira 3: S. Carriche	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caniçada - Riba d'Ave2: S. Guimarães	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Caniçada - Vila Fria 1: V. Furnas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Rabagão - Caniçada: S. Chaves	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vermoim - Ermesinde 3: Maia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fratel - Falagueira: S. Pracana	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - Seixal: (Lusosider + F. Ferro)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - M. Pedra: S. Pegões	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Palmela - Évora: S. Pegões	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vila Nova - Riba d'Ave: S. Oleiros	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Porto Alto - Quinta Grande: S. Zêzere	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alto Rabagão - Caniçada: Venda Nova - Salamonde	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Venda Nova - Salamonde: Alto Rabagão - Caniçada	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Cedillo	0,0	157,0	100,0	0,0	52,0	0,0	103,0	0,0

TOTAL: **3509,2** **3552,8** **3996,0** **4039,9** **3286,3** **3314,4** **3659,8** **3686,0**

Anexo D

Tabela D.1 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Ponta.

	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
Barramento	ρ_k(€/MWh)	RM_k (€/h)	ρ_k(€/MWh)	RM_k (€/h)	ρ_k(€/MWh)	RM_k (€/h)	ρ_k(€/MWh)	RM_k (€/h)
Alto Lindoso	24,62	-22997,14	36,27	-44685,67	26,37	-22600,89	36,85	-27382,27
Agueira	25,38	-2284,50	37,70	-6786,79	27,71	0,00	37,79	-5327,97
Alqueva	25,40	0,00	36,67	-4253,87	26,83	-3192,55	35,78	-4186,25
Alto Mira (400kV)	25,79	4074,87	37,60	6466,92	27,43	4333,44	37,05	7223,82
Alto Mira (220kV)	26,22	2516,81	38,15	3155,34	27,95	2549,27	37,50	4263,66
Alto Rabagão	24,54	-736,25	36,20	-1267,01	25,77	-901,81	36,74	-1286,06
Batalha	26,06	6644,41	38,10	9143,89	27,97	7076,99	37,70	10743,19
Bemposta	23,55	1036,04	36,36	-2388,67	25,31	860,62	36,62	659,21
Bouça	26,04	0,00	35,73	-1536,28	27,12	-1166,04	37,04	-1555,72
C. Gas	24,29	-24044,24	36,23	-35867,90	26,00	-16699,57	37,00	-31584,25
C. Pego	25,04	-14624,62	36,98	-21596,30	26,83	-15670,76	36,53	-21336,14
C. Pocinho	24,17	-2682,59	36,82	-939,02	25,83	-1937,49	37,22	-1898,27
Cabril	26,04	0,00	35,39	-3184,80	26,86	-2390,66	36,83	-1952,11
Canelas	24,40	5903,26	36,40	9286,53	26,11	7029,99	37,19	11175,98
Caniçada	24,83	-695,31	36,18	-2026,14	26,02	-1535,07	36,78	-2169,94
Carrapatelo	24,30	-3280,99	36,93	0,00	25,72	-5014,60	37,15	-7243,88
Carregado	26,00	-324,06	37,83	-10931,60	27,68	-8498,52	37,15	-18499,62
Carriche	26,24	5747,56	38,23	11353,30	27,98	6071,68	37,53	5967,09
Chafariz	24,57	1395,41	37,35	2218,47	26,37	126,59	37,71	2900,20
Chaves	24,51	-120,12	36,82	1549,95	25,86	188,78	37,30	1387,56
Custóias	24,46	1694,85	36,46	1841,17	26,14	2164,72	37,26	4172,72
Ermesinde	24,61	3641,68	36,52	4163,26	26,28	4283,29	37,27	7677,45
Ermidas	25,28	45,50	36,70	33,03	26,79	64,30	36,51	87,63
Estarreja	24,63	6797,50	37,34	10043,62	26,27	6515,82	37,52	10879,79
Estói	25,98	2285,91	38,64	5795,95	28,02	4006,95	38,10	6247,99

Tabela D.1 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Ponta (cont.).

Barramento	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)
Évora	26,34	2738,97	38,36	4718,79	27,92	2959,66	37,51	1913,22
F. Alentejo (400kV)	25,40	0,00	36,77	0,00	26,90	0,00	0,00	0,00
F. Alentejo (150kV)	25,48	1266,60	36,96	2491,27	26,99	1619,28	37,23	2672,84
Falagueira (400kV)	25,06	0,00	37,20	0,00	26,95	0,00	36,75	0,00
Falagueira (150kV)	24,62	361,91	36,75	1752,76	26,40	0,00	36,06	2188,70
Fanhões (400kV)	25,77	3994,92	37,57	5372,95	27,41	4851,31	37,02	8033,45
Fanhões (220kV)	26,11	0,00	38,00	0,00	27,84	0,00	37,33	0,00
Fanhões (150kV)	26,38	0,00	38,33	0,00	27,93	0,00	37,56	0,00
Fernão Ferro	26,04	5210,38	37,64	9973,81	27,66	6308,77	36,87	9800,05
Ferro	24,69	1157,97	37,54	1779,26	26,50	1157,91	37,96	2311,75
Fogueteiro	26,04	36,45	37,64	67,75	27,66	138,29	36,87	221,22
Fratel	24,49	-2056,98	36,85	0,00	26,18	-3063,09	35,81	-4296,93
Gouveia	24,81	66,98	37,60	37,60	26,68	26,68	37,89	49,25
Guimarães	24,66	0,00	36,45	0,00	26,35	1336,07	37,29	2166,29
Lavos	25,22	1740,51	37,06	3702,77	26,92	2293,78	36,97	3571,73
Lusosider	25,99	0,00	37,54	0,00	27,60	0,00	36,77	0,00
M. da Pedra	25,56	40,90	37,01	62,92	27,12	8,13	36,23	10,87
Maia	24,62	1644,58	36,59	2459,03	26,31	1794,22	37,34	2703,15
Miranda	23,23	-6435,21	36,34	-1308,19	25,06	-3759,66	36,35	-5016,40
Mogadouro	23,46	154,87	36,44	255,09	25,21	184,05	36,52	361,57
Mogofores	25,29	424,84	38,19	2077,27	28,95	2235,16	38,46	3107,59
Mortágua	25,36	2,54	37,71	45,25	27,67	44,27	37,80	102,06
Mourisca	25,19	2216,44	38,20	6876,43	29,30	5273,71	38,52	8280,77
Neves Corvo	25,64	412,79	37,68	572,80	27,38	490,11	37,07	626,49
Oleiros	25,32	3139,52	36,81	4748,14	26,50	3922,04	37,53	6566,90
Ourique	25,55	0,00	37,56	0,00	27,27	0,00	36,93	0,00
Palmela (400kV)	25,55	0,00	37,00	-27254,35	27,12	0,00	36,27	-34382,05

