

**PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA
ESTRUTURA TARIFÁRIA E INTRODUÇÃO DE TARIFAS
DINÂMICAS**

Consulta pública

Março 2017

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

ÍNDICE

0	DESCRIÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA	1
1	ENQUADRAMENTO	5
1.1	Enquadramento legal	5
1.2	Enquadramento conceptual.....	7
1.2.1	Benefícios de uma melhor gestão da procura	7
1.2.2	Tipologias de tarifas	8
1.2.3	Vantagens e desvantagens das diferentes tarifas variáveis no tempo.....	9
2	ANÁLISE DO SISTEMA TARIFÁRIO EM VIGOR	13
3	COMPARAÇÃO INTERNACIONAL	19
3.1	Análises internacionais de projetos-piloto com tarifas variáveis no tempo.....	19
3.2	Exemplo em França: Tarifa “Tempo” da EDF	21
3.3	Exemplo em Espanha: PVPC na tarifa de venda a clientes finais	23
3.4	Exemplo em Espanha: TOU na tarifa de acesso	24
3.5	Exemplo na Grã-Bretanha: TOU nas tarifas de Venda a Clientes Finais	26
4	ANÁLISES BENEFÍCIO-CUSTO PRELIMINARES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS	29
5	PROJETO-PILOTO 1: APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL	33
5.1	Proposta 1.1 – Novas localizações e estrutura hexa-horária	41
5.2	Proposta 1.2 – Novas localizações e estrutura tetra-horária.....	44
5.3	Proposta 1.3 – Subdivisão das localizações atuais em seis períodos	46
5.4	Comparação das três propostas para o projeto-piloto 1	50
6	PROJETO-PILOTO 2: INTRODUÇÃO DE UMA TARIFA DINÂMICA NO ACESSO ÀS REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL	55
6.1	Proposta 2.1 – Tarifa CPP com novas localizações e períodos críticos rígidos	60
6.2	Proposta 2.2 – Tarifa CPP com novas localizações e períodos críticos flexíveis.....	64
6.3	Proposta 2.3 – Tarifa CPP com localizações atuais e períodos críticos flexíveis.....	68
6.4	Comparação das três propostas para o projeto-piloto 2	73
7	PROJETO-PILOTO 3: APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	79
7.1	Proposta 3.1 – Novas localizações e estrutura penta-horária.....	86
7.2	Proposta 3.2 – Novas localizações e estrutura tetra-horária.....	89
7.3	Comparação das duas propostas para o projeto-piloto 3	92
8	PROJETO-PILOTO 4: APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA	97
8.1	Proposta 4.1 – Novas localizações e estrutura penta-horária.....	104

8.2	Proposta 4.2 – Novas localizações e estrutura tetra-horária.....	107
8.3	Comparação das duas propostas para o projeto-piloto 4	110
9	TÓPICOS COMPLEMENTARES.....	115
9.1	Seleção de participantes	115
9.2	Notificação dos períodos críticos.....	118
9.3	Desencadeamento dos períodos críticos.....	119
9.4	Faturação e sistema de compensação.....	119
9.5	Acordo de participação dos clientes, dos comercializadores e do ORD/ORT	121
9.6	Indicadores KPI dos projetos-piloto	122
9.7	Planeamento para a implementação	124
10	QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA.....	125
	ANEXOS.....	129
I.	Determinação dos Custos Marginais de Fornecimento em Portugal Continental.....	131
II.	Determinação dos Custos Marginais de Fornecimento na Região Autónoma dos Açores.....	147
III.	Determinação dos Custos Marginais de Fornecimento na Região Autónoma da Madeira	159

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Cadeia de valor do setor elétrico e estrutura das faturas do mercado regulado e mercado liberalizado.....	14
Figura 2-2 - Distribuição do consumo de eletricidade em Portugal Continental por tipologia de tarifa, ano 2016.....	15
Figura 3-1 - Distribuição dos tipos de dias na tarifa Tempo entre setembro de 2015 e agosto de 2016.....	22
Figura 3-2 - Preços de energia da tarifa Tempo em €/kWh (impostos incluídos).....	23
Figura 3-3 - Preço da energia ativa no plano PVPC, para o dia 26 de Setembro de 2016.....	23
Figura 3-4 – Localização dos períodos fora de ponta da tarifa Economy 7.....	27
Figura 5-1 - Aderência aos custos das redes das 1000 horas de ponta (Portugal Continental).....	35
Figura 5-2 - Custos das redes classificados por ordem decrescente (Portugal Continental).....	36
Figura 5-3 - Períodos horários classificados em termos dos custos das redes (Portugal Continental).....	37
Figura 5-4 – Custos das redes nos dias úteis para os vários meses do ano (Portugal Continental).....	38
Figura 5-5 - Períodos horários (Proposta 1.1).....	42
Figura 5-6 - Períodos horários (Proposta 1.2).....	44
Figura 5-7 - Períodos horários no ciclo semanal regular (Proposta 1.3).....	47
Figura 5-8 - Períodos horários no ciclo semanal opcional (Proposta 1.3).....	48
Figura 5-9 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Propostas 1.1 e 1.2).....	50
Figura 5-10 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Proposta 1.3).....	51
Figura 6-1 - Períodos horários em dias não-críticos (Proposta 2.1).....	61
Figura 6-2 - Períodos horários em dias críticos, exemplificados para o ano 2014 (Proposta 2.1).....	62
Figura 6-3 - Períodos horários em dias não-críticos (Proposta 2.2).....	65
Figura 6-4 - Períodos horários em dias críticos, exemplificados para o ano 2014 (Proposta 2.2).....	66
Figura 6-5 - Períodos horários em dias não-críticos (Proposta 2.3).....	69
Figura 6-6 - Períodos horários em dias críticos, exemplificados para o ano 2014 (Proposta 2.3).....	71
Figura 6-7 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Proposta 2.1).....	73
Figura 6-8 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Proposta 2.2).....	74
Figura 6-9 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Proposta 2.3).....	75
Figura 7-1 - Aderência aos custos de fornecimento das 1000 horas de ponta (Região Autónoma dos Açores).....	81
Figura 7-2 - Custos de fornecimento classificados por ordem decrescente (Região Autónoma dos Açores).....	82
Figura 7-3 - Períodos horários classificados em termos dos custos de fornecimento (Região Autónoma dos Açores).....	83

Figura 7-4 - Custos de fornecimento nos dias úteis para os vários meses do ano (Região Autónoma dos Açores).....	84
Figura 7-5 - Períodos horários (Proposta 3.1).....	87
Figura 7-6 - Períodos horários (Proposta 3.2).....	90
Figura 7-7 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Venda a Clientes Finais para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Propostas 3.1 e 3.2).....	92
Figura 8-1 - Aderência aos custos de fornecimento das 1000 horas de ponta (Região Autónoma da Madeira).....	99
Figura 8-2 - Custos de fornecimento classificados por ordem decrescente (Região Autónoma da Madeira).....	100
Figura 8-3 - Períodos horários classificados em termos dos custos de fornecimento (Região Autónoma da Madeira).....	101
Figura 8-4 - Custos de fornecimento nos dias úteis para os vários meses do ano (Região Autónoma da Madeira).....	102
Figura 8-5 - Períodos horários (Proposta 4.1).....	105
Figura 8-6 - Períodos horários (Proposta 4.2).....	108
Figura 8-7 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Venda a Clientes Finais para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Propostas 4.1 e 4.2).....	110

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Decomposição da Tarifa de Acesso às Redes.....	16
Quadro 2-2 - Variáveis de faturação nas tarifas de uso das redes de transporte e distribuição (tetra-horários).....	17
Quadro 3-1 - Tipologias de tarifas de acesso em Espanha.....	24
Quadro 3-2 – Distribuição dos seis períodos horários em Espanha.....	26
Quadro 4-1 - Análise benefício-custo das tarifas dinâmicas.....	32
Quadro 5-1 - Aderência aos custos das redes nas 1000 horas de ponta (Portugal Continental)	34
Quadro 5-2 - Divisão do ano em épocas (Projeto-piloto 1).....	38
Quadro 5-3 - Tarifa de Uso das Redes atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Portugal Continental).....	39
Quadro 5-4 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Propostas 1.1 e 1.2).....	40
Quadro 5-5 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 1.1).....	42
Quadro 5-6 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 1.2).....	45
Quadro 5-7 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Proposta 1.3).....	46
Quadro 5-8 - Duração e preços dos períodos horários no ciclo semanal regular (Proposta 1.3)	49
Quadro 5-9 - Erro quadrático da aderência aos custos das redes (Projeto-piloto 1).....	52
Quadro 5-10 – Impacto na faturação da energia ativa da Tarifa de Uso das Redes por deslocar 1% do consumo anual da ponta para as cheias (Projeto-piloto 1).....	53
Quadro 6-1 - Síntese das três propostas para a tarifa dinâmica (Portugal Continental)	56
Quadro 6-2 - Tarifa de Uso das Redes atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Portugal Continental).....	57
Quadro 6-3 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Propostas 2.1 e 2.2).....	58
Quadro 6-4 - Divisão do ano em épocas (Projeto-piloto 2).....	59
Quadro 6-5 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 2.1).....	63
Quadro 6-6 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 2.2).....	67
Quadro 6-7 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Proposta 2.3).....	68
Quadro 6-8 - Divisão do ano em épocas (Proposta 2.3).....	69
Quadro 6-9 - Duração e preços dos períodos horários no ciclo semanal regular (Proposta 2.3)	72
Quadro 6-10 - Erro quadrático da aderência aos custos das redes (Propostas 2.2 e 2.3)	76
Quadro 6-11 - Erro quadrático da aderência aos custos das redes (Proposta 2.1)	76
Quadro 7-1 - Desvios da estrutura de custos para diferentes divisões das 1000 horas de ponta (Região Autónoma dos Açores)	80
Quadro 7-2 - Divisão do ano em épocas (Região Autónoma dos Açores)	84
Quadro 7-3 - Tarifa de Venda a Clientes Finais atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Região Autónoma dos Açores).....	85
Quadro 7-4 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 3.1).....	88
Quadro 7-5 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 3.2).....	91
Quadro 7-6 - Erro quadrático da aderência aos custos de fornecimento (Projeto-piloto 3)	93

Quadro 7-7 – Impacto na faturação da energia ativa da Tarifa de Venda a Clientes Finais por deslocar 1% do consumo anual da ponta para as cheias (Projeto-piloto 3)	94
Quadro 8-1 - Desvios da estrutura de custos para diferentes divisões das 1000 horas de ponta (Região Autónoma da Madeira)	98
Quadro 8-2 - Divisão do ano em épocas (Região Autónoma da Madeira)	102
Quadro 8-3 - Tarifa de Venda a Clientes Finais atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Região Autónoma da Madeira).....	103
Quadro 8-4 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 4.1).....	106
Quadro 8-5 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 4.2).....	109
Quadro 8-6 - Erro quadrático da aderência aos custos de fornecimento (Projeto-piloto 4)	111
Quadro 8-7 – Impacto na faturação da energia ativa da Tarifa de Venda a Clientes Finais por deslocar 1% do consumo anual da ponta para as cheias (Projeto-piloto 4)	112
Quadro 9-1 – Calendário para a implementação dos projetos-piloto	124

0 DESCRIÇÃO DA CONSULTA PÚBLICA

De que trata este documento?

No seguimento da revisão de 2014 do Regulamento Tarifário do setor elétrico, a presente consulta pública procura dar o passo seguinte na implementação de tarifas dinâmicas em Portugal, ao colocar a discussão uma tarifa dinâmica de acesso às redes em Portugal Continental. Simultaneamente são ainda apresentadas propostas de aperfeiçoamento das atuais estruturas tarifárias em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas. Desta forma, esta consulta pública compreende um total de quatro projetos-piloto:

Projeto-piloto 1: Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental.

Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental.

Projeto-piloto 3: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.

Projeto-piloto 4: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

Para cada projeto-piloto a ERSE procura recolher comentários e sugestões ao nível dos seguintes pontos:

- a) Tipologia de tarifa.
- b) Localização e duração dos períodos horários.
- c) Níveis de preços.
- d) Participação de clientes.
- e) Participação do Operador da Rede de Transporte (ORT), Operador da Rede de Distribuição (ORD) e dos comercializadores.

Para além dos pontos acima referidos, no projeto-piloto de tarifa dinâmica solicita-se também comentários e sugestões sobre os seguintes pontos:

- f) Número de períodos críticos no ano.
- g) Duração dos períodos críticos.
- h) Antecedência de notificação.
- i) Tipo de notificação.
- j) Critério de desencadeamento dos períodos críticos.

No presente documento de consulta pública, coloca-se também em discussão a metodologia seguida no desenho das novas opções tarifárias, no que se refere a preços, localização e duração dos períodos horários. O presente documento integra anexos com os planos de implementação de tarifas dinâmicas propostas pela EDP Distribuição, pela Electricidade dos Açores e pela Empresa de Electricidade da Madeira.

A quem se destina esta consulta pública?

Os principais destinatários desta consulta pública são todos os agentes do setor, em especial:

- Clientes e associações de consumidores do setor elétrico.
- Os comercializadores do setor elétrico.
- As entidades responsáveis pelo transporte e distribuição de eletricidade em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas.

No que respeita à participação dos clientes, os projetos-piloto preveem atualmente a aplicação das novas opções tarifárias a clientes em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT) e média tensão (MT) em Portugal Continental, e a clientes em média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE) nas Regiões Autónomas. Contudo, são também convidados igualmente os clientes que não estão neste momento incluídos a pronunciarem-se sobre a atual proposta, nomeadamente os clientes em baixa tensão (BT) em Portugal Continental e em baixa tensão normal (BTN) nas Regiões Autónomas.

Qual o prazo de duração da consulta?

Os Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-lei nº 97/2002, de 12 de Abril na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho estabelecem no n.º 2 do artigo 10.º o prazo de 30 dias durante o qual os interessados podem emitir os seus comentários e apresentar sugestões relativas às consultas públicas da ERSE.

Como participar na discussão?

A ERSE submete a consulta a realização de quatro projetos-piloto acompanhados de um documento que ilustra a metodologia seguida para as novas opções tarifárias. A sua participação poderá dizer respeito a um assunto ou a vários, podendo pronunciar-se sobre a proposta, os seus fundamentos e os factos que a justificam. Para orientar a discussão desta consulta pública apresenta-se no capítulo 10 um conjunto de questões referentes aos capítulos 5 até 9. Os comentários deverão ser enviados à ERSE até 14 de abril 2017, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio eletrónico, para os seguintes endereços:

- Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama nº 1 – 3º, 1400-113 Lisboa.

- Fax: 213 033 201
- Correio eletrónico: tarifasdinamicas@erse.pt

Os comentários recebidos são considerados públicos, exceto se o seu autor solicitar, de forma explícita, confidencialidade ou reserva.

O que acontece aos comentários recebidos pela ERSE?

Na elaboração dos projetos-piloto serão considerados todos os comentários e sugestões que forem enviados à ERSE. As contribuições enviadas à ERSE serão analisadas num documento que será disponibilizado a todos os participantes na consulta. Este documento conterá os comentários recebidos, que não sejam confidenciais, as observações da ERSE e a justificação das opções tomadas.

1 ENQUADRAMENTO

A ênfase na gestão da procura de eletricidade nos tempos recentes representa uma mudança de paradigma na regulação económica do setor energético. Historicamente a regulação económica incidia na oferta de eletricidade, considerando que a procura era bastante rígida. Mais recentemente, com o avanço tecnológico, como é o caso dos contadores inteligentes, e com uma maior disponibilidade de informação para os consumidores têm existido iniciativas para incluir a procura no processo de estabelecer um equilíbrio mais eficiente entre a oferta e a procura de eletricidade. Tal envolvimento terá como um dos objetivos principais aliviar os períodos de maior congestionamento das redes através da redução efetiva de consumo (eficiência energética) ou do deslocamento de consumo para fora dos períodos de ponta (flexibilidade da procura).

É de salientar que a atual estrutura tarifária em Portugal já valoriza a gestão da procura, nomeadamente através das opções de tarifas bi-horárias, tri-horárias e até tetra-horárias. A presente iniciativa pretende promover ainda mais esta dimensão, cuja eficácia será avaliada num primeiro momento através de diferentes projetos-piloto. Mais concretamente, e após estudos de avaliação iniciais, concluiu-se avançar com um projeto de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em Portugal Continental e com um aperfeiçoamento das estruturas tarifárias em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas.

De seguida resumem-se brevemente as iniciativas legais que antecederam a presente consulta pública e apresenta-se um enquadramento conceptual, em que são discutidas as diferentes tipologias de tarifas e a estrutura tarifária em Portugal. Por fim, enumeram-se diferentes experiências internacionais com tarifas variáveis no tempo.

1.1 ENQUADRAMENTO LEGAL

O ponto de partida para os presentes projetos-piloto surge com a referência a uma futura implementação de tarifas dinâmicas no Regulamento Tarifário do Setor Elétrico em 2011, que consistiu na apresentação pelas entidades concessionárias do transporte e distribuição de eletricidade em Portugal de estudos de viabilidade sobre a introdução de tarifas dinâmicas à ERSE até final de 2012.

Já em 2014, no âmbito da revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, ficou definido que a concessionária da rede de distribuição de eletricidade de Portugal Continental (EDP Distribuição) e as concessionárias do transporte e distribuição de eletricidade na Região Autónoma da Madeira (EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira) e na Região Autónoma dos Açores (EDA – Eletricidade dos Açores) apresentassem planos de implementação para a realização de projetos-piloto com tarifas dinâmicas. As regras para estes planos de implementação foram aprovadas em Dezembro de 2014 e vieram estabelecer

que os planos de implementação abordassem um conjunto de aspetos relevantes sobre o desenho dos projetos-piloto,¹ adicionados de uma análise benefício-custo preliminar.

No caso de Portugal Continental procurava-se introduzir uma tarifa dinâmica de Acesso às Redes nos níveis de tensão MAT, AT e MT, enquanto para as Regiões Autónomas havia a intenção de incluir tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais nos níveis MT e BTE. Tendo em conta os estudos de viabilidade e os planos de implementação anteriormente referidos, e para efeitos dos projetos-piloto, concluiu-se que no caso de Portugal Continental também deveria ser ponderado aperfeiçoar a atual estrutura tarifária ao introduzir períodos horários adicionais. Já no caso das Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, na ausência de uma análise benefício-custo positiva, considerou-se que deveria ser descartada a possibilidade de uma tarifa dinâmica, sendo apenas razoável aperfeiçoar a atual estrutura tarifária com a introdução de um novo período horário e a aplicação do ciclo semanal.

O impulso para enfatizar a gestão da procura de eletricidade em Portugal decorreu em parte de decisões estratégicas no plano europeu. Aliás, a gestão da procura de eletricidade é reconhecida como uma importante ferramenta na estratégia de energia da União Europeia, estando este tema bastante evidenciado quer na Diretiva de Eletricidade (Directive 2009/72/EC), quer na Diretiva de Eficiência Energética (Directive 2012/27/EU).^{2,3} Nomeadamente a Diretiva de Eficiência Energética introduz no ponto 3 do Anexo XI especificamente a possibilidade de tarifação dinâmica para concretização da gestão da procura:

“As tarifas de rede ou de retalho podem apoiar uma tarifação dinâmica das medidas de resposta à procura pelos consumidores finais, tais como: a) Tarifação em função do tempo de utilização; b) Tarifação em horas de ponta críticas; c) Tarifação em tempo real; e d) Tarifação reduzida em horas de ponta.”⁴

¹ Sem prejuízo de poderem conter outros elementos, as regras aprovadas pela ERSE previam que os referidos planos deviam conter informação fundamentada sobre: tipologia de tarifa dinâmica, número de períodos críticos no ano, duração dos períodos críticos, antecedência de notificação, tipo de notificação, níveis de preços, natureza de obrigação, critério de desencadeamento, participação dos comercializadores e clientes elegíveis.

² Esta última Diretiva estabelece o seguinte: *“Tendo em conta o desenvolvimento continuado de redes inteligentes, os Estados-Membros deverão garantir que as autoridades reguladoras nacionais no domínio da energia possam assegurar que as regras e tarifas aplicáveis às redes constituam incentivos a uma maior eficiência energética e apoiem a tarifação dinâmica das medidas de resposta à procura pelos consumidores finais.”*

³ Enquanto a Diretiva de Eletricidade usa o termo “gestão da procura”, a Diretiva da Eficiência Energética recorre à expressão “resposta à procura” para designar o mesmo tema (as expressões inglesas equivalentes são “demand-side management” e “demand response”, respetivamente).

⁴ O ponto d) designa-se em inglês por “Peak Time Rebate” ou “Critical Peak Rebate”, e implica pagar ao consumidor uma compensação quando este desloca consumo para fora das horas de ponta.

1.2 ENQUADRAMENTO CONCEPTUAL

O relatório da Smart Energy Demand Coalition⁵ divide o conceito da gestão da procura nas vertentes explícita e implícita. A gestão explícita da procura, também designada como gestão baseada em incentivos, compreende os mecanismos em que o controlo da procura agregada é transacionado em mercados organizados, desempenhando um papel ativo no mercado tal como os serviços de produção (os consumidores integrados nestas soluções recebem normalmente pagamentos diretos pela participação nesta gestão centralizada). Por sua vez, a gestão implícita da procura, considerada também como gestão baseada em preços, representa os instrumentos em que o consumidor reage a um sinal de preço para adequar o seu consumo à capacidade do sistema. Esta segunda vertente é constituída pelos preços variáveis no tempo da energia e/ou da potência. Logo, os projetos-piloto que estão a ser apresentados nesta consulta pública visam exclusivamente valorizar a gestão implícita da procura através de um aperfeiçoamento das tarifas variáveis no tempo.

1.2.1 BENEFÍCIOS DE UMA MELHOR GESTÃO DA PROCURA

Em termos genéricos, o aperfeiçoamento da gestão da procura de eletricidade visa contribuir para a utilização mais eficiente do sistema de energia elétrica, gerando benefícios de diferente natureza.

Em primeiro lugar esperam-se benefícios para as redes de transporte e de distribuição devido ao deslocamento do consumo para fora dos períodos de ponta. Uma vez que as perdas técnicas nas redes são proporcionais ao quadrado da corrente, uma utilização mais estável terá um impacto positivo na eficiência das redes. Acresce que o alisamento dos picos de consumo permitirá ainda o adiamento de investimentos na expansão da rede elétrica uma vez que estes se tornam menos prioritários.

Em segundo lugar serão obtidos benefícios ao nível da produção de energia. Por um lado, o alisamento do consumo possibilitará um adiamento de investimentos em geração de eletricidade de ponta. Por outro lado, a menor carga durante os períodos críticos reduz a necessidade de recorrer a centrais térmicas de custos variáveis mais elevados, e conseqüentemente reduz o custo marginal da energia. Para além deste aspeto, será possível reforçar a capacidade instalada em energias renováveis, na medida em que uma melhor gestão da procura permitirá ajustar o perfil da procura à natureza intermitente das energias renováveis. Ainda relacionado com as energias renováveis, um perfil de consumo mais alinhado com a capacidade produtiva implicará uma menor necessidade de exportar eletricidade gerada a partir de fontes renováveis a preços baixos, uma vez que estas produções excedentárias surgem normalmente em períodos de menor procura.

⁵ Smart Energy Demand Coalition, "Mapping Demand Response in Europe Today", 2015.

Em terceiro lugar estimam-se ainda benefícios para os clientes em termos de qualidade e preço. Para todos os clientes, mesmo para os clientes que não adiram a estas novas opções tarifárias, serão esperados melhorias na qualidade do serviço decorrentes de menores perdas de eletricidade e de menores congestionamentos.

Em termos de preços pagos também se esperam benefícios para todos os consumidores de eletricidade. O desenho das novas tarifas implicará que os consumidores que decidam aderir às tarifas dinâmicas e que efetivamente transfiram parte do seu consumo para fora das horas críticas observem, em resultado desse comportamento eficiente, preços médios mais reduzidos. Contudo, mesmo para os clientes que não integrem este novo tarifário são de esperar ganhos devido ao diferimento de investimentos na geração, no transporte e na distribuição, já anteriormente referidos. Este diferimento implicará uma redução de custos de capital a repercutir na fatura da eletricidade, contribuindo para a redução da fatura de eletricidade de todos os consumidores.

1.2.2 TIPOLOGIAS DE TARIFAS

Para compreender melhor as particularidades destes projetos-piloto, apresentam-se de seguida as diferentes tipologias de tarifas. As tarifas reguladas no setor da eletricidade podem ser separadas em tarifas com e sem diferenciação no tempo. Como já foi referido, é o recurso a tarifas com diferenciação no tempo que é entendido como um mecanismo para a gestão implícita da procura. Dentro das tarifas com diferenciação no tempo importa ainda desagregar os instrumentos em tarifas estáticas e tarifas dinâmicas. No caso das tarifas estáticas, os períodos horários e preços encontram-se pré-fixados para um período alargado (normalmente um ano). No caso das tarifas dinâmicas, os preços e/ou respetivos períodos críticos podem ser decididos com uma antecedência curta de poucos dias, ou até poucas horas.⁶

Tarifas sem diferenciação no tempo

Tarifa Simples

Preço único por unidade de consumo.

Tarifas por blocos crescentes ou decrescentes

Preços diferenciados para diferentes montantes de consumo. Estes preços não dependem do período em que ocorreram os consumos, mas apenas dependem da amplitude de consumo realizada durante um intervalo temporal (dia, semana, mês, etc.). Estes preços podem ser crescentes ou decrescentes com a quantidade de consumo.

⁶ Existe ainda outra opção que não foi incluída na tabela, uma vez que não é uma tarifa no sentido estrito. Essa opção adicional são os "Serviços de Interruptibilidade e Controlo de Cargas (Direct Load Control)". Neste regime os clientes aceitam que lhes seja interrompido o fornecimento de energia (total ou parcialmente). Embora esta opção não represente uma opção tarifária baseada em preços, ela poderá influenciar as decisões de consumo de uma maneira análoga, nomeadamente induzir a transferência de procura de períodos críticos para períodos não-críticos. Na lógica da discussão anterior, esta opção pode ser classificada como gestão explícita da procura.

Tarifas com diferenciação no tempo
Tarifas estáticas
Tarifas TOU (Time-of-use) Preços diferenciados para diferentes períodos do dia e que estão pré-definidos para um período alargado (normalmente anual). Os exemplos mais frequentes são os tarifários bi-horários, tri-horários e tetra-horários com dois, três e quatro períodos distintos ao longo do dia, respetivamente.
Tarifas sazonais Preços diferenciados para diferentes dias do ano. Estes preços são pré-definidos para um período alargado (normalmente anual). Os exemplos mais frequentes são tarifários com sensibilidade ao dia da semana (dia útil, sábado, domingo/feriado) e época do ano (inverno, verão).
Tarifas dinâmicas
Tarifas CPP (Critical Peak Pricing) Preços mais elevados a serem praticados nos chamados “períodos críticos”. A localização exata desses períodos não está pré-definida e é anunciada com uma antecedência curta.
Descontos CPR (Critical Peak Rebate) Descontos monetários que são concedidos quando os consumidores transferem uma parte do seu consumo para fora dos chamados “períodos críticos”. A localização exata desses períodos não está pré-definida e é anunciada com uma antecedência curta. O cálculo do desconto obriga a ter um perfil de consumo hipotético que não apresenta transferências de procura para o período não-crítico, de forma a avaliar o grau de resposta por parte do consumidor (p.e. baseado no consumo histórico de cada consumidor).
Tarifas RTP (Real Time Pricing) Preços variáveis numa base horária, ou outra de curto-prazo, tipicamente ligado a variações nos preços do mercado da produção. Em geral é expectável que os preços sejam superiores em momentos de maior procura e/ou menor oferta.

1.2.3 VANTAGENS E DESVANTAGENS DAS DIFERENTES TARIFAS VARIÁVEIS NO TEMPO

De forma a apoiar os agentes interessados nesta consulta pública nas suas apreciações críticas, apresentam-se de seguida algumas das vantagens e desvantagens das diferentes tarifas com diferenciação no tempo.

Tarifas ToU (Time-of-use) e/ou sazonais

Vantagens

Compreensão

Se for desenhado com um número reduzido de períodos horários e/ou épocas do ano, de fácil compreensão, permite ao consumidor desenvolver rotinas para aproveitar os períodos de menor procura e preço.

Sinal de preço

Induz a transferência de consumo para períodos de menor procura e de preços mais baixos.

Familiaridade

Já estão implementadas em Portugal há algum tempo, o que facilita a introdução de ligeiros aperfeiçoamentos.

Desvantagens

Compreensão

Se for desenhado com um número elevado de períodos horários e/ou épocas do ano pode dificultar a compreensão por parte do consumidor e o desenvolvimento de rotinas para aproveitar os períodos de menor preço.

Sinal de preço

Se o período de ponta for demasiado longo, o sinal preço pode não ser suficientemente forte para induzir a transferência de consumo para períodos de preços mais baixos.

Tarifas CPP (Critical Peak Pricing)

Vantagens

Compreensão

Introdução de períodos críticos é semelhante à natureza dos períodos horários nas tarifas TOU e, portanto, de fácil compreensão para os consumidores que já têm tarifas TOU.

Sinal de preço forte

Sinal preço muito forte, que incentiva claramente a transferência de consumo para períodos de preços mais baixos.

Ajustamento aos picos de carga

O facto de a localização dos períodos críticos ser decidida com uma antecedência reduzida permite prever com maior exatidão os presumíveis picos de carga (p.e. usando as previsões climatéricas que influenciam tanto o consumo como também a produção a partir das energias renováveis).

Desvantagens

Preço dos períodos críticos

Tendo em conta que os períodos críticos terão uma duração acumulada ao longo do ano inferior ao atual horário de ponta, o preço dos novos períodos críticos será necessariamente superior aos atuais preços de ponta de tarifários TOU. Esta alteração pode dificultar a aceitação por parte dos consumidores.

Antecedência da notificação

A curta antecedência com que serão comunicadas as ocorrências dos períodos críticos pode ser percecionada como um risco por parte dos consumidores e ser inferior ao tempo necessário para estes gerirem o seu consumo.

Equipamento dispendioso

Necessita contadores inteligentes, para comunicar ao fornecedor os consumo em cada período horário. Em Portugal todos os consumidores em MAT, AT, MT e BTE já dispõem de contadores com telecontagem, não existindo este custo adicional. Esta tarifa pode exigir ainda a construção de uma plataforma online e canais adicionais de comunicação (notificações por e-mail e/ou SMS).

Descontos CPR (Critical Peak Rebate)

Vantagens

Compreensão

Conceito mais fácil de compreender para os consumidores.

Desconto premeia comportamento

A atribuição de um desconto como compensação pelo deslocamento de consumo representa um prémio explícito. Já na tarifa CPP a compensação está refletida na não-aplicação de preços elevados, sendo por isso apenas uma compensação implícita.

Proteção contra preços elevados

Enquanto todas as outras formas de tarifas implicam risco de aplicação de preços elevados, o CPR contém uma proteção no valor que o consumidor irá pagar que não existe nos outros modelos.

Desvantagens

Quantificar a transferência de consumo

Requer o cálculo de um perfil de consumo para cada cliente de forma a ter um valor de referência para a determinação do desconto.

Consumos estratégicos

Há o risco de os agentes inflacionarem os respetivos consumos de forma a conseguirem o desconto mais facilmente.

Equipamento dispendioso

Necessita contadores inteligentes, nomeadamente exige equipamentos capazes de comunicar nos dois sentidos (para comunicar ao fornecedor os consumo em cada período horário). Esta tarifa pode exigir ainda a construção de uma plataforma online e canais adicionais de comunicação (notificações por e-mail e/ou SMS).

Tarifas RTP (Real Time Pricing)

Vantagens

Ajustamento melhorado aos picos de carga

Os preços refletem de forma muito próxima o equilíbrio entre a procura e oferta de eletricidade e induzem assim uma utilização mais eficiente no consumo. O ajustamento aos picos de carga será mais próximo do que na tarifa CPP.

Desvantagens

Frequência das alterações de preço

Na ausência de equipamento automatizado, será difícil aos clientes ajustarem os seus hábitos de consumo numa base horária.

Diversidade e volatilidade de preços

Uma vez que existirá uma multiplicidade de preços ao longo dos dias e do ano será difícil ao consumidor desenvolver um referencial a partir do qual deve alterar o seu consumo.

Equipamento dispendioso

Necessita contadores inteligentes, nomeadamente exige equipamentos capazes de comunicar nos dois sentidos (para comunicar ao fornecedor os consumo em cada período). Esta tarifa pode exigir ainda a construção de uma plataforma online e canais adicionais de comunicação (notificações por e-mail e/ou SMS).

2 ANÁLISE DO SISTEMA TARIFÁRIO EM VIGOR

Para se entender melhor as alterações que estão a ser propostas, apresenta-se de forma resumida a atual estrutura tarifária.⁷ Salienta-se que o formato da mesma tem sido influenciado por circunstâncias particulares, nomeadamente a liberalização do mercado de eletricidade e a existência de uma tarifa social.

O sistema tarifário está alinhado com um conjunto de princípios que se encontram estabelecidos no âmbito do Regulamento Tarifário do setor elétrico.⁸ Entre os princípios mais relevantes para o desenho das tarifas figura o princípio da inexistência de subsídios cruzados entre atividades e entre clientes. Este princípio é atingido mediante a estrutura aditiva das várias tarifas e da aderência de cada componente aos respetivos custos subjacentes.

A estrutura base do sistema tarifário tem em conta a cadeia de valor do setor elétrico, composta pela produção, transporte, gestão global do sistema, distribuição e comercialização de eletricidade. A cada uma destas etapas corresponde um tipo de tarifa diferente:

- Tarifa de Energia.
- Tarifa de Acesso às Redes:
 - Tarifa de Uso da Rede de Transporte.
 - Tarifa de Uso Global do Sistema.
 - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição.
- Tarifa de Comercialização.

A Tarifa de Energia corresponde à produção de energia e visa repercutir os custos dos centros electroprodutores, nomeadamente custos de investimento, de operação, manutenção e de compra de energia primária (p.e. gás ou carvão) para produzir a eletricidade. Dentro da Tarifa de Acesso às Redes, a Tarifa de Uso da Rede de Transporte e a Tarifa de Uso da Rede de Distribuição visam refletir os custos inerentes ao investimento, operação e manutenção das atividades de transporte e distribuição de eletricidade, respetivamente. Por sua vez, a Tarifa de Uso Global do Sistema, que também está classificada como pertencente à classe de Acesso às Redes, é composta por uma parcela de custos com a gestão global do sistema elétrico, que são suportados pelo operador da rede de transporte, e por uma parcela que deve recuperar custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, também como os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) dos produtores com contratos de aquisição de energia (CAE) ou os sobrecustos com a produção em regime especial ao abrigo de regimes de preços garantidos. Em último lugar, a Tarifa de Comercialização

⁷ Para uma explicação mais detalhada recomenda-se a leitura dos relatórios da ERSE, nomeadamente os relatórios "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços" e "Estrutura Tarifária do Setor Elétrico", ambos com uma frequência anual.

⁸ Os princípios gerais encontram-se listados no Artigo 5.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico, n.º 551/2014 de 15 de Dezembro de 2014.

reflete, como o nome indica, os custos associados com a comercialização a retalho, ou seja os custos com toda a estrutura comercializadora.