Tabela D.1 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Ponta (cont.).

	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
Barramento	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$
Palmela (150kV)	25,90	0,00	37,37	0,00	27,48	0,00	36,60	0,00
Paradela	24,16	-748,92	35,24	-2889,80	25,35	-2154,64	0,00	0,00
Pegões	25,87	28,46	37,38	3,74	27,45	2,75	36,61	0,00
Pereiros (220kV)	25,48	3732,56	37,84	5828,09	27,82	3770,10	37,88	6420,94
Pereiros (150kV)	25,51	704,06	37,89	1784,63	28,01	983,02	38,18	1756,25
Picote	23,29	-4402,30	36,35	-2290,10	25,10	-4819,19	36,40	-4367,77
Pocinho	24,18	316,73	36,83	-4957,03	25,84	-80,11	37,23	3112,28
Pombal	25,72	61,73	37,97	402,49	27,89	147,79	37,82	344,13
Porto Alto	26,11	1185,44	37,57	2802,80	27,72	1491,10	37,01	2613,06
Pracana	24,55	527,82	36,91	1837,95	26,26	291,45	35,95	1556,68
Q. Anjo	25,98	433,95	37,53	758,17	27,59	469,03	36,76	621,30
Quinta Grande	26,11	44,39	37,57	0,00	27,72	63,75	37,01	40,71
Recarei (400kV)	24,79	0,00	36,58	0,00	26,54	0,00	37,02	0,00
Recarei (220kV)	24,37	1033,18	36,35	1570,28	26,05	1135,61	37,09	1780,32
Régua (220kV)	24,18	-2829,52	36,77	-1875,05	25,67	-4389,51	37,01	-6365,67
Régua (150kV)	24,18	0,00	36,72	0,00	25,64	0,00	36,96	0,00
Riba d'Ave (400kV)	24,75	5567,80	36,51	9127,74	26,49	4132,99	37,00	7511,16
Riba d'Ave (150kV)	24,64	2619,34	36,48	3862,87	26,29	1372,31	37,18	2171,31
Ribatejo	0,00	0,00	0,00	0,00	27,00	-12228,08	36,46	-14293,09
Rio Maior (400kV)	25,46	0,00	37,27	0,00	27,10	0,00	36,83	0,00
Rio Maior (220kV)	25,93	2800,35	37,80	4309,28	27,69	3433,83	37,24	5436,93
Ródão	24,62	0,00	36,75	0,00	26,40	0,00	36,06	0,00
Ruivães 1	24,64	0,00	36,74	2898,87	26,50	2254,74	37,53	3827,95
Ruivães 2	24,64	0,00	36,63	0,00	26,41	0,00	37,38	0,00
Sabóia	25,75	5,15	38,15	0,00	27,43	0,00	37,07	7,41
Sacavem (220kV)	26,13	1970,30	38,03	2992,70	27,86	2479,49	37,37	3468,08
Sacavém	26,47	2029,90	38,45	3579,73	28,04	2319,32	37,73	3840,45

Tabela D.1 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Ponta (cont.).

	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
Barramento	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$
Salamonde	24,73	-989,22	36,06	-1406,32	25,92	-1010,98	36,65	-1356,20
Santarém	26,06	1050,09	37,93	1843,17	27,65	1318,80	37,30	2062,78
Seixal (220kV)	26,05	297,00	38,36	3045,74	28,04	2064,06	37,52	2131,24
Seixal (150kV)	26,00	233,99	37,55	270,38	27,61	229,13	36,78	58,84
Sete Rios	26,27	2758,37	38,27	4745,56	28,01	2884,71	37,57	4621,33
Setúbal	25,91	3704,72	37,39	7029,06	27,50	5390,10	36,63	8205,36
Sines (400kV)	25,35	-22660,82	36,74	-32842,08	26,90	-24045,62	35,98	-32165,73
Sines (150kV)	25,00	-5861,44	36,35	-8840,50	26,52	-6292,35	35,57	-8234,28
Sobral	24,59	4,92	37,38	3,74	26,40	13,20	37,76	18,88
Tabuaço	24,18	0,00	36,39	-1928,57	25,42	-1296,21	36,63	-1941,37
Torrão	24,28	-2017,51	36,73	984,35	25,80	-1630,74	37,10	-946,10
Trajouce	26,45	6005,15	38,52	11708,70	28,21	8603,49	37,92	13728,01
Tunes	26,44	3969,39	39,85	9882,48	28,28	4697,00	38,46	7539,13
Urrô	24,33	14,60	36,46	10,94	25,96	15,58	37,08	29,67
V. Furnas	24,88	0,00	35,88	-3515,96	25,88	-1733,70	36,40	-4186,20
Valdigem	24,20	-304,93	36,79	2078,52	25,70	136,23	37,06	3980,06
Valeira	24,04	-3678,56	36,71	-2092,39	25,57	-4116,39	36,88	-5163,74
Venda Nova	24,73	-816,11	36,06	-1027,71	25,92	-699,92	36,65	-1099,63
Vermoim (220kV)	24,44	9330,50	36,44	14689,84	26,12	10856,62	37,20	18129,65
Vermoim (150kV)	24,51	0,00	36,49	0,00	26,21	0,00	37,21	0,00
Vila Chã	24,84	2956,50	37,64	6060,83	26,73	1857,81	37,91	5004,73
Vila Fria	25,46	3207,58	37,04	4859,99	26,55	2594,33	37,59	3927,66
Zêzere (220kV)	26,04	0,00	36,11	-1303,75	27,49	-2498,84	37,37	-2036,40
Zêzere (150kV)	26,04	2890,46	36,17	-336,35	27,45	2179,40	37,37	2817,46
Tapada de Outeiro - Canelas: S. Estarreja	24,34	0,00	36,32	0,00	26,06	0,00	37,10	0,00
Recarei - Canelas 3: Tapada do Outeiro	24,29	0,00	36,23	0,00	26,00	0,00	37,00	0,00
Chafariz - Ferro 1: S. Sobral	24,59	0,00	37,38	0,00	26,40	0,00	37,76	0,00