Importa referir que o setor elétrico português tem evoluído no sentido de uma maior liberalização, uma vez que a produção e a comercialização têm sido abertas à concorrência. Deste modo os intervenientes do mercado liberalizado já não são objeto das tarifas que incidem nestas duas atividades, nomeadamente a Tarifa de Energia e a Tarifa de Comercialização, mantendo-se apenas a Tarifa de Acesso às Redes. A Figura 2-1 ilustra a estrutura das faturas no mercado regulado e mercado liberalizado, por comparação com a cadeia de valor do setor elétrico.

Figura 2-1 - Cadeia de valor do setor elétrico e estrutura das faturas do mercado regulado e mercado liberalizado

Produção	Tarifa de Energia	Preço de Energia
Transporte	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
Gestão Global do Sistema	Tarifa de Uso Global do Sistema	Tarifa de Uso Global do Sistema
Distribuição	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
Comercialização	Tarifa de Comercialização	Preço de Comercialização
Cadeia de valor	Fatura mercado regulado	Fatura mercado liberalizado

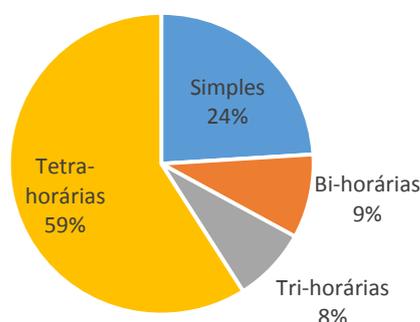
■ Regulado ■ Não regulado

Atualmente, a aplicação das tarifas do mercado regulado está limitada a um conjunto de consumidores, nomeadamente aos clientes provenientes da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira, e ainda aos clientes em Portugal Continental que são fornecidos pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), a EDP Serviço Universal. Neste último caso, o CUR serve apenas dois tipos de clientes: (1) clientes aos quais foi atribuída a tarifa social, e que reflete um desconto face ao preço de eletricidade regulado; (2) clientes que se encontram no mercado regulado de forma transitória, uma vez que todos os clientes são incentivados a migrar para o mercado liberalizado, à exceção dos consumidores das regiões autónomas e dos clientes com direito à tarifa social (logo, os clientes que mudem para o mercado liberalizado deixarão de ser fornecidos pelo CUR). Em todos estes casos é dado ao conjunto das tarifas do mercado regulado o nome de Tarifa de Venda a Clientes Finais, e que resulta da soma da Tarifa da Energia, da Tarifa de Acesso às Redes e da Tarifa de Comercialização.

É de salientar que algumas das tarifas anteriormente referidas se encontram ainda subdivididas por nível de tensão. Por esse motivo existem duas Tarifas de Uso da Rede de Transporte (MAT, AT), três Tarifas de Uso da Rede de Distribuição (AT, MT, BT) e três Tarifas de Comercialização (AT/MT, BTN, BTE).

Para se entender melhor as alterações que estão a ser propostas apresenta-se de forma resumida alguns indicadores relativos à estrutura tarifária em Portugal.⁹ A atual estrutura tarifária já inclui elementos de uma gestão implícita da procura pelo facto de existirem tarifas variáveis no tempo. Mais concretamente, para além de existir a figura da tarifa simples, existem ainda tarifas estáticas que podem ser bi-horárias, tri-horárias ou até tetra-horárias: para clientes em MAT, AT, MT e BTE as tarifas são tetra-horários (com sazonalidade em MAT, AT e MT) e para os clientes em BTN está prevista a aplicação de tarifas simples, bi-horárias ou tri-horárias. A Figura 2-2 apresenta a importância das tarifas estáticas em Portugal Continental face à opção de tarifas simples.

Figura 2-2 - Distribuição do consumo de eletricidade em Portugal Continental por tipologia de tarifa, ano 2016



Tal como já foi referido anteriormente, a Tarifa de Acesso às Redes decompõe-se em Tarifa de Uso da Rede de Transporte, Tarifa de Uso Global do Sistema e Tarifa de Uso da Rede de Distribuição. Cada uma destas três tarifas está ainda repartida em várias parcelas, nomeadamente: MAT e AT para o transporte; AT, MT e BT para a distribuição; e Parcela I e Parcela II para o uso global do sistema.

O Quadro 2-1 ilustra que as diferentes rubricas da Tarifa de Acesso às Redes não são pagas por todos os tipos de clientes. Um cliente em MAT só paga a Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT e a Tarifa de Uso Global do Sistema. Já os clientes em AT, MT e BT pagam todas as tarifas no acesso às redes, a Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT (que integra a utilização das redes de transporte em AT, bem como as subestações de MAT/AT) e as tarifas de Uso da Rede de Distribuição a montante. Isto significa, por exemplo, que um cliente em AT não pagará as tarifas pelo Uso da Rede de Distribuição em MT e BT.

⁹ Para uma explicação detalhada da estrutura tarifária em Portugal recomenda-se a leitura dos relatórios da ERSE, nomeadamente os relatórios “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços” e “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico”, ambos com uma frequência anual.

Quadro 2-1 - Decomposição da Tarifa de Acesso às Redes

		Pago por clientes em:			
		MAT	AT	MT	BT
Tarifa de Acesso às Redes	Tarifa de Uso da Rede de Transporte				
	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	+			
	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT		+	+	+
	Tarifa de Uso Global do Sistema				
	Tarifa de Uso Global do Sistema – Parcela I	+	+	+	+
	Tarifa de Uso Global do Sistema – Parcela II	+	+	+	+
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição				
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT		+	+	+
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT			+	+
	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT				+

Analisando especificamente as tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, elas contemplam múltiplos preços associados às variáveis de faturação, nomeadamente a potência, a energia ativa e a energia reativa, que por sua vez ainda são divididas por subcategorias.¹⁰ No caso da potência, esta é faturada em euros por kW em cada intervalo de tempo (p.e. mês) e encontra-se repartida na potência contratada e na potência (média) em horas de ponta. Em termos da energia ativa, esta é faturada em euros por kWh e encontra-se dividida num tetra-horário, ao qual acresce uma separação do ano em duas partes.¹¹ Por último, a energia reativa é contabilizada em euros por kVAh e pode ter preços distintos para a energia fornecida e a energia recebida.

¹⁰ Como se verá de seguida, existem dois preços para a potência (ambos em €/kW por mês), oito preços para a energia ativa (todos em €/kWh) e dois preços para a energia reativa (ambos em €/kVAh).

¹¹ Os períodos I e IV correspondem ao primeiro e último trimestre do ano, i.e. compreendem os dias de 1 de Outubro a 31 de Março do ano seguinte. Os períodos II e III correspondem ao segundo e terceiro trimestre do ano, i.e. de 1 de Abril a 30 de Setembro do mesmo ano.

**Quadro 2-2 - Variáveis de faturação nas tarifas de uso das redes de transporte e distribuição
(tetra-horários)¹²**

Potência (€/kW por mês)	Contratada	
	Horas de ponta	
Energia ativa (€/kWh)	Períodos I, IV	Horas de ponta
		Horas cheias
		Horas de vazio normal
		Horas de super vazio
	Períodos II, III	Horas de ponta
		Horas cheias
		Horas de vazio normal
		Horas de super vazio
Energia reativa (€/kVAh)	Fornecida	
	Recebida	

¹² Salienta-se que na tensão BTN a energia reativa não figura como variável de faturação, para além de não existir uma faturação em tetra-horários.

3 COMPARAÇÃO INTERNACIONAL

Antes de referir experiências de outros países relativas a tarifas dinâmicas, sublinha-se que a proposta de projeto-piloto para Portugal, e que consiste numa tarifa CPP no acesso às redes é inovadora no sentido de incidir especificamente no acesso às redes e não na fatura de eletricidade como um todo. De acordo com um relatório recente não existem Estados Membros da União Europeia que tenham promovido iniciativas de tarifas dinâmicas que incidam especificamente no acesso às redes de distribuição.¹³

3.1 ANÁLISES INTERNACIONAIS DE PROJETOS-PILOTO COM TARIFAS VARIÁVEIS NO TEMPO

O artigo Hu et al. (2015)¹⁴ resume as conclusões de vários projetos de tarifas dinâmicas (e de tarifas TOU) nos EUA e na Europa. Face à pluralidade de projetos avaliados nem todas as conclusões são uniformes, nomeadamente existem projetos em que se identificou um efeito positivo de tecnologias potenciadores (i.e. que auxiliam os consumidores na gestão de consumo) no alisamento do consumo, enquanto em outros casos não houve nenhum impacto mensurável. Todavia, o estudo faz um conjunto de recomendações em resultado dos projetos de tarifas dinâmicas e TOU: (i) promover uma coordenação das políticas aos vários níveis políticos (o que no caso português pode ser entendido como uma coordenação das iniciativas nacionais e europeias); (ii) incentivar a adesão pelos consumidores não se pode resumir à disponibilização de tecnologias potenciadoras (devem existir ações de formação e sinais de preço claros); (iii) investir na criação de ferramentas estatísticas que permitam avaliar a eficácia das tarifas dinâmicas. Adicionalmente, importa ainda salientar outras observações do artigo Hu (2015): a predisposição para transferir consumo em resultado de um preço mais elevado parece ser mais relevante no setor residencial (quando comparado com o setor industrial/comercial) e em épocas quentes (dado que ajustar o uso do ar condicionado no verão parece ser mais exequível). Por último, o mesmo artigo evidencia que o uso de tarifas dinâmicas está mais disseminado nos EUA em comparação com a Europa, e que em geral há muito poucas iniciativas com tarifas CPR ou RTP.

Por outro lado, o relatório “Time-Varying and Dynamic Rate Design”¹⁵, que conta com o contributo de diversos autores com décadas de experiência na implementação de tarifas com variação temporal sugere alguns princípios orientadores para a introdução destas tarifas e resume conclusões de experiências internacionais.

¹³ RefE, Mercados, and Indra, “Study on Tariff Design for Distribution Systems,” prepared for the European Commission Directorate-General for Energy, 28 January 2015.

¹⁴ Zheng Hu, Jin-ho Kim, Jianhui Wang, John Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and policy recommendations”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 42, fevereiro 2015, páginas 743-751.

¹⁵ Faruqi, Ahmad, Ryan Hledik and Jennifer Palmer (2012). “Time-Varying and Dynamic Rate Design,” preparado para Regulatory Assistance Project (RAP).

Segundo os autores desse relatório, uma tarifa variável no tempo deve respeitar os seguintes princípios:

- **Período de ponta curto** – para permitir a transferência inter-períodos pelos consumidores.
- **Sinal de preço significativo** – se o diferencial de preço entre horários de ponta e não-ponta for reduzido a resposta dos consumidores poderá ser residual.
- **Tarifas aderentes aos custos** – o objetivo de criar um sinal de preço forte deve ser alinhado com a estrutura real de custos do sistema de forma a garantir uma utilização eficiente.
- **Simplicidade** – uma estrutura tarifária demasiado complexa pode invalidar o sucesso da iniciativa.
- **Tarifa deve refletir o prêmio de risco** – quando comparado com tarifas simples, a presença de tarifas variáveis no tempo reduz a exposição do fornecedor de eletricidade à volatilidade do mercado; por isso, a transferência parcial desse risco para o lado do consumidor deve ser tida em conta no desenho da tarifa.

Ainda nesse mesmo relatório foi analisado um conjunto de 24 projetos-piloto com variação temporal junto de consumidores residenciais na Europa, nos EUA e na Austrália entre 1997 e 2011, em que se destacam as seguintes conclusões:

1. A tarifa CPP permitiu maiores reduções nas horas de ponta, em especial na combinação com tecnologias potenciadoras.
2. A transferência de consumo aumenta com o rácio entre preços de ponta e não-ponta.
3. A deslocação de consumo é maior em climas mais quentes, especialmente quando existem sistemas automatizados de ar condicionado.
4. O impacto em consumidores de baixo rendimento necessita de mais estudo uma vez que não é claro se esta faixa populacional reage mais ou menos ao sinal de preço quando comparado com a totalidade dos consumidores.
5. Estes tarifários tendem a transferir apenas consumo de períodos de ponta para períodos de não-ponta, sem reduzir o consumo total de eletricidade de forma relevante.

Tendo em conta que o aperfeiçoamento de mecanismos de gestão da procura têm como um dos objetivos reduzir a procura de energia em horários de ponta, importa sublinhar o presumível impacto quantitativo. A literatura relevante sugere 5% como um valor moderado para a redução de consumo em horas de ponta. Por exemplo, o artigo Faruqui (2007) ¹⁶ chega a uma redução de 5% nos períodos de ponta depois de ter em conta as diferenças de resposta dos diferentes segmentos de consumidores (comércio, indústrias, residencial), a existência de diferentes tecnologias potenciadoras e a hipótese de só uma parcela de sociedade aderir às tarifas dinâmicas. Outros estudos tendem a identificar impactos que são normalmente

¹⁶ Faruqui, Ahmad, Ryan Hledik, Samuel Newell, and Johannes Pfeifenberger (2007). "The Power of Five Percent." *The Electricity Journal*, Vol. 20, Issue 8:68-77.

superiores a 5%, podendo atingir em alguns casos reduções superiores a 40%, nomeadamente em tarifas do tipo CPP auxiliadas por tecnologias potenciadoras.¹⁷

A literatura sugere ainda que a maior parte desta redução resulta de um deslocamento do consumo para outros períodos, e não de uma diminuição efetiva do consumo. Projetos realizados nos EUA sugerem que a diminuição efetiva de consumo pode ser de apenas 1% da procura em horas de ponta.¹⁸

Sublinha-se que os impactos encontrados na literatura sobre a potencial redução do consumo em horas de ponta são determinados em comparação com cenários de tarifas simples. Tendo em conta que em Portugal já existe um enquadramento de tarifas variáveis no tempo, nomeadamente com tarifas estáticas, é de esperar que uma parte do ajustamento do consumo já se encontra realizado. No entanto, os estudos acima referidos apontam para um maior impacto das tarifas dinâmicas quando comparado com tarifas estáticas, o que sugere uma margem para otimizar mais o deslocamento de consumo de eletricidade.

Para ilustrar melhor a implementação de tarifas dinâmicas, apresentam-se nas seguintes subsecções dois exemplos que tiveram uma implementação generalizada.

3.2 EXEMPLO EM FRANÇA: TARIFA “TEMPO” DA EDF

A tarifa Tempo da empresa francesa Électricité de France (EDF) pode ser classificada como uma combinação de uma tarifa bi-horária com uma tarifa CPP. Esta solução tem subjacente uma classificação dos dias do ano em três categorias de acordo com um código de cores (azul, branco e vermelho), em que os dias azuis terão os preços de energia mais baixos e os dias vermelhos os preços mais elevados. A cor do respetivo dia é anunciada no dia anterior.

Esta tarifa foi testada numa fase piloto nos anos 1989-1992, e abrangeu um total de 800 consumidores em seis regiões francesas.¹⁹ Esta solução tarifária foi posteriormente implementada no período de 1993-1995 com diferentes modalidades, que se distinguiam pelo grau de sofisticação do equipamento auxiliar (nomeadamente se permitia ou não o controlo de alguns eletrodomésticos de forma manual e/ou automática). Em 1995 o plano tarifário foi generalizado e passou a estar disponível a todos os consumidores *mass-market* (residenciais e pequenas empresas).

¹⁷ Faruqi, Ahmad, Ryan Hledik and Jennifer Palmer (2012). “Time-Varying and Dynamic Rate Design,” preparado para Regulatory Assistance Project (RAP).

¹⁸ Faruqi, Ahmad, Ryan Hledik and Jennifer Palmer (2012). “Time-Varying and Dynamic Rate Design,” preparado para Regulatory Assistance Project (RAP).

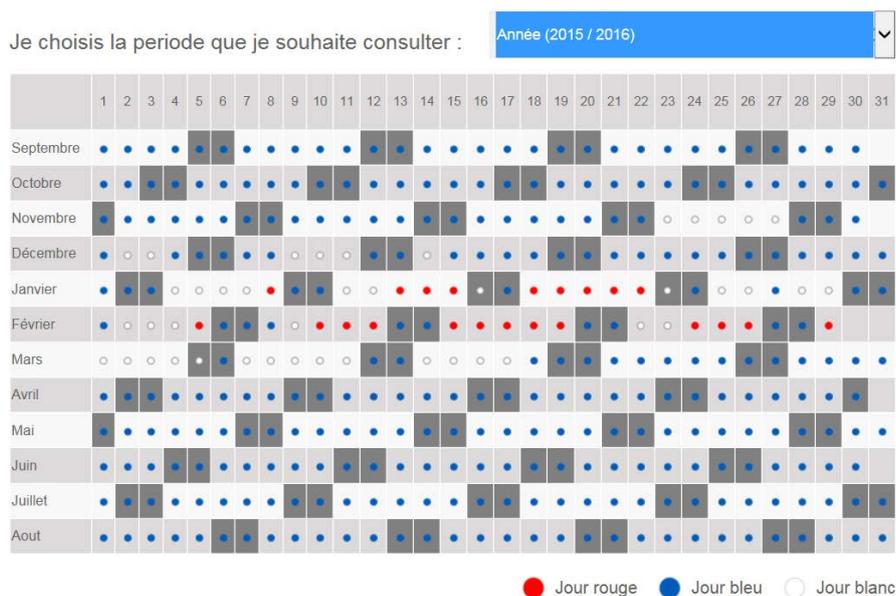
¹⁹ “The Tempo Tariff”, EDF R&D, apresentação em EFFLOCOM Workshop, junho 2004.

Atualmente, a tarifa Tempo é uma das opções da estrutura tarifária Bleu da EDF e só está disponível aos clientes residenciais. A codificação dos dias com as três cores segue um conjunto de regras para o período anual que começa a 1 de setembro:

- 22 dias vermelhos estão concentrados entre 1 de novembro e 31 de março.
- 43 dias brancos estão distribuídos pelo ano, entre 1 de setembro e 31 de agosto.
- Os remanescentes 300 dias são azuis.

Adicionalmente está estipulado que todos os domingos são dias azuis, que não pode haver mais do que 5 dias consecutivos de cor vermelha e que sábados e feriados não podem fazer parte dos dias vermelhos. A notificação da cor para o dia seguinte é comunicada de diferentes maneiras: num dispositivo ligado ao contador, através da internet e por um sistema de alertas via e-mail e/ou SMS. A Figura 3-1 ilustra que em 2015/2016 os dias vermelhos ocorreram nos meses de janeiro e fevereiro e que os dias brancos estiveram concentrados nos meses de Novembro até Março.

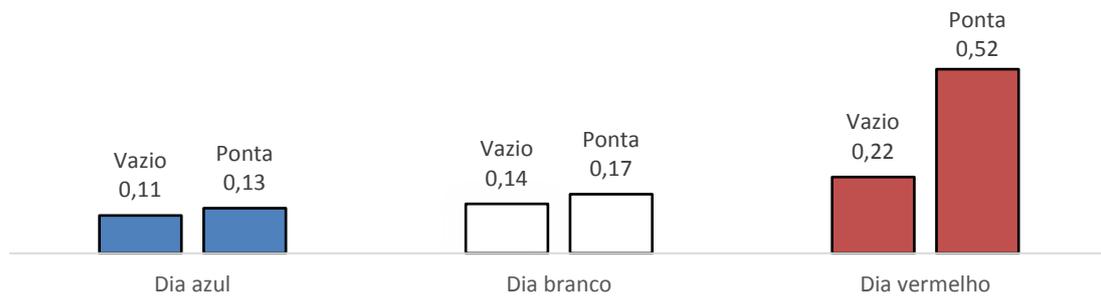
Figura 3-1 - Distribuição dos tipos de dias na tarifa Tempo entre setembro de 2015 e agosto de 2016



Para além da componente de tarifa CPP, cujos picos tarifários (branco e vermelho) são anunciados no dia anterior, cada dia divide-se ainda numa estrutura bi-horária, com um período de ponta (6h – 22h) e um período de vazio (22h – 6h). A Figura 3-2 ilustra os preços de energia para o período 2016/2017.²⁰

²⁰ A estes preços de energia acresce ainda uma assinatura anual que é crescente na potência contratada.

Figura 3-2 - Preços de energia da tarifa Tempo em €/kWh (impostos incluídos)



3.3 EXEMPLO EM ESPANHA: PVPC NA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

Espanha apresenta neste momento uma tarifa dinâmica no preço final e uma tarifa ToU no acesso às redes, que se ilustram de seguida. No dia 1 de Abril de 2014 foi aprovado em Espanha o “Precio voluntario para el pequeño consumidor” (PVPC), para potências contratadas até 10kW. Esta estrutura tarifária pode ser classificada como uma tarifa RTP na componente da energia ativa, com uma frequência horária.²¹

Figura 3-3 - Preço da energia ativa no plano PVPC, para o dia 26 de Setembro de 2016



Dentro deste tarifário PVPC existe ainda a escolha entre a tarifa geral, a tarifa bi-horária ou a tarifa tri-horária (a última hipótese destina-se a proprietários de veículos elétricos). A Figura 3-3 ilustra a informação que é disponibilizada pela Rede Elétrica de Espanha no dia anterior pelas 20h15 de forma a informar os clientes sobre os preços a serem praticados.

²¹ Note-se que o preço final pago pelo consumidor terá para além deste custo da energia (PVPC) ainda os custos do sistema, as tarifas de acesso às redes, da potência contratada, custos de comercialização e impostos.

Embora não seja visível neste gráfico, o comportamento da tarifa geral (“Tariff 2.0 A”) segue de perto os mercados diários e intradiários do MIBEL. Comparativamente a esta opção, a tarifa bi-horária também segue as oscilações do mercado MIBEL, mas apresenta um salto de nível, com um preço mais elevado no horário de ponta e um preço mais reduzido no horário fora de ponta.²² Por sua vez, a tarifa tri-horária tem a mesma duração e preço no horário de ponta, quando comparado com a tarifa bi-horária, mas apresenta um preço mais reduzido durante parte do período fora de ponta da tarifa bi-horária, tendo em atenção o carregamento dos carros elétricos durante a noite. Por último, é de referir que no caso de consumidores sem contadores inteligentes, e que por isso não permitem a contagem do consumo real por hora, a faturação de consumo é determinada a partir de perfis de consumo padronizados.

3.4 EXEMPLO EM ESPANHA: TOU NA TARIFA DE ACESSO

Em relação à tarifa de acesso às redes, existe atualmente em Espanha uma tarifa do tipo ToU com diferenciação por período horário, por época do ano, tipo de dia e região. As respetivas tarifas estão discriminadas por intervalos de potência contratada e são faturadas por montante de energia consumida (€/kWh), potência contratada (€/kW) e energia reativa (€/kVAr). O Quadro 3-1 apresenta sucintamente os diferentes tarifários aplicáveis às tarifas de acesso:²³

Quadro 3-1 - Tipologias de tarifas de acesso em Espanha

Nome do tarifário	Períodos horários	Épocas	Discriminação dos dias úteis	Discriminação por região
Baixa tensão (< 1kV)				
2.0A, 2.1A (≤ 15kW)	1	1	Não	Não
2.0DHA, 2.1DHA (≤ 15kW)	2	2	Não	Não
2.0DHS, 2.1DHS (≤ 15kW)	3	1	Não	Não
3.0A (> 15kW)	3	2	Não	Sim
Alta tensão (≥ 1kV)				
3.1A	3	2	Sim	Sim
6.1, 6.2, 6.3, 6.4, 6.5	6	3	Sim	Sim

Esta estrutura que prevê tarifários que têm até 6 períodos horários foi introduzida em Espanha no ano 2001, através do Decreto Real 1164/2001, de 26 de Outubro. Para a baixa tensão, as opções 2.0A e 2.1A são tarifários simples sem diferenciação adicional. Já os tarifários 2.0DHA e 2.1DHA são tarifários

²² O horário de ponta está definido para o intervalo 12h-22h no verão e para 13h-23h no inverno, o que corresponde a 10 horas de ponta e 14 horas de período normal em cada dia.

²³ Os períodos horários foram definidos na Ordem IET/2794/2007, de 27 de setembro de 2007. O documento “Memoria justificativa de la de Circular 3/2014, de 2 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia” ilustra estes períodos horários e indica algumas alterações legislativas que ocorreram posteriormente.

bi-horários com sazonalidade: no inverno o período de ponta ocorre entre as 12h e 22h; no verão a ponta ocorre entre as 13h e 23h.²⁴ Os tarifários 2.0DHS e 2.1DHS são opções tri-horárias sem sazonalidade em que o período de ponta se situa entre as 13h e 23h e o período de vazio entre as 1h e 7h (o remanescente é considerado o período de cheias). Para potências contratadas na baixa tensão superiores a 15 kW aplica-se o tarifário 3.0A que também é um tri-horário: em comparação com os horários anteriores esta opção revela ainda uma diferenciação por época (inverno e verão) e por região.²⁵

Na alta tensão em Espanha o tarifário 3.1A apresenta apenas uma estrutura tarifária tri-horária para os dias úteis, e incorpora uma estrutura bi-horária para os sábados, domingos e feriados. Acresce que no caso dos dias úteis existe ainda uma discriminação por região e a separação em inverno e verão.

Em relação aos tarifários 6.1 até 6.5 em alta tensão o sistema é mais complexo. Para além de haver uma classificação de 6 níveis para as horas do dia, P1 até P6, existem ainda três épocas ao longo do ano: alta, média e baixa. No entanto, cada dia do ano terá no máximo três períodos horários distintos. A época alta, que corresponde aos dias úteis dos meses de Dezembro a Fevereiro, Julho e da segunda quinzena de Junho, tem uma estrutura tri-horária com as horas do dia divididas pelos períodos P1, P2 e P6. A época média, que ocorre nos dias úteis de Março, Setembro, Novembro e da primeira quinzena de Junho, também evidencia uma estrutura tri-horária, mas classificada pelos períodos P3, P4 e P6.²⁶ A época baixa situa-se nos dias úteis dos meses de Abril, Maio e Outubro e implica um tarifário bi-horário, em que P5 corresponde à ponta e P6 ao período normal. Importa referir que todos os sábados, domingos, feriados e o mês inteiro de Agosto são mono-horários, com a aplicação do período horário mais barato (P6). Por último, salienta-se que a estes tarifários (6.1 a 6.5) é aplicada ainda uma discriminação por região quanto às horas exatas em que ocorrem os períodos P1 a P6, mantendo-se a estrutura base acima descrita.

A distribuição concreta dos seis períodos horários está representada no Quadro 3-2. Nesse diagrama, em que as colunas representam os meses do ano, as últimas três linhas correspondem aos sábados, domingos e feriados, respetivamente, enquanto as restantes linhas classificam as 24 horas dos dias úteis.

²⁴ A separação em inverno e verão coincide com a separação em hora de inverno e hora de verão, respetivamente.

²⁵ Para este efeito o território espanhol encontra-se dividido em quatro zonas: (1) Península, (2) Baleares, (3) Canárias, e (4) Melilla e Ceuta.

²⁶ Nesta opção P3, P4 e P6 correspondem ao período de ponta, de cheias e de vazio, respetivamente. Na época alta são os períodos P1, P2 e P6 que correspondem à ponta, cheias e vazio, respetivamente. Evidentemente, os períodos P1 e P2 implicam preços por potência e energia mais elevados quando comparados com P3 e P4, respetivamente. Importa ainda salientar que tanto a época alta como também a época média se encontram subdivididas em duas partes, em que se mantêm as estruturas tri-horárias, mas com ligeiros ajustes da localização dos períodos P1, P2, P6 e P3, P4, P6.

Quadro 3-2 – Distribuição dos seis períodos horários em Espanha

HORAS		MÊSES												HORAS		
DE	A	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	DE	A	
00	01	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	00	01	
01	02	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	01	02	
02	03	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	02	03	
03	04	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	03	04	
04	05	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	04	05	
05	06	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	05	06	
06	07	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	06	07	
07	08	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	07	08	
08	09	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2	08	09
09	10	2	2	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	2	09	10
10	11	1	1	4	5	5	3	2	2	6	3	5	4	1	10	11
11	12	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1	11	12
12	13	1	1	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	1	12	13
13	14	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2	13	14
14	15	2	2	4	5	5	3	1	1	6	3	5	4	2	14	15
15	16	2	2	4	5	5	4	1	1	6	4	5	4	2	15	16
16	17	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2	16	17
17	18	2	2	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	2	17	18
18	19	1	1	3	5	5	4	1	1	6	4	5	3	1	18	19
19	20	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1	19	20
20	21	1	1	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	1	20	21
21	22	2	2	3	5	5	4	2	2	6	4	5	3	2	21	22
22	23	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2	22	23
23	00	2	2	4	5	5	4	2	2	6	4	5	4	2	23	00
SÁBADOS, DOMINGOS Y FESTIVOS*		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	SÁBADOS, DOMINGOS Y FESTIVOS*		
		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6			
		6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6			

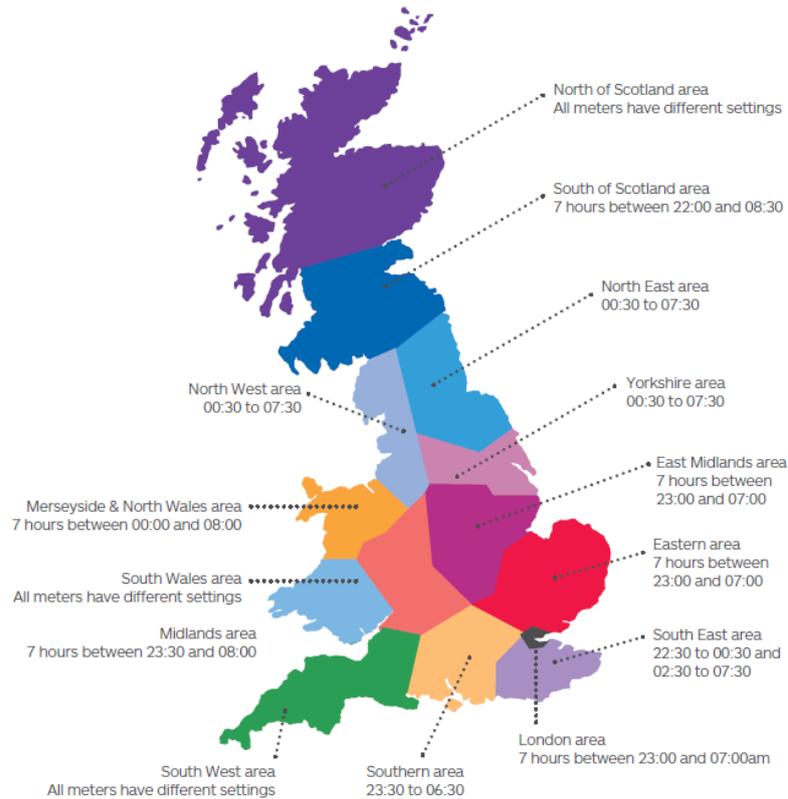
Fonte: EDP Espanha.

3.5 EXEMPLO NA GRÃ-BRETANHA: TOU NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

No mercado liberalizado da Grã-Bretanha os comercializadores podem praticar para a eletricidade tarifas do tipo TOU que se designam por Economy 7 e Economy 10. Estes tarifários caracterizam-se pela existência em cada dia de um período de fora de ponta de 7 e 10 horas, respetivamente, com preços mais reduzidos para a energia. No caso da Economy 7 o período fora de ponta está situado durante a noite, enquanto na Economy 10 o período das 10 horas está dividido entre a noite (5 horas), a tarde (3 horas) e o fim do dia (2 horas).

O desenho destas tarifas está repartido entre os distribuidores e os comercializadores de eletricidade. Os 6 distribuidores da rede elétrica nacional definem a localização dos períodos horários nas 14 regiões da Grã-Bretanha, enquanto cada comercializador define livremente os preços a praticar nos períodos de ponta e fora de ponta. A Figura 3-4 ilustra para a Economy 7 as diferenças entre as 14 regiões para os períodos fora de ponta, havendo inclusivamente casos em que estes períodos não estão definidos uniformemente para os clientes dentro da mesma região (p.e. South West Area). Quanto aos preços, o desconto implícito no preço da energia fora de ponta chega a ser superior a 50%.

Figura 3-4 – Localização dos períodos fora de ponta da tarifa Economy 7



Fonte: "Helping you to understand Economy 7", npower.

A tarifa Economy 7 surgiu em 1978 e tinha como principais destinatários clientes com acumuladores de calor elétricos e caldeiras elétricas, uma vez que estes estariam melhor colocados para deslocar uma parte significativa do seu consumo para os períodos de menor procura. De acordo com a autoridade da concorrência do Reino Unido existiam em 2016, 3,3 milhões de clientes com a tarifa Economy 7. A expectativa neste momento é de uma redução deste número, tendo em conta a maior penetração de aquecimentos a gás natural face aos seus preços mais competitivos e a maior eficiência energética quando comparados com acumuladores de calor elétricos do tipo simples. A tarifa Economy 10 surgiu apenas no ano 2004 e coexiste atualmente com a Economy 7, procurando fornecer uma localização dos períodos de menor preço que seja mais conveniente para os clientes.

4 ANÁLISES BENEFÍCIO-CUSTO PRELIMINARES PARA A IMPLEMENTAÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS

Como foi oportunamente referido no enquadramento legal, as regras para os planos de implementação referentes à introdução de tarifas dinâmicas em Portugal contemplaram a realização de análises benefício-custo preliminares. Esta secção da consulta pública resume sucintamente os resultados apresentados por parte da EDP Distribuição, da Eletricidade dos Açores e da Empresa de Electricidade da Madeira no âmbito desses planos, que são apresentados em anexo. Salienta-se que cada uma destas três entidades celebrou um contrato de consultoria técnica com o Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC) para a elaboração do respetivo plano de implementação.

Como será visível, apenas para Portugal Continental foi estimado um benefício líquido da aplicação de tarifas dinâmicas, tendo as análises no caso das Regiões Autónomas revelado que os custos seriam superiores aos benefícios esperados. Estes resultados foram determinantes para não se avançar com projetos-piloto de tarifas dinâmicas nos Açores e na Madeira.

EDP Distribuição – Tarifa dinâmica no Acesso às Redes (MAT, AT, MT) em Portugal Continental

O plano de implementação da EDP Distribuição identificou como potenciais benefícios a variação de preços e quantidades no mercado diário do MIBEL (Benefício Social)²⁷, a redução de perdas técnicas nas redes de MAT, AT e MT, e a poupança por diferimento de investimentos devido ao deslocamento de consumo.²⁸ O plano de implementação estima que a introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes em Portugal Continental teria um benefício líquido total de 7,14 milhões de euros ao longo de um período de 16 anos (2015-2030).²⁹

Este valor resulta da diferença entre os custos de implementação, com o projeto-piloto e com a introdução efetiva das tarifas dinâmicas, na ordem dos 2,23 milhões de euros, e benefícios na ordem de 9,37 milhões de euros. Os benefícios são sobretudo explicados pela existência de custos evitados pela transferência de consumo para fora dos períodos de ponta, o que trará poupanças em termos de investimentos na ordem de 9,19 milhões de euros. A avaliação realizada foi sujeita a uma análise de sensibilidade a vários

²⁷ Este efeito incorpora variações de preço e quantidades pertencentes às expressões da procura e da oferta de eletricidade no mercado MIBEL. Como em economia este tipo de análise indica os níveis de bem-estar social, foi designado como Benefício Social. Intuitivamente representa a diferença entre aquilo que a procura beneficia de um determinado bem ou serviço face ao custo para a oferta de produzir esse bem/serviço.

²⁸ Refira-se que o plano de implementação ainda avaliou outras dimensões que no fim não entraram nos resultados da análise benefício-custo. Em primeiro lugar, o diferimento dos investimentos foi estimado através de duas abordagens distintas: (1) por adiamento de custos de reforço ou substituição de equipamento, e (2) usando parâmetros de custos evitados fornecidos pela ERSE (o relatório optou por usar os resultados da segunda abordagem uma vez que os custos de reforço/substituição de equipamento só estavam disponíveis para a rede em AT, e não para os diferentes níveis de tensão abordados). Em segundo lugar, também foi avaliada a existência de poupanças na contratação de reservas (esta vertente não entrou nas contas finais uma vez que os impactos encontrados eram negligenciáveis).