Tabela D.1 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Ponta (cont.).

Barramento	Cenários							
	PSP		PSV		PSO		PSI	
	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$
Chafariz - Ferro 2: S. Sobral	24,59	0,00	37,38	0,00	26,40	0,00	37,76	0,00
Chafariz - Vila Chã 1: S. Gouveia	24,81	0,00	37,60	0,00	26,68	0,00	37,88	0,00
Chafariz - Vila Chã 2: S. Gouveia	24,81	0,00	37,60	0,00	26,68	0,00	37,88	0,00
Vila Chã - Pereiros 1: S.Mortágua	25,33	0,00	37,72	0,00	27,63	0,00	37,82	0,00
Aguieira - Pereiros 2: S. Mortágua	25,38	0,00	37,70	0,00	27,70	0,00	37,78	0,00
Mourisca - Pereiros: S. Mogofores	25,28	0,00	38,17	0,00	28,94	0,00	38,44	0,00
Pereiros - Batalha 2: S. Pombal	25,72	0,00	37,97	0,00	27,88	0,00	37,81	0,00
Carregado - Alto de Mira: S. Carriche	26,22	0,00	38,20	0,00	27,96	0,00	37,50	0,00
Alto de Mira - Carriche: S. Trajouce	26,29	0,00	38,28	0,00	28,03	0,00	37,63	0,00
Fanhões - Alto de Mira 3: S. Carriche	26,20	0,00	38,15	0,00	27,94	0,00	37,47	0,00
Caniçada - Riba d'Ave 2: S. Guimarães	24,66	0,00	36,45	0,00	26,30	0,00	37,21	0,00
Caniçada - Vila Fria 1: V. Furnas	24,88	0,00	36,14	0,00	26,00	0,00	36,71	0,00
Alto Rabagão - Caniçada: S. Chaves	24,56	0,00	36,23	0,00	25,79	0,00	36,78	0,00
Vermoim - Ermesinde 3: Maia	24,58	0,00	36,54	0,00	26,27	0,00	37,28	0,00
Fratel - Falagueira: S. Pracana	24,53	0,00	36,85	0,00	26,25	0,00	35,90	0,00
Palmela - Seixal: (Lusosider + F. Ferro)	25,99	0,00	37,54	0,00	27,60	0,00	36,77	0,00
Palmela - M. Pedra: S. Pegões	25,83	0,00	37,32	0,00	27,41	0,00	36,55	0,00
Palmela - Évora: S. Pegões	25,90	0,00	37,43	0,00	27,49	0,00	36,66	0,00
Vila Nova - Riba d'Ave: S. Oleiros	0,00	0,00	36,38	0,00	26,19	0,00	36,99	0,00
Porto Alto - Quinta Grande: S. Zêzere	26,09	0,00	37,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alto Rabagão - Caniçada: Venda Nova - Salamonde	24,80	0,00	36,16	0,00	25,99	0,00	36,75	0,00
Venda Nova - Salamonde: Alto Rabagão - Caniçada	24,73	0,00	36,06	0,00	25,92	0,00	36,66	0,00
Cedillo	25,06	806,82	37,20	11307,96	26,96	9218,77	36,74	12162,49
TOTAL:		<u>2094,86</u>		<u>2993,68</u>		<u>2895,40</u>		<u>6726,39</u>

Tabela D.2 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Cheia.

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)
Alto Lindoso	25,97	-18191,86	35,71	-35219,98	25,44	-16350,56	26,19	-14596,51
Aguieira	26,65	-1799,16	37,03	-3332,35	26,17	0,00	26,84	-2837,88
Alqueva	25,95	0,00	36,29	-2104,96	25,67	-2290,81	26,10	-2290,36
Alto Mira (400kV)	26,38	3543,14	36,91	4762,01	26,26	3111,50	26,73	3908,87
Alto Mira (220kV)	26,66	2175,27	37,32	2314,72	26,67	1824,20	27,07	2308,35
Alto Rabagão	26,13	-587,98	36,08	-631,38	25,05	-657,49	26,01	-682,80
Batalha	26,64	5774,72	37,25	6704,98	26,60	5047,74	27,02	5775,66
Bemposta	25,41	950,15	35,99	-1071,54	24,75	631,13	25,94	350,16
Bouça	26,75	0,00	36,21	-778,43	25,91	-835,47	26,56	-836,77
C. Gas	26,00	-14633,94	35,55	-35197,48	25,19	0,00	26,00	-16408,87
C. Pego	25,76	-15045,02	36,29	-21193,33	25,71	-15014,03	26,22	-15314,73
C. Pocinho	25,90	-2155,90	36,21	-461,72	25,11	-1412,60	26,26	-1004,48
Cabril	26,75	0,00	36,03	-1621,48	25,72	-1716,98	26,45	-1051,46
Canelas	26,09	5365,13	35,70	6829,75	25,29	5105,81	26,12	5886,69
Cançada	26,36	-553,66	35,96	-1006,81	25,23	-1116,47	26,03	-1151,83
Carrapatelo	26,01	-2633,99	36,25	0,00	25,20	-3686,12	26,20	-3831,33
Carregado	26,38	-9895,40	37,00	-11715,13	26,57	-6118,60	26,81	-8591,47
Carriche	26,68	4965,92	37,37	8323,11	26,69	4344,53	27,09	5872,65
Chafariz	26,21	1265,61	36,63	1631,94	25,37	91,33	26,56	1531,95
Chaves	26,11	-95,96	36,53	1153,41	25,12	137,51	26,31	733,93
Custóias	26,11	1538,23	35,77	1354,68	25,33	1572,77	26,18	2199,11
Ermesinde	26,16	3291,09	35,87	3066,78	25,42	3107,59	26,25	4056,35
Ermidas	25,78	39,45	36,20	24,43	25,55	45,99	26,64	47,95
Estarreja	26,27	6163,54	36,55	7373,80	25,45	4734,41	26,39	5740,47
Estói	26,36	1971,90	37,55	4224,85	26,38	2829,37	27,37	3366,48
Évora	26,74	2363,80	37,54	3463,02	26,43	2101,24	27,88	3157,20
F. Alentejo (400kV)	25,95	0,00	36,34	0,00	25,72	0,00	0,00	0,00

Tabela D.2 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)
F. Alentejo (150kV)	25,99	1097,97	36,46	1843,18	25,74	1158,15	27,19	1464,19
Falagueira (400kV)	25,78	0,00	36,48	0,00	25,79	0,00	26,34	0,00
Falagueira (150kV)	25,43	317,69	36,31	1299,09	25,30	0,00	26,01	1184,33
Fanhões (400kV)	26,37	3474,21	36,90	3957,19	26,24	3483,75	26,71	4347,48
Fanhões (220kV)	26,56	0,00	37,20	0,00	26,59	0,00	26,97	0,00
Fanhões (150kV)	26,76	0,00	37,44	0,00	26,74	0,00	27,07	0,00
Fernão Ferro	26,56	4518,03	37,18	7389,46	26,39	4513,96	26,83	5348,44
Ferro	26,33	1049,47	36,77	1307,20	25,46	834,37	26,69	1219,13
Fogueteiro	26,56	31,61	37,18	50,19	26,39	98,95	26,83	120,73
Fratel	25,33	-1595,53	36,40	0,00	25,14	-2206,12	25,88	-2329,15
Gouveia	26,38	60,54	36,84	27,63	25,55	19,17	26,69	26,03
Guimarães	26,16	0,00	35,88	0,00	25,48	968,69	26,30	1146,10
Lavos	26,17	1535,14	36,40	2727,39	25,87	1652,92	26,45	1916,23
Lusosider	26,52	0,00	37,11	0,00	26,34	0,00	26,78	0,00
M. da Pedra	26,09	35,48	36,56	46,61	25,89	5,82	26,42	5,94
Maia	26,19	1487,10	35,90	1809,57	25,44	1301,19	26,28	1426,80
Miranda	25,15	-5224,26	35,97	-647,53	24,57	-2764,57	25,79	-2669,42
Mogadouro	25,33	142,13	36,02	189,10	24,70	135,21	25,88	192,15
Mogofores	26,93	1757,81	37,30	1521,80	26,26	1520,52	27,11	1642,78
Mortágua	26,64	2,26	37,02	33,32	26,14	31,36	26,83	54,34
Mourisca	26,91	4300,37	37,29	5033,79	26,19	3535,53	27,10	4369,40
Neves Corvo	26,07	356,79	36,86	420,16	25,93	348,09	26,82	339,88
Oleiros	26,79	2823,31	36,31	3513,44	25,58	2839,47	26,42	3468,17
Ourique	25,99	0,00	36,76	0,00	25,85	0,00	26,74	0,00
Palmela (400kV)	26,14	0,00	36,60	0,00	25,97	0,00	26,43	0,00
Palmela (150kV)	26,44	0,00	36,98	0,00	26,26	0,00	26,68	0,00
Paradela	25,76	-598,89	35,41	-1451,70	24,74	-1577,24	25,32	-2088,89