²⁹ A análise utiliza uma taxa de atualização de 6,75% para calcular o valor atual deste benefício líquido.

parâmetros centrais, nomeadamente da duração total dos períodos críticos ao longo do ano, da flexibilidade da procura em deslocar a procura para fora das horas críticas e a percentagem do mercado que venha a aderir à tarifa dinâmica.³⁰

Eletricidade dos Açores – Tarifa dinâmica na Venda a Clientes Finais (MT, BTE) na RAA

A Eletricidade dos Açores considera na sua análise benefício-custo o impacto de introduzir tarifas dinâmicas nas tarifas de Venda a Clientes Finais apenas na Ilha de São Miguel. Esta avaliação estuda a existência de benefícios por redução nos custos de produção e contratação de reservas, nas perdas técnicas das redes e por diferimento de investimentos na rede.³¹ O plano de implementação indica que a introdução de tarifas dinâmicas no caso da RAA teria um custo líquido total de 1,38 milhões de euros ao longo de um período de 16 anos (2015-2030).³²

Este valor resulta da diferença entre os custos de implementação e exploração com o projeto-piloto e com a introdução efetiva das tarifas dinâmicas, na ordem dos 1,51 milhões de euros, e benefícios de 130 milhares de euros, e que estão concentrados no diferimento de investimentos.³³ Salienta-se o facto que este estudo identificou que as poupanças nos custos variáveis de produção serão negligenciáveis uma vez que o deslocamento de consumo para fora das horas de ponta iria simplesmente deslocar os custos de produção para outros horários, sem haver lugar a sinergias.³⁴ Por outro lado, também o impacto na alteração da contratação de reservas para outros períodos não significará ganhos significativos, assumindo-se que estas reservas seriam essencialmente de origem hídrica, cujos custos variáveis são aproximadamente nulos, independentemente do período horário.

³⁰ O cenário final que levou ao benefício líquido de 7,14 milhões de euros considera uma duração total de 100 horas críticas, uma flexibilidade da procura para deslocar o consumo de 5% e uma implementação das tarifas dinâmicas para 100% do consumo em MAT, AT e MT.

³¹ Refira-se que o plano de implementação avaliou o diferimento dos investimentos através de duas abordagens distintas: (1) por adiamento de custos de reforço ou substituição de equipamento, e (2) usando parâmetros de custos evitados fornecidos pela ERSE. O relatório optou por incluir no final os resultados da segunda abordagem.

³² A análise utiliza uma taxa de atualização de 6,34% para calcular o valor atual do impacto.

³³ Este resultado considera uma duração total de 100 horas críticas por ano, uma flexibilidade da procura para deslocar o consumo de 5% e uma implementação das tarifas dinâmicas para 100% do consumo em MT e BTE (ao contrário do plano de implementação para Portugal Continental, neste caso não foi feita uma análise de sensibilidade a estes três parâmetros). O plano de implementação para a RAA refere ainda que os custos de implementação e exploração estão subavaliados, uma vez que estão determinados apenas para um universo de 10 clientes em MT (o lado dos benefícios foi estimado para todo o consumo em MT e BTE). Por esta última razão é possível afirmar que o custo líquido de 1,38 milhões de euros será um valor conservador.

³⁴ Isto é devido ao facto de as horas de ponta e as horas adjacentes serem servidas pela mesma tecnologia produtora (Central do Caldeirão) e que uma análise revelou que os custos médios de produção desta central são relativamente constantes ao longo do dia, e que não dependem da quantidade de energia produzida.

Empresa de Electricidade da Madeira – Tarifa dinâmica na Venda a Clientes Finais (MT, BTE) na RAM

A Empresa de Electricidade da Madeira considera na sua análise benefício-custo o impacto de introduzir tarifas dinâmicas nas Tarifas de Venda a Clientes Finais apenas na Ilha da Madeira. Esta avaliação estuda a existência de benefícios por redução nos custos de produção e contratação de reservas, nas perdas técnicas das redes e por diferimento de investimentos na rede.³⁵ O plano de implementação indica que a introdução de tarifas dinâmicas no caso da RAM teria um custo líquido total de 1,4 milhões de euros ao longo de um período de 16 anos (2015-2030).³⁶

Este valor resulta da diferença entre os custos de implementação e exploração com o projeto-piloto e com a introdução efetiva das tarifas dinâmicas, na ordem dos 1,81 milhões de euros, e benefícios de 410 milhares de euros, e que estão concentrados no diferimento de investimentos.³⁷ Salienta-se que pelas mesmas razões apresentadas no caso da RAA, também na RAM se estimam que as poupanças nos custos variáveis de produção e nos custos com contratação de reservas sejam negligenciáveis.³⁸

Síntese dos Resultados

Em síntese, apresentam-se no Quadro 4-1 os resultados das análises benefício-custo para as três regiões.³⁹ Como consta desta tabela, apenas para Portugal Continental foi identificado um benefício líquido positivo por implementação de tarifas dinâmicas. Este resultado determinou que no caso da RAA e da RAM se irá optar por iniciar projetos-piloto com um aperfeiçoamento das tarifas estáticas em vigor, e não com tarifas dinâmicas.

³⁵ Refira-se que o plano de implementação avaliou o diferimento dos investimentos através de duas abordagens distintas: (1) por adiamento de custos de reforço ou substituição de equipamento, e (2) usando parâmetros de custos evitados fornecidos pela ERSE. O relatório optou por incluir no final os resultados da primeira abordagem uma vez que a informação dos respetivos custos era muito detalhada.

³⁶ A análise utiliza uma taxa de atualização de 6,34% para calcular o valor atual do impacto.

³⁷ O cenário final que levou ao custo líquido de 1,4 milhões de euros considera uma duração total de 100 horas críticas por ano, uma flexibilidade da procura para deslocar o consumo de 5% e uma implementação das tarifas dinâmicas para 100% do consumo em MT e BTE.

³⁸ Um estudo revelou que os custos variáveis de produção das centrais a gás natural e a fuelóleo não apresentam oscilações relevantes ao longo do dia que pudessem justificar a existência de sinergias por deslocar a produção. Também na contratação de reservas, sobretudo de origem hídrica, não se esperam ganhos uma vez que os respetivos custos variáveis são aproximadamente nulos.

³⁹ Em termos dos benefícios sociais, apenas o plano da EDP Distribuição apresenta uma estimativa de valores.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Análises benefício-custo preliminares para a implementação de Tarifas Dinâmicas

Quadro 4-1 - Análise benefício-custo das tarifas dinâmicas

<i>milhões de euros</i>	PT Continental	RAA	RAM
Benefícios			
Benefício Social na componente de produção de energia	0,01	-	-
Perdas técnicas	0,17	0,00	0,00
Diferimento de investimentos	9,19	0,13	0,41
Redução de custos de serviços de sistema (reserva secundária)	0,00	0,00	0,00
Custos			
Custos de implementação/exploração das tarifas dinâmicas	2,23	1,51	1,81
Benefício líquido	+ 7,14	- 1,38	- 1,40

É importante salientar que os benefícios em termos de diferimento de investimentos devem ser entendidos como benefícios para a sociedade portuguesa como um todo, e não como benefícios para as empresas concessionárias da rede de transporte e distribuição de eletricidade. Esta conclusão resulta do desenho do próprio sistema tarifário, uma vez que os custos com investimentos na rede de transporte e distribuição são recuperados por via da Tarifa de Acesso às Redes que é paga por todos os consumidores de eletricidade.

5 PROJETO-PILOTO 1: APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em Portugal Continental serão realizados dois projetos-piloto para a avaliação do mérito de aplicação de tarifas dinâmicas e do aperfeiçoamento das tarifas atuais.

No projeto-piloto 1, que visa aperfeiçoar a Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental, este consiste numa tarifa com seis períodos horários com diferenciação por tipo de dia da semana e mês do ano. Este aperfeiçoamento será conduzido para clientes em MAT, AT e MT. Mais concretamente, as alterações irão incidir na Tarifa de Uso da Rede de Transporte e na Tarifa de Uso da Rede de Distribuição. O remanescente da Tarifa de Acesso às Redes, dado pela Tarifa de Uso Global do Sistema, não irá sofrer mudanças nos respetivos preços. Simultaneamente é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação.

No total serão apresentadas três propostas distintas para o projeto-piloto 1. Na proposta 1.1 é apresentada uma reformulação profunda da localização dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de uma estrutura hexa-horária no acesso às redes. A proposta 1.2 parte das localizações da proposta 1.1, mas reformula a ocorrência dos períodos de ponta de forma a preservar uma estrutura tetra-horária. Por último, a proposta 1.3 consiste em preservar as localizações do tarifário atual, procedendo a uma subdivisão do atual período de ponta e do atual período de cheias. Após apresentar as três propostas será feita uma análise comparativa das mesmas na secção 5.4.

Antes de apresentar as três propostas em detalhe, serão discutidos alguns tópicos preliminares, nomeadamente o comportamento dos custos incrementais marginais das redes e a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação.⁴⁰

Custos incrementais marginais das redes

Neste primeiro tópico preliminar analisa-se o comportamento dos custos incrementais marginais das redes nas 1000 horas de ponta e ao longo do ano. Os resultados dessas análises orientaram a decisão de subdividir o período de ponta em novos períodos e agrupar os meses do ano por várias épocas, respetivamente.

A análise da ERSE para Portugal Continental sugere que é possível realizar ganhos relevantes na aderência aos custos das redes com uma subdivisão das 1000 horas de maiores custos. Quantas mais subdivisões da ponta existirem, maior será a capacidade para desenhar tarifas aderentes à estrutura de custos. Para quantificar esta aderência foi calculado um indicador que mede os desvios face aos custos

⁴⁰ Os resultados que se seguem, incluindo as três propostas, são todos baseados na análise dos dados do ano 2014.

das redes quando se tenta aproximar a função custo das 1000 horas de ponta com um número reduzido de patamares.

Quadro 5-1 - Aderência aos custos das redes nas 1000 horas de ponta (Portugal Continental)

Divisão das 1000 horas de ponta	Divisão ótima (1ª Ponta – 2ª Ponta – 3ª Ponta)	Desvio face aos custos das redes
Uma ponta	1000h – 0h – 0h	78,0%
Duas pontas	300h – 700h – 0h	34,5%
Três pontas	275h – 350h – 375h	21,9%

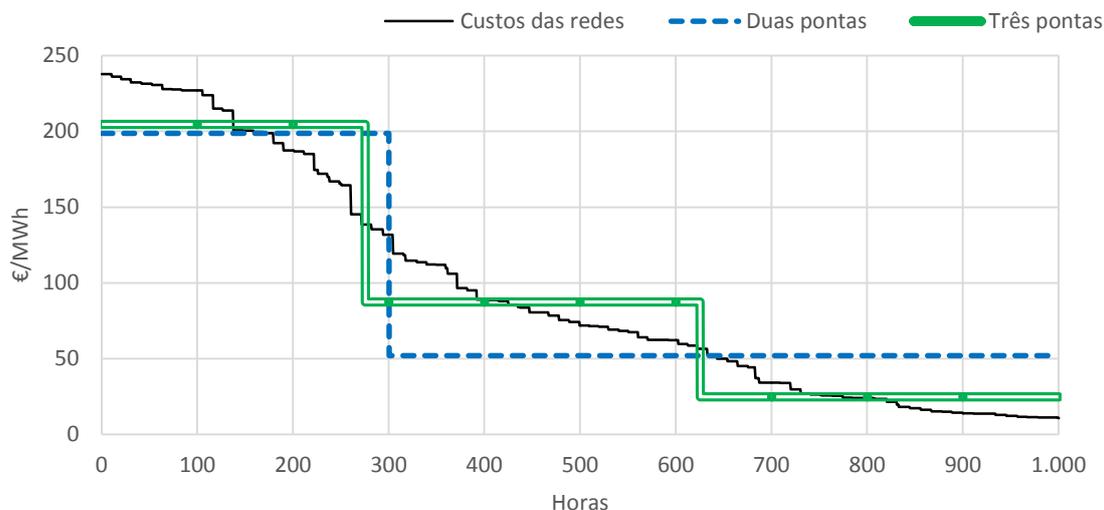
O Quadro 5-1 apresenta na última coluna esse indicador para diferentes divisões das 1000 horas de ponta. Para encontrar as divisões ótimas determinaram-se os desvios para todas as divisões possíveis das 1000 horas de ponta em duas ou três pontas, e escolheram-se as opções que ofereciam o menor valor (estudaram-se apenas as divisões em múltiplos de 25 horas). O valor do desvio pode ser interpretado como o desvio médio expresso em percentagem do custo médio das 1000 horas de ponta.⁴¹

Este quadro revela que para uma divisão em três pontas a primeira, segunda e terceira ponta devem ter durações de 275 horas, 350 horas e 375 horas, respetivamente. A Figura 5-1 ilustra a capacidade de estar próximo da curva de custos das redes das 1000 horas de ponta, representando as divisões ótimas do Quadro 5-1 para uma divisão em duas e três pontas.

No contexto dos vários projetos-piloto tomou-se como objetivo atingir um valor para o indicador do desvio face aos custos entre 20% e 30%, o que no caso de Portugal Continental implica a opção por um tarifário com três pontas. Esta alteração resultaria na existência de um total de seis períodos tarifários em Portugal Continental.

⁴¹ Mais concretamente trata-se de uma medida de erro quadrático, que penaliza mais os desvios maiores: o indicador é dado pela raiz quadrada do somatório dos desvios quadrados entre os custos das redes e os custos médios das divisões definidas. Por exemplo, face a uma situação com duas pontas e com durações de 300 horas e 700 horas, os desvios são calculados da seguinte forma: (i) determina-se o custo médio das 300 horas de maiores custos e também o custo médio das restantes 700 horas; (ii) para cada um destes dois intervalos são determinados os desvios quadrados dos custos das redes efetivos face ao custo médio desse intervalo. Em último lugar, e depois de ser aplicada a raiz quadrada ao somatório dos desvios quadrados, o resultado é normalizado pelo custo médio das 1000 horas de ponta.

Figura 5-1 - Aderência aos custos das redes das 1000 horas de ponta (Portugal Continental)

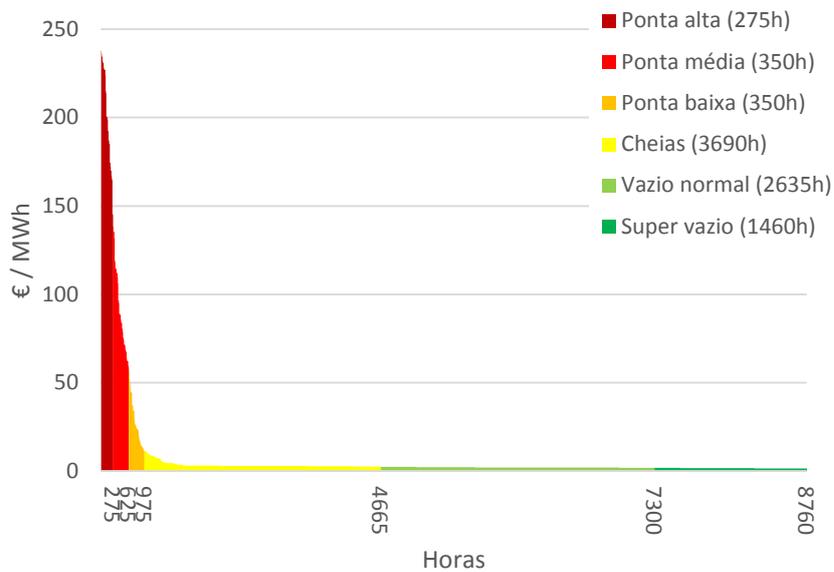


Em segundo lugar estudou-se o comportamento dos custos incrementais marginais das redes ao longo do ano. O novo tarifário a implementar em Portugal Continental deve orientar-se pelas durações atuais dos períodos tarifários, de forma a assegurar a uniformidade tarifária perante os clientes que não venham a participar no projeto-piloto. Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Adicionalmente, e tendo em conta os resultados da análise das 1000 horas de maiores custos, uma eventual divisão da ponta em três sub-pontas deveria resultar em durações de 275 horas, 350 horas e 350 horas para a ponta alta, ponta média e ponta baixa, respetivamente, de forma a somar as 975 horas de ponta.

Face a estas durações, classificaram-se na Figura 5-2 os custos das redes do ano 2014 de acordo com seis períodos tarifários:⁴² as 275 horas de maiores custos das redes foram classificadas como ponta alta; as 350 horas seguintes foram classificadas como ponta média, e assim sucessivamente. A principal conclusão a retirar desta figura prende-se com o elevado valor dos custos das redes nas horas de ponta, com valores compreendidos entre os 238 e 11 €/MWh. Por outro lado também se observa que fora dos períodos de ponta os custos são relativamente baixos com um valor médio de 2,5 €/MWh.

⁴² Os custos das redes são dados pelos custos incrementais das redes. Para mais detalhes sobre a metodologia utilizada ver o Anexo I - Determinação dos Custos Marginais de Fornecimento em Portugal Continental.

Figura 5-2 - Custos das redes classificados por ordem decrescente (Portugal Continental)

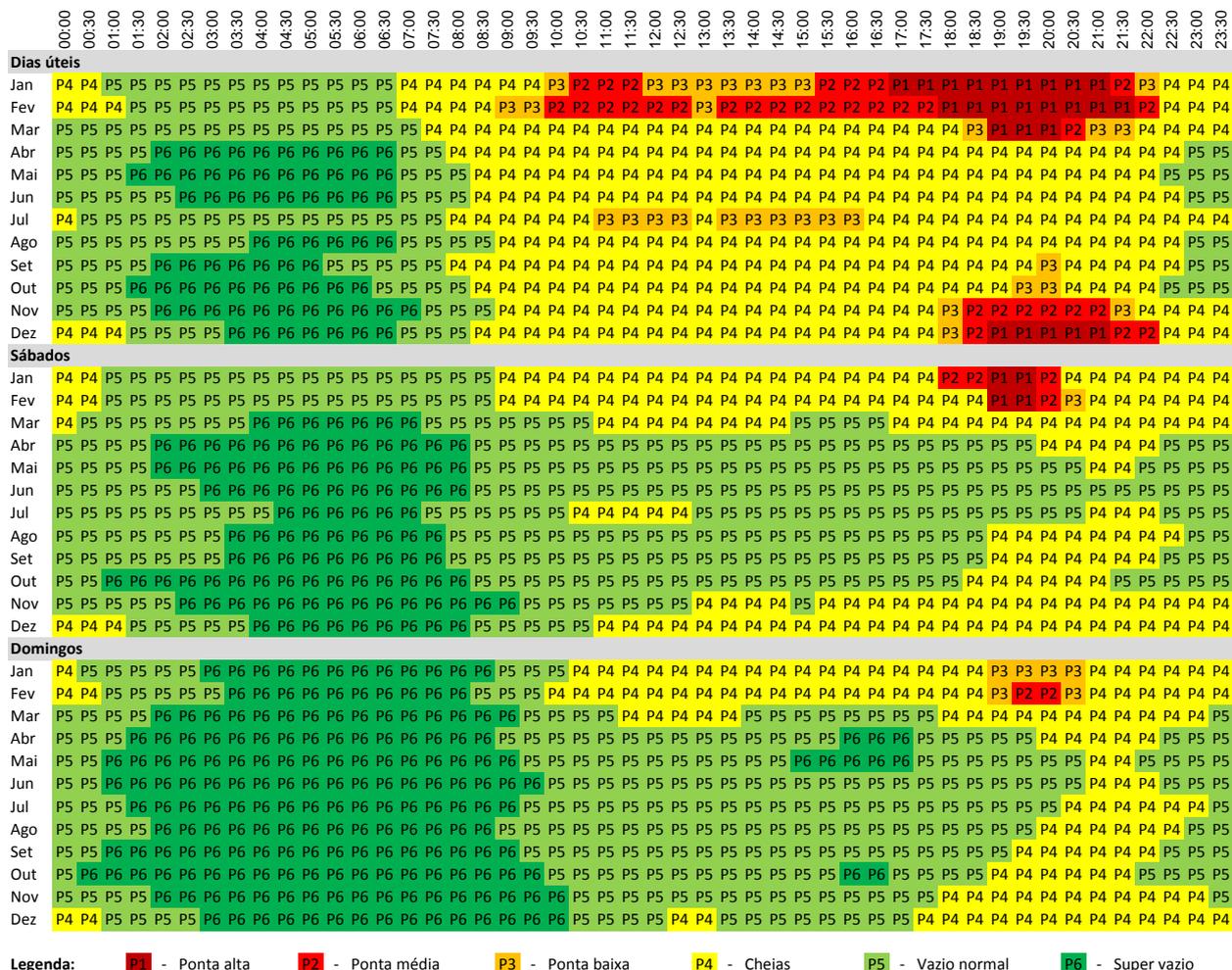


Para avaliar a importância de aperfeiçoar a Tarifa de Acesso às Redes, analisa-se na Figura 5-3 a distribuição dos custos das redes ao longo das horas do dia, para os vários meses, separando ainda os dias úteis dos sábados e dos domingos. Como é visível na Figura 5-3 os períodos de ponta (P1, P2 e P3) ocorrem principalmente nos dias úteis, sobretudo das 10h00 às 22h30 nos meses de janeiro e fevereiro, e ao fim do dia entre as 18h30 e as 22h00 nos meses de março, novembro e dezembro.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Projeto-piloto 1: Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental

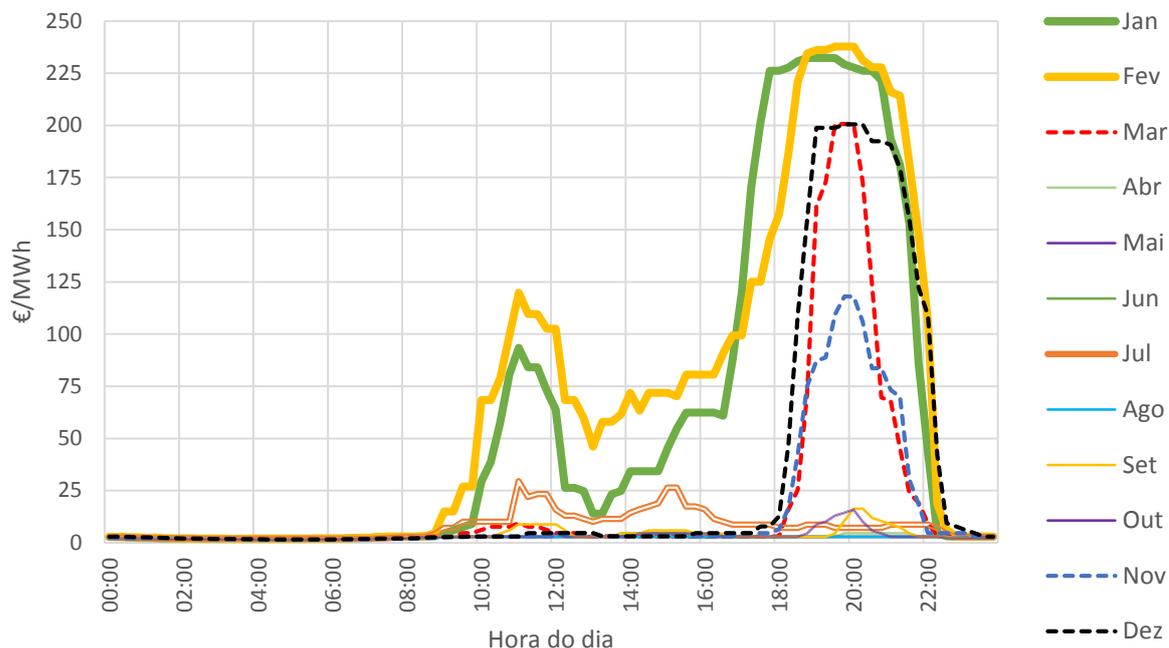
Figura 5-3 - Períodos horários classificados em termos dos custos das redes (Portugal Continental)



Face a este resultado que se encontra subdividido por mês e tipo de dia, é legítimo questionar se não é possível reduzir a granularidade do tarifário sem comprometer a aderência aos custos das redes. Como os períodos de ponta surgem predominantemente nos dias úteis, importa analisar o comportamento destes dias com maior detalhe. A Figura 5-4 apresenta a evolução média dos custos das redes ao longo dos dias úteis para os vários meses do ano.

Os meses de janeiro e fevereiro atingem os custos mais elevados do ano ao final do dia e atingem um segundo pico ao final da manhã. Em segunda posição, no que respeita aos picos de custos, surgem os meses de inverno adjacentes (março, novembro e dezembro) com a ponta concentrada ao final do dia. Em terceira posição observa-se o mês de julho, que apresenta os seus períodos de ponta entre as 11h00 e as 16h30. Os restantes meses apresentam um comportamento muito estável em torno de um valor médio reduzido.

Figura 5-4 – Custos das redes nos dias úteis para os vários meses do ano (Portugal Continental)



Atualmente a Tarifa de Acesso às Redes diferencia entre o período de inverno e o período de verão.⁴³ Face a estes resultados, sugere-se um enquadramento para os dias úteis com quatro épocas, sintetizado no Quadro 5-2.

Quadro 5-2 - Divisão do ano em épocas (Projeto-piloto 1)

Época	Meses incluídos na época
1. Época alta de inverno	janeiro, fevereiro
2. Época média de inverno	março, novembro, dezembro
3. Época média de verão	julho
4. Época baixa	abril, maio, junho, agosto, setembro, outubro

⁴³ Mais concretamente, ocorrem dois tipos de sazonalidade. Na localização dos períodos horários distingue-se entre o período da hora legal de verão e o período da hora legal de inverno. Nos preços da energia ativa separa-se entre o período húmido (primeiro e último trimestre do ano) e o período seco (segundo e terceiro trimestre do ano). Ambas as divisões dividem o ano em período de inverno e verão, embora não de forma coincidente.

Extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação

Face ao presumível aumento do número de períodos horários e ao aumento da sazonalidade, considera-se importante introduzir alterações que reduzam a complexidade do tarifário. Nesta matéria propõe-se a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando o valor desta rubrica à energia ativa em horas de ponta.

A conversão da potência média em horas de ponta para a energia ativa em horas de ponta processa-se de forma direta, uma vez que a energia ativa em horas de ponta é igual à multiplicação da potência média em horas de ponta pela duração da ponta.

O resultado dessa conversão no caso do tarifário atual está presente no Quadro 5-3. Por uma questão de simplicidade, apresentam-se apenas as médias simples destas tarifas ao longo do ano, sabendo-se que os valores de origem discriminam entre os trimestres em torno do verão e do inverno. Refira-se que o valor para o período de ponta inclui a conversão do valor correspondente à potência média em horas de ponta.⁴⁴

Quadro 5-3 - Tarifa de Uso das Redes atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Portugal Continental)

Período horário	Tarifa de Uso das Redes: Energia ativa (€/MWh)
Ponta	89,12
Cheias	3,66
Vazio normal	2,58
Super vazio	1,84

A opção por subdividir o atual período de ponta, anteriormente discutida, e a extinção da potência média em horas de ponta implicam uma alteração no conjunto das variáveis de faturação, cujo efeito cumulativo está presente no Quadro 5-4. Nesse quadro, aplicável às propostas 1.1 e 1.2, é visível a redução no número de variáveis de faturação face ao enquadramento atual. Por um lado, é eliminada uma das atuais variáveis de faturação para a potência, a potência média em horas de ponta, sobrando apenas a potência contratada. Por outro lado, assiste-se a uma redução de preços para a faturação da energia ativa. Atualmente são publicados um total de oito preços, na medida em que existem quatro preços para o

⁴⁴ O valor de 89,12 €/MWh apresentado para a energia ativa é composto pela parcela de 4,44 €/MWh, que representa o valor original da tarifa média para a energia ativa em horas de ponta do ano 2016, sendo o remanescente devido à conversão da potência média em horas de ponta.

período húmido (primeiro e último trimestre do ano) e outros quatro preços para o período seco (segundo e terceiro trimestre do ano). Nesta nova proposta existirá um total de seis preços para a energia ativa, que estarão associados aos seis períodos horários.

Quadro 5-4 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Propostas 1.1 e 1.2)

Variáveis de faturação	Unidade de faturação
Potência Potência contratada	€/kW por mês
Energia ativa Ponta alta Ponta média Ponta baixa Cheias Vazio normal Super vazio	€/kWh
Energia reativa Indutiva (recebida) Capacitiva (fornecida)	€/kVAh

Importa referir que para efeitos da proposta 1.3 se adotou uma terminologia diferente para as variáveis de faturação da energia ativa. Embora existam igualmente seis períodos horários, estes resultam da subdivisão do período de ponta em apenas dois tipos de ponta e de subdividir adicionalmente o período de cheias em dois tipos de cheias. Em resultado, no âmbito da proposta 1.3 a energia ativa terá como variáveis de faturação a ponta alta, ponta baixa, cheias altas, cheias baixas, vazio normal e super vazio.

5.1 PROPOSTA 1.1 – NOVAS LOCALIZAÇÕES E ESTRUTURA HEXA-HORÁRIA

Resumo

Nesta proposta é sugerida uma reformulação profunda das localizações dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de uma estrutura hexa-horária no acesso às redes. Em termos totais, a duração dos períodos de ponta, cheias e vazios no projeto-piloto deve ser semelhante às respetivas durações do tarifário atual em Portugal Continental. É ainda incluída uma maior sazonalidade do que a atual separação em inverno e verão para os dias úteis. Em relação aos sábados e domingos estes seriam uniformes ao longo do ano, com uma estrutura tri-horária e bi-horária, respetivamente. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

Esta proposta 1.1 reformula a localização dos períodos horários de forma a garantir uma maior aderência aos custos das redes, e aplica simultaneamente uma estrutura hexa-horária. A estrutura hexa-horária resulta da subdivisão do conceito de período de ponta em três sub-pontas, designadas por ponta alta, ponta média e ponta baixa.

O novo tarifário a implementar em Portugal Continental deve-se orientar pelas durações atuais dos períodos horários, de forma a assegurar a uniformidade tarifária perante os clientes que não venham a participar no projeto-piloto. Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Adicionalmente, e face à intenção de subdividir a ponta atual em ponta alta, ponta média e ponta baixa, e tendo em conta os resultados da análise das 1000 horas de ponta no início do capítulo 5, estes três períodos de ponta deveriam ter durações agregadas de 275 horas, 350 horas e 350 horas, respetivamente. Após a análise da distribuição dos custos das redes ao longo do ano de 2014, construiu-se a Figura 5-5 com as localizações dos seis períodos horários.⁴⁵

Esta figura evidencia que o período de ponta alta está concentrado ao final do dia, embora com diferentes durações, na época 1 e época 2. Já os períodos de ponta média e ponta baixa ocorrem de forma adjacente à ponta alta, à exceção de um período alargado de ponta baixa durante a época 3 (julho).

⁴⁵ Na localização foi imposto que o período noturno das 0h00 às 7h00 deve seguir a atual estrutura em vigor em Portugal Continental. Isto implica que o período das 2h00 às 6h00 será classificado como super vazio e o remanescente desse período de sete horas será definido como vazio normal. Esta restrição é comum a todas as propostas apresentadas nesta consulta pública.

*CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS*

Projeto-piloto 1: Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos aos outros níveis de tensão abrangidos por este projeto-piloto (MAT e AT).

Esta figura evidencia que o período de ponta alta ocorre de forma prolongada na época 1 (janeiro e fevereiro), e que a ponta média está concentrada ao final do dia na época 2 (março, novembro e dezembro). Por sua vez, a ponta baixa ocorre em horário diurno na época 3 (julho).

Tendo por base o mapa de períodos horários da Figura 5-6 foram determinados os preços relativos aos seis períodos horários de forma a atingir um nível de receitas semelhante à aplicação do tarifário atual. Para reconciliar as receitas entre o tarifário atual e a nova proposta foram utilizados dois pressupostos. Em primeiro lugar, entendeu-se que para salvaguardar alguma estabilidade tarifária se deviam manter os preços da energia ativa em vazio normal e em super vazio iguais aos valores do tarifário em vigor, alterando apenas os restantes quatro preços (ponta alta, ponta média, ponta baixa e cheias). Em segundo lugar, as relações entre estes últimos quatro preços devem refletir as relações entre os custos das redes durante esses quatro períodos horários. Este último objetivo é conseguido mediante a imposição de fatores multiplicativos entre a ponta alta, ponta média, ponta baixa e cheias que repliquem a estrutura dos custos das redes médios durante esses períodos. O resultado deste processo de reconciliação de receitas está apresentado no Quadro 5-6. Na última coluna desse quadro é apresentada a variação percentual das novas tarifas face ao tarifário em vigor.⁴⁷

Quadro 5-6 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 1.2)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Uso das Redes: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta alta (P1)	567	108,67	+22%
Ponta média (P2)	279	99,17	+11%
Ponta baixa (P3)	127	16,93	-81%
Cheias (P4)	3705	3,75	+2%
Vazio normal (P5)	2623	2,58	0%
Super vazio (P6)	1460	1,84	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos aos outros níveis de tensão abrangidos por este projeto-piloto (MAT e AT).

⁴⁷ As variações percentuais dos três períodos de ponta estão calculados face ao preço do período de ponta do tarifário atual. As variações percentuais no vazio normal e super vazio são nulas devido ao primeiro pressuposto.

5.3 PROPOSTA 1.3 – SUBDIVISÃO DAS LOCALIZAÇÕES ATUAIS EM SEIS PERÍODOS

Resumo

Nesta proposta é feita uma subdivisão dos atuais quatro períodos horários em seis. Para este efeito procede-se à divisão do atual período de ponta em ponta alta e ponta baixa e à separação do atual período de cheias em cheias altas e cheias baixas. É ainda incluída uma maior sazonalidade do que a atual separação em inverno e verão. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

As propostas 1.1 e 1.2 procuram desenhar a localização dos períodos horários de forma otimizada, o que introduz alterações relevantes face aos períodos horários em vigor. A proposta 1.3 representa um compromisso entre aperfeiçoar os períodos horários e salvaguardar alguma estabilidade para os consumidores.

A proposta 1.3 consiste em subdividir o atual período de ponta em ponta alta e ponta baixa e separar o atual período de cheias em cheias altas e cheias baixas. Como já referido anteriormente, a proposta 1.3 é caracterizada por pequenas diferenças de terminologia face às variáveis de faturação apresentadas no Quadro 5-4 (aplicável às propostas 1.1 e 1.2). As variáveis de faturação relevantes para a proposta 1.3 estão presentes no Quadro 5-7.

Quadro 5-7 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Proposta 1.3)

Variáveis de faturação	Unidade de faturação
Potência Potência contratada	€/kW por mês
Energia ativa Ponta alta Ponta baixa Cheias altas Cheias baixas Vazio normal Super vazio	€/kWh
Energia reativa Indutiva (recebida) Capacitiva (fornecida)	€/kVArh

Para chegar às localizações dos seis períodos horários tomou-se o ciclo semanal atual como ponto de partida. De seguida analisou-se a distribuição dos custos das redes ao longo do ano de 2014. Dentro dos

Quadro 5-8 - Duração e preços dos períodos horários no ciclo semanal regular (Proposta 1.3)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Uso das Redes: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta alta (P1)	105	223,99	+151%
Ponta baixa (P2)	862	35,98	-60%
Cheias altas (P3)	1253	32,94	-63%
Cheias baixas (P4)	2446	3,13	-15%
Vazio normal (P5)	2635	2,58	0%
Super vazio (P6)	1460	1,84	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos aos outros níveis de tensão abrangidos por este projeto-piloto (MAT e AT).