Tabela D.2 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$
Pegões	26,40	24,69	36,95	2,77	26,21	1,97	26,73	0,00
Pereiros (220kV)	26,71	3326,64	37,11	4286,10	26,22	2664,78	26,90	3420,04
Pereiros (150kV)	26,85	630,00	37,14	1311,92	26,38	694,53	27,05	933,16
Picote	25,20	-3571,56	35,98	-1133,37	24,60	-3542,41	25,82	-2323,51
Pocinho	25,90	288,45	36,22	-4671,23	25,12	-58,40	26,26	1646,80
Pombal	26,68	54,43	37,18	295,59	26,38	104,88	26,96	184,00
Porto Alto	26,62	1027,08	37,14	2078,07	26,43	1066,60	26,89	1423,79
Pracana	25,38	463,74	36,44	1493,29	25,20	209,76	25,96	842,96
Q. Anjo	26,52	376,40	37,10	562,10	26,34	335,80	26,77	339,33
Quinta Grande	26,62	38,46	37,14	0,00	26,43	45,60	26,89	22,18
Recarei (400kV)	26,09	0,00	35,95	0,00	25,56	0,00	26,29	0,00
Recarei (220kV)	26,04	938,53	35,68	1155,90	25,25	825,75	26,08	939,00
Régua (220kV)	25,91	-2273,28	36,14	-921,65	25,09	-3218,26	26,13	-3370,31
Régua (150kV)	25,91	0,00	36,12	0,00	25,07	0,00	26,10	0,00
Riba d'Ave (400kV)	26,07	4985,42	35,89	6730,28	25,53	2986,58	26,27	3999,95
Riba d'Ave (150kV)	26,14	2362,24	35,87	2849,33	25,43	995,57	26,25	1149,59
Ribatejo	0,00	0,00	0,00	0,00	26,00	-9091,83	26,36	-20668,46
Rio Maior (400kV)	26,18	0,00	36,61	0,00	26,02	0,00	26,49	0,00
Rio Maior (220kV)	26,41	2424,40	37,01	3164,16	26,50	2464,41	26,82	2936,83
Ródão	25,43	0,00	36,31	0,00	25,30	0,00	26,01	0,00
Ruivães 1	26,14	0,00	36,07	2134,40	25,58	1632,55	26,43	2021,95
Ruivães 2	26,14	0,00	35,98	0,00	25,51	0,00	26,35	0,00
Sabóia	26,16	4,45	37,17	0,00	25,95	0,00	26,75	4,01
Sacavem (220kV)	26,55	1701,89	37,20	2195,78	26,63	1777,88	26,97	1877,08
Sacavém	26,86	1751,06	37,58	2624,22	26,81	1662,60	27,18	2075,04
Salamonde	26,28	-788,50	35,90	-700,08	25,16	-735,97	25,96	-720,50
Santarém	26,43	905,35	37,07	1351,32	26,44	945,84	26,82	1112,28

Tabela D.2 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)
Seixal (220kV)	26,43	256,07	37,39	2226,61	26,83	1481,22	27,01	1150,56
Seixal (150kV)	26,53	202,95	37,12	200,43	26,35	164,02	26,78	32,13
Sete Rios	26,70	2382,89	37,40	3477,97	26,71	2063,63	27,12	2501,58
Setúbal	26,45	3214,89	37,00	5216,37	26,27	3862,16	26,70	4485,42
Sines (400kV)	25,91	-23164,16	36,30	-32454,03	25,72	-22997,56	26,21	-23431,84
Sines (150kV)	25,50	-6223,49	35,85	-9209,58	25,30	-6386,45	25,92	-6431,29
Sobral	26,23	4,46	36,66	2,75	25,38	9,52	26,59	9,97
Tabuaço	25,91	0,00	35,96	-952,86	24,91	-952,70	25,92	-1030,51
Torrão	25,99	-1497,81	36,06	1283,71	25,19	-1194,14	26,14	-499,93
Trajouce	26,86	5182,80	37,57	8566,86	26,86	6143,35	27,29	7408,38
Tunes	26,76	3414,06	38,41	7144,38	26,55	3307,64	27,52	4045,79
Urrô	26,01	13,27	35,79	8,05	25,22	11,35	26,10	15,66
V. Furnas	26,40	0,00	35,82	-1755,04	25,13	-1262,66	25,83	-2227,79
Valdigem	25,92	-244,94	36,15	1532,03	25,12	99,84	26,15	2106,55
Valeira	25,80	-2960,06	36,12	-1029,38	25,01	-3019,45	26,06	-2736,13
Venda Nova	26,28	-650,52	35,90	-511,60	25,16	-509,52	25,96	-584,19
Vermoid (220kV)	26,09	8468,41	35,76	10810,41	25,31	7890,11	26,15	9559,41
Vermoid (150kV)	26,11	0,00	35,81	0,00	25,36	0,00	26,19	0,00
Vila Chã	26,40	2670,81	36,88	4452,96	25,58	1333,46	26,72	2644,92
Vila Fria	26,92	2882,98	36,55	3596,44	25,62	1877,27	26,46	2073,50
Zêzere (220kV)	26,75	0,00	36,43	-75,58	26,16	-1783,65	26,75	-1093,24
Zêzere (150kV)	26,75	2523,79	36,43	210,38	26,14	1556,85	26,74	1512,12
Tapada de Outeiro - Canelas: S. Estarreja	26,05	0,00	35,62	0,00	25,24	0,00	26,06	0,00
Recarei - Canelas 3: Tapada do Outeiro	26,00	0,00	35,55	0,00	25,19	0,00	26,00	0,00
Chafariz - Ferro 1: S. Sobral	26,23	0,00	36,66	0,00	25,38	0,00	26,59	0,00
Chafariz - Ferro 2: S. Sobral	26,23	0,00	36,66	0,00	25,38	0,00	26,59	0,00
Chafariz - Vila Chã 1: S. Gouveia	26,38	0,00	36,84	0,00	25,55	0,00	26,69	0,00

Tabela D.2 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Cheia (cont.).

Barramento	Cenários							
	CSP		CSV		CSO		CSI	
	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$
Chafariz - Vila Chã 2: S. Gouveia	26,38	0,00	36,84	0,00	25,55	0,00	26,69	0,00
Vila Chã - Pereiros 1: S.Mortágua	26,64	0,00	37,02	0,00	26,11	0,00	26,83	0,00
Aguieira - Pereiros 2: S. Mortágua	26,65	0,00	37,02	0,00	26,17	0,00	26,83	0,00
Mourisca - Pereiros: S. Mogofores	26,91	0,00	37,29	0,00	26,25	0,00	27,10	0,00
Pereiros - Batalha 2: S. Pombal	26,68	0,00	37,18	0,00	26,38	0,00	26,96	0,00
Carregado - Alto de Mira: S. Carriche	26,65	0,00	37,34	0,00	26,68	0,00	27,07	0,00
Alto de Mira - Carriche: S. Trajouce	26,72	0,00	37,40	0,00	26,73	0,00	27,14	0,00
Fanhões - Alto de Mira 3: S. Carriche	26,64	0,00	37,31	0,00	26,66	0,00	27,05	0,00
Caniçada - Riba d'Ave 2: S. Guimarães	26,16	0,00	35,88	0,00	25,44	0,00	26,26	0,00
Caniçada - Vila Fria 1: V. Furnas	26,40	0,00	35,95	0,00	25,22	0,00	25,99	0,00
Alto Rabagão - Caniçada: S. Chaves	26,15	0,00	36,09	0,00	25,06	0,00	26,03	0,00
Vermoim - Ermesinde 3: Maia	26,16	0,00	35,86	0,00	25,41	0,00	26,24	0,00
Fratel - Falagueira: S. Pracana	25,36	0,00	36,40	0,00	25,19	0,00	25,93	0,00
Palmela - Seixal: (Lusosider + F. Ferro)	26,52	0,00	37,11	0,00	26,34	0,00	26,78	0,00
Palmela - M. Pedra: S. Pegões	26,36	0,00	36,90	0,00	26,18	0,00	26,67	0,00
Palmela - Évora: S. Pegões	26,43	0,00	36,99	0,00	26,23	0,00	26,78	0,00
Vila Nova - Riba d'Ave: S. Oleiros	0,00	0,00	35,98	0,00	25,36	0,00	26,14	0,00
Porto Alto - Quinta Grande: S. Zêzere	26,64	0,00	37,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alto Rabagão - Caniçada: Venda Nova - Salamonde	26,34	0,00	35,95	0,00	25,21	0,00	26,02	0,00
Venda Nova - Salamonde: Alto Rabagão - Caniçada	26,28	0,00	35,90	0,00	25,16	0,00	25,96	0,00
Cedillo	25,78	705,64	36,48	8316,59	25,79	6616,20	26,34	6538,79
TOTAL:		<u>1238,24</u>		<u>1829,58</u>		<u>1463,87</u>		<u>1417,03</u>

Tabela D.3 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Vazio.

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)
Alto Lindoso	24,75	-23065,50	25,80	-24357,70	25,75	-16838,39	24,39	-9316,80
Aguieira	25,90	7044,73	27,28	7609,87	26,32	0,00	24,47	-4625,02
Alqueva	24,47	0,00	25,87	0,00	25,41	0,00	24,00	0,00
Alto Mira (400kV)	24,95	2170,48	26,26	2095,93	25,90	2056,72	24,31	2163,30
Alto Mira (220kV)	25,09	1161,51	26,40	1119,30	26,05	914,39	24,40	981,04
Alto Rabagão	25,36	0,00	26,52	0,00	25,95	0,00	24,80	0,00
Batalha	25,33	3799,11	26,63	3169,02	26,20	4218,36	24,44	3764,16
Bemposta	24,36	-847,62	26,01	-2965,69	25,75	-1648,10	24,11	-3062,26
Bouça	25,43	0,00	27,10	0,00	26,31	0,00	24,49	0,00
C. Gas	25,12	0,00	26,00	-15484,79	26,00	-2985,55	24,54	-8097,42
C. Pego	24,58	-7176,68	25,84	-15092,61	25,44	-14859,87	23,87	-13942,89
C. Pocinho	24,88	0,00	26,28	0,00	25,89	0,00	24,37	0,00
Cabril	25,43	0,00	27,10	0,00	26,31	0,00	24,49	0,00
Canelas	25,17	3150,90	26,08	3241,77	26,05	3230,02	24,59	3595,76
Cançada	25,42	0,00	26,40	0,00	25,97	-805,00	24,82	0,00
Carrapatelo	25,11	-1406,14	26,39	0,00	26,01	-2419,16	24,56	0,00
Carregado	25,06	-3929,56	26,33	-5161,26	26,03	-3332,26	24,25	-8778,85
Carriche	25,10	2460,09	26,42	3117,84	26,07	2471,37	24,42	2930,03
Chafariz	25,20	892,19	26,62	1035,57	26,04	809,83	24,56	1078,10
Chaves	25,27	-217,35	26,68	418,88	25,93	-36,31	24,77	-66,88
Custóias	25,15	990,75	26,09	1072,22	26,04	1033,76	24,62	1486,78
Ermesinde	25,10	1651,70	26,08	1705,33	26,00	1799,50	24,61	2111,84
Ermidas	24,22	2,42	25,68	0,00	25,17	0,00	24,15	70,04
Estarreja	25,33	4609,67	26,49	4080,01	26,18	4528,99	24,68	4170,45
Estói	24,69	1629,31	26,53	2865,59	25,68	1777,21	24,60	1948,38
Évora	24,83	1238,88	26,49	1901,63	25,81	1305,99	24,80	1512,83
F. Alentejo (400kV)	24,47	0,00	25,87	0,00	25,41	0,00	0,00	0,00