5.4 COMPARAÇÃO DAS TRÊS PROPOSTAS PARA O PROJETO-PILOTO 1

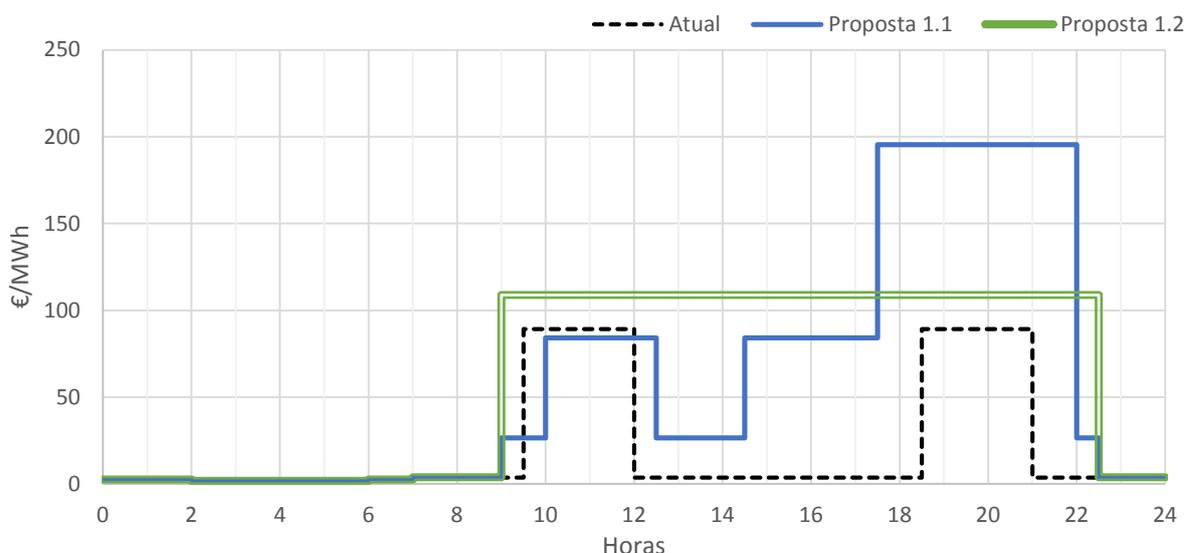
Resumo

Esta secção compara as três propostas para o projeto-piloto 1 em termos de períodos horários, preços, aderência aos custos das redes e incentivos para deslocar o consumo de eletricidade.

Explicação detalhada

Em primeiro lugar, importa comparar as três propostas em termos dos períodos horários e dos respetivos preços. De forma a manter a comparação concisa, ilustram-se as diferenças existentes para uma determinada tipologia de dia, nomeadamente para um dia útil de janeiro. Na Figura 5-9 encontram-se ilustrados os níveis de preços aplicados ao longo das 24 horas de um dia útil em janeiro das propostas 1.1 e 1.2 em comparação direta com o tarifário atual.⁵¹

Figura 5-9 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Propostas 1.1 e 1.2)



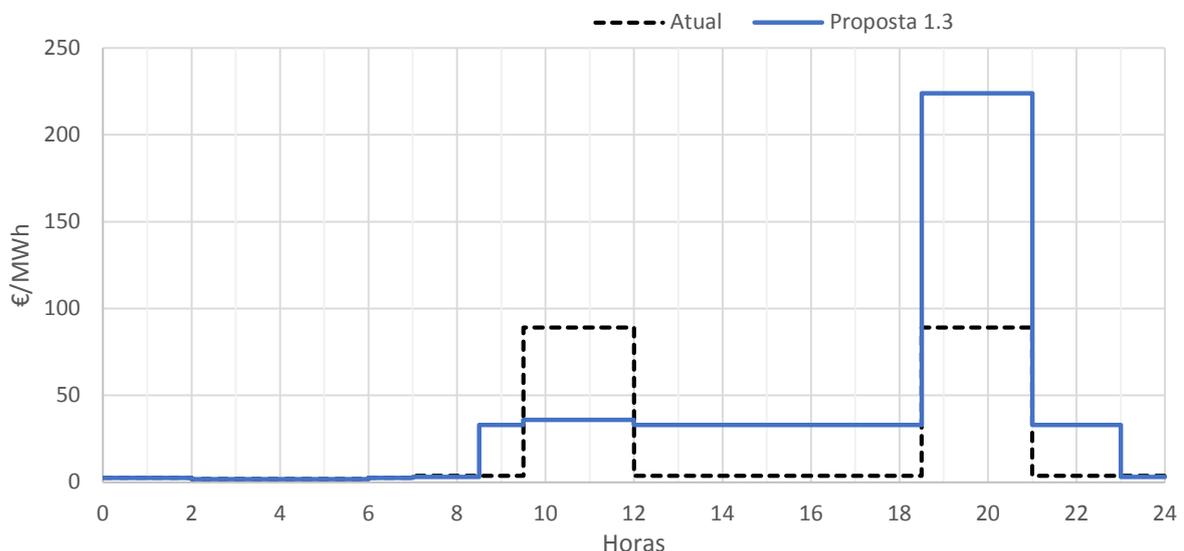
A principal conclusão a retirar desta figura é a existência de valores superiores nos períodos de ponta. Este facto é uma consequência da subdivisão da ponta atual em três períodos distintos (ponta alta, ponta média e ponta baixa), resultando numa maior concentração de períodos com custos mais elevados durante a ponta alta. Na mesma figura também sobressai que os dois períodos de ponta do tarifário atual estão

⁵¹ Refira-se que em todos os tarifários apresentados, incluindo a versão atual, a potência média em horas de ponta não é uma variável de faturação, razão pela qual o seu valor se encontra incluído no valor da energia ativa em horas de ponta (ver explicação associada ao Quadro 5-3).

completamente englobados pelos preços e períodos horários da proposta 1.2, significando que esta última será necessariamente um tarifário mais dispendioso. No entanto, deve-se ter em conta que se trata da época 1, e que em outras épocas acontecerá o oposto. Por exemplo, durante a época 4, o tarifário atual continua a exibir um período de ponta com um preço de 89,12 €/MWh, enquanto as propostas 1.1 e 1.2 não exibem nenhum período de ponta, apresentando sempre preços inferiores a 4 €/MWh.

Na Figura 5-10 apresenta-se uma comparação análoga para a proposta 1.3. Nesta proposta verifica-se uma maior sincronização nos períodos horários face ao tarifário atual, uma vez que a proposta 1.3 está desenhada com base no tarifário atual.

Figura 5-10 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Proposta 1.3)



É de recordar que no contexto da proposta 1.3 procedeu-se a uma subdivisão dos atuais períodos de ponta e cheias. Em termos dos períodos de ponta nota-se a existência da subdivisão da ponta atual em ponta alta e ponta baixa. Enquanto se verifica um acréscimo do preço entre as 18h30 e as 21h00, designado como ponta alta, regista-se uma diminuição do preço entre as 9h30 e as 12h00 no período que passaria a ser classificado como ponta baixa. Por outro lado também se verifica um aumento generalizado entre as 8h30 e as 23h00, o que corresponde à ocorrência de um novo período designado como cheias altas. Sublinha-se novamente que este período alargado de cheias altas da proposta 1.3 não surge durante a época 4, como se pode verificar na Figura 5-7 e na Figura 5-8.

Em segundo lugar, importa sublinhar que as três propostas implicam diferentes graus de aderência aos custos das redes. Para avaliar essa dimensão foi estabelecido um indicador, designado por erro quadrático, que mede a aderência dos tarifários ao cenário ideal:

$$\text{Erro quadrático} = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i^{\text{ideal}} - X_i^{\text{tarifário}})^2}{\sum_{i=1}^N X_i^{\text{ideal}}}$$

Nesta fórmula, o parâmetro N representa o número de observações, que neste caso são os quartos de hora ao longo do ano de 2014. O termo X_i representa a variável que se pretende avaliar para o cenário ideal e para cada tarifário.⁵² Mais concretamente, será analisado o erro quadrático ao nível da faturação, em euros por hora, e ao nível do preço da energia ativa, em euros por MWh. Consequentemente, valores mais baixos deste erro quadrático significam que o tarifário em questão consegue estar mais próximo do cenário ideal, quando medido em termos de faturação ou de preço unitário.⁵³

O Quadro 5-9 apresenta o indicador do erro quadrático para as três propostas do projeto-piloto 1 em comparação com o tarifário atual. A primeira conclusão é o facto de as três propostas revelarem um erro quadrático inferior ao tarifário atual, o que significa que todas revelam uma maior aderência aos custos, tanto em termos de faturação como também em termos de preços unitários. Dentro destas três propostas, a proposta 1.1 tem o melhor desempenho, uma vez que reformula os períodos horários e aplica uma estrutura hexa-horária.

Quadro 5-9 - Erro quadrático da aderência aos custos das redes (Projeto-piloto 1)

	Faturação	Preços
Tarifário atual	1,82%	1,78%
Proposta 1.1	1,23%	1,19%
Proposta 1.2	1,48%	1,43%
Proposta 1.3	1,58%	1,52%

Comparativamente à proposta 1.1, a proposta 1.2 revela-se naturalmente como menos aderente aos custos, uma vez que inclui a restrição adicional de manter uma estrutura tetra-horária, em linha com o tarifário atual. Por último, a proposta 1.3 revela um desempenho intermédio entre o tarifário atual e a proposta 1.1. Este resultado é justificado pelo respetivo desenho da proposta 1.3, a qual é condicionada pela localização dos períodos horários atuais, ao mesmo tempo que cria uma estrutura hexa-horária ao subdividir a ponta atual e as cheias atuais.

⁵² Por tarifário deve-se entender separadamente o tarifário atual e as três propostas para o projeto-piloto 1.

⁵³ Se metade das observações do tarifário tiverem um desvio de 1% acima da média anual e as restantes observações tiverem um desvio de 1% abaixo dessa média, este indicador de erro quadrático assumiria um valor de 1% (uma vez que a presença do denominador resulta numa normalização em torno do valor médio). Naturalmente, se os desvios percentuais não forem tão homogêneos, o cálculo quadrático acaba por dar um maior peso aos desvios percentuais mais significativos.

Em terceiro e último lugar, ilustra-se ainda a relevância do sinal de preço para incentivar o deslocamento de consumo. Para este efeito identificou-se o impacto percentual na fatura por deslocamento de 1% do consumo anual de eletricidade para fora do período de ponta, fazendo este exercício para o tarifário atual e para as três novas propostas.⁵⁴

De forma a tornar este levantamento mais realista, identificou-se para cada tarifário em análise a distribuição média dos diagramas de carga em MT, tendo em contas as durações e localizações concretas dos períodos horários em cada caso. De seguida simulou-se a transferência de 1% do consumo anual do período de ponta para o período de cheias.⁵⁵ O Quadro 5-10 apresenta os impactos percentuais na faturação da energia ativa da Tarifa de Uso das Redes.

Quadro 5-10 – Impacto na faturação da energia ativa da Tarifa de Uso das Redes por deslocar 1% do consumo anual da ponta para as cheias (Projeto-piloto 1)

	Variação percentual da faturação
Tarifário atual	-5,5%
Proposta 1.1	-5,7%
Proposta 1.2	-5,7%
Proposta 1.3	-1,3%

Observa-se neste quadro que as propostas 1.1 e 1.2 reforçam ligeiramente os incentivos para deslocar o consumo para fora dos períodos de ponta, quando comparadas com o tarifário atual. Em ambas as propostas o consumidor conseguiria reduzir a faturação por energia ativa na Tarifa de Uso das Redes em 5,7%, o que compara com um valor de 5,5% no tarifário atual. Já a proposta 1.3 sugere ter um sinal de preço menos pronunciado, ao apresentar uma redução de apenas 1,3%.

No entanto, estes valores devem ser apreciados com algum cuidado. Por um lado, eles assumem uma redução proporcional do consumo ao longo das horas de ponta. Se nas novas propostas o consumidor reduzir proporcionalmente mais o consumo da ponta alta, este poderá reduzir ainda mais a faturação do que o Quadro 5-10 sugere. Por outro lado, ao subdividir a ponta em sub-pontas, é possível o consumidor reduzir a faturação se deslocar consumo da ponta alta para a ponta baixa. Tal comportamento não teria qualquer impacto no tarifário atual, uma vez que existe um único preço para todo o período de ponta.

⁵⁴ Para se ter uma ideia, 1% do consumo anual representa 6,9% do consumo de ponta ao longo do ano para um cliente em MT em Portugal Continental.

⁵⁵ No caso das propostas 1.1 e 1.2 assumiu-se que o deslocamento de 1% do consumo anual se realiza por uma redução proporcional dos consumos das três sub-pontas (alta/média/baixa). No caso da proposta 1.3 assume-se uma redução proporcional das duas sub-pontas (alta/baixa), cujo consumo é deslocado para as cheias altas.

6 PROJETO-PILOTO 2: INTRODUÇÃO DE UMA TARIFA DINÂMICA NO ACESSO ÀS REDES EM PORTUGAL CONTINENTAL

No projeto-piloto de tarifas dinâmicas será adotada uma tarifa dinâmica no acesso às redes, que consiste numa tarifa do tipo Critical Peak Pricing (CPP) que será utilizada para aplicar às 100 horas de ponta um preço mais elevado. Este projeto piloto será conduzido apenas para clientes em MAT, AT e MT em Portugal Continental.

Mais concretamente, as alterações irão incidir na Tarifa de Uso da Rede de Transporte e na Tarifa de Uso da Rede de Distribuição. O remanescente da Tarifa de Acesso às Redes, dado pela Tarifa de Uso Global do Sistema, não irá sofrer mudanças nos respetivos preços. Simultaneamente é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação.

No total serão apresentadas três propostas distintas para o projeto-piloto 2. Na proposta 2.1 é apresentada uma reformulação profunda da localização dos períodos horários, com a possibilidade de as horas críticas surgirem em horários pré-definidos com durações de quatro ou duas horas. Na proposta 2.2 também é utilizada a reformulação dos períodos horários, adicionando a possibilidade de classificar de forma flexível algumas horas de ponta como horas críticas. Por último, a proposta 2.3 consiste em preservar as localizações do tarifário atual, admitindo a ocorrência das horas críticas de forma flexível nos períodos de ponta ou cheias. Após apresentar as três propostas será feita uma análise comparativa das mesmas na secção 6.4.

Antes de apresentar as três propostas em detalhe, será apresentada uma síntese das três propostas de tarifa dinâmica, a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação e o agrupamento dos meses por épocas.⁵⁶

Síntese das três propostas de tarifa dinâmica

No que respeita à introdução de tarifas dinâmicas em Portugal Continental, a ERSE coloca à discussão um conjunto de três propostas, que se distinguem pelos períodos horários disponíveis para serem considerados críticos e pelo grau de mudanças que representam face aos tarifários atuais. Enquanto a proposta 2.1 apenas admite a colocação de horas críticas em horários pré-definidos, as outras duas propostas permitem uma colocação flexível consoante as características concretas de determinado dia. No que respeita às diferenças face ao tarifário atual, as propostas 2.1 e 2.2 reformulam profundamente os períodos horários para a faturação do acesso às redes, mesmo para os dias que não venham a ser considerados como críticos. Nesta matéria a proposta 2.3 representa um enquadramento mais familiar para os consumidores, uma vez que se baseia nos períodos horários atuais.

⁵⁶ Os resultados que se seguem, incluindo as três propostas, são todos baseados na análise dos dados do ano 2014.

Não obstante estas diferenças, também existem elementos em comum nas três propostas. Nos três casos é proposto que as horas críticas tenham uma duração acumulada de 100 horas por ano. Outra semelhança está na aplicação de uma estrutura de seis períodos horários e seis preços para a energia ativa, o que representa uma diminuição face aos oito preços atualmente aplicados.

Nesta tarifa do tipo CPP será anunciada a ocorrência de dias críticos em Portugal Continental com uma antecedência reduzida por parte da EDP Distribuição. Nesses dias críticos irão ocorrer horas críticas cuja tarifa terá um valor significativamente mais alto. As características principais das três propostas para a introdução de uma tarifa dinâmica no acesso às redes em Portugal Continental encontram-se resumidas no Quadro 6-1.

Quadro 6-1 - Síntese das três propostas para a tarifa dinâmica (Portugal Continental)

Proposta 2.1 – Novas localizações e períodos críticos rígidos
<p>Duração anual 100 horas.</p> <p>Duração por dia 4 horas ou 2 horas.</p> <p>Localização das horas críticas Das 18h às 22h na época alta de inverno e das 19h às 21h na época média de inverno.</p>
Proposta 2.2 – Novas localizações e períodos críticos flexíveis
<p>Duração anual 100 horas.</p> <p>Duração por dia Flexível, mas em múltiplos de uma hora.</p> <p>Localização das horas críticas Nos períodos de ponta alta ou ponta média da proposta 1.1.</p>
Proposta 2.3 – Localizações atuais e períodos críticos flexíveis
<p>Duração anual 100 horas.</p> <p>Duração por dia Flexível, mas em múltiplos de uma hora.</p> <p>Localização das horas críticas Nos períodos de ponta ou cheias do tarifário atual.</p>

Extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação

Face ao presumível aumento do número de períodos horários e ao aumento da sazonalidade, considera-se importante introduzir alterações que possam reduzir a complexidade do tarifário. Nesta matéria propõe-se a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando o valor desta rubrica à energia ativa em horas de ponta.

A conversão da potência média em horas de ponta para a energia ativa em horas de ponta processa-se de forma direta, uma vez que a energia ativa em horas de ponta é igual à multiplicação da potência média em horas de ponta pela duração da ponta.

O resultado dessa conversão no caso do tarifário atual está presente no Quadro 6-2. Por uma questão de simplicidade, apresentam-se apenas as médias simples destas tarifas ao longo do ano, sabendo-se que os valores de origem discriminam entre os trimestres em torno do verão e do inverno. Refira-se que o valor para o período de ponta inclui a conversão do valor correspondente à potência média em horas de ponta.⁵⁷

Quadro 6-2 - Tarifa de Uso das Redes atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Portugal Continental)

Período horário	Tarifa de Uso das Redes: Energia ativa (€/MWh)
Ponta	89,12
Cheias	3,66
Vazio normal	2,58
Super vazio	1,84

A opção por subdividir o atual período de ponta e a extinção da potência média em horas de ponta implicam uma alteração no conjunto das variáveis de faturação, cujo efeito cumulativo está presente no Quadro 6-3. Nesse quadro, aplicável às propostas 2.1 e 2.2, é visível a redução no número de variáveis de faturação face ao enquadramento atual. Por um lado, é eliminada uma das atuais variáveis de faturação para a potência, a potência média em horas de ponta, sobrando apenas a potência contratada. Por outro lado, assiste-se a uma redução de preços para a faturação da energia ativa. Atualmente são publicados um total de oito preços, na medida em que existem quatro preços para o período húmido (primeiro e último trimestre

⁵⁷ O valor de 89,12 €/MWh apresentado para a energia ativa é composto pela parcela de 4,44 €/MWh, que representa o valor original da tarifa média para a energia ativa em horas de ponta do ano 2016, sendo o remanescente devido à conversão da potência média em horas de ponta.

do ano) e outros quatro preços para o período seco (segundo e terceiro trimestre do ano). Nesta nova proposta existirá um total de seis preços para a energia ativa, que estarão associados aos seis períodos horários.

Quadro 6-3 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Propostas 2.1 e 2.2)

Variáveis de faturação	Unidade de faturação
Potência Potência contratada	€/kW por mês
Energia ativa Ponta crítica Ponta média Ponta baixa Cheias Vazio normal Super vazio	€/kWh
Energia reativa Indutiva (recebida) Capacitiva (fornecida)	€/kVArh

Importa referir que na proposta 2.3 se adotou uma terminologia diferente para as variáveis de faturação da energia ativa. Embora existam igualmente seis períodos horários, estes resultam da possibilidade de as horas críticas poderem ocorrer durante as horas de ponta ou de cheias, designando essas horas por ponta crítica ou cheias críticas, respetivamente. Em resultado, no âmbito da proposta 2.3 a energia ativa terá como variáveis de faturação a ponta crítica, cheias críticas, ponta, cheias, vazio normal e super vazio.

Agrupamento dos meses por épocas

À semelhança do projeto-piloto 1, é mantida a intenção de permitir uma maior sazonalidade no tarifário ao longo do ano. Nos tarifários que estão em vigor procede-se à divisão do ano no período de verão e de inverno.⁵⁸ Nesta nova proposta sugere-se a separação do ano em quatro períodos diferentes, designados por épocas. O Quadro 6-4 apresenta as quatro épocas e os respetivos meses de cada época.

⁵⁸ Mais concretamente, ocorrem dois tipos de sazonalidade. Na localização dos períodos horários distingue-se entre o período da hora legal de verão e o período da hora legal de inverno. Nos preços da energia ativa separa-se o período húmido (primeiro e último trimestre do ano) e do período seco (segundo e terceiro trimestre do ano).

Quadro 6-4 - Divisão do ano em épocas (Projeto-piloto 2)

Época	Meses incluídos na época
1. Época alta de inverno	janeiro, fevereiro
2. Época média de inverno	março, novembro, dezembro
3. Época média de verão	julho
4. Época baixa	abril, maio, junho, agosto, setembro, outubro

6.1 PROPOSTA 2.1 – TARIFA CPP COM NOVAS LOCALIZAÇÕES E PERÍODOS CRÍTICOS RÍGIDOS

Resumo

Nesta proposta sugere-se adotar períodos horários atualizados, em linha com a proposta 1.1 do projeto-piloto 1, podendo ocorrer por ano um total de 100 horas críticas que serão anunciadas com uma antecedência curta. Sugere-se que nos meses de época alta de inverno as horas críticas formem um intervalo de quatro horas, das 18h às 22h, enquanto para os meses de época média de inverno possa haver apenas duas horas críticas por dia, das 19h às 21h. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

A proposta 2.1 procura desenhar uma tarifa do tipo CPP, tendo por base a reformulação dos períodos horários realizada na proposta 1.1 e que resultou numa colocação muito distinta dos períodos de ponta e cheias face ao tarifário atual. A este enquadramento é adicionada a possibilidade de ocorrência de 100 horas críticas por ano. Em comparação com a proposta 1.1 deixará de existir um período de ponta alta, com uma duração aproximada de 275 horas por ano, para passar a existir um período de ponta crítica com uma duração de 100 horas por ano.

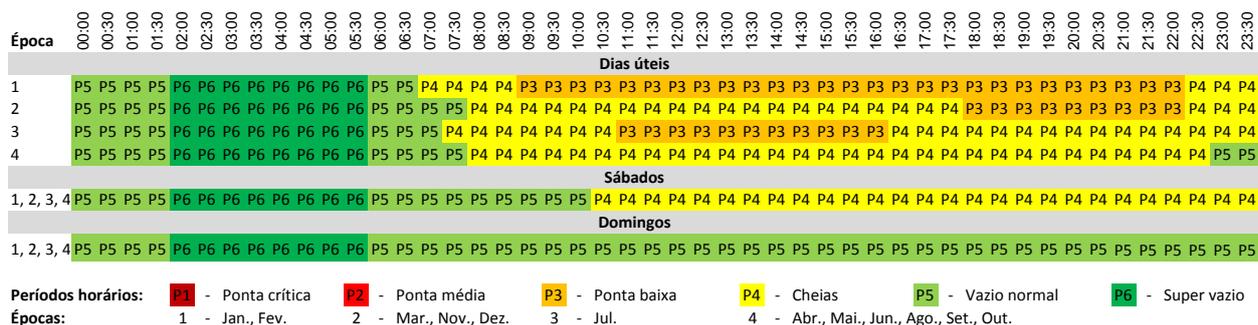
Nesta proposta 2.1 é sugerida uma colocação rígida das horas críticas, segundo a qual as horas críticas ocorrem nos meses de época alta de inverno (janeiro e fevereiro) num intervalo de quatro horas, das 18h às 22h, enquanto para os meses de época média de inverno (março, novembro e dezembro) possa haver apenas duas horas críticas por dia, das 19h às 21h. Este padrão de horas críticas decorre de dois aspetos. Por um lado, e recorrendo aos dados de 2014, o trânsito de eletricidade na média tensão sugere uma colocação das horas críticas em torno das 20h00. Por outro lado, as diferenças na duração dos períodos de ponta na proposta 1.1 entre as duas épocas consideradas recomenda definir um período de horas críticas mais alargado na época alta de inverno.

Caso um determinado dia não seja classificado como crítico, serão aplicados os períodos horários reformulados da proposta 1.1, com uma pequena adaptação: os vários períodos de ponta que possam ocorrer nesse tipo de dia serão reclassificados como ponta baixa. Esta alteração resulta nos períodos horários para dias não-críticos presentes na Figura 6-1.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental

Figura 6-1 - Períodos horários em dias não-críticos (Proposta 2.1)



Caso seja identificada a necessidade de colocar horas críticas, a sua colocação segue uma estrutura rígida nesta proposta. A sua colocação restringe-se ao intervalo das 18h às 22h na época alta de inverno e das 19h às 21h na época média de inverno, resultando em períodos de quatro e duas horas, respetivamente. Adicionalmente, os eventuais períodos de ponta baixa (P3) da Figura 6-1 que não estejam sobrepostos com as horas críticas serão reclassificados como ponta média (P2). Em resumo, a ocorrência de um dia crítico transforma o período das 18h às 22h (ou das 19h às 21h) em ponta crítica e as remanescentes horas de ponta baixa em ponta média. Salienta-se ainda o facto de que este enquadramento implica que apenas podem ocorrer dias críticos nos dias úteis das épocas 1 e 2, uma vez que a época 3 (julho) não apresenta períodos de ponta baixa em torno das 20h, embora existam durante o período diurno.

Para exemplificar o funcionamento da nova tarifa dinâmica, foi simulada a sua aplicação para o ano 2014, tomando o trânsito efetivo de eletricidade na rede em MT como critério para colocar as 100 horas críticas. O resultado dessa simulação encontra-se apresentado na Figura 6-2, e permite fazer algumas observações relevantes.

Em primeiro lugar é de salientar que existe uma divisão equitativa entre dias críticos a ocorrer nos primeiros dois meses e nos últimos dois meses, com 18 e 14 dias críticos, respetivamente. Em segundo lugar, as datas de ocorrência sugerem que pelo menos no ano 2014 os dias úteis não tenderiam a ocorrer em cinco dias úteis consecutivos da mesma semana. Em média a simulação resultou em três dias críticos por semana.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental

Figura 6-2 - Períodos horários em dias críticos, exemplificados para o ano 2014 (Proposta 2.1)

Data	00:00	00:30	01:30	02:00	02:30	03:30	04:00	04:30	05:00	05:30	06:00	06:30	07:00	07:30	08:00	08:30	09:00	09:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30													
	Dias críticos																																																										
1. 6-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2																																												
2. 14-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																										
3. 17-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																										
4. 20-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																										
5. 21-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																										
6. 22-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																										
7. 23-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																										
8. 29-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																										
9. 30-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																									
10. 3-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																									
11. 4-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																								
12. 5-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																								
13. 10-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																								
14. 11-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																							
15. 12-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																							
16. 17-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																							
17. 18-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																							
18. 19-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																						
19. 10-nov	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																						
20. 17-nov	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																						
21. 3-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																						
22. 4-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																						
23. 5-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																					
24. 9-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																					
25. 10-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																					
26. 11-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																					
27. 15-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																					
28. 17-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																					
29. 18-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																				
30. 19-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																				
31. 22-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																			
32. 23-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2																																		

Legenda: P1 - Ponta crítica P2 - Ponta média P3 - Ponta baixa P4 - Cheias P5 - Vazio normal P6 - Super vazio

Face ao desenho desta tarifa dinâmica, torna-se necessário calcular as tarifas relativas aos seis períodos horários de forma a atingir um nível de receitas semelhante à aplicação do tarifário atual. Para reconciliar as receitas entre o tarifário atual e a proposta de tarifa dinâmica foram utilizados dois pressupostos. Em primeiro lugar, entendeu-se que para salvaguardar alguma estabilidade tarifária se deviam manter os preços da energia ativa em vazio normal e em super vazio iguais aos valores do tarifário em vigor, alterando apenas os restantes quatro preços (ponta alta, ponta média, ponta baixa e cheias). Em segundo lugar, as relações entre estes últimos quatro preços devem refletir as relações entre os custos das redes durante esses quatro períodos horários. Este último objetivo é conseguido mediante a imposição de fatores multiplicativos entre a ponta alta, ponta média, ponta baixa e cheias que repliquem a estrutura dos custos das redes médios durante esses períodos. O resultado deste processo de reconciliação de receitas está apresentado no Quadro 6-5. Na última coluna desse quadro é apresentada a variação percentual das novas tarifas face ao tarifário em vigor.⁵⁹

⁵⁹ As variações percentuais dos três períodos de ponta estão calculados face ao preço do período de ponta do tarifário atual. As variações percentuais no vazio normal e super vazio são nulas devido ao primeiro pressuposto.

Quadro 6-5 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 2.1)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Uso das Redes: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta crítica (P1)	100	229,19	+157%
Ponta média (P2)	206	108,05	+21%
Ponta baixa (P3)	667	66,68	-25%
Cheias (P4)	3705	4,09	+12%
Vazio normal (P5)	2623	2,58	0%
Super vazio (P6)	1460	1,84	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos aos outros níveis de tensão abrangidos por este projeto-piloto (MAT e AT).

6.2 PROPOSTA 2.2 – TARIFA CPP COM NOVAS LOCALIZAÇÕES E PERÍODOS CRÍTICOS FLEXÍVEIS

Resumo

Nesta proposta sugere-se adotar períodos horários atualizados, em linha com a proposta 1.1 do projeto-piloto 1, podendo ocorrer por ano um total de 100 horas críticas que serão anunciadas com uma antecedência curta. Sugere-se que as horas críticas possam ocorrer de forma flexível nos períodos classificados como ponta alta e ponta média no âmbito da proposta 1.1 do projeto-piloto 1. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

A proposta 2.2 procura desenhar uma tarifa do tipo CPP, tendo por base a reformulação dos períodos horários realizada na proposta 1.1 e que resultou numa colocação muito distinta dos períodos de ponta e cheias face ao tarifário atual. A este enquadramento é adicionada a possibilidade de ocorrência de 100 horas críticas por ano. Em comparação com a proposta 1.1 deixará de existir um período de ponta alta, com uma duração aproximada de 275 horas por ano, para passar a existir um período de ponta crítica com uma duração de 100 horas por ano.

Nesta proposta é sugerida uma colocação flexível das horas críticas, segundo a qual as horas críticas podem ocorrer nos períodos classificados como ponta alta e ponta média no âmbito da proposta 1.1 do projeto-piloto 1. Dentro desse conjunto de horas, algumas horas passam a ser classificadas como ponta crítica num dia crítico, e o remanescente passa a ser considerado como ponta média. Em dias não-críticos os períodos designados como ponta alta na proposta 1.1 passam a ser igualmente classificados como ponta média. Resumindo, em dias não-críticos todo o período classificado como ponta alta e ponta média na proposta 1.1 passa a ser assinalado como ponta média, enquanto em dias críticos algumas dessas horas passarão a ser consideradas como ponta crítica, e o remanescente como ponta média.

Caso um determinado dia não seja classificado como crítico, serão aplicados os períodos horários atualizados da proposta 1.1, com uma pequena adaptação: os períodos anteriormente classificados como ponta alta passarão a ser reclassificados como ponta média. Esta alteração resulta nos períodos horários para dias não-críticos presentes na Figura 6-3.

CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS

Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental

Figura 6-4 - Períodos horários em dias críticos, exemplificados para o ano 2014 (Proposta 2.2)

Data	Dias críticos																																														
	00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	03:30	04:00	04:30	05:00	05:30	06:00	06:30	07:00	07:30	08:00	08:30	09:00	09:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00
1. 2-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
2. 6-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4								
3. 7-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
4. 8-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
5. 13-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
6. 14-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
7. 15-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
8. 16-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
9. 17-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
10. 20-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
11. 21-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
12. 22-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
13. 23-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
14. 24-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
15. 27-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
16. 28-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
17. 29-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
18. 30-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
19. 31-jan	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
20. 3-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
21. 4-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
22. 5-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
23. 6-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
24. 7-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
25. 10-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
26. 11-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
27. 12-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
28. 13-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
29. 14-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
30. 17-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
31. 18-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
32. 19-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
33. 20-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
34. 21-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
35. 24-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
36. 25-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
37. 26-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
38. 27-fev	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
39. 25-mar	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
40. 9-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
41. 10-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P3	P4	P4	P4									
42. 11-dez	P5	P5	P5	P5	P6	P6	P6	P6	P6																																						

CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS

Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental

apresentado no Quadro 6-6. Na última coluna desse quadro é apresentada a variação percentual das novas tarifas face ao tarifário em vigor.⁶¹

Quadro 6-6 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 2.2)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Uso das Redes: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta crítica (P1)	100	530,48	+495%
Ponta média (P2)	537	55,51	-38%
Ponta baixa (P3)	336	13,04	-85%
Cheias (P4)	3705	5,61	+53%
Vazio normal (P5)	2623	2,58	0%
Super vazio (P6)	1460	1,84	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos aos outros níveis de tensão abrangidos por este projeto-piloto (MAT e AT).

⁶¹ As variações percentuais dos três períodos de ponta estão calculados face ao preço do período de ponta do tarifário atual. As variações percentuais no vazio normal e super vazio são nulas devido ao primeiro pressuposto.

6.3 PROPOSTA 2.3 – TARIFA CPP COM LOCALIZAÇÕES ATUAIS E PERÍODOS CRÍTICOS FLEXÍVEIS

Resumo

Nesta proposta sugere-se manter os períodos horários atuais dos dois ciclos semanais em Portugal Continental, podendo ocorrer por ano um total de 100 horas críticas que serão anunciadas com uma antecedência curta. Essas horas críticas estão limitadas a ocorrer apenas nas atuais horas de ponta ou de cheias, implicando um acréscimo na tarifa de energia ativa dessas horas. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

As propostas 2.1 e 2.2 procuram desenhar uma tarifa do tipo CPP tendo por base a reformulação dos períodos horários realizada na proposta 1.1 e que resultou numa colocação muito distinta dos períodos de ponta e cheias face ao tarifário atual. A proposta 2.3 pretende enquadrar os períodos horários atuais com uma estrutura tarifária do tipo CPP e consiste em manter os atuais períodos horários, mas admitindo a ocorrência de 100 horas críticas por ano no lugar das atuais horas de ponta ou atuais horas de cheias.⁶² Esses períodos identificados como horas críticas passarão a ser designados como períodos de ponta crítica ou cheias críticas, respetivamente.

Quadro 6-7 - Variáveis de faturação da Tarifa de Acesso às Redes (Proposta 2.3)

Variáveis de faturação	Unidade de faturação
Potência Potência contratada	€/kW por mês
Energia ativa Ponta crítica Cheias críticas Ponta Cheias Vazio normal Super vazio	€/kWh
Energia reativa Indutiva (recebida) Capacitiva (fornecida)	€/kVarh

⁶² Uma vez que para Portugal Continental existem dois períodos horários distintos, o ciclo semanal regular e o ciclo semanal opcional, é necessário garantir que as horas críticas só possam ocorrer em horas que sejam horas de ponta ou de cheias em ambos os ciclos (p.e. nos dias úteis das 7h30 às 0h00).