Tabela D.3 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$
F. Alentejo (150kV)	24,39	831,74	25,88	1221,37	25,34	808,36	24,46	799,73
Falagueira (400kV)	24,54	0,00	25,95	0,00	25,51	0,00	23,94	0,00
Falagueira (150kV)	24,41	283,11	25,95	627,93	25,35	666,76	23,75	645,89
Fanhões (400kV)	24,94	1955,26	26,26	2704,42	25,89	3210,96	24,30	3353,39
Fanhões (220kV)	25,04	0,00	26,35	0,00	26,01	0,00	24,35	0,00
Fanhões (150kV)	25,20	0,00	26,47	0,00	26,22	0,00	24,46	0,00
Fernão Ferro	24,97	3249,19	26,41	4383,98	25,97	3353,07	24,37	2675,95
Ferro	25,28	712,86	26,70	696,75	26,10	610,85	24,64	724,27
Fogueteiro	24,97	2,50	26,41	23,77	25,97	15,58	24,37	46,31
Fratel	24,43	0,00	25,99	0,00	25,38	0,00	23,71	-711,44
Gouveia	25,41	0,00	26,83	2,68	26,11	2,61	24,64	12,32
Guimarães	25,08	0,00	26,08	0,00	26,02	946,99	24,65	705,05
Lavos	24,90	1312,07	26,09	1223,43	25,84	1061,90	24,32	1610,04
Lusosider	24,95	0,00	26,37	0,00	25,94	0,00	24,34	0,00
M. da Pedra	24,54	0,00	25,96	0,00	25,51	0,00	24,09	0,00
Maia	25,16	1635,60	26,09	490,48	26,06	1365,33	24,65	1548,33
Miranda	24,22	-2615,80	26,10	0,00	25,81	0,00	24,21	0,00
Mogadouro	24,41	109,83	26,15	133,39	25,84	131,80	24,27	106,81
Mogofores	25,85	1116,69	27,16	825,57	26,51	1155,74	24,80	981,99
Mortágua	25,87	2,59	27,25	0,00	26,31	5,26	24,48	2,45
Mourisca	25,80	2476,54	27,10	2439,06	26,51	2650,96	24,84	2534,12
Neves Corvo	24,47	408,67	26,07	323,25	25,45	445,33	24,32	369,62
Oleiros	25,62	1778,37	26,47	1590,85	26,14	1814,30	24,86	1431,98
Ourique	24,38	0,00	26,00	0,00	25,35	0,00	24,24	0,00
Palmela (400kV)	24,69	0,00	26,05	0,00	25,63	0,00	24,13	0,00
Palmela (150kV)	24,88	0,00	26,29	0,00	25,88	0,00	24,30	0,00
Paradela	25,05	0,00	26,28	0,00	25,72	-694,40	24,14	-1230,89

Tabela D.3 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$	$\rho_k(\text{€/MWh})$	$RM_k(\text{€/h})$
Pegões	24,82	44,68	26,25	5,25	25,81	25,81	24,30	21,87
Pereiros (220kV)	25,81	2127,04	27,17	2546,28	26,34	1983,09	24,54	2184,27
Pereiros (150kV)	26,04	648,34	27,34	678,10	26,43	483,73	24,65	677,83
Picote	24,25	-4582,32	26,10	0,00	25,81	0,00	24,21	0,00
Pocinho	24,88	-6162,94	26,28	-6467,98	25,89	-4700,80	24,37	-6207,15
Pombal	25,55	-786,96	26,90	-626,68	26,24	-556,27	24,47	-367,10
Porto Alto	25,03	896,13	26,51	1428,83	25,98	789,88	24,40	900,38
Pracana	24,44	351,89	26,01	749,19	25,39	413,83	23,74	436,89
Q. Anjo	24,94	234,43	26,36	260,98	25,94	256,77	24,34	233,70
Quinta Grande	25,03	0,00	26,51	2,65	25,98	49,37	24,40	14,64
Recarei (400kV)	24,90	0,00	25,97	0,00	25,86	0,00	24,44	0,00
Recarei (220kV)	25,11	331,42	26,04	364,57	26,00	322,39	24,56	392,93
Régua (220kV)	25,01	0,00	26,31	0,00	25,95	-1089,83	24,49	0,00
Régua (150kV)	25,01	0,00	26,31	0,00	25,95	0,00	24,49	0,00
Riba d'Ave (400kV)	24,87	4501,89	25,93	4045,63	25,84	2945,45	24,44	3125,82
Riba d'Ave (150kV)	25,05	1234,77	26,05	575,66	25,95	360,75	24,59	334,37
Ribatejo	0,00	0,00	0,00	0,00	25,73	0,00	24,08	-9439,19
Rio Maior (400kV)	24,86	0,00	26,13	0,00	25,79	0,00	24,19	0,00
Rio Maior (220kV)	25,08	1587,31	26,37	1734,88	26,03	1824,38	24,29	1904,39
Ródão	24,41	0,00	25,95	0,00	25,35	0,00	23,75	0,00
Ruivães 1	25,05	0,00	26,14	972,29	26,06	1180,56	24,69	1140,68
Ruivães 2	25,05	0,00	26,10	0,00	26,01	0,00	24,64	0,00
Sabóia	24,43	0,00	26,11	0,00	25,41	0,00	24,26	0,00
Sacavem (220kV)	25,08	1321,95	26,38	1173,87	26,05	1239,95	24,34	844,72
Sacavém	25,26	954,65	26,56	1102,25	26,27	1237,43	24,54	1187,60
Salamonde	25,42	0,00	26,40	0,00	25,93	0,00	24,81	0,00
Santarém	25,10	629,89	26,38	809,77	26,15	656,48	24,36	623,55

Tabela D.3 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)
Seixal (220kV)	25,27	1202,95	26,41	422,52	26,24	1164,96	24,35	564,93
Seixal (150kV)	24,95	204,62	26,37	129,23	25,95	223,18	24,35	34,08
Sete Rios	25,11	1145,18	26,43	1210,66	26,08	1244,06	24,43	1348,50
Setúbal	24,89	2514,20	26,30	3050,92	25,89	3547,05	24,31	2989,81
Sines (400kV)	24,45	-21856,27	25,83	-23089,09	25,38	-22693,87	24,00	-12438,07
Sines (150kV)	24,00	-5665,49	25,43	-6235,49	24,94	-5980,47	23,74	-5739,16
Sobral	25,22	2,52	26,63	0,00	26,05	2,61	24,57	4,91
Tabuaço	25,01	0,00	26,31	0,00	25,95	0,00	24,49	0,00
Torrão	25,10	-326,31	26,38	4963,97	26,02	517,80	24,56	280,02
Trajouce	25,21	3100,89	26,54	4113,33	26,19	4032,68	24,53	4318,12
Tunes	24,83	2157,76	26,74	3476,35	25,84	2335,64	24,76	2601,78
Urrô	25,09	10,03	26,11	10,44	25,99	10,40	24,54	19,63
V. Furnas	25,44	0,00	26,42	0,00	25,98	0,00	24,83	0,00
Valdigem	25,01	-425,24	26,31	849,96	25,95	-436,04	24,49	14,70
Valeira	24,96	0,00	26,30	0,00	25,95	0,00	24,48	0,00
Venda Nova	25,42	0,00	26,40	0,00	25,93	-777,82	24,81	0,00
Vermoim (220kV)	25,13	5378,14	26,07	4972,30	26,02	5509,32	24,59	5774,60
Vermoim (150kV)	25,11	0,00	26,07	0,00	26,01	0,00	24,58	0,00
Vila Chã	25,44	2594,70	26,86	3008,60	26,12	634,74	24,65	3130,99
Vila Fria	25,77	2082,17	26,69	2162,00	26,20	1207,79	25,07	1973,17
Zêzere (220kV)	25,43	0,00	27,15	1281,70	26,28	1374,64	24,47	814,72
Zêzere (150kV)	25,43	2067,51	27,10	1815,94	26,31	1284,15	24,49	938,09
Tapada de Outeiro - Canelas: S. Estarreja	25,15	0,00	26,06	0,00	26,03	0,00	24,57	0,00
Recarei - Canelas 3: Tapada do Outeiro	25,12	0,00	26,00	0,00	26,00	0,00	24,54	0,00
Chafariz - Ferro 1: S. Sobral	25,22	0,00	26,63	0,00	26,05	0,00	24,57	0,00
Chafariz - Ferro 2: S. Sobral	25,22	0,00	26,63	0,00	26,05	0,00	24,57	0,00
Chafariz - Vila Chã 1: S. Gouveia	25,41	0,00	26,83	0,00	26,11	0,00	24,64	0,00

Tabela D.3 – Preços Marginais Nodais e Remunerações para os cenários de horas de Vazio (cont.).

Barramento	Cenários							
	VSP		VSV		VSO		VSI	
	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)	ρ_k (€/MWh)	RM _k (€/h)
Chafariz - Vila Chã 2: S. Gouveia	25,41	0,00	26,83	0,00	26,11	0,00	24,64	0,00
Vila Chã - Pereiros 1: S.Mortágua	25,84	0,00	27,22	0,00	26,30	0,00	24,50	0,00
Aguieira - Pereiros 2: S. Mortágua	25,90	0,00	27,28	0,00	26,32	0,00	24,47	0,00
Mourisca - Pereiros: S. Mogofores	25,84	0,00	27,15	0,00	26,50	0,00	24,79	0,00
Pereiros - Batalha 2: S. Pombal	25,56	0,00	26,90	0,00	26,25	0,00	24,48	0,00
Carregado - Alto de Mira: S. Carriche	25,10	0,00	26,42	0,00	26,06	0,00	24,40	0,00
Alto de Mira - Carriche: S. Trajouce	25,13	0,00	26,45	0,00	26,09	0,00	24,44	0,00
Fanhões - Alto de Mira 3: S. Carriche	25,08	0,00	26,40	0,00	26,05	0,00	24,40	0,00
Caniçada - Riba d'Ave 2: S. Guimarães	25,08	0,00	26,08	0,00	25,98	0,00	24,63	0,00
Caniçada - Vila Fria 1: V. Furnas	25,44	0,00	26,42	0,00	25,98	0,00	24,83	0,00
Alto Rabagão - Caniçada: S. Chaves	25,36	0,00	26,52	0,00	25,95	0,00	24,80	0,00
Vermoim - Ermesinde 3: Maia	25,13	0,00	26,08	0,00	26,03	0,00	24,62	0,00
Fratel - Falagueira: S. Pracana	24,43	0,00	25,99	0,00	25,38	0,00	23,73	0,00
Palmela - Seixal: (Lusosider + F. Ferro)	24,95	0,00	26,37	0,00	25,94	0,00	24,34	0,00
Palmela - M. Pedra: S. Pegões	24,80	0,00	26,22	0,00	25,79	0,00	24,27	0,00
Palmela - Évora: S. Pegões	24,84	0,00	26,27	0,00	25,83	0,00	24,33	0,00
Vila Nova - Riba d'Ave: S. Oleiros	0,00	0,00	26,28	0,00	25,99	0,00	24,62	0,00
Porto Alto - Quinta Grande: S. Zêzere	25,11	0,00	26,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Alto Rabagão - Caniçada: Venda Nova - Salamonde	25,42	0,00	26,40	0,00	25,96	0,00	24,81	0,00
Venda Nova - Salamonde: Alto Rabagão - Caniçada	25,42	0,00	26,40	0,00	25,93	0,00	24,81	0,00
Cedillo	24,54	-3852,97	25,94	2594,42	25,51	1326,27	23,94	2465,42
TOTAL:		<u>1084,65</u>		<u>1151,15</u>		<u>722,90</u>		<u>634,94</u>