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental

Esta denominação dos períodos críticos, em conjunto com a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, resultou nas variáveis de faturação presentes no Quadro 6-7.

Uma vez que são mantidos os períodos horários atuais, isso significa que a sazonalidade entre a hora legal de inverno e a hora legal de verão também é preservada. No entanto, para efeitos de uniformização com as restantes propostas dos projetos-piloto em Portugal Continental, é sugerido manter a terminologia das quatro épocas já anteriormente apresentada, e replicada no Quadro 6-8. Em termos práticos, as épocas 1 e 2 correspondem aproximadamente à hora legal de inverno e as épocas 3 e 4 equivalem sensivelmente à hora legal de verão.

Quadro 6-8 - Divisão do ano em épocas (Proposta 2.3)

Época	Meses incluídos na época
1. Época alta de inverno	janeiro, fevereiro
2. Época média de inverno	março, novembro, dezembro
3. Época média de verão	julho
4. Época baixa	abril, maio, junho, agosto, setembro, outubro

Caso um determinado dia não seja classificado como crítico, continuarão a ser aplicados os períodos horários atuais, e que resultam nas localizações descritas na Figura 6-5, na qual apenas surgem os quatro períodos atuais, nomeadamente a ponta, as cheias, o vazio normal e o super vazio.

Figura 6-5 - Períodos horários em dias não-críticos (Proposta 2.3)



Caso seja identificada a necessidade de colocar horas críticas, a sua colocação deve seguir um conjunto de regras para permitir alguma flexibilidade e ao mesmo tempo simplificar a sua comunicação aos consumidores. Do ponto de vista de preservar alguma flexibilidade, as horas críticas poderão ocorrer nas

horas atuais de ponta ou nas horas atuais de cheias, sendo por isso designadas por horas de ponta crítica ou por horas de cheias críticas, respetivamente.⁶³ A distinção destes dois tipos torna-se relevante na medida em que serão aplicadas tarifas diferentes a cada tipo de horas críticas. Outra condição que se apresenta como importante é a flexibilidade com que estas horas críticas ocorrem durante o dia, não exigindo necessariamente que as horas críticas formem um conjunto sucessivo ou que o número de horas críticas por dia crítico seja sempre igual. Em contrapartida, e para manter alguma simplicidade neste enquadramento, considera-se oportuno impor que as horas críticas terão de ocorrer em múltiplos de 1 hora, a começar aos zero minutos de cada hora.

Para exemplificar o funcionamento da nova tarifa dinâmica, foi simulada a sua aplicação para o ano 2014, tomando o trânsito efetivo de eletricidade na rede em MT como critério para colocar as 100 horas críticas. O resultado dessa simulação encontra-se apresentada na Figura 6-6, e permite fazer algumas observações relevantes.

Em primeiro lugar é de salientar que apesar da flexibilidade na colocação das horas críticas (P1 e P2), estas tendem a ocorrer concentradas num horário estável, entre as 18h00 e as 21h00. Em apenas um dia (11 de fevereiro) ocorreu um período não contínuo de horas críticas, e somente dois dias apresentam cinco ou mais horas críticas (21 de janeiro e 4 de fevereiro). Em segundo lugar, é notório que 38 dos 43 dias críticos ocorrem em janeiro e fevereiro.⁶⁴ Dos restantes dias críticos apenas um ocorreu em março e os remanescentes quatro dias surgiram no mês de dezembro. Em último lugar, importa sublinhar que dentro das 100 horas críticas foram identificadas 79 horas de ponta crítica (P1) e 21 horas de cheias críticas (P2). Esta distribuição revela que os períodos horários atuais permitem captar a maioria dos períodos críticos no período de ponta, mas ao mesmo tempo existe um número significativo de horas a ocorrer em períodos classificados atualmente como cheias.

⁶³ Ao contrário das propostas 2.1 e 2.2 considera-se aqui a hipótese de as horas críticas ocorrerem em períodos de cheias. Esta diferença justifica-se por se admitir que os atuais períodos horários não estarão tão bem alinhados com os custos das redes, permitindo uma presença mais regular de picos de utilização em períodos declarados como cheias.

⁶⁴ Também é de salientar que se tratam exclusivamente de dias úteis, apesar de essa restrição não ter sido imposta na simulação.

a imposição de fatores multiplicativos que preservem as hierarquias relativas.⁶⁵ O resultado deste processo de reconciliação de receitas está apresentado no Quadro 6-9. Na última coluna desse quadro é apresentada a variação percentual das novas tarifas face ao tarifário em vigor.⁶⁶

Quadro 6-9 - Duração e preços dos períodos horários no ciclo semanal regular (Proposta 2.3)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Uso das Redes: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta crítica (P1)	79	530,92	+496%
Cheias críticas (P2)	21	515,02	+478%
Ponta (P3)	888	24,68	-72%
Cheias (P4)	3677	8,79	+140%
Vazio normal (P5)	2635	2,58	0%
Super vazio (P6)	1460	1,84	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Da análise destes dados é possível identificar que o diferencial de agravamento que se soma no caso de ocorrer uma hora crítica é de 506,24 €/MWh.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos aos outros níveis de tensão abrangidos por este projeto-piloto (MAT e AT).

⁶⁵ De forma a conciliar este último pressuposto com a intenção de ter o mesmo diferencial de agravamento para ponta e para as cheias, foi seguida a seguinte metodologia: foram impostos fatores multiplicativos entre os períodos de ponta crítica, ponta e cheias. O preço das cheias críticas foi obtido por somar ao preço das cheias a diferença entre a ponta crítica e a ponta.

⁶⁶ As variações percentuais dos dois períodos de ponta e das cheias críticas estão calculadas face ao preço do período de ponta atual, enquanto as cheias estão a ser comparadas com as cheias atuais. Este procedimento justifica-se pelo facto de as cheias críticas estarem em termos de preço mais próximas das pontas do que das cheias. As variações percentuais no vazio normal e super vazio são nulas devido ao primeiro pressuposto.

6.4 COMPARAÇÃO DAS TRÊS PROPOSTAS PARA O PROJETO-PILOTO 2

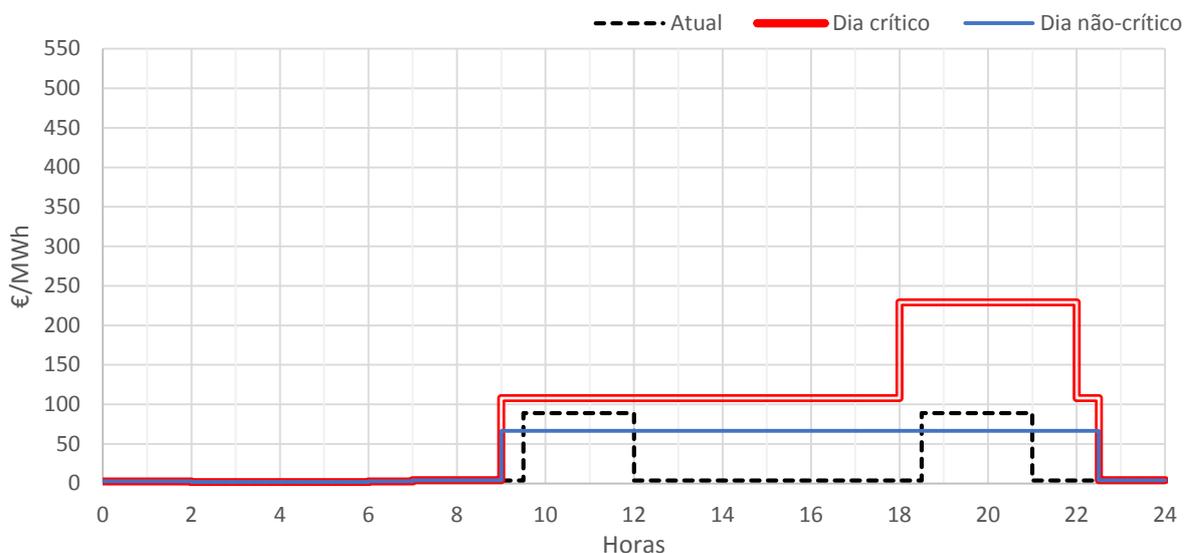
Resumo

Esta secção compara as três propostas para o projeto-piloto 2 em termos de períodos horários, preços e aderência aos custos das redes.

Explicação detalhada

Em primeiro lugar, importa comparar as três propostas em termos dos períodos horários e dos respetivos preços, nomeadamente no que se refere ao impacto de um determinado dia ser considerado um dia crítico. De forma a manter a comparação concisa, ilustram-se as diferenças existentes para uma determinada tipologia de dia, nomeadamente para um dia útil de janeiro. Na Figura 6-7 encontram-se ilustrados os níveis de preços aplicados ao longo das 24 horas de um dia útil em janeiro na proposta 2.1, contrapondo o comportamento do dia crítico e do dia não-crítico em comparação direta com o tarifário atual.⁶⁷

Figura 6-7 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Proposta 2.1)



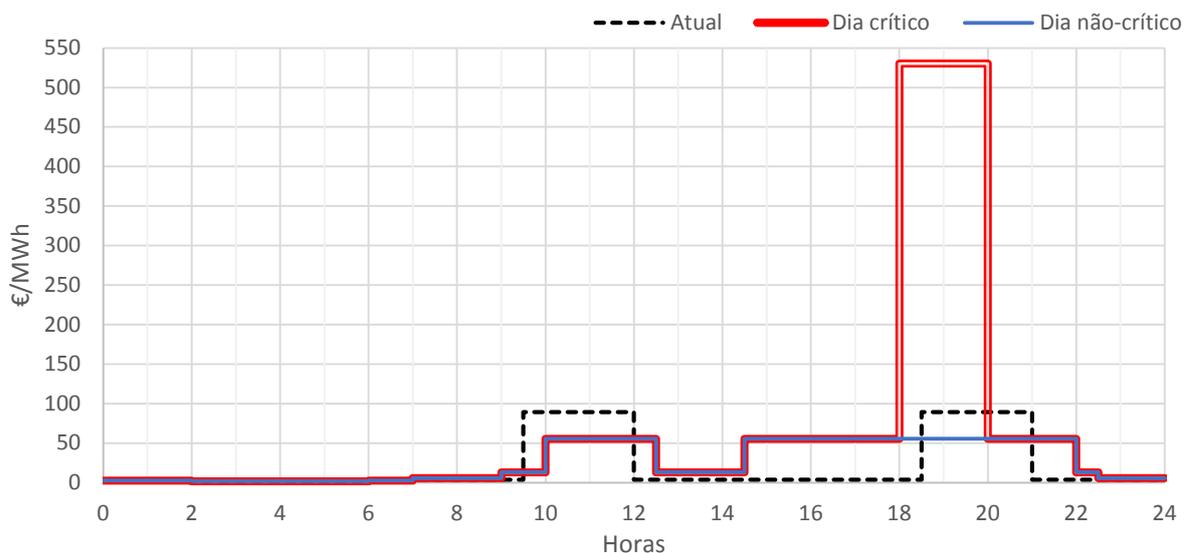
Esta figura ilustra que no caso do dia não-crítico existe um único nível de ponta, que em termos de preço é inferior ao tarifário atual. Embora o período de ponta na figura seja de uma duração superior, há que ter em conta que o gráfico é referente ao mês de janeiro, e que por exemplo nos meses da época 4 não

⁶⁷ Refira-se que em todos os tarifários apresentados, incluindo a versão atual, a potência média em horas de ponta não é uma variável de faturação, razão pela qual o seu valor se encontra incluído no valor da energia ativa em horas de ponta (ver explicação associada ao Quadro 6-2).

haverá qualquer tipo de ponta na proposta 2.1, ao contrário do tarifário atual, que mantém períodos de ponta em todos os meses para os dias úteis. Na presença de um dia crítico, todas as horas de ponta sofrem um agravamento, estando o agravamento mais significativo reservado para as 100 horas críticas ao longo do ano, que ocorrerão de forma pré-determinada.⁶⁸

A Figura 6-8 faz o mesmo tipo de comparação para a proposta 2.2, em que as horas críticas são colocadas de forma flexível para cada dia crítico em questão. Observa-se que nesta proposta um dia não-crítico é caracterizado por ter no máximo dois períodos de ponta (ponta média e ponta baixa).⁶⁹ Na ocorrência de um dia crítico, passará a ocorrer ainda um terceiro tipo de ponta (ponta crítica), que necessariamente ocorrerá em múltiplos de uma hora. No caso concreto da Figura 6-8 foram adicionadas duas horas críticas, entre as 18h e as 20h, elevando o respetivo preço para 530,48 €/MWh.

Figura 6-8 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Proposta 2.2)



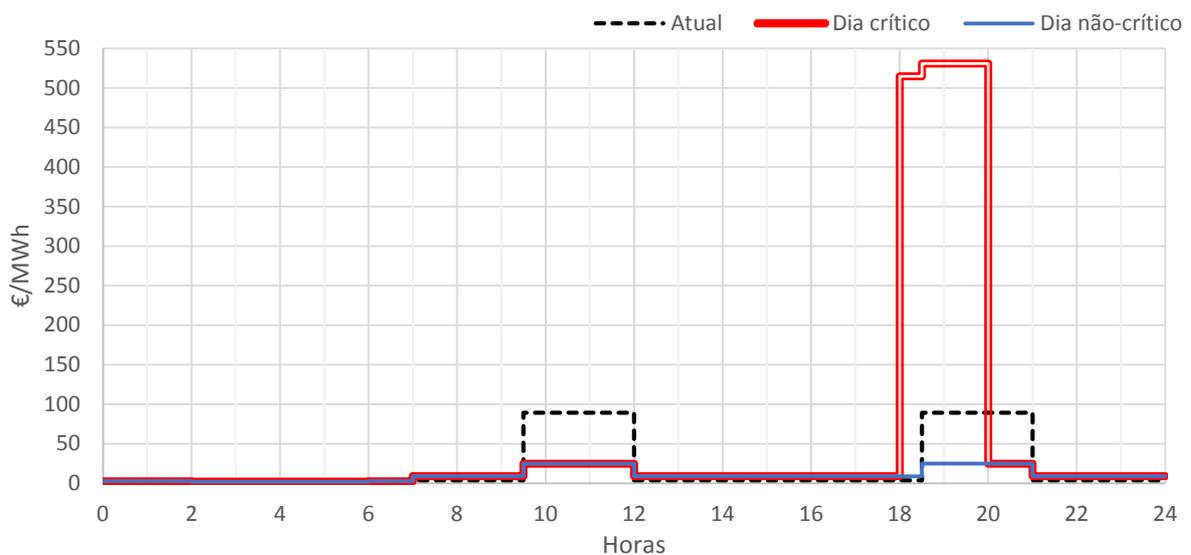
Finalmente, a Figura 6-9 apresenta o impacto da proposta 2.3 em termos de preços e períodos horários, exemplificado para um dia útil do mês de janeiro. Por um lado, observa-se que no caso de um dia não-crítico, a colocação dos períodos horários coincide com o tarifário atual, embora os preços das horas de ponta e das cheias sejam tendencialmente mais baixos, de forma a compensar os preços mais elevados nos dias críticos. Por outro lado, e no caso de ocorrer um dia crítico, observa-se um agravamento do preço

⁶⁸ A proposta 2.1 sugere que nos meses de época alta de inverno as horas críticas formem um intervalo de quatro horas, das 18h às 22h (como é o caso na Figura 6-7), enquanto para os meses de época média de inverno possa haver apenas duas horas críticas por dia, das 19h às 21h.

⁶⁹ Os dois períodos de ponta têm neste caso preços de 55,51 €/MWh e 13,04 €/MWh, respetivamente.

para o intervalo das 18h às 20h, tal como na figura referente à proposta 2.2. No entanto, como na proposta 2.3 é somado um diferencial ao preço vigente em dias não-críticos, e como nos períodos horários atuais o período das 18h00 às 18h30 está classificado como período de cheias, o preço das horas críticas na figura apresenta um nível mais elevado e outro mais baixo, que representam os períodos de ponta crítica e cheias críticas, respetivamente.

Figura 6-9 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Uso das Redes para um dia útil do mês de janeiro (Proposta 2.3)



Em segundo lugar, importa sublinhar que as três propostas implicam diferentes graus de aderência aos custos das redes. Para avaliar essa dimensão foi estabelecido um indicador, designado por erro quadrático, que mede a aderência dos tarifários ao cenário ideal:

$$\text{Erro quadrático} = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i^{\text{ideal}} - X_i^{\text{tarifário}})^2}{\sum_{i=1}^N X_i^{\text{ideal}}}$$

Nesta fórmula, o parâmetro N representa o número de observações, que neste caso são os quartos de hora ao longo do ano de 2014. O termo X_i representa a variável que se pretende avaliar para o cenário ideal e para cada tarifário.⁷⁰ Mais concretamente, será analisado o erro quadrático ao nível da faturação, em euros por hora, e ao nível do preço da energia ativa, em euros por MWh. Consequentemente, valores

⁷⁰ Por tarifário deve-se entender separadamente o tarifário atual e as três propostas para o projeto-piloto 2.

mais baixos deste erro quadrático significam que o tarifário em questão consegue estar mais próximo do cenário ideal, quando medido em termos de faturação ou de preço unitário.⁷¹

O Quadro 6-10 apresenta o indicador do erro quadrático para as propostas 2.2 e 2.3 em comparação com o tarifário atual. A primeira conclusão é o facto de as duas propostas revelarem um erro quadrático inferior ao tarifário atual, o que significa que ambas exibem uma maior aderência à estrutura de custos, tanto em termos de faturação como também em termos de preços unitários. Dentro destas duas propostas a proposta 2.2 tem o melhor desempenho, uma vez que reformula toda a localização dos períodos horários e aplica as horas críticas de uma forma flexível. No entanto, verifica-se que a diferença entre as propostas 2.2 e 2.3 é relativamente reduzida quando comparada com as melhorias que representam face ao tarifário atual.

Quadro 6-10 - Erro quadrático da aderência aos custos das redes (Propostas 2.2 e 2.3)

	Faturação	Preços
Tarifário atual	3,03%	2,39%
Proposta 2.2	1,87%	1,48%
Proposta 2.3	1,93%	1,53%

No caso da proposta 2.1, os valores para este erro quadrático não são diretamente comparáveis com o Quadro 6-10 devido à utilização de uma alocação diferente para os custos CAPEX. Por esse motivo, apresentam-se no Quadro 6-11 o valor para a proposta 2.1, que precisa de ser comparado com o valor indicado para o tarifário atual nesse mesmo quadro.

Quadro 6-11 - Erro quadrático da aderência aos custos das redes (Proposta 2.1)

	Faturação	Preços
Tarifário atual	1,82%	1,78%
Proposta 2.1	1,37%	1,33%

Conclui-se novamente um desempenho melhor do que o tarifário atual, não sendo possível fazer comparações diretas com a proposta 2.2 e 2.3. No entanto, é expectável que a proposta 2.1 seja menos

⁷¹ Se metade das observações do tarifário tiverem um desvio de 1% acima da média anual e as restantes observações tiverem um desvio de 1% abaixo dessa média, este indicador de erro quadrático assumiria um valor de 1% (uma vez que a presença do denominador resulta numa normalização em torno do valor médio). Naturalmente, se os desvios percentuais não forem tão homogêneos, o cálculo quadrático acaba por dar um peso maior aos desvios percentuais mais significativos.

*CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS*

Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental

aderente aos custos do que a proposta 2.2 por dois motivos. Por um lado, a proposta 2.1 coloca as horas críticas em intervalos pré-definidos, não sendo possível ajustar a sua ocorrência de acordo com as previsões de produção e consumo. Por outro lado, a proposta 2.1 exhibe em dias críticos uma estrutura penta-horária, enquanto a proposta 2.2 apresenta uma disposição hexa-horária, conferindo a esta última um grau de liberdade adicional.

7 PROJETO-PILOTO 3: APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Atendendo ao resultado negativo da análise benefício-custo preliminar para a introdução de tarifas dinâmicas na Ilha de São Miguel, identificado no plano de implementação da Electricidade dos Açores, será proposto como projeto-piloto um aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais nesta região para clientes em MT e BTE. Este projeto-piloto consiste numa tarifa com cinco períodos horários com diferenciação por tipo de dia da semana (ciclo semanal) e mês do ano. Simultaneamente é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação.

No total serão apresentadas duas propostas distintas para o projeto-piloto 3. Na proposta 3.1 é apresentada uma reformulação profunda da localização dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de uma estrutura penta-horária. A proposta 3.2 parte das localizações da proposta 3.1, mas reformula a ocorrência dos períodos de ponta de forma a preservar uma estrutura tetra-horária. Após a apresentação das duas propostas será feita uma análise comparativa das mesmas na secção 7.3.

Antes de se apresentar as duas propostas em detalhe, serão discutidos alguns tópicos preliminares, nomeadamente o comportamento dos custos marginais de fornecimento, a introdução de um ciclo semanal e a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação.⁷²

Custos marginais de fornecimento

Neste primeiro tópico preliminar analisa-se o comportamento dos custos marginais de fornecimento nas 1000 horas de ponta e ao longo do ano. Os resultados dessas análises orientaram a decisão de subdividir o período de ponta em novos períodos e agrupar os meses do ano por várias épocas, respetivamente.

A análise da ERSE para a Ilha de São Miguel sugere que é possível realizar ganhos relevantes na aderência aos custos de fornecimento com uma subdivisão das 1000 horas de maiores custos em duas pontas, designadas por ponta alta e ponta normal. A sugestão de ter um segundo tipo de ponta também foi avançada pela EDA no seu plano de implementação submetido em junho de 2016. Quanto mais subdivisões da ponta existirem, maior será a capacidade para desenhar tarifas aderentes à estrutura de custos. Para quantificar esta aderência foi calculado um indicador que mede os desvios face aos custos de fornecimento quando se tenta aproximar a função custo das horas de ponta com um número reduzido de patamares.

⁷² Os resultados que se seguem, incluindo as duas propostas, são todos baseados na análise dos dados do ano 2014.

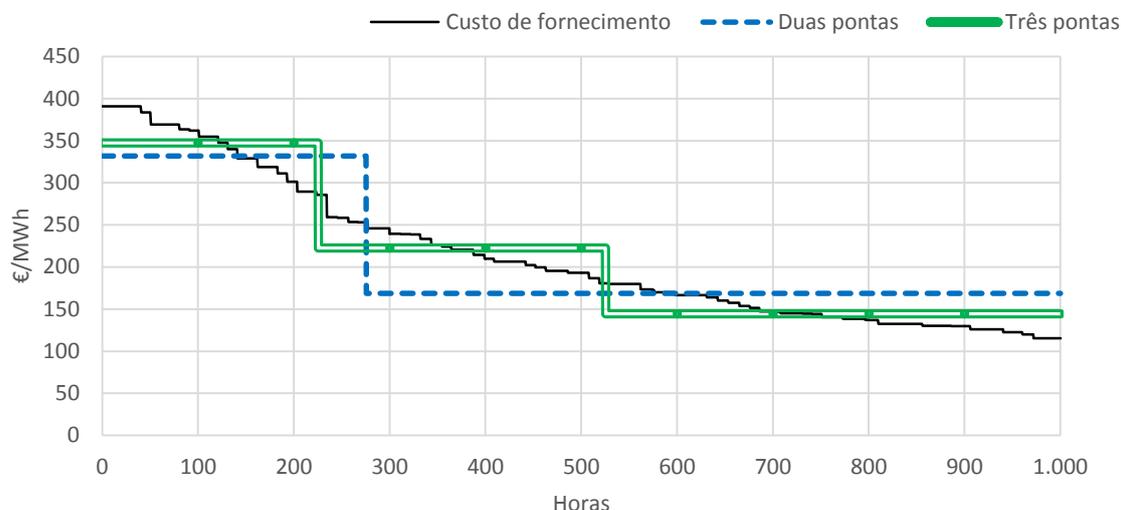
**Quadro 7-1 - Desvios da estrutura de custos para diferentes divisões das 1000 horas de ponta
(Região Autónoma dos Açores)**

Divisão das 1000 horas de ponta	Divisão ótima (1ª Ponta – 2ª Ponta – 3ª Ponta)	Desvio face aos custos de fornecimento
Uma ponta	1000h – 0h – 0h	39,0%
Duas pontas	275h – 725h – 0h	18,9%
Três pontas	225h – 300h – 475h	11,5%

O Quadro 7-1 apresenta na última coluna esse indicador para diferentes divisões das 1000 horas de ponta. Para encontrar as divisões ótimas determinou-se o indicador dos desvios para todas as divisões possíveis das 1000 horas de ponta em duas ou três pontas, e escolheu-se a opção que oferecia o menor valor (estudaram-se apenas as divisões em múltiplos de 25 horas). O valor do desvio pode ser interpretado como o desvio médio expresso em percentagem do custo médio das 1000 horas de ponta.⁷³ Este Quadro 7-1 revela que para uma divisão em duas pontas a primeira ponta deve ter uma duração de 275 horas e que as restantes 725 horas devem pertencer à segunda ponta. Na divisão em três pontas a ponta mais alta deve ter uma duração de 225 horas, com a ponta do meio a durar 300 horas e a última ponta 475 horas. A Figura 7-1 ilustra a capacidade de estar próximo da curva de custos de fornecimento das 1000 horas de ponta, representando as divisões ótimas do Quadro 7-1 para os tarifários com duas e três pontas.

⁷³ Mais concretamente trata-se de uma medida de erro quadrático, que penaliza mais os desvios maiores: o indicador é dado pela raiz quadrada do somatório dos desvios quadrados entre os custos de fornecimento e os custos médios das divisões definidas. Por exemplo, face a uma situação com duas pontas e com durações de 275 horas e 725 horas, os desvios são calculados da seguinte forma: (i) determina-se o custo médio das 275 horas de maiores custos e também o custo médio das restantes 725 horas; (ii) para cada um destes dois intervalos são determinados os desvios quadrados dos custos de fornecimento efetivos face ao custo médio desse intervalo. Em último lugar, e depois de ser aplicada a raiz quadrada ao somatório dos desvios quadrados, o resultado é normalizado pelo custo médio das 1000 horas de ponta.

Figura 7-1 - Aderência aos custos de fornecimento das 1000 horas de ponta (Região Autónoma dos Açores)



No contexto dos vários projetos-piloto tomou-se como objetivo atingir um valor para o indicador do desvio face aos custos entre 20% e 30%, o que no caso da RAA implica a opção por um tarifário com duas pontas. Esta alteração resultará na existência de um total de cinco períodos tarifários na RAA: ponta alta, ponta normal, cheias, vazio normal e super vazio.

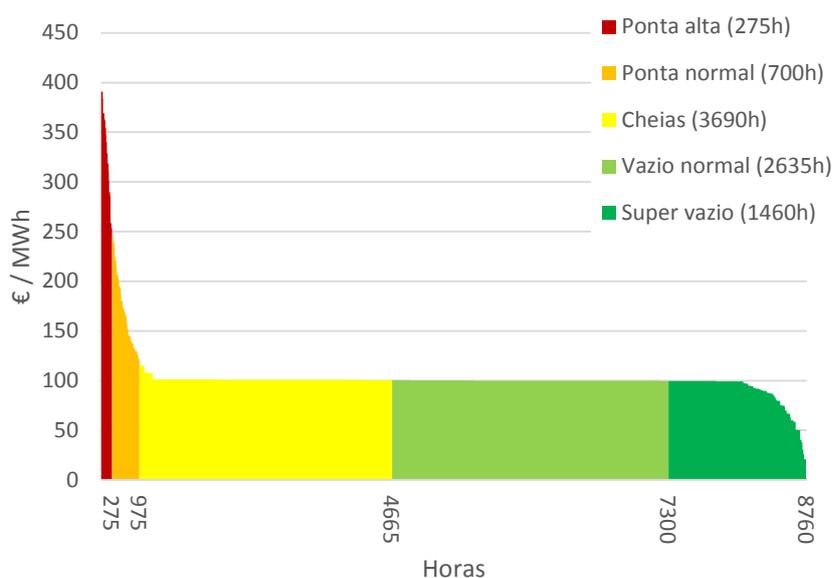
Em segundo lugar estudou-se o comportamento dos custos marginais de fornecimento ao longo do ano. O novo tarifário a implementar na Região Autónoma dos Açores deve orientar-se pelas durações dos períodos tarifários no Continente, de forma a assegurar a uniformidade tarifária. Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Adicionalmente, e face à intenção de subdividir a ponta atual em ponta alta e ponta normal, e tendo em conta os resultados da secção anterior, estes dois períodos de ponta deverão ter durações agregadas de 275 horas e 700 horas, respetivamente, de forma a somar as 975 horas de ponta.

Face a estas durações, classificaram-se na Figura 7-2 os custos marginais de fornecimento do ano 2014 de acordo com estes cinco períodos tarifários:⁷⁴ as 275 horas de maiores custos de fornecimento foram

⁷⁴ Os custos marginais de fornecimento são dados pela soma dos custos incrementais do uso das redes e dos custos marginais da energia. Em particular, os custos marginais da energia foram determinados com base na tecnologia marginal a fornecer eletricidade na Ilha de São Miguel em cada intervalo de 15 minutos. Nos períodos em que a produção térmica é superior ao dobro dos mínimos técnicos dos grupos geradores térmicos instalados, é utilizado o custo marginal dessa unidade. No caso de a produção térmica ser inferior a esse valor, o ajustamento da produção de eletricidade é feito na geração a partir de energias renováveis, o que se traduz na contabilização de um custo marginal nulo. Para mais detalhes sobre a metodologia utilizada ver o Anexo II - Determinação dos Custos Marginais de Fornecimento na Região Autónoma dos Açores.

classificadas como ponta alta; as 700 horas seguintes foram classificadas como ponta normal, e assim sucessivamente. A principal conclusão a retirar desta figura prende-se com o elevado valor dos custos de fornecimento nas horas de ponta, com valores compreendidos entre os 391 e 120 €/MWh. Por outro lado também se observa que fora dos períodos das duas pontas os custos são relativamente estáveis em torno dos 100 €/MWh.

Figura 7-2 - Custos de fornecimento classificados por ordem decrescente (Região Autónoma dos Açores)

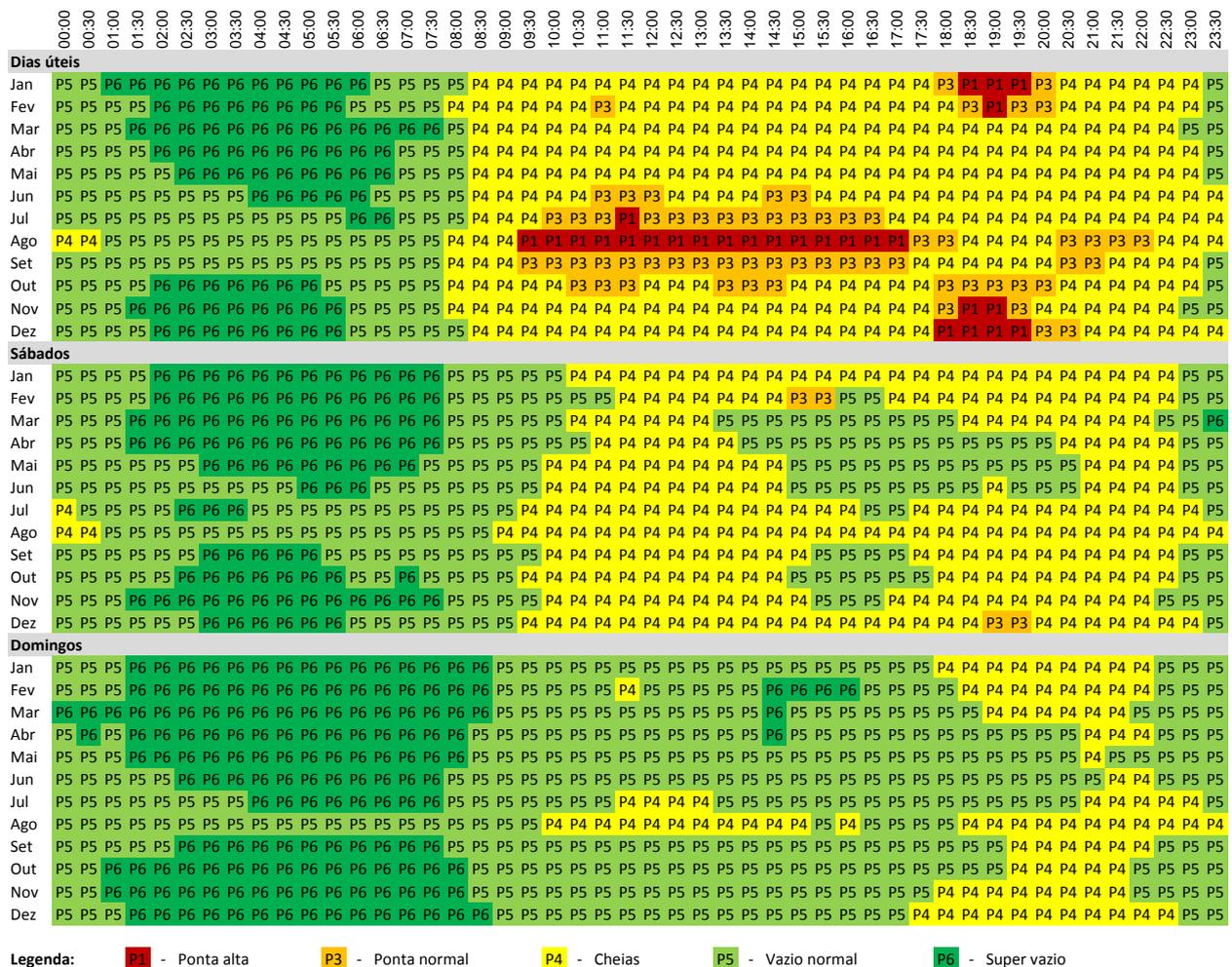


Para avaliar a importância de introduzir um ciclo semanal na RAA, analisou-se a ocorrência destes custos de fornecimento ao longo das horas do dia, para cada um dos vários meses, separando os dias úteis dos sábados e dos domingos. Como é visível na Figura 7-3, os períodos de ponta ocorrem principalmente nos dias úteis, sobretudo das 10h00 às 17h00 nos meses de julho a setembro, e ao fim do dia entre as 18h00 e as 20h00 no período de outubro a fevereiro.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

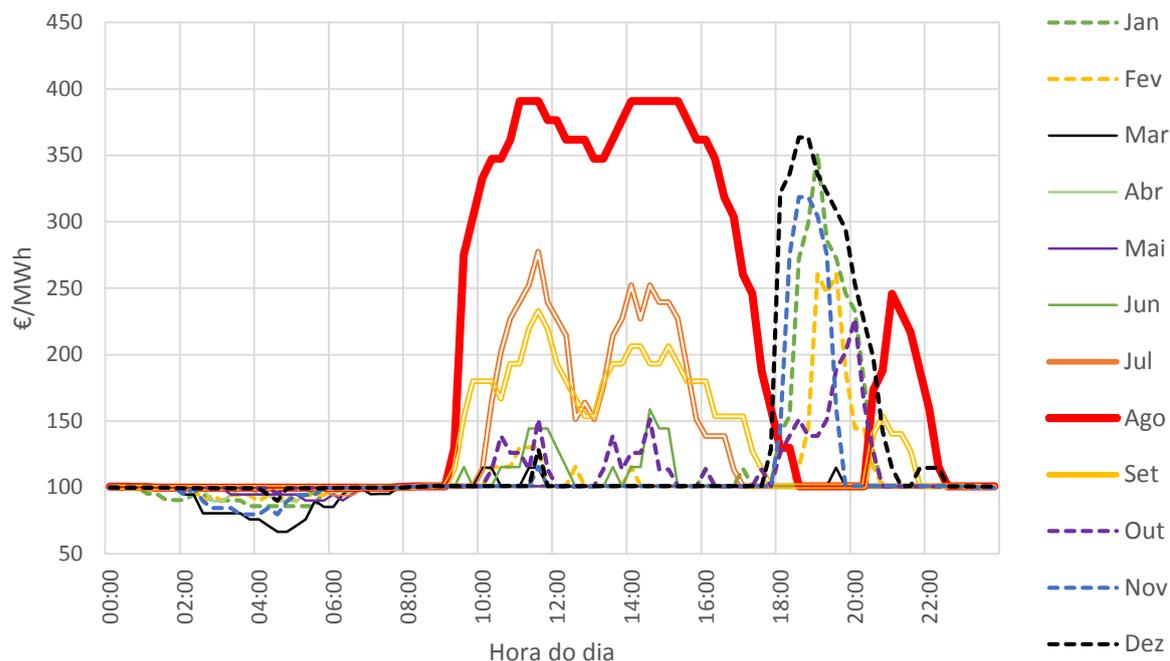
Projeto-piloto 3: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores

Figura 7-3 - Períodos horários classificados em termos dos custos de fornecimento (Região Autónoma dos Açores)



Legenda: P1 - Ponta alta P3 - Ponta normal

Figura 7-4 - Custos de fornecimento nos dias úteis para os vários meses do ano (Região Autónoma dos Açores)



Atualmente a Tarifa de Venda a Clientes Finais diferencia entre o período de inverno e o período de verão.⁷⁵ Face a estes resultados, sugere-se um enquadramento para os dias úteis com quatro épocas, sintetizado no Quadro 7-2.

Quadro 7-2 - Divisão do ano em épocas (Região Autónoma dos Açores)

Época	Meses incluídos na época
1. Época alta de inverno	janeiro, fevereiro, outubro, novembro, dezembro
2. Época alta de verão	agosto
3. Época normal de verão	julho, setembro
4. Época baixa	março, abril, maio, junho

⁷⁵ Mais concretamente, ocorrem dois tipos de sazonalidade. Na localização dos períodos horários distingue-se entre o período da hora legal de verão e o período da hora legal de inverno. Nos preços da energia ativa separa-se entre o período húmido (primeiro e último trimestre do ano) e o período seco (segundo e terceiro trimestre do ano). Ambas as divisões dividem o ano em período de inverno e verão, embora não de forma coincidente.

Introdução de ciclo semanal

O objetivo da convergência tarifária das Regiões Autónomas com Portugal Continental, que tem sido assegurado em preços médios, tem sido prosseguido através de uma estrutura tarifária semelhante com as mesmas opções tarifárias e os mesmos escalões de potência, embora sem a aplicação de um ciclo semanal, tal como existe em Portugal Continental, que distingue os dias úteis dos sábados e domingos. As empresas das Regiões Autónomas e o Conselho Tarifário têm solicitado a introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, tendo a ERSE solicitado informação sobre os diagramas de carga para poder analisar a bondade dessa alteração. A presente análise sugere a existência de benefícios que decorrem da introdução do ciclo semanal.

Extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação

Face ao presumível aumento do número de períodos horários e ao aumento da sazonalidade, considera-se importante introduzir alterações que reduzam a complexidade do tarifário. Nesta matéria propõe-se a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando o valor desta rubrica à energia ativa em horas de ponta. A conversão da potência média em horas de ponta para a energia ativa em horas de ponta processa-se de forma direta, uma vez que a energia ativa em horas de ponta é igual à multiplicação da potência média em horas de ponta pela duração da ponta.

O resultado dessa conversão no caso do tarifário atual está presente no Quadro 7-3. Por uma questão de simplicidade, apresentam-se apenas as médias simples destas tarifas ao longo do ano, sabendo-se que os valores de origem discriminam entre os trimestres em torno do verão e do inverno. Refira-se que o valor para o período de ponta inclui a conversão do valor correspondente à potência média em horas de ponta.⁷⁶

Quadro 7-3 - Tarifa de Venda a Clientes Finais atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Região Autónoma dos Açores)

Período horário	Tarifa de Venda a Clientes Finais: Energia ativa (€/MWh)
Ponta	238,65
Cheias	104,48
Vazio normal	72,45
Super vazio	64,77

⁷⁶ O valor de 238,65 €/MWh apresentado para a energia ativa é composto pela parcela de 124,54 €/MWh, que representa o valor original da tarifa média para a energia ativa em horas de ponta do ano 2016, sendo o remanescente devido à conversão da potência média em horas de ponta.

7.1 PROPOSTA 3.1 – NOVAS LOCALIZAÇÕES E ESTRUTURA PENTA-HORÁRIA

Resumo

Nesta proposta é sugerida uma reformulação profunda das localizações dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de uma estrutura penta-horária na Tarifa de Venda a Clientes Finais. Em termos totais, a duração dos períodos de ponta, cheias e vazios no projeto-piloto deve ser semelhante às respetivas durações do tarifário atual em Portugal Continental. É ainda incluída uma maior sazonalidade do que a atual separação em inverno e verão para os dias úteis. Em relação aos sábados e domingos estes seriam uniformes ao longo do ano, com uma estrutura tri-horária e bi-horária, respetivamente. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

Esta proposta 3.1 reformula a localização dos períodos horários de forma a garantir uma maior aderência aos custos de fornecimento, e aplica simultaneamente uma estrutura penta-horária. A estrutura penta-horária resulta da subdivisão do conceito de período de ponta em duas sub-pontas, designadas por ponta alta e ponta normal.

O novo tarifário a implementar na Região Autónoma dos Açores deve-se orientar pelas durações atuais dos períodos horários em Portugal Continental, de forma a promover uma maior uniformidade tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas. Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Adicionalmente, e face à intenção de subdividir a ponta atual em ponta alta e ponta normal, e tendo em conta os resultados da análise das 1000 horas de ponta no início do capítulo 7, estes dois períodos de ponta deveriam ter durações agregadas de 275 horas e 700 horas, respetivamente. Após a análise da distribuição dos custos de fornecimento ao longo do ano de 2014, construiu-se a Figura 7-5 com as localizações dos cinco períodos horários.⁷⁷

⁷⁷ Na localização foi imposto que o período noturno das 0h00 às 7h00 deve seguir a atual estrutura em vigor em Portugal Continental. Isto implica que o período das 2h00 às 6h00 será classificado como super vazio e o remanescente desse período de sete horas será definido como vazio normal. Esta restrição é comum a todas as propostas apresentadas nesta consulta pública.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Projeto-piloto 3: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores

Figura 7-5 - Períodos horários (Proposta 3.1)

Época	00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	03:30	04:00	04:30	05:00	06:00	06:30	07:00	07:30	08:00	08:30	09:00	09:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30				
Dias úteis																																																			
1	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5	P5	P4	P3	P1	P1	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P5																														
2	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P3	P1	P3	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P4	P4	P4																											
3	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P3	P4	P4	P4	P4																																		
4	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P4	P4	P4	P4	P5																																				
Sábados																																																			
1,2,3,4	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P4	P4	P4	P5																																									
Domingos																																																			
1,2,3,4	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5	P5																																										

Períodos horários: P1 - Ponta alta P3 - Ponta normal P4 - Cheias P5 - Vazio normal P6 - Super vazio
Épocas: 1 - Jan., Fev., Out., Nov., Dez. 2 - Ago. 3 - Jul., Set. 4 - Mar., Abr., Mai., Jun.

Como se pode observar, a ponta alta estará situada sobretudo ao final do dia das épocas altas de inverno e durante o dia no mês de agosto (época 2). A ponta normal tenderá a ocorrer nos períodos adjacentes da ponta alta e de forma mais preponderante em horário diurno durante a época 3 (julho e setembro).

Tendo por base o mapa de períodos horários da Figura 7-5 foram determinados os preços relativos aos cinco períodos horários de forma a atingir um nível de receitas semelhante à aplicação do tarifário atual. Para reconciliar as receitas entre o tarifário atual e a nova proposta foram utilizados dois pressupostos. Em primeiro lugar, entendeu-se que para salvaguardar alguma estabilidade tarifária se deviam manter os preços da energia ativa em vazio normal e em super vazio iguais aos valores do tarifário em vigor, alterando apenas os restantes três preços (ponta alta, ponta normal e cheias). Em segundo lugar, as relações entre estes últimos três preços devem refletir as relações entre os custos de fornecimento durante esses três períodos horários. Este último objetivo é conseguido mediante a imposição de fatores multiplicativos entre a ponta alta, ponta normal e cheias que repliquem a estrutura dos custos de fornecimento médios durante esses períodos. O resultado deste processo de reconciliação de receitas está apresentado no Quadro 7-4. Na última coluna desse quadro é apresentada a variação percentual das novas tarifas face ao tarifário em vigor.⁷⁸

⁷⁸ As variações percentuais dos dois períodos de ponta estão calculados face ao preço do período de ponta do tarifário atual. As variações percentuais no vazio normal e super vazio são nulas devido ao primeiro pressuposto.

Quadro 7-4 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 3.1)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Venda a Clientes Finais: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta alta (P1)	276	354,68	+49%
Ponta normal (P3)	700	197,04	-17%
Cheias (P4)	3666	117,44	+12%
Vazio normal (P5)	2659	72,45	0%
Super vazio (P6)	1460	64,77	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos ao outro nível de tensão abrangido por este projeto-piloto (BTE).

7.2 PROPOSTA 3.2 – NOVAS LOCALIZAÇÕES E ESTRUTURA TETRA-HORÁRIA

Resumo

Nesta proposta é sugerida uma reformulação profunda das localizações dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de manter uma estrutura tetra-horária na Tarifa de Venda a Clientes Finais. Em termos totais, a duração dos períodos de ponta, cheias e vazios no projeto-piloto deve ser semelhante às respetivas durações do tarifário atual em Portugal Continental. É ainda incluída uma maior sazonalidade do que a atual separação em inverno e verão para os dias úteis. Em relação aos sábados e domingos estes seriam uniformes ao longo do ano, com uma estrutura tri-horária e bi-horária, respetivamente. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

Esta proposta 3.2 reformula a localização dos períodos horários de forma a garantir uma maior aderência aos custos de fornecimento, mantendo uma estrutura tetra-horária apesar de se propor uma subdivisão do conceito de período de ponta atual em duas sub-pontas, designadas por ponta alta e ponta normal. Esta estrutura resulta da imposição de ter no máximo um tipo de sub-ponta em cada dia.

O novo tarifário a implementar na Região Autónoma dos Açores deve-se orientar pelas durações atuais dos períodos horários em Portugal Continental, de forma a promover uma maior uniformidade tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas.

Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Este objetivo já foi prosseguido no contexto da proposta 3.1. Partindo desse cenário, e impondo a necessidade de seguir uma estrutura tetra-horária, procurou-se uniformizar o tipo de ponta a utilizar em cada época. Esse processo de uniformização resultou na Figura 7-6.⁷⁹

⁷⁹ Na localização foi imposto que o período noturno das 0h00 às 7h00 deve seguir a atual estrutura em vigor em Portugal Continental. Isto implica que o período das 2h00 às 6h00 será classificado como super vazio e o remanescente desse período de sete horas será definido como vazio normal. Esta restrição é comum a todas as propostas apresentadas nesta consulta pública.

Quadro 7-5 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 3.2)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Venda a Clientes Finais: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta alta (P1)	230	337,73	+42%
Ponta normal (P3)	746	212,41	-11%
Cheias (P4)	3666	116,86	+12%
Vazio normal (P5)	2659	72,45	0%
Super vazio (P6)	1460	64,77	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos ao outro nível de tensão abrangido por este projeto-piloto (BTE).

7.3 COMPARAÇÃO DAS DUAS PROPOSTAS PARA O PROJETO-PILOTO 3

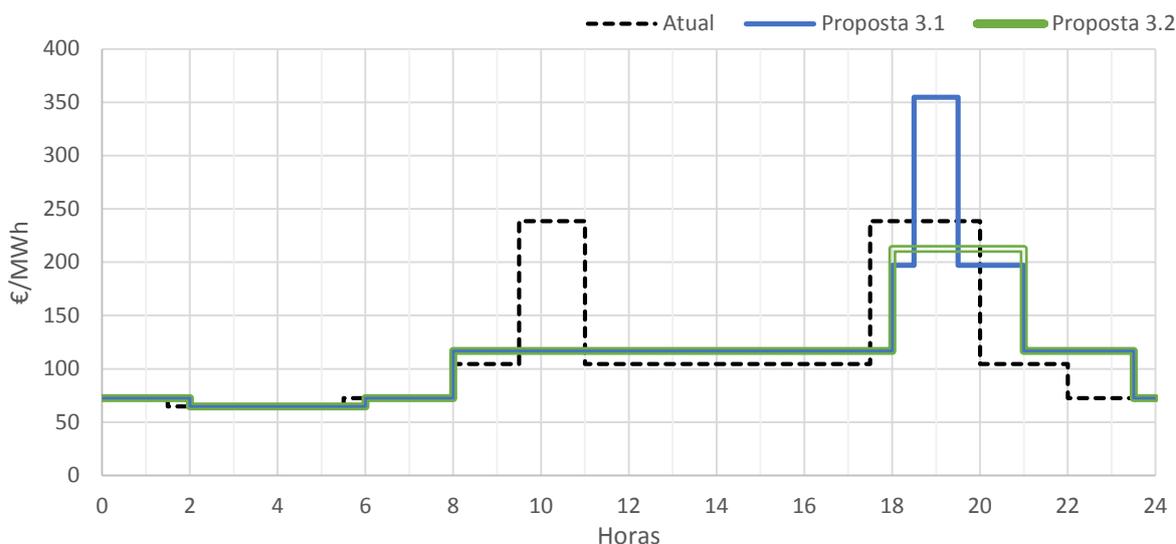
Resumo

Esta secção compara as duas propostas para o projeto-piloto 3 em termos de períodos horários, preços, aderência aos custos de fornecimento e incentivos para deslocar o consumo de eletricidade.

Explicação detalhada

Em primeiro lugar, importa comparar as duas propostas em termos dos períodos horários e dos respetivos preços. De forma a manter a comparação concisa, ilustram-se as diferenças existentes para uma determinada tipologia de dia, nomeadamente para um dia útil de janeiro. Na Figura 7-7 encontram-se ilustrados os níveis de preços aplicados ao longo das 24 horas de um dia útil em janeiro das propostas 3.1 e 3.2 em comparação direta com o tarifário atual.⁸¹

Figura 7-7 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Venda a Clientes Finais para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Propostas 3.1 e 3.2)



A principal conclusão a retirar desta figura é a existência de valores superiores nos períodos de ponta da proposta 3.1. Este facto é uma consequência da subdivisão da ponta atual em dois períodos distintos (ponta alta e ponta normal), resultando numa maior concentração de períodos com custos mais elevados durante a ponta alta. Embora não seja visível nesta figura em particular, é de realçar que também na

⁸¹ Refira-se que em todos os tarifários apresentados, incluindo a versão atual, a potência média em horas de ponta não é uma variável de faturação, razão pela qual o seu valor se encontra incluído no valor da energia ativa em horas de ponta (ver explicação associada ao Quadro 7-3).

proposta 3.2 existem preços superiores ao tarifário atual. No entanto, esses surgem apenas nos dias úteis do mês de agosto (época 2), razão pela qual não constam da Figura 7-7.

Em segundo lugar, importa sublinhar que as duas propostas implicam diferentes graus de aderência aos custos de fornecimento. Para avaliar essa dimensão foi estabelecido um indicador, designado por erro quadrático, que mede a aderência dos tarifários ao cenário ideal:

$$\text{Erro quadrático} = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i^{\text{ideal}} - X_i^{\text{tarifário}})^2}{\sum_{i=1}^N X_i^{\text{ideal}}}$$

Nesta fórmula, o parâmetro N representa o número de observações, que neste caso são os quartos de hora ao longo do ano de 2014. O termo X_i representa a variável que se pretende avaliar para o cenário ideal e para cada tarifário.⁸² Mais concretamente, será analisado o erro quadrático ao nível da faturação, em euros por hora, e ao nível do preço da energia ativa, em euros por MWh. Consequentemente, valores mais baixos deste erro quadrático significam que o tarifário em questão consegue estar mais próximo do cenário ideal, quando medido em termos de faturação ou de preço unitário.⁸³

O Quadro 7-6 apresenta o indicador do erro quadrático para as duas propostas do projeto-piloto 3 em comparação com o tarifário atual. A primeira conclusão é o facto de as duas propostas revelarem um erro quadrático inferior ao tarifário atual, o que significa que todas revelam uma maior aderência aos custos, tanto em termos de faturação como também em termos de preços unitários. Dentro destas duas propostas, a proposta 3.1 tem o melhor desempenho, uma vez que reformula os períodos horários e aplica uma estrutura penta-horária.

Quadro 7-6 - Erro quadrático da aderência aos custos de fornecimento (Projeto-piloto 3)

	Faturação	Preços
Tarifário atual	0,50%	0,39%
Proposta 3.1	0,32%	0,26%
Proposta 3.2	0,33%	0,27%

⁸² Por tarifário deve-se entender separadamente o tarifário atual e as duas propostas para o projeto-piloto 3.

⁸³ Se metade das observações do tarifário tiverem um desvio de 1% acima da média anual e as restantes observações tiverem um desvio de 1% abaixo dessa média, este indicador de erro quadrático assumiria um valor de 1% (uma vez que a presença do denominador resulta numa normalização em torno do valor médio). Naturalmente, se os desvios percentuais não forem tão homogêneos, o cálculo quadrático acaba por dar um maior peso aos desvios percentuais mais significativos.

Comparativamente à proposta 3.1, a proposta 3.2 revela-se naturalmente como menos aderente aos custos, uma vez que inclui a restrição adicional de manter uma estrutura tetra-horária, em linha com o tarifário atual.

Em terceiro e último lugar, ilustra-se ainda a relevância do sinal de preço para incentivar o deslocamento de consumo. Para este efeito identificou-se o impacto percentual na fatura por deslocamento de 1% do consumo anual de eletricidade para fora do período de ponta, fazendo este exercício para o tarifário atual e para as duas novas propostas.⁸⁴

De forma a tornar este levantamento mais realista, identificou-se para cada tarifário em análise a distribuição média dos diagramas de carga em MT, tendo em contas as durações e localizações concretas dos períodos horários em cada caso. De seguida simulou-se a transferência de 1% do consumo anual do período de ponta para o período de cheias.⁸⁵ O Quadro 7-7 apresenta os impactos percentuais na faturação da energia ativa da Tarifa de Venda a Clientes Finais.

Quadro 7-7 – Impacto na faturação da energia ativa da Tarifa de Venda a Clientes Finais por deslocar 1% do consumo anual da ponta para as cheias (Projeto-piloto 3)

	Variação percentual da faturação
Tarifário atual	-1,1%
Proposta 3.1	-1,1%
Proposta 3.2	-1,1%

Observa-se neste quadro que as propostas 3.1 e 3.2 mantêm incentivos semelhantes para deslocar o consumo para fora dos períodos de ponta, quando comparadas com o tarifário atual. Em ambas as propostas o consumidor conseguiria reduzir a faturação por energia ativa na Tarifa de Venda a Clientes Finais em 1,1%, o que compara com um valor idêntico no tarifário atual.

No entanto, estes valores devem ser apreciados com algum cuidado. Por um lado, eles assumem uma redução proporcional do consumo ao longo das horas de ponta. Se nas novas propostas o consumidor reduzir proporcionalmente mais o consumo da ponta alta, este poderá reduzir ainda mais a faturação do que o Quadro 7-7 sugere. Por outro lado, ao subdividir a ponta em sub-pontas, é possível o consumidor reduzir a faturação se este deslocar consumo da ponta alta para a ponta normal. Tal comportamento não

⁸⁴ Para se ter uma ideia, 1% do consumo anual representa 5,2% do consumo de ponta atual ao longo do ano para um cliente em MT na Região Autónoma dos Açores.

⁸⁵ No caso das propostas 3.1 e 3.2 assumiu-se que o deslocamento de 1% do consumo anual se realiza por uma redução proporcional dos consumos das duas sub-pontas (alta/normal).

*CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS*

Projeto-piloto 3: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores

tinha qualquer impacto no tarifário atual, uma vez que existe apenas um preço único para todo o período de ponta.

8 PROJETO-PILOTO 4: APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Atendendo ao resultado negativo da análise benefício-custo preliminar para tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira, identificado no plano de implementação da Empresa de Electricidade da Madeira, será proposto um aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais nesta região para clientes em MT e BTE. Este projeto-piloto consiste numa tarifa com cinco períodos horários com diferenciação por tipo de dia da semana (ciclo semanal) e mês do ano. Este aperfeiçoamento será conduzido para clientes em MT e BTE. Simultaneamente é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação.

No total serão apresentadas duas propostas distintas para o projeto-piloto 4. Na proposta 4.1 é apresentada uma reformulação profunda da localização dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de uma estrutura penta-horária. A proposta 4.2 parte das localizações da proposta 4.1, mas reformula a ocorrência dos períodos de ponta de forma a preservar uma estrutura tetra-horária. Após apresentar as duas propostas será feita uma análise comparativa das mesmas na secção 8.3.

Antes de se apresentar as duas propostas em detalhe, serão discutidos alguns tópicos preliminares, nomeadamente o comportamento dos custos marginais de fornecimento, a introdução de um ciclo semanal e a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação.⁸⁶

Custos marginais de fornecimento

Neste primeiro tópico preliminar analisa-se o comportamento dos custos marginais de fornecimento nas 1000 horas de ponta e ao longo do ano. Os resultados dessas análises orientaram a decisão de subdividir o período de ponta em novos períodos e agrupar os meses do ano por várias épocas, respetivamente.

A análise da ERSE para a Ilha da Madeira sugere que é possível realizar ganhos relevantes na aderência aos custos de fornecimento com uma subdivisão das 1000 horas de maiores custos em duas pontas, designadas por ponta alta e ponta normal. A sugestão de ter um segundo tipo de ponta também foi avançada pela EEM no seu plano de implementação submetido em julho de 2016. Quanto mais subdivisões da ponta existirem, maior será a capacidade para desenhar tarifas aderentes à estrutura de custos. Para quantificar esta aderência foi calculado um indicador que mede os desvios face aos custos de fornecimento quando se tenta aproximar a função custo das horas de ponta com um número reduzido de patamares.

⁸⁶ Os resultados que se seguem, incluindo as duas propostas, são todos baseados na análise dos dados do ano 2014.

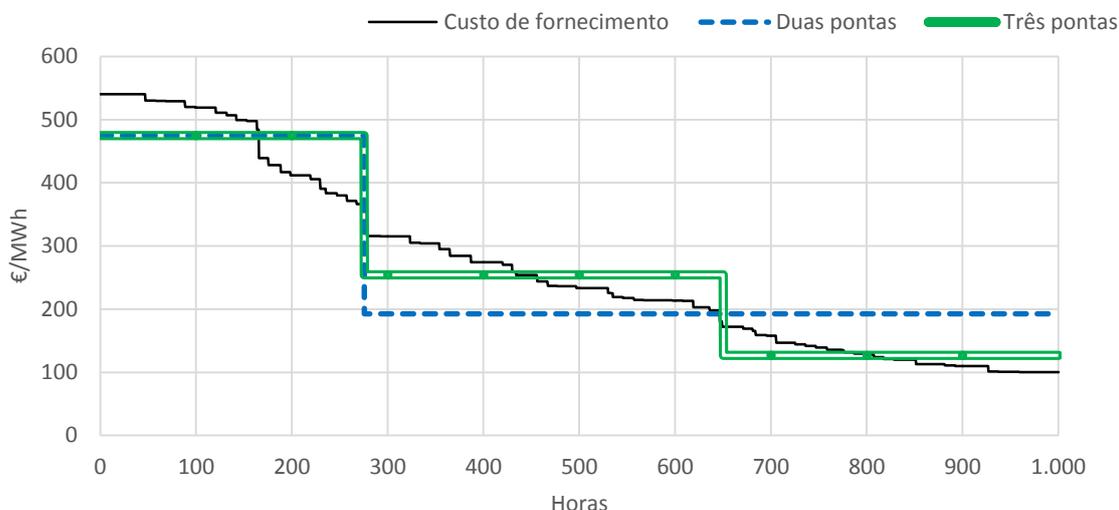
**Quadro 8-1 - Desvios da estrutura de custos para diferentes divisões das 1000 horas de ponta
(Região Autónoma da Madeira)**

Divisão das 1000 horas de ponta	Divisão ótima (1ª Ponta – 2ª Ponta – 3ª Ponta)	Desvio face aos custos de fornecimento
Uma ponta	1000h – 0h – 0h	53,8%
Duas pontas	275h – 725h – 0h	25,6%
Três pontas	275h – 375h – 350h	15,9%

O Quadro 8-1 apresenta na última coluna esse indicador para diferentes divisões das 1000 horas de ponta. Para encontrar as divisões ótimas determinou-se o indicador dos desvios para todas as divisões possíveis das 1000 horas de ponta em duas ou três pontas, e escolheu-se a opção que oferecia o menor valor (estudaram-se apenas as divisões em múltiplos de 25 horas). O valor do desvio pode ser interpretado como o desvio médio expresso em percentagem do custo médio das 1000 horas de ponta.⁸⁷ Este Quadro 7-1 revela que para uma divisão em duas pontas a primeira ponta deve ter uma duração de 275 horas e que as restantes 725 horas devem pertencer à segunda ponta. Na divisão em três pontas a ponta mais alta deve ter uma duração de 275 horas, com a ponta do meio a durar 375 horas e a última ponta 350 horas. A Figura 8-1 ilustra a capacidade de estar próximo da curva de custos de fornecimento das 1000 horas de ponta, representando as divisões ótimas do Quadro 8-1 para os tarifários com duas e três pontas.

⁸⁷ Mais concretamente trata-se de uma medida de erro quadrático, que penaliza mais os desvios maiores: o indicador é dado pela raiz quadrada do somatório dos desvios quadrados entre os custos de fornecimento e os custos médios das divisões definidas. Por exemplo, face a uma situação com duas pontas e com durações de 275 horas e 725 horas, os desvios são calculados da seguinte forma: (i) determina-se o custo médio das 275 horas de maiores custos e também o custo médio das restantes 725 horas; (ii) para cada um destes dois intervalos são determinados os desvios quadrados dos custos de fornecimento efetivos face ao custo médio desse intervalo. Em último lugar, e depois de ser aplicada a raiz quadrada ao somatório dos desvios quadrados, o resultado é normalizado pelo custo médio das 1000 horas de ponta.

Figura 8-1 - Aderência aos custos de fornecimento das 1000 horas de ponta (Região Autónoma da Madeira)



No contexto dos vários projetos-piloto tomou-se como objetivo atingir um valor para o indicador do desvio face aos custos entre 20% e 30%, o que no caso da RAM implica a opção por um tarifário com duas pontas. Esta alteração resultará na existência de um total de cinco períodos tarifários na RAM: ponta alta, ponta normal, cheias, vazio normal e super vazio.

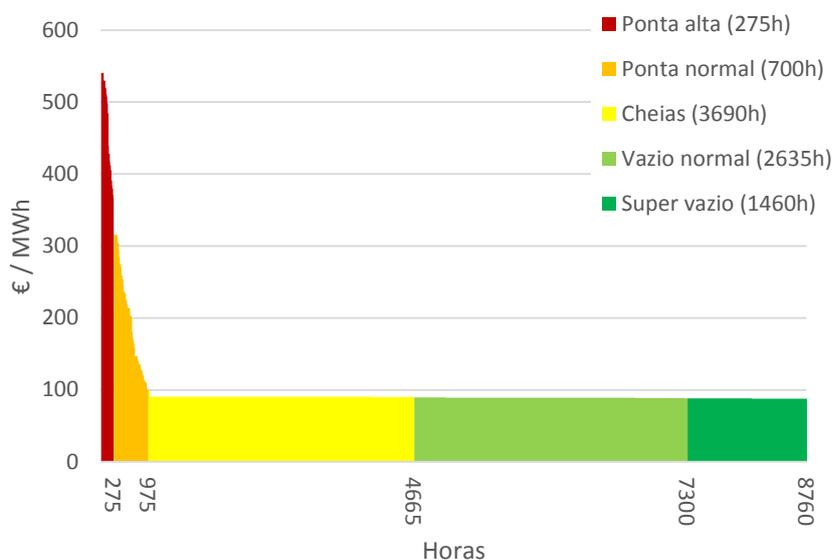
Em segundo lugar estudou-se o comportamento dos custos marginais de fornecimento ao longo do ano. O novo tarifário a implementar na Região Autónoma da Madeira deve orientar-se pelas durações dos períodos tarifários no Continente, de forma a assegurar a uniformidade tarifária. Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Adicionalmente, e face à intenção de subdividir a ponta atual em ponta alta e ponta normal, e tendo em conta os resultados da secção anterior, estes dois períodos de ponta deverão ter durações agregadas de 275 horas e 700 horas, respetivamente, de forma a somar as 975 horas de ponta.

Face a estas durações, classificaram-se na Figura 8-2 os custos marginais de fornecimento do ano 2014 de acordo com estes cinco períodos tarifários:⁸⁸ as 275 horas de maiores custos de fornecimento foram

⁸⁸ Os custos marginais de fornecimento são dados pela soma dos custos incrementais do uso das redes e dos custos marginais da energia. Em particular, os custos marginais da energia foram determinados com base na tecnologia marginal a fornecer eletricidade na Ilha da Madeira em cada intervalo de 15 minutos. Nos períodos em que a produção térmica é superior ao dobro dos mínimos técnicos dos grupos geradores térmicos instalados, é utilizado o custo marginal dessa unidade. No caso de a produção térmica ser inferior a esse valor, o ajustamento da produção de eletricidade é feito na geração a partir de energias renováveis, o que se traduz na contabilização de um custo marginal nulo. Para mais detalhes sobre a metodologia utilizada ver o Anexo III - Determinação dos Custos Marginais de Fornecimento na Região Autónoma da Madeira.

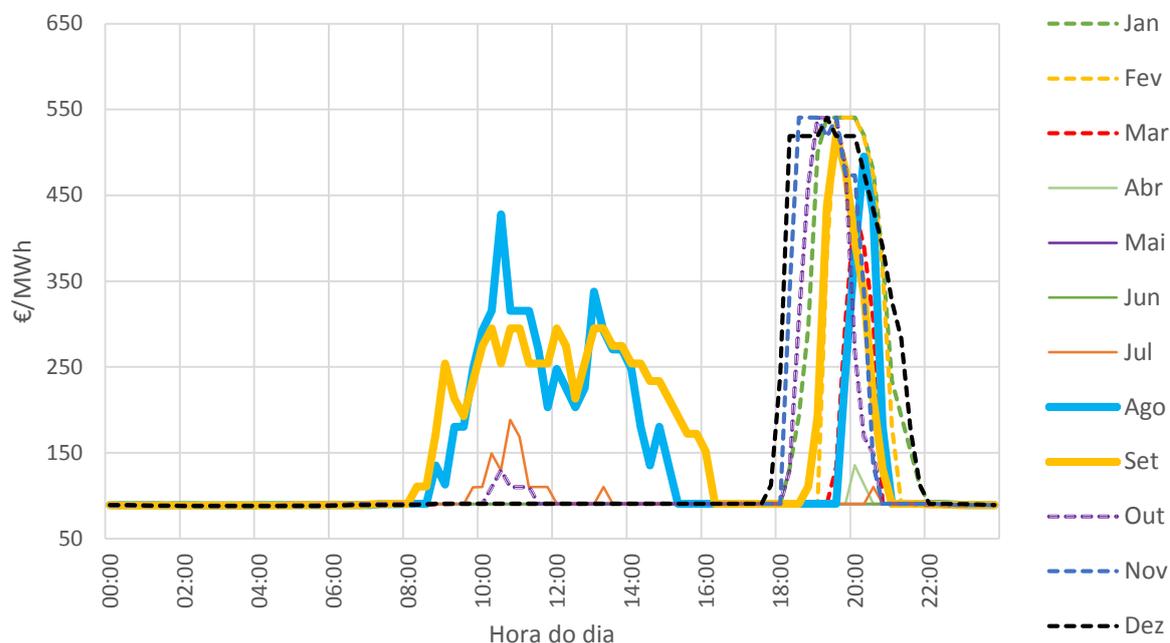
classificadas como ponta alta; as 700 horas seguintes foram classificadas como ponta normal, e assim sucessivamente. A principal conclusão a retirar desta figura prende-se com o elevado valor dos custos de fornecimento nas horas de ponta, com valores compreendidos entre os 541 e 100 €/MWh. Por outro lado também se observa que fora do período de ponta os custos são relativamente estáveis em torno dos 90 €/MWh.

Figura 8-2 - Custos de fornecimento classificados por ordem decrescente (Região Autónoma da Madeira)



Para avaliar a importância de introduzir um ciclo semanal na RAM, analisou-se a ocorrência destes custos de fornecimento ao longo das horas do dia, para cada um dos vários meses, separando os dias úteis dos sábados e dos domingos. Como é visível na Figura 8-3, os períodos de ponta ocorrem principalmente nos dias úteis, sobretudo das 8h30 às 15h30 nos meses de agosto e setembro, e ao fim do dia no período de agosto a março.

Figura 8-4 - Custos de fornecimento nos dias úteis para os vários meses do ano (Região Autónoma da Madeira)



Atualmente a Tarifa de Venda a Clientes Finais diferencia entre o período de inverno e o período de verão.⁸⁹ Face a estes resultados, sugere-se um enquadramento para os dias úteis com três épocas, sintetizado no Quadro 8-2.

Quadro 8-2 - Divisão do ano em épocas (Região Autónoma da Madeira)

Época	Meses incluídos na época
1. Época alta de inverno	janeiro, fevereiro, março, outubro, novembro, dezembro
2. Época alta de verão	agosto, setembro
3. Época baixa	abril, maio, junho, julho

⁸⁹ Mais concretamente, ocorrem dois tipos de sazonalidade. Na localização dos períodos horários distingue-se entre o período da hora legal de verão e o período da hora legal de inverno. Nos preços da energia ativa separa-se entre o período húmido (primeiro e último trimestre do ano) e o período seco (segundo e terceiro trimestre do ano). Ambas as divisões dividem o ano em período de inverno e verão, embora não de forma coincidente.

Introdução de ciclo semanal

O objetivo da convergência tarifária das Regiões Autónomas com Portugal Continental, que tem sido assegurado em preços médios, tem sido prosseguido através de uma estrutura tarifária semelhante com as mesmas opções tarifárias e os mesmos escalões de potência, embora sem a aplicação de um ciclo semanal, tal como existe em Portugal Continental, que distingue os dias úteis dos sábados e domingos. As empresas das Regiões Autónomas e o Conselho Tarifário têm solicitado a introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, tendo a ERSE solicitado informação sobre os diagramas de carga para poder analisar a bondade dessa alteração. A presente análise sugere a existência de benefícios que decorrem da introdução do ciclo semanal.

Extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação

Face ao presumível aumento do número de períodos horários e ao aumento da sazonalidade, considera-se importante introduzir alterações que reduzam a complexidade do tarifário. Nesta matéria propõe-se a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando o valor desta rubrica à energia ativa em horas de ponta. A conversão da potência média em horas de ponta para a energia ativa em horas de ponta processa-se de forma direta, uma vez que a energia ativa em horas de ponta é igual à multiplicação da potência média em horas de ponta pela duração da ponta.

O resultado dessa conversão no caso do tarifário atual está presente no Quadro 8-3. Por uma questão de simplicidade, apresentam-se apenas as médias simples destas tarifas ao longo do ano, sabendo-se que os valores de origem discriminam entre os trimestres em torno do verão e do inverno. Refira-se que o valor para o período de ponta inclui a conversão do valor correspondente à potência média em horas de ponta.⁹⁰

Quadro 8-3 - Tarifa de Venda a Clientes Finais atual para clientes em MT, incluindo a conversão da potência média em horas de ponta (Região Autónoma da Madeira)

Período horário	Tarifa de Venda a Clientes Finais: Energia ativa (€/MWh)
Ponta	232,69
Cheias	102,48
Vazio normal	71,63
Super vazio	63,60

⁹⁰ O valor de 232,69 €/MWh apresentado para a energia ativa é composto pela parcela de 120,84 €/MWh, que representa o valor original da tarifa média para a energia ativa em horas de ponta do ano 2016, sendo o remanescente devido à conversão da potência média em horas de ponta.

8.1 PROPOSTA 4.1 – NOVAS LOCALIZAÇÕES E ESTRUTURA PENTA-HORÁRIA

Resumo

Nesta proposta é sugerida uma reformulação profunda das localizações dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de uma estrutura penta-horária na Tarifa de Venda a Clientes Finais. Em termos totais, a duração dos períodos de ponta, cheias e vazios no projeto-piloto deve ser semelhante às respetivas durações do tarifário atual em Portugal Continental. É ainda incluída uma maior sazonalidade do que a atual separação em inverno e verão para os dias úteis. Em relação aos sábados e domingos estes seriam uniformes ao longo do ano, com uma estrutura tri-horária e bi-horária, respetivamente. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

Esta proposta 4.1 reformula a localização dos períodos horários de forma a garantir uma maior aderência aos custos de fornecimento, e aplica simultaneamente uma estrutura penta-horária. A estrutura penta-horária resulta da subdivisão do conceito de período de ponta em duas sub-pontas, designadas por ponta alta e ponta normal.

O novo tarifário a implementar na Região Autónoma da Madeira deve-se orientar pelas durações atuais dos períodos horários em Portugal Continental, de forma a promover uma maior uniformidade tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas. Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Adicionalmente, e face à intenção de subdividir a ponta atual em ponta alta e ponta normal, e tendo em conta os resultados da análise das 1000 horas de ponta no início do capítulo 8, estes dois períodos de ponta deveriam ter durações agregadas de 275 horas e 700 horas, respetivamente. Após a análise da distribuição dos custos de fornecimento ao longo do ano de 2014, construiu-se a Figura 8-5 com as localizações dos cinco períodos horários.⁹¹

⁹¹ Na localização foi imposto que o período noturno das 0h00 às 7h00 deve seguir a atual estrutura em vigor em Portugal Continental. Isto implica que o período das 2h00 às 6h00 será classificado como super vazio e o remanescente desse período de sete horas será definido como vazio normal. Esta restrição é comum a todas as propostas apresentadas nesta consulta pública.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Projeto-piloto 4: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira

Figura 8-5 - Períodos horários (Proposta 4.1)

Época	00:00	00:30	01:00	01:30	02:00	02:30	03:00	03:30	04:00	04:30	05:00	05:30	06:00	06:30	07:00	07:30	08:00	08:30	09:00	09:30	10:00	10:30	11:00	11:30	12:00	12:30	13:00	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00	17:30	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30	22:00	22:30	23:00	23:30		
	Dias úteis																																																	
1	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5	P5	P4	P3	P1	P1	P1	P1	P3	P3	P3	P4	P4	P5	P5																												
2	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P4	P4	P3	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P4	P4	P5	P5																													
3	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P4	P5	P5																																								
	Sábados																																																	
1,2,3	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5	P5	P4	P5	P5																																						
	Domingos																																																	
1,2,3	P5	P5	P5	P5	P6	P5	P5	P5																																										

Períodos horários: P1 - Ponta alta P3 - Ponta normal P4 - Cheias P5 - Vazio normal P6 - Super vazio

Épocas: 1 - Jan., Fev., Mar., Out., Nov., Dez. 2 - Ago., Set. 3 - Abr., Mai., Jun., Jul.

Como se pode observar, a ponta alta estará situada sobretudo ao final do dia das épocas altas de inverno e durante o dia no mês de agosto (época 2). A ponta normal tenderá a ocorrer nos períodos adjacentes da ponta alta e de forma mais preponderante em horário diurno durante a época normal de verão (julho e setembro).

Tendo por base o mapa de períodos horários da Figura 8-5 foram determinados os preços relativos aos cinco períodos horários de forma a atingir um nível de receitas semelhante à aplicação do tarifário atual. Para reconciliar as receitas entre o tarifário atual e a nova proposta foram utilizados dois pressupostos. Em primeiro lugar, entendeu-se que para salvaguardar alguma estabilidade tarifária se deviam manter os preços da energia ativa em vazio normal e em super vazio iguais aos valores do tarifário em vigor, alterando apenas os restantes três preços (ponta alta, ponta normal e cheias). Em segundo lugar, as relações entre estes últimos três preços devem refletir as relações entre os custos de fornecimento durante esses três períodos horários. Este último objetivo é conseguido mediante a imposição de fatores multiplicativos entre a ponta alta, ponta normal e cheias que repliquem a estrutura dos custos de fornecimento médios durante esses períodos. O resultado deste processo de reconciliação de receitas está apresentado no Quadro 8-4. Na última coluna desse quadro é apresentada a variação percentual das novas tarifas face ao tarifário em vigor.⁹²

⁹² As variações percentuais dos dois períodos de ponta estão calculados face ao preço do período de ponta do tarifário atual. As variações percentuais no vazio normal e super vazio são nulas devido ao primeiro pressuposto.

CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS

Projeto-piloto 4: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira

Quadro 8-4 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 4.1)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Venda a Clientes Finais: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta alta (P1)	275	455,94	+96%
Ponta normal (P3)	695	230,27	-1%
Cheias (P4)	3689	103,15	+1%
Vazio normal (P5)	2641	71,63	0%
Super vazio (P6)	1460	63,60	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos ao outro nível de tensão abrangido por este projeto-piloto (BTE).

8.2 PROPOSTA 4.2 – NOVAS LOCALIZAÇÕES E ESTRUTURA TETRA-HORÁRIA

Resumo

Nesta proposta é sugerida uma reformulação profunda das localizações dos períodos horários, ao mesmo tempo que se propõe a aplicação de manter uma estrutura tetra-horária na Tarifa de Venda a Clientes Finais. Em termos totais, a duração dos períodos de ponta, cheias e vazios no projeto-piloto deve ser semelhante às respetivas durações do tarifário atual em Portugal Continental. É ainda incluída uma maior sazonalidade do que a atual separação em inverno e verão para os dias úteis. Em relação aos sábados e domingos estes seriam uniformes ao longo do ano, com uma estrutura tri-horária e bi-horária, respetivamente. Por último, é proposta a extinção da potência média em horas de ponta como variável de faturação, alocando esse valor à energia ativa em horas de ponta.

Explicação detalhada

Esta proposta 4.2 reformula a localização dos períodos horários de forma a garantir uma maior aderência aos custos de fornecimento, mantendo uma estrutura tetra-horária apesar de se propor uma subdivisão do conceito de período de ponta atual em duas sub-pontas, designadas por ponta alta e ponta normal. Esta estrutura resulta da imposição de ter no máximo um tipo de sub-ponta em cada dia.

O novo tarifário a implementar na Região Autónomas da Madeira deve-se orientar pelas durações atuais dos períodos horários em Portugal Continental, de forma a promover uma maior uniformidade tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas. Por esse motivo, e tomando a aplicação do ciclo semanal de Portugal Continental no ano 2014 como referência, as durações deverão ser aproximadamente iguais a 975 horas, 3690 horas, 2635 horas e 1460 horas para os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, respetivamente. Este objetivo já foi prosseguido no contexto da proposta 4.1. Partindo desse cenário, e impondo a necessidade de seguir uma estrutura tetra-horária, procurou-se uniformizar o tipo de ponta a utilizar em cada época. Esse processo de uniformização resultou na Figura 8-6.⁹³

⁹³ Na localização foi imposto que o período noturno das 0h00 às 7h00 deve seguir a atual estrutura em vigor em Portugal Continental. Isto implica que o período das 2h00 às 6h00 será classificado como super vazio e o remanescente desse período de sete horas será definido como vazio normal. Esta restrição é comum a todas as propostas apresentadas nesta consulta pública.

Quadro 8-5 - Duração e preços dos períodos horários (Proposta 4.2)

Período horário	Duração (horas)	Tarifa de Venda a Clientes Finais: Energia ativa (€/MWh)	Δ% Tarifa
Ponta alta (P1)	508	327,88	+41%
Ponta normal (P3)	462	254,17	+9%
Cheias (P4)	3689	102,78	0%
Vazio normal (P5)	2641	71,63	0%
Super vazio (P6)	1460	63,60	0%

Nota: A variação percentual da tarifa na última coluna representa a variação face ao tarifário atual.

Como nota final sublinha-se que esta proposta deve ser entendida como uma exposição da metodologia utilizada. Uma vez que nesta análise só foram utilizados dados referentes ao ano 2014 é evidente que a localização dos períodos horários, as suas durações e respetivos preços carecem de uma análise mais aprofundada. Sublinha-se também o facto de os preços apresentados se referirem apenas a clientes em MT, sendo necessário publicar posteriormente os preços relativos ao outro nível de tensão abrangido por este projeto-piloto (BTE).

8.3 COMPARAÇÃO DAS DUAS PROPOSTAS PARA O PROJETO-PILOTO 4

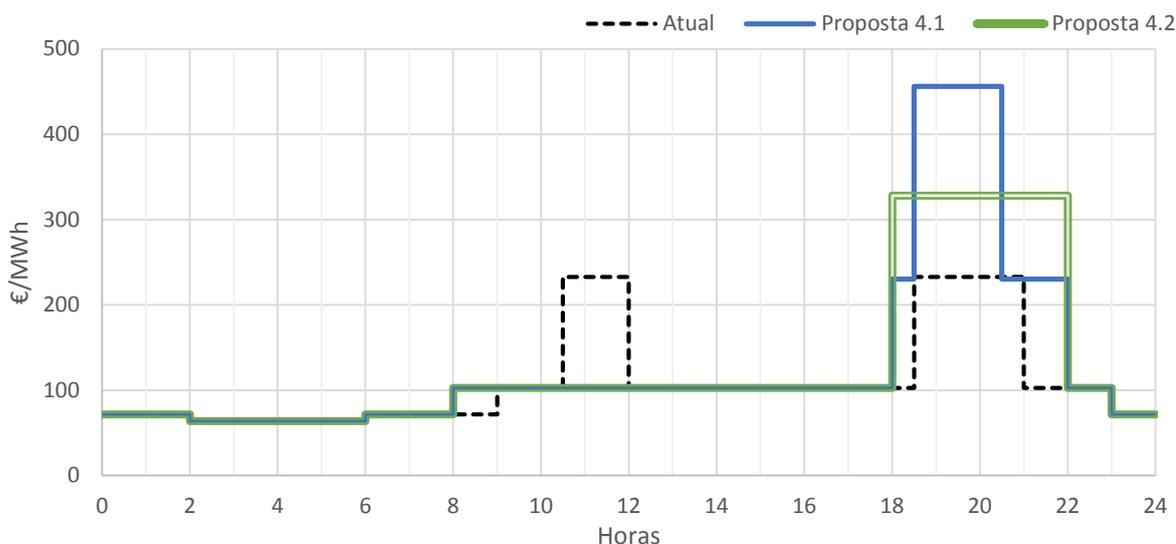
Resumo

Esta secção compara as duas propostas para o projeto-piloto 3 em termos de períodos horários, preços, aderência aos custos de fornecimento e incentivos para deslocar o consumo de eletricidade.

Explicação detalhada

Em primeiro lugar, importa comparar as duas propostas em termos dos períodos horários e dos respetivos preços. De forma a manter a comparação concisa, ilustram-se as diferenças existentes para uma determinada tipologia de dia, nomeadamente para um dia útil de janeiro. Na Figura 8-7 encontram-se ilustrados os níveis de preços aplicados ao longo das 24 horas de um dia útil em janeiro das propostas 4.1 e 4.2 em comparação direta com o tarifário atual.⁹⁵

Figura 8-7 - Períodos horários e preços da energia ativa na Tarifa de Venda a Clientes Finais para um dia útil do mês de janeiro (Atual vs. Propostas 4.1 e 4.2)



A principal conclusão a retirar desta figura é a existência de valores superiores nos períodos de ponta das propostas 4.1 e 4.2. Este facto é uma consequência da subdivisão da ponta atual em dois períodos distintos (ponta alta e ponta normal), resultando numa maior concentração de períodos com custos mais elevados durante a ponta alta. A figura ilustra ainda ambas as propostas colocam os períodos de ponta

⁹⁵ Refira-se que em todos os tarifários apresentados, incluindo a versão atual, a potência média em horas de ponta não é uma variável de faturação, razão pela qual o seu valor se encontra incluído no valor da energia ativa em horas de ponta (ver explicação associada ao Quadro 8-3).

nos mesmos horários, com a diferença que a proposta 4.2 define um patamar único para esse intervalo, enquanto na proposta 4.1 existe uma diferenciação em dois níveis de preços.

Em segundo lugar, importa sublinhar que as duas propostas implicam diferentes graus de aderência aos custos de fornecimento. Para avaliar essa dimensão foi estabelecido um indicador, designado por erro quadrático, que mede a aderência dos tarifários ao cenário ideal:

$$\text{Erro quadrático} = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i^{\text{ideal}} - X_i^{\text{tarifário}})^2}{\sum_{i=1}^N X_i^{\text{ideal}}}$$

Nesta fórmula, o parâmetro N representa o número de observações, que neste caso são os quartos de hora ao longo do ano de 2014. O termo X_i representa a variável que se pretende avaliar para o cenário ideal e para cada tarifário.⁹⁶ Mais concretamente, será analisado o erro quadrático ao nível da faturação, em euros por hora, e ao nível do preço da energia ativa, em euros por MWh. Consequentemente, valores mais baixos deste erro quadrático significam que o tarifário em questão consegue estar mais próximo do cenário ideal, quando medido em termos de faturação ou de preço unitário.⁹⁷

O Quadro 8-6 apresenta o indicador do erro quadrático para as duas propostas do projeto-piloto 4 em comparação com o tarifário atual. A primeira conclusão é o facto de as duas propostas revelarem um erro quadrático inferior ao tarifário atual, o que significa que todas revelam uma maior aderência aos custos, tanto em termos de faturação como também em termos de preços unitários. Dentro destas duas propostas, a proposta 4.1 tem o melhor desempenho, uma vez que reformula os períodos horários e aplica uma estrutura penta-horária.

Quadro 8-6 - Erro quadrático da aderência aos custos de fornecimento (Projeto-piloto 4)

	Faturação	Preços
Tarifário atual	0,91%	0,63%
Proposta 4.1	0,74%	0,55%
Proposta 4.2	0,77%	0,55%

⁹⁶ Por tarifário deve-se entender separadamente o tarifário atual e as duas propostas para o projeto-piloto 4.

⁹⁷ Se metade das observações do tarifário tiverem um desvio de 1% acima da média anual e as restantes observações tiverem um desvio de 1% abaixo dessa média, este indicador de erro quadrático assumiria um valor de 1% (uma vez que a presença do denominador resulta numa normalização em torno do valor médio). Naturalmente, se os desvios percentuais não forem tão homogéneos, o cálculo quadrático acaba por dar um maior peso aos desvios percentuais mais significativos.

Comparativamente à proposta 4.1, a proposta 4.2 revela-se naturalmente como menos aderente aos custos, uma vez que inclui a restrição adicional de manter uma estrutura tetra-horária, em linha com o tarifário atual.

Em terceiro e último lugar, ilustra-se ainda a relevância do sinal de preço para incentivar o deslocamento de consumo. Para este efeito identificou-se o impacto percentual na fatura por deslocamento de 1% do consumo anual de eletricidade para fora do período de ponta, fazendo este exercício para o tarifário atual e para as duas novas propostas.⁹⁸

De forma a tornar este levantamento mais realista, identificou-se para cada tarifário em análise a distribuição média dos diagramas de carga em MT, tendo em contas as durações e localizações concretas dos períodos horários em cada caso. De seguida simulou-se a transferência de 1% do consumo anual do período de ponta para o período de cheias.⁹⁹ O Quadro 8-7 apresenta os impactos percentuais na faturação da energia ativa da Tarifa de Venda a Clientes Finais.

Quadro 8-7 – Impacto na faturação da energia ativa da Tarifa de Venda a Clientes Finais por deslocar 1% do consumo anual da ponta para as cheias (Projeto-piloto 4)

	Variação percentual da faturação
Tarifário atual	-1,1%
Proposta 4.1	-1,5%
Proposta 4.2	-1,6%

Observa-se neste quadro que as propostas 4.1 e 4.2 reforçam ligeiramente os incentivos para deslocar o consumo para fora dos períodos de ponta, quando comparadas com o tarifário atual. Em ambas as propostas o consumidor conseguiria reduzir a faturação por energia ativa na Tarifa de Venda a Clientes Finais em pelo menos 1,5%, o que compara com um valor de 1,1% no tarifário atual.

No entanto, estes valores devem ser apreciados com algum cuidado. Por um lado, eles assumem uma redução proporcional do consumo ao longo das horas de ponta. Se nas novas propostas o consumidor reduzir proporcionalmente mais o consumo da ponta alta, este poderá reduzir ainda mais a faturação do que o Quadro 8-7 sugere. Por outro lado, ao subdividir a ponta em sub-pontas, é possível o consumidor reduzir a faturação se este deslocar consumo da ponta alta para a ponta normal. Tal comportamento não

⁹⁸ Para se ter uma ideia, 1% do consumo anual representa 5,4% do consumo de ponta ao longo do ano para um cliente em MT na Região Autónoma da Madeira.

⁹⁹ No caso das propostas 4.1 e 4.2 assumiu-se que o deslocamento de 1% do consumo anual se realiza por uma redução proporcional dos consumos das duas sub-pontas (alta/normal).

*CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS*

Projeto-piloto 4: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira

tinha qualquer impacto no tarifário atual, uma vez que existe apenas um preço único para todo o período de ponta.

9 TÓPICOS COMPLEMENTARES

Esta secção trata tópicos adicionais como a seleção dos participantes, a notificação dos períodos críticos, o desencadeamento dos períodos críticos, a faturação e sistema de compensação dos participantes, as condições de participação, os indicadores de avaliação e o planeamento para a implementação.

9.1 SELEÇÃO DE PARTICIPANTES

Resumo

A seleção de participantes no projeto-piloto deve respeitar o princípio da representatividade tendo em conta a intenção de implementar os tarifários de forma generalizada no futuro para os clientes no Continente (MAT, AT e MT) e nas Regiões Autónomas (MT e BTE). Ambos os projetos-piloto em Portugal Continental devem ter uma dimensão de 100 participantes cada. Nas Regiões Autónomas os projetos-piloto devem ter uma dimensão de 80 clientes cada.

Explicação detalhada

Nos planos de implementação das tarifas dinâmicas apresentados pela EDP Distribuição, EDA e EEM foram indicadas linhas orientadoras sobre a dimensão das amostras a utilizar. Para Portugal Continental a EDP Distribuição sugeriu a seleção de um total de 100 clientes, incluindo 1 a 5 clientes em MAT, 20 a 30 clientes em AT e 70 a 90 clientes em MT. Tendo em conta a existência de dois projetos-piloto para o território continental, cada projeto deveria contar com uma amostra destas dimensões. Em relação à Região Autónoma dos Açores, a EDA propõe para o projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa estática a aplicação a 30 clientes em MT e 50 clientes em BTE, totalizando 80 clientes. Em relação à Região Autónoma da Madeira a EEM propõe uma amostra de igual dimensão, isto é 30 clientes em MT e 50 clientes em BTE.

No que respeita à seleção concreta dos participantes devem ser tidas em conta as melhores práticas. O relatório "Time-Varying and Dynamic Rate Design"¹⁰⁰ refere a importância de selecionar os consumidores participantes de maneira a garantir a maior representatividade face a uma eventual implementação global. Um procedimento errado para a seleção dos participantes seria admitir apenas os primeiros clientes a manifestar o interesse, e que levaria a um enviesamento designado no inglês por "early adopters bias". Um projeto-piloto que recorra a este critério de seleção daria resultados não representativos, uma vez que numa futura implementação geral seriam admitidos todo o tipo de clientes, e não apenas os mais rápidos a aderir.

¹⁰⁰ Faruqi, Ahmad, Ryan Hledik and Jennifer Palmer (2012). "Time-Varying and Dynamic Rate Design," preparado para Regulatory Assistance Project (RAP).

O mesmo relatório refere formas mais apropriadas de selecionar os participantes. Por um lado deve ser feita uma seleção aleatória com confirmação (“random selection with affirmation”), em que são contactados aleatoriamente os consumidores para estes se pronunciarem se pretendem participar no projeto-piloto. Se o cliente recusar a participação, será escolhido outro cliente aleatoriamente. Um outro processo que tem ganho mais notoriedade é o ensaio de controlo aleatorizado (“randomized control trial”). Neste procedimento são contactados potenciais participantes de forma aleatória. Após estes manifestarem a vontade em participar, eles são aleatoriamente alocados ao grupo de tratamento (ao qual será aplicado o novo tarifário) ou ao grupo de controlo (ao qual não será aplicado o novo tarifário, mas que serão monitorizados durante a duração do projeto-piloto). Neste segundo procedimento deve ser explicado logo no primeiro contacto que a vontade de participar não se traduz automaticamente numa inclusão no grupo de tratamento.

Para efeitos desta consulta pública a ERSE coloca à discussão uma possível metodologia, caracterizada por três etapas, para selecionar os consumidores participantes e os consumidores de controlo. Estes últimos, embora não sejam faturados de acordo com os novos tarifários, serão monitorizados relativamente aos seus padrões de consumo durante a implementação dos projetos-piloto, para isolar eventuais comportamentos não relacionados com os novos tarifários.

Na primeira etapa desta metodologia deve ser identificado todo o universo de consumidores que potencialmente estará interessado em participar. Na segunda etapa, será selecionado a partir desse universo, e de forma aleatória, um grupo amostral com um número de consumidores superior ao objetivo pretendido. Na terceira e última etapa serão selecionados a partir do grupo amostral, e de forma aleatória, os grupos de tratamento e de controlo, com dimensões semelhantes entre eles. A natureza aleatória das seleções efetuadas, e respetiva representatividade, deve ser testemunhada com alguns indicadores numéricos, como por exemplo o setor de atividade, a área geográfica, entre outros.

Uma característica particular destes projetos-piloto é o facto de estes terem uma natureza voluntária, sendo oferecidos como opções adicionais face aos tarifários em vigor. Uma vez que estas novas opções só serão subscritas por clientes que beneficiarão das novas opções por estas se adequarem mais aos seus diagramas de consumo, não seria correto considerar todos os clientes dos níveis de tensão abrangidos como potenciais participantes. Assim sendo, a natureza não-vinculativa do novo tarifário foi tida em conta para o desenho da primeira etapa, na qual são identificados os consumidores que potencialmente estarão interessados. Em termos práticos, a primeira etapa passará por simular a aplicação dos preços do novo tarifário ao perfil de consumo anual mais recente, e incluir o consumidor no universo da primeira etapa caso se observe uma redução da sua fatura.

Naturalmente, podem existir objeções a este critério de pré-seleção. Uma objeção a apresentar é o argumento que a informação correta a utilizar deve ser a melhor previsão possível de consumo para a duração do projeto-piloto, admitindo ainda a resposta do consumidor aos sinais de preço do novo tarifário, em vez de utilizar um perfil de consumo histórico. No entanto, considera-se que a realização de inúmeras

simulações individualizadas do consumo futuro de cada consumidor seria de difícil execução. Outra alternativa possível seria a inclusão de todos os clientes no universo de potenciais participantes, com a justificação que no âmbito do projeto-piloto foi tomada a decisão de que nenhum consumidor deve ficar pior face ao seu tarifário atual. Esta alternativa não é válida uma vez que poderia resultar erradamente na ineficácia do novo projeto ao incluir consumidores que objetivamente não têm interesse em aderir.

De seguida, apresentam-se as três etapas do processo de seleção de forma mais pormenorizada:

Etapa 1. Determinar os consumidores que, com base no seu perfil de consumo anual mais recente, teriam uma redução na sua fatura da eletricidade, e que conseqüentemente poderiam estar interessados em participar no respetivo projeto-piloto.

Esta primeira etapa resultará em quatro universos de consumidores para os quatro projetos-piloto.

Etapa 2. Dentro de cada um dos quatro universos, selecionar um grupo amostral de consumidores de forma aleatória. Esse grupo amostral deve conter um número cerca de três vezes superior ao número final de participantes pretendidos. A razão este ponto deve-se à vontade em selecionar por cada consumidor participante outro consumidor para o grupo de controlo, ao qual não será aplicado o novo tarifário. O excedente de consumidores para além destes grupos de tratamento e de controlo visa fazer face a clientes que se recusem a participar nos projetos-piloto e a garantir uma margem de manobra para poder incluir clientes dos vários níveis de tensão.

Tendo em conta os números de participantes pretendidos, os dois grupos amostrais para Portugal Continental devem ter uma dimensão de 300 clientes cada, e para as Regiões Autónomas uma dimensão de 240 clientes cada.

Para testemunhar a representatividade dos grupos amostrais, devem ser comparados os universos da Etapa 1 e os respetivos grupos amostrais da Etapa 2 com base num conjunto de indicadores de representatividade.¹⁰¹

Etapa 3. A partir de cada grupo amostral será selecionado o número final de participantes de forma aleatória, e que será designado por grupo de tratamento. Simultaneamente será selecionado um grupo de controlo para cada projeto-piloto. Para Portugal Continental cada grupo deve ter 100 consumidores.

¹⁰¹ Os cinco indicadores a utilizar são: (1) setor de atividade, (2) área geográfica, (3) comercializador do cliente, (4) fator de carga médio, (5) benefício imediato com a nova faturação, medido em termos percentuais (i.e. aplicando a nova faturação ao consumo anual mais recente). A contabilização dos pontos (1), (2) e (3) serão medidos em termos do consumo anual.

No ponto (1) espera-se uma separação em: agricultura e pescas, indústria, energia e água, construção e atividades imobiliárias, comércio, transportes e armazenagem, alojamento e restauração, informação e comunicação, outros serviços.

No ponto (2) para Portugal Continental deve ser feita a distribuição por Direção de Rede de Clientes (Norte, Porto, Mondego, Tejo, Lisboa e Sul). Este ponto (2) não será aplicável às Regiões Autónomas.

Para as Regiões Autónomas cada grupo deve ter 80 clientes. Deve ser garantida a presença dos diferentes níveis de tensão abrangidos pelos projetos-piloto, embora não seja necessariamente nas proporções sugeridas pela EDP Distribuição, EDA e EEM nos respetivos planos de implementação.

Novamente deve ser averiguada a representatividade dos grupos de tratamento e controlo em comparação com os quatro universos da Etapa 1, usando para tal os mesmos indicadores de representatividade.

A participação no projeto-piloto obrigará os participantes (do grupo de tratamento e do grupo de controlo) a divulgar informação de consumos históricos e a preencher um breve inquérito de informação personalizada. O histórico dos consumos deve idealmente incluir dois anos de observação (se possível três anos).

9.2 NOTIFICAÇÃO DOS PERÍODOS CRÍTICOS

Resumo

Para efeitos da introdução da tarifa dinâmica em Portugal Continental é necessário especificar a antecedência de notificação dos períodos críticos e a forma como a notificação é realizada.

É proposto que a notificação dos períodos críticos ocorra na manhã do dia D-2, o que permite ter em princípio um período de 48 horas para os participantes adaptarem os seus consumos. A notificação deve ser realizada através de um portal na internet e mediante e-mail e/ou SMS para os contactos das entidades envolvidas.

Explicação detalhada

A definição da antecedência para a notificação resultou de uma ponderação dos interesses das várias entidades envolvidas: enquanto o ORD tem vantagem em definir o período crítico mais próximo da data concreta, de forma a ter maior certeza sobre as condições de procura, os comercializadores e clientes necessitam de alguma margem temporal para se adaptarem a eminência de um período crítico. A título de exemplo, uma notificação na manhã do dia D-2 implica que um período crítico a ocorrer numa quinta-feira deve ser notificado na manhã da terça-feira da mesma semana. De acordo com a proposta do ORD, o desencadeamento de um período crítico é efetuado pelo ORD, tendo em conta toda a informação relevante, designadamente informação sobre previsões meteorológicas, de consumo e de produção, quer a nível nacional, quer a nível regional.

Relativamente ao portal na internet, este será criado com a intenção de comunicar toda a informação relevante aos participantes do projeto, contendo áreas de acesso público e reservado, e para obter feedback por parte dos mesmos de forma a acompanhar a adesão ao projeto-piloto e encontrar

possibilidades de melhorar o seu funcionamento. Adicionalmente, a EDP Distribuição prevê ainda elaborar um folheto explicativo e desenvolver ações de formação junto de clientes interessados e respetivos comercializadores para melhorar a compreensão dos agentes envolvidos relativamente ao projeto-piloto.

9.3 DESENCADEAMENTO DOS PERÍODOS CRÍTICOS

Resumo

O desencadeamento do período crítico no projeto-piloto de tarifa dinâmica será efetuado pelo ORD em Portugal Continental e deverá ser precedido de trocas de informação entre o ORD e o ORT. O ORD deve estabelecer critérios objetivos para o desencadeamento, que se poderão basear em previsões meteorológicas, de consumo e de produção a nível nacional. O ORD deve apresentar uma metodologia à ERSE para esta emitir um parecer. Tendo em conta o carácter inovador do projeto-piloto, a metodologia pode ser suscetível a revisões durante a duração do projeto-piloto, necessitando nesse caso de novo parecer da ERSE.

Explicação detalhada

Tendo em conta que haverá uma multiplicidade de variáveis a considerar, não se considera oportuno definir uma metodologia com um desencadeamento automático caso uma variável em particular atinja um valor limite. No entanto, o ORD deve procurar estabelecer uma metodologia objetiva para desencadear períodos críticos. Uma vez que se trata de um projeto inovador, admite-se a possibilidade de a própria metodologia sofrer atualizações à medida que se progride no tempo. A metodologia inicial e as atualizações subsequentes devem ser comunicadas à ERSE de forma a serem objeto de um parecer do regulador.

9.4 FATURAÇÃO E SISTEMA DE COMPENSAÇÃO

Resumo

Os clientes participantes do projeto-piloto continuarão a ser faturados de acordo com o seu tarifário regular, enquanto serão faturados de forma virtual com as alterações introduzidas pelo respetivo projeto-piloto. Se no final do projeto-piloto a faturação virtual de um cliente resultar num valor inferior, os participantes serão compensadas pela diferença de faturação, sujeita a um teto máximo, cujo objetivo é proteger o universo total dos consumidores do setor elétrico das compensações pagas neste âmbito. Em contrapartida, se no final do projeto-piloto a faturação virtual resultar num valor superior, os participantes serão chamados a pagar pela diferença de faturação, também sujeita a um teto máximo, cujo objetivo é proteger os clientes participantes de aumentos tarifários excessivos, que possam decorrer da falta de experiência com este tipo inovador de iniciativas.

Explicação detalhada

Durante a duração do projeto-piloto o cliente será faturado de acordo com o seu tarifário regular, tanto na componente do acesso às redes como também no remanescente da sua fatura. Simultaneamente, será aplicado de forma virtual o novo tarifário ao acesso às redes em Portugal Continental ou à totalidade da fatura nas Regiões Autónomas. Isto significa que o cliente será informado mensalmente sobre qual teria sido a sua faturação de eletricidade caso se aplicasse o novo tarifário virtual.

Se no final do projeto-piloto a faturação virtual for um valor inferior à faturação regular, então o cliente participante terá direito a uma compensação no montante da diferença destes dois valores, até a um máximo de 10% da faturação regular anual.¹⁰² Se por outro lado a faturação virtual resultar num valor superior à faturação regular, então o cliente participante será chamado a pagar a diferença destes dois valores, até a um máximo de 5% da faturação regular anual.

A assimetria nos tetos máximos justifica-se por dois motivos. Por um lado, o impacto das eventuais compensações pagas terá um peso limitado no universo global dos consumidores do setor elétrico, tendo em conta o número reduzido de participantes nos projetos-piloto. Por outro lado, existe a vontade de tornar a adesão aos projetos-piloto mais atrativa, uma vez que o deslocamento de consumo que se procura promover é benéfico para o sistema elétrico como um todo.

Importa sublinhar que o apuramento das diferenças entre a faturação regular e a faturação virtual será realizado apenas no final do projeto-piloto, decorrido um período de doze meses. Em alternativa, poderiam ser apurados os valores a receber ou a pagar por parte dos clientes participantes em intervalos mais curtos. Esta hipótese acabou por não ser incluída para se poder avaliar o impacto agregado do projeto-piloto, e evitar que a sazonalidade no consumo de alguns clientes pudesse levar a um enviesamento das compensações e pagamentos a serem realizadas no âmbito do respetivo projeto-piloto.

Refira-se ainda que a possibilidade de repercutir nos clientes participantes as diferenças entre a faturação regular e a faturação virtual, embora com tetos máximos, pode justificar uma simplificação do processo de seleção dos participantes, descrito na secção 9.1. Nomeadamente, a possibilidade de os participantes terem que pagar o diferencial quando a faturação virtual é superior à faturação regular pode legitimar a decisão de admitir todos os consumidores elegíveis como potenciais participantes, evitando assim um pré-seleção baseada no consumo histórico do consumidor.

¹⁰² Nas Regiões Autónomas a faturação regular deve ser entendida como a Tarifa de Venda a Clientes Finais. No Continente este valor engloba apenas o acesso às redes.

9.5 ACORDO DE PARTICIPAÇÃO DOS CLIENTES, DOS COMERCIALIZADORES E DO ORD/ORT

Resumo

Está prevista a celebração de um acordo para enquadrar os direitos e obrigações das partes durante a realização dos projetos-piloto (período de doze meses). As partes envolvidas são os clientes participantes, os respetivos comercializadores desses clientes, o ORD e o ORT. O acordo será sujeito a um parecer por parte da ERSE.

Explicação detalhada

A realização do projeto-piloto exige a necessidade de estabelecer os direitos e obrigações dos vários intervenientes de forma a garantir uma boa execução. Referem-se aqui alguns dos aspetos a considerar no acordo que venha a especificar esses direitos e obrigações:¹⁰³

- Faturação durante o projeto-piloto;
- Acerto de faturação devido à participação no projeto-piloto;
- Periodicidade dos acertos de faturação;
- Regras a seguir em caso de ocorrer mudança de comercializador durante o projeto-piloto;
- Obrigação da EDP Distribuição disponibilizar um Portal na internet para acompanhamento dos projetos-piloto;
- Direitos do cliente e respetivo Comercializador de acederem à área privada do Portal correspondente a cada cliente;
- Regras de acesso à área privada (username, password, etc.);
- Disponibilização de dados da instalação do cliente na área reservada do Portal;
- Acesso ao Portal pela EDP Distribuição, Comercializador, Cliente e pela REN, nos casos de instalações ligadas à RNT.

Antes da celebração do acordo, este será objeto de um parecer por parte da ERSE.

¹⁰³ Aspetos sugeridos no plano de implementação da EDP Distribuição.

9.6 INDICADORES KPI DOS PROJETOS-PILOTO

Resumo

O sucesso na realização dos projetos-piloto deve ser avaliado com um conjunto de indicadores KPI ('key performance indicators'). A eventual implementação generalizada dos tarifários testados com os projetos-piloto será precedida de uma análise benefício-custo baseada nestes indicadores de avaliação.

Explicação detalhada

O sucesso dos projetos-piloto deverá ser medido com base num conjunto de indicadores objetivos. Entre outros, sugerem-se os seguintes indicadores:

Redução do consumo de ponta. Mede a redução nos consumos de ponta (nos clientes participantes e presumível impacto para o sistema como um todo). Adicionalmente, este efeito deve ser decomposto em redução efetiva de consumo (eficiência energética) e redução por deslocamento de consumo (flexibilidade da procura).

Elasticidade da procura. Este valor pode ser aproximado por comparação do período de ponta e o período de cheias (em termos de períodos horários ou diagrama classificado). O valor será dado pela variação percentual do consumo a dividir pela variação percentual do preço. Quanto menos positivo (ou mais negativo) for esta elasticidade, mais elástica será a procura. Este indicador simples permite avaliar a flexibilidade da procura.

Coincidência de consumos. Este indicador pondera a potência do sistema P_t (medida em percentagem da potência na ponta) pela distribuição do consumo c_t de um cliente (ou grupo de clientes). A fórmula é

$$\text{Índice de coincidência} = \sum_{t=1}^T c_t \cdot P_t$$

Este indicador atinge o valor máximo de um se todo o consumo do cliente ocorrer no período de potência máxima. O valor mais baixo é alcançado se o consumo ocorrer no período de potência mínima. A potência do sistema deve ser calculada a partir do diagrama de carga classificado.

Alternativamente também é possível avaliar a coincidência de consumos com um indicador semelhante a um índice de Herfindahl. Este índice alternativo é dado por

$$\text{Índice de coincidência (alternativo)} = \sum_{t=1}^T c_t \cdot C_t$$

Nesta especificação alternativa c_t representa a proporção do consumo anual de um cliente (ou grupo de clientes) no período t , e C_t representa a proporção do consumo anual do sistema no período t . Idealmente a análise deve ser conduzida com base na telecontagem de 15 minutos.

Aderência aos custos das redes e de fornecimento. Por exemplo, uma medida de erro quadrático entre os custos marginais e a faturação nas novas propostas tarifárias.

Redução na fatura. Variação percentual média na faturação dos participantes.

Redução esperada das perdas. Medido em termos de impacto monetário por unidade de energia (€/MWh).

Capacidade de previsão dos períodos críticos. Pretende-se verificar se a qualidade da previsão do diagrama nestas zonas (amplitude e localização temporal) permite uma identificação eficiente dos períodos críticos. Um dos aspetos que importará analisar diz respeito à avaliação da qualidade de previsão de eventos críticos a 1, 2 e 3 dias de antecedência, de modo a caracterizar os erros típicos associados. Esta análise, a realizar pelo ORD, poderá permitir a recolha de informação muito útil para a correta definição da antecedência de notificação dos eventos críticos. Isto pressupõe a monitorização também de consumidores sem tarifas dinâmicas de modo a evidenciar o comportamento base nestes períodos.

9.7 PLANEAMENTO PARA A IMPLEMENTAÇÃO

O Quadro 9-1 apresenta a proposta de calendário para a realização dos projetos-piloto e etapas subsequentes.

Quadro 9-1 – Calendário para a implementação dos projetos-piloto

15 de Junho de 2017	Proposta final da metodologia a aplicar aos projetos-piloto, incluindo a publicação dos multiplicadores das novas tarifas face à estrutura tarifária em vigor
Julho 2017 – Dezembro 2017	Trabalhos preparatórios a realizar por parte da EDP Distribuição: seleção de participantes, ações de formação dirigidas aos consumidores e comercializadores, desenvolvimento de portal na internet, metodologia para prever a ocorrência de horas críticas
15 de Dezembro de 2017	Publicação das Tarifas e Preços 2018 (que determinará as tarifas definitivas a aplicar nos projetos-piloto)
Janeiro 2018 – Dezembro 2018	Realização dos quatro projetos-piloto
Julho 2018	Avaliação intercalar dos projetos-piloto
Abril 2019	Avaliação final dos projetos-piloto
15 de Outubro de 2019	Possível proposta de integração na publicação das Tarifas e Preços 2020, em função da avaliação final

10 QUESTÕES A SUBMETER A CONSULTA PÚBLICA

Neste capítulo é apresentado um conjunto de perguntas dirigido aos destinatários desta consulta pública. As perguntas estão agrupadas pelos capítulos aos quais estas se referem.

5. Projeto-piloto 1: Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental

- 5.A. Como avalia as alterações sugeridas, nomeadamente a existência de seis períodos horários e a divisão do ano em quatro épocas?
- 5.B. Para cada proposta, como avalia a exequibilidade das mesmas do ponto de vista do consumidor e do comercializador?
- 5.C. Considera que as alterações ao nível dos preços da energia ativa e a localização dos períodos horários asseguram um bom funcionamento do mercado?

6. Projeto-piloto 2: Introdução de uma Tarifa dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental

- 6.A. Como avalia as alterações introduzidas, nomeadamente a existência de seis períodos horários e a divisão do ano em quatro épocas?
- 6.B. Como avalia a exequibilidade das três propostas para a tarifa dinâmica? Que entraves perspetiva na sua aplicação?
- 6.C. Enquanto cliente de eletricidade, consegue avaliar a sua própria capacidade em deslocar consumo de energia elétrica face ao anúncio de um período de horas críticas (com uma antecedência de um ou dois dias)? Se possível, quantifique essa capacidade em percentagem do seu consumo de um dia não-crítico equivalente.
- 6.D. Enquanto cliente de eletricidade, qual seria a probabilidade de aderir a cada uma das três propostas de tarifas dinâmicas? Haver um período de notificação de dois dias em vez de um dia seria relevante?
- 6.E. Que dificuldades perspetiva na conciliação de uma tarifa dinâmica no acesso às redes no contexto de um mercado da eletricidade liberalizado? Existem pormenores que merecem um melhor esclarecimento?
- 6.F. Que características considera essenciais no desenho das tarifas dinâmicas para estas atingirem os objetivos pretendidos, nomeadamente em incentivar a adesão voluntária por parte dos clientes e em melhorar o equilíbrio do mercado de energia através de uma procura flexível?

7. Projeto-piloto 3: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores

- 7.A. Como avalia as alterações introduzidas, nomeadamente a existência de cinco períodos horários, a divisão do ano em quatro épocas e a introdução do ciclo semanal?
- 7.B. Dado que a proposta penta-horária permite uma melhor aderência aos custos de fornecimento, como avalia a exequibilidade da mesma em comparação com a proposta tetra-horária?
- 7.C. Considera que as alterações ao nível dos preços da energia ativa e a localização dos períodos horários asseguram um bom funcionamento do mercado?
- 7.D. Caso sejam adotados os novos períodos horários, isso deve implicar a extinção gradual de pelo menos um dos ciclos diários em vigor?

8. Projeto-piloto 4: Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira

- 8.A. Como avalia as alterações introduzidas, nomeadamente a existência de cinco períodos horários, a divisão do ano em três épocas e a introdução do ciclo semanal?
- 8.B. Dado que a proposta penta-horária permitirá uma melhor aderência aos custos de fornecimento, como avalia a exequibilidade da mesma em comparação com a proposta tetra-horária?
- 8.C. Considera que as alterações ao nível dos preços da energia ativa e a localização dos períodos horários asseguram um bom funcionamento do mercado?
- 8.D. Caso sejam adotados os novos períodos horários, isso deve implicar a extinção gradual de pelo menos um dos ciclos diários em vigor?

9. Tópicos complementares

- 9.A. Considera a metodologia para a seleção dos participantes adequada para obter resultados esclarecedores sobre o êxito dos projetos-piloto?
- 9.B. Como avalia o enquadramento para a notificação dos períodos críticos e o respetivo desencadeamento?
- 9.C. Concorde com o desenho relativo à faturação e ao sistema de compensação aplicável aos clientes participantes?

9.D. Que outros elementos devem constar do acordo de participação?

9.E. Dentro dos indicadores KPI apresentados, quais considera mais relevantes? Que outros indicadores deviam ser incluídos?

ANEXOS

I. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO EM PORTUGAL CONTINENTAL

CUSTOS INCREMENTAIS HORÁRIOS DE REDES

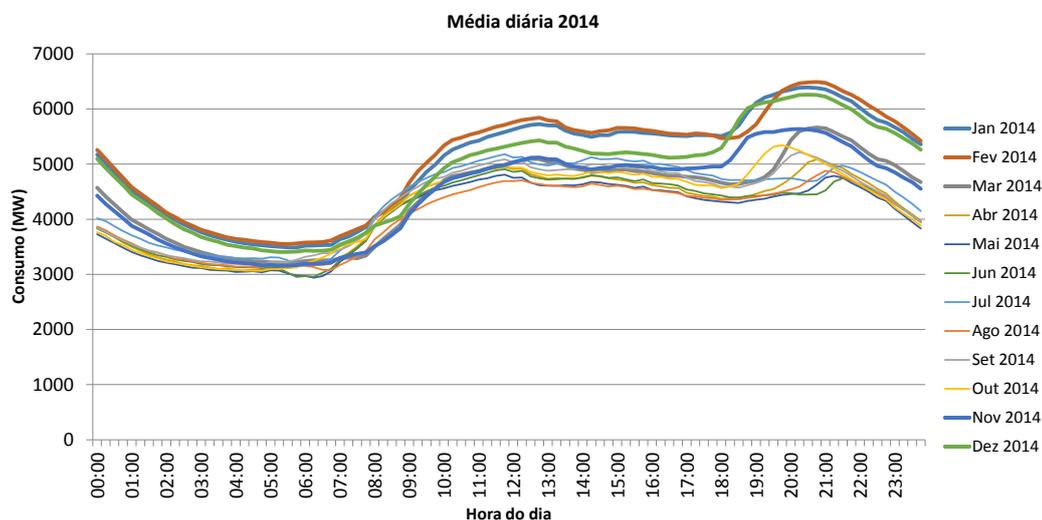
Neste capítulo pretende-se determinar os custos incrementais horários das redes de transporte e de distribuição em Portugal continental em 2014.

Em seguida analisam-se as curvas de carga e trânsito na rede de Média Tensão.

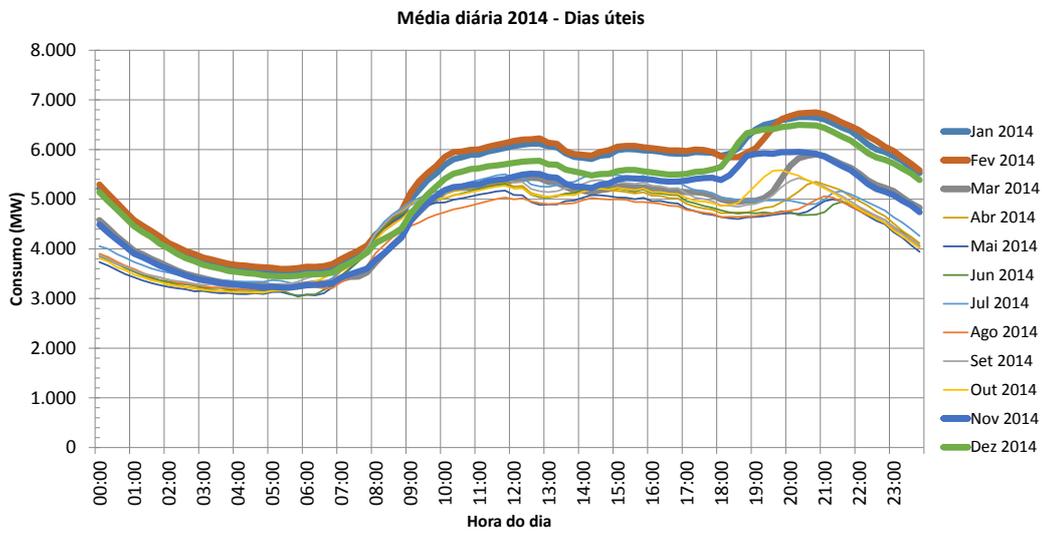
Da Figura I - 1 à Figura I - 4 ilustra-se a média, para cada mês e por tipo de dia, das cargas horárias em Média Tensão em 2014. Verifica-se que estas apresentam diferenças apreciáveis entre horas e por mês.

É possível verificar que a evolução das cargas nos meses de verão e inverno apresenta diferenças substanciais. Os meses de janeiro, fevereiro e dezembro traduzem-se em cargas mais elevadas, seguindo-se os meses de março e novembro e por último os restantes meses. Adicionalmente os dias úteis caracterizam-se por valores mais elevados.

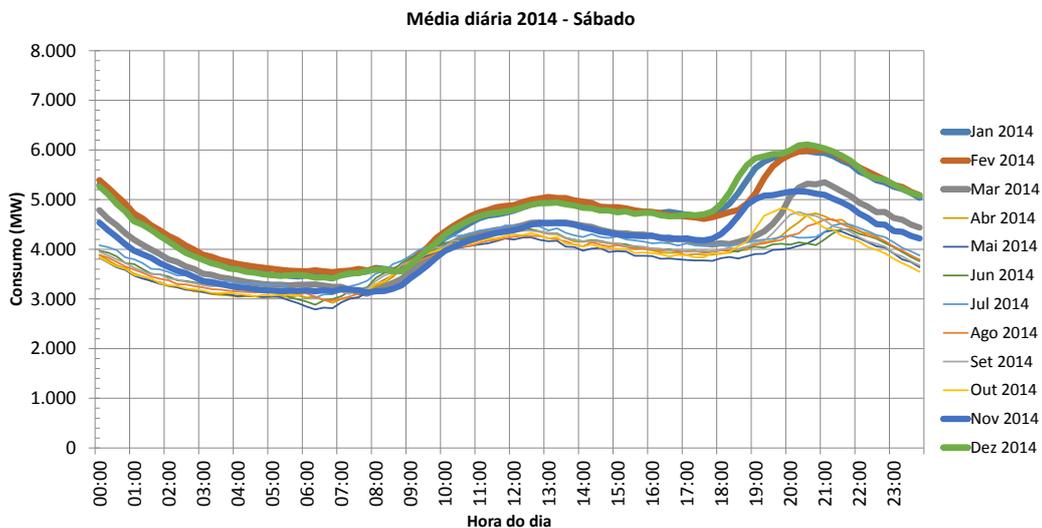
**Figura I - 1 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT**



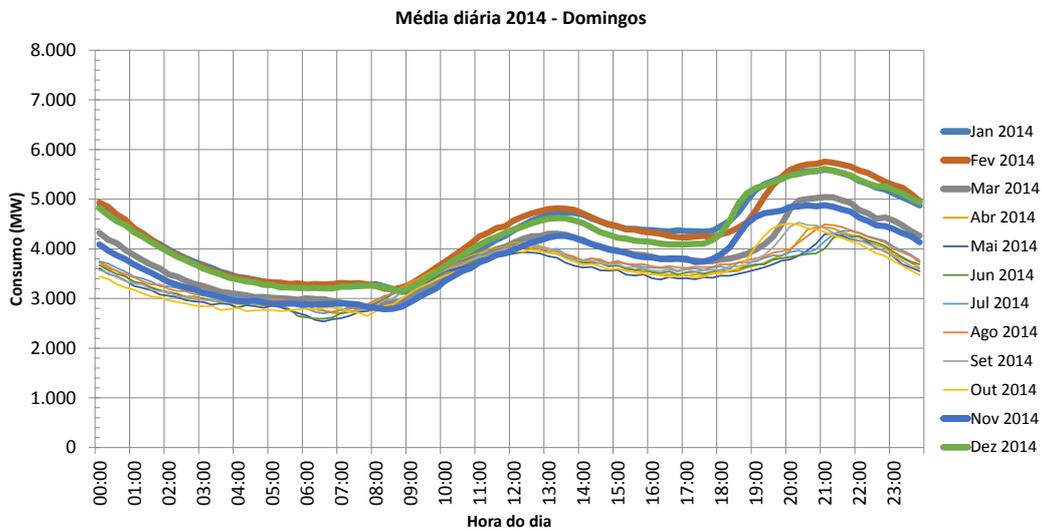
**Figura I - 2 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – dias úteis**



**Figura I - 3 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – sábados**



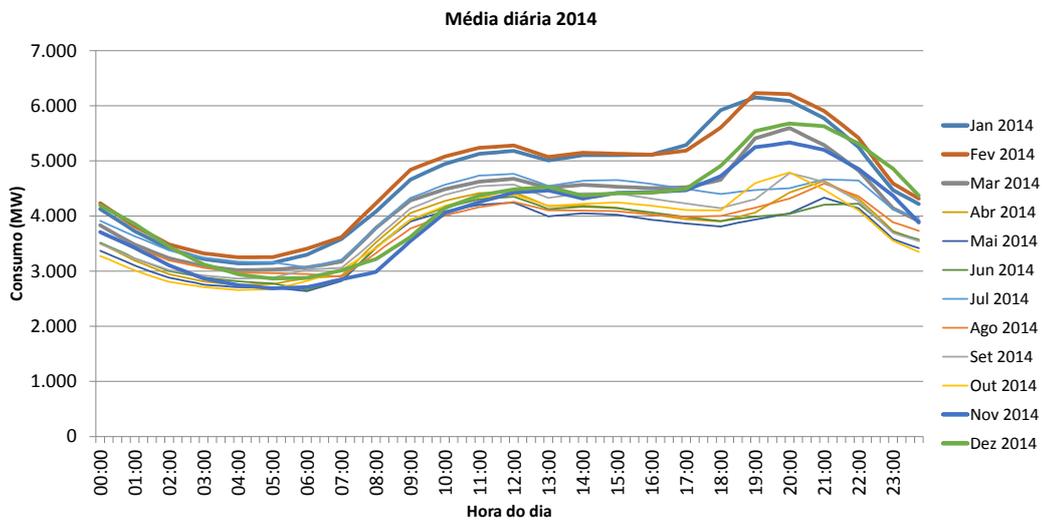
**Figura I - 4 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – domingos**



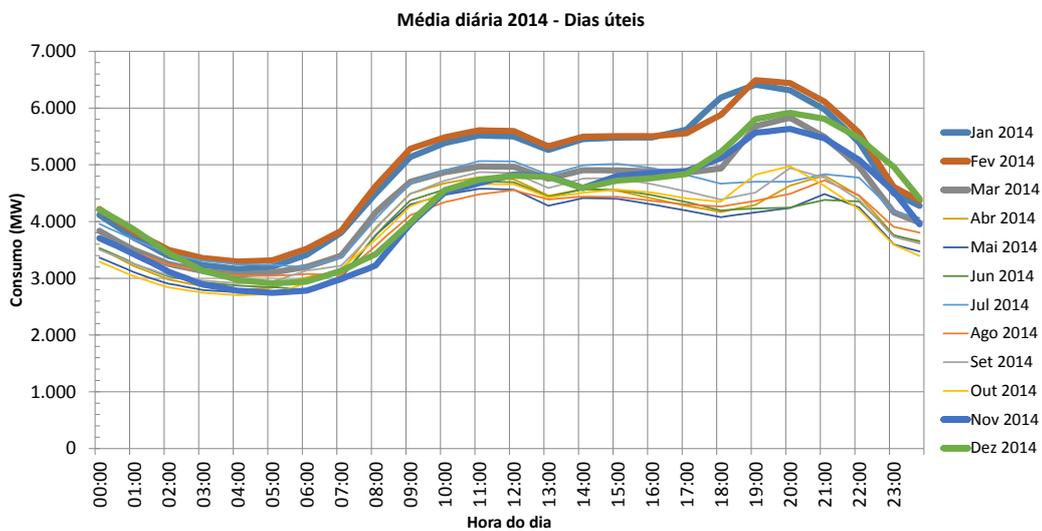
Da Figura I - 5 à Figura I - 8 ilustra-se a média, para cada mês e por tipo de dia, dos trânsitos horários de redes em Média Tensão em 2014. Verifica-se que os trânsitos horários apresentam diferenças apreciáveis entre horas e por mês.

É possível verificar que a evolução dos trânsitos horários nos meses de verão e inverno apresenta diferenças substanciais. Os meses de janeiro e fevereiro traduzem em trânsitos mais elevados, seguindo-se os meses de março, novembro e dezembro e por último os restantes meses. Adicionalmente os dias úteis caracterizam-se por valores mais elevados de trânsito.

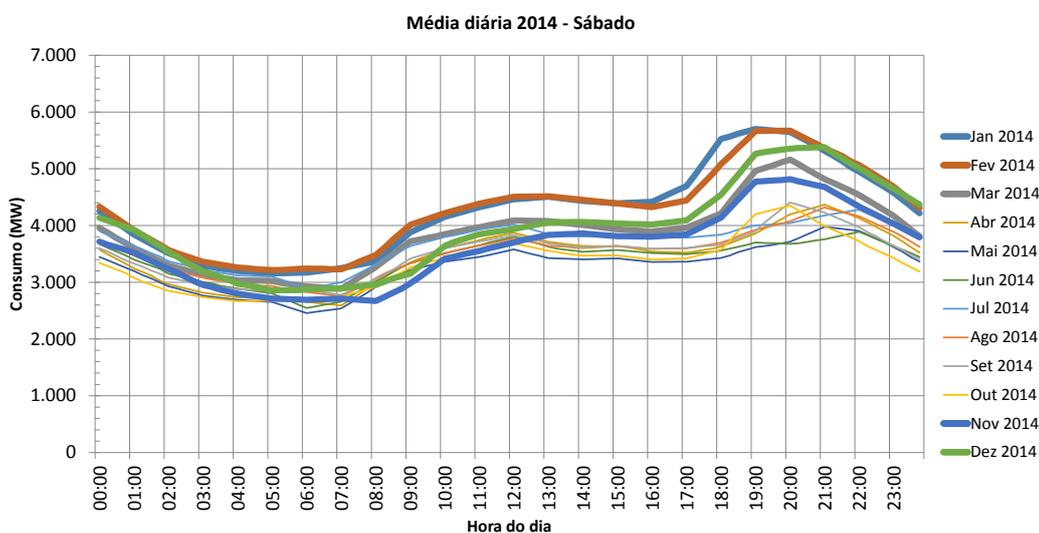
**Figura I - 5 - Média mensal dos trânsitos horários
da rede de distribuição em MT**



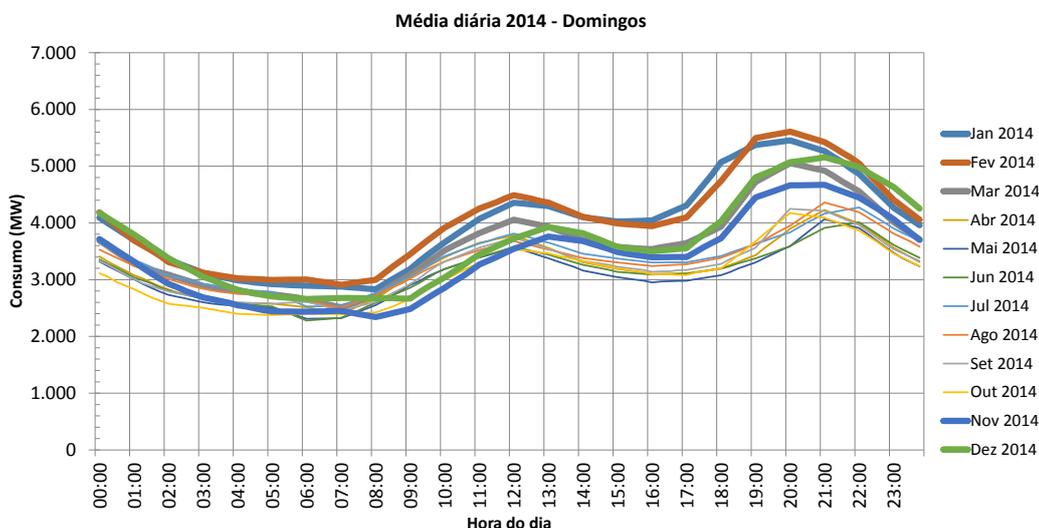
**Figura I - 6 - Média mensal dos trânsitos horários
da rede de distribuição em MT – dias úteis**



**Figura I - 7 - Média mensal dos trânsitos horários
da rede de distribuição em MT – sábados**



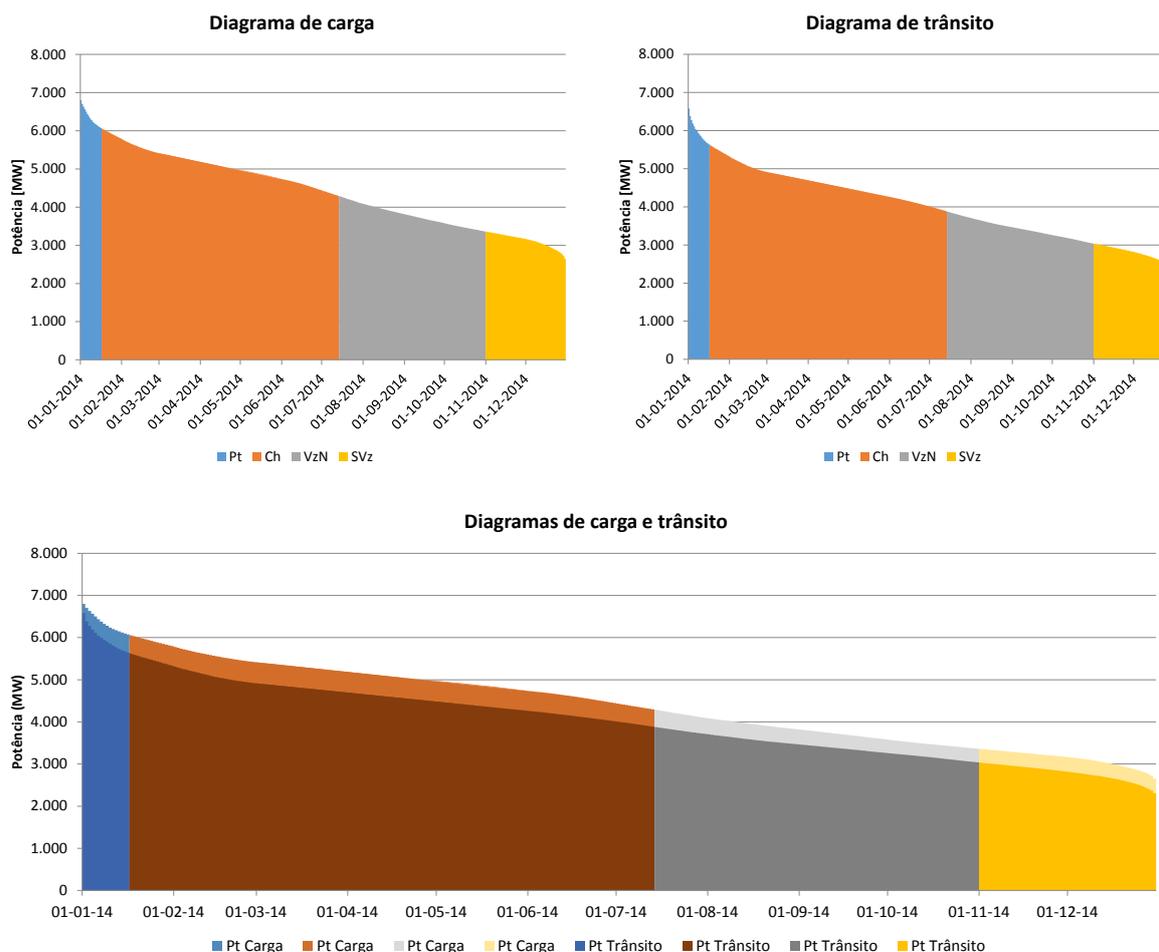
**Figura I - 8 - Média mensal dos trânsitos horários
da rede de distribuição em MT – domingos**



A determinação dos custos incrementais tem por base a análise das curvas classificadas dos diagramas de carga e de trânsito de cada uma das redes. A comparação do número de horas de cada um dos períodos horários do ano (consideraram-se 400 horas de ponta, 4.265 horas cheias, 2.635 horas de vazio normal e 1.460 horas de supervazio) com cada uma das referidas curvas classificadas permitiu atribuir uma classificação de pertença a um dado período horário a cada um dos valores do diagrama de cargas.

A título ilustrativo na figura seguinte apresenta-se a curva classificada de carga e de trânsito na rede de distribuição de Média Tensão no ano de 2014, identificando-se os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio, com as durações identificadas (400h de ponta, 4.265h cheias, 2.635 h de vazio normal e 1.460h de supervazio).

**Figura I - 9 - Diagramas classificados de carga e de trânsito
na rede de distribuição de MT em 2014**



Utilizando os custos incrementais das variáveis de faturação adotados nas tarifas aplicáveis em 2016¹⁰⁴ determinam-se os custos incrementais horários de rede por unidade de energia em cada período horário. Os custos incrementais horários utilizados são os valores adotados nas tarifas de 2016 para: (i) os preços das variáveis de faturação de energia em cada período horário, (ii) o preço de potência em horas de ponta

¹⁰⁴ Os custos incrementais utilizados encontram-se no documento “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2016”.

**CONSULTA PÚBLICA PROJETOS-PILOTO PARA APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA E
INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS**

Anexo I – Determinação dos Custos Marginais de Fornecimento

devidamente convertido para um preço de energia em horas de ponta com base no custo incremental de potências em horas de ponta da tarifa de URD MT, (iii) não se considera o preço de potência contratada.

No Quadro I - 1 apresentam-se os custos incrementais horários de redes, assim como os preços das tarifas de redes convertidos em preços horários de energia, de acordo com os procedimentos referidos e considerando uma ponta de 400 horas para conversão do preço de potência em horas de ponta.

Quadro I - 1 - Preços das tarifas de Uso das Redes e custos incrementais das redes de transporte e de distribuição, por unidade de energia em cada período horário

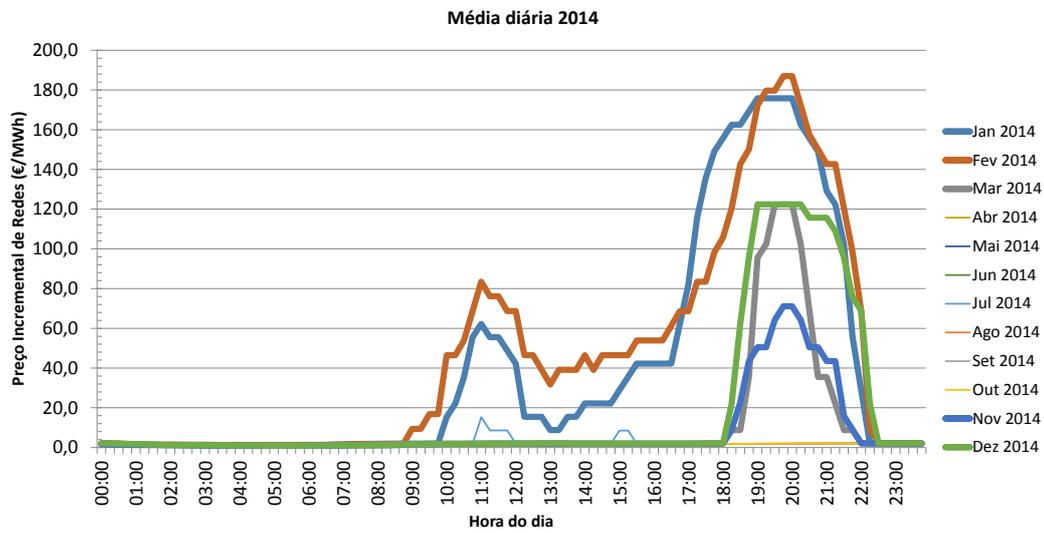
Preços considerando conversão do preço de potência em horas de ponta para um ponta de 400h €/MWh		Tarifas 2016		Custos Incrementais	
		Períodos I e IV 1º e 4º trimestres	Períodos II e III 2º e 3º trimestres	Períodos I e IV 1º e 4º trimestres	Períodos I e IV 1º e 4º trimestres
URT MAT	Energia Ponta	75,36	75,30	39,99	39,92
	Energia Cheias	0,82	0,78	0,82	0,78
	Energia Vazio Normal	0,69	0,67	0,69	0,67
	Energia Super Vazio	0,53	0,59	0,53	0,59
URD AT	Energia Ponta	20,79	20,72	44,65	44,58
	Energia Cheias	0,75	0,70	0,75	0,70
	Energia Vazio Normal	0,50	0,48	0,50	0,48
	Energia Super Vazio	0,32	0,36	0,32	0,36
URD MT	Energia Ponta	96,53	96,34	209,24	209,05
	Energia Cheias	2,12	2,00	2,12	2,00
	Energia Vazio Normal	1,38	1,33	1,38	1,33
	Energia Super Vazio	0,86	0,95	0,86	0,95
URD BT	Energia Ponta	288,69	288,31	264,37	263,99
	Energia Cheias	4,45	5,05	4,45	4,19
	Energia Vazio Normal	3,07	4,19	3,07	2,96
	Energia Super Vazio	1,47	2,96	1,47	1,62

Estes custos incrementais por período horário são aplicados em cada nível de tensão nas horas identificadas como ponta, cheias, vazio normal e super vazio dos diagramas de trânsito classificados anteriormente apresentados.

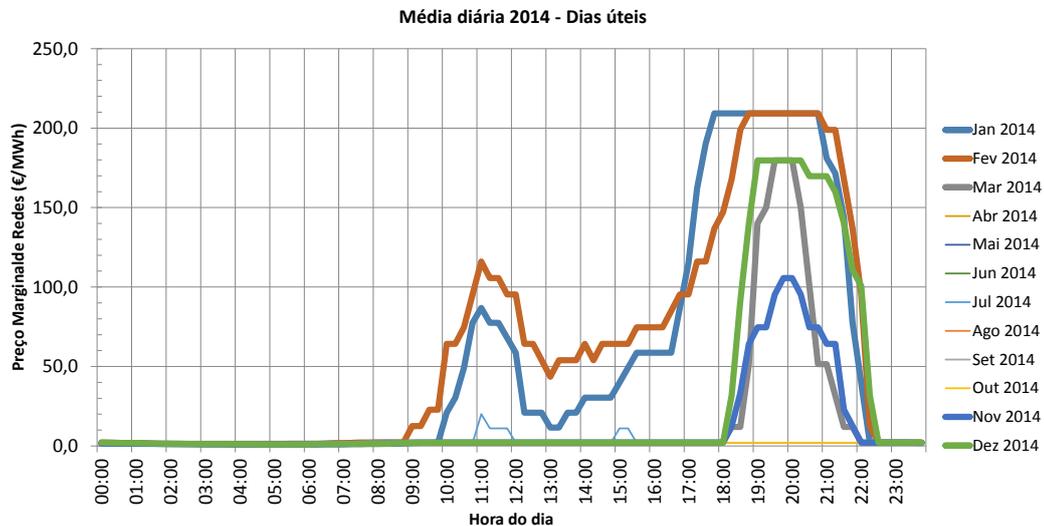
Da Figura I - 10 à Figura I - 13 ilustra-se a média, para cada mês e por tipo de dia, dos custos incrementais horários de redes para Média Tensão em 2014. Verifica-se que os custos incrementais horários de redes apresentam diferenças apreciáveis entre horas e por mês.

É possível verificar que a evolução dos custos incrementais horários nos meses de verão e inverno é substancialmente distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo os custos incrementais horários valores elevados em dezembro, janeiro, fevereiro e março. É também possível verificar a relevância dos custos incrementais horários de redes durante a manhã (entre as 10h e as 13h) dos meses de janeiro e fevereiro.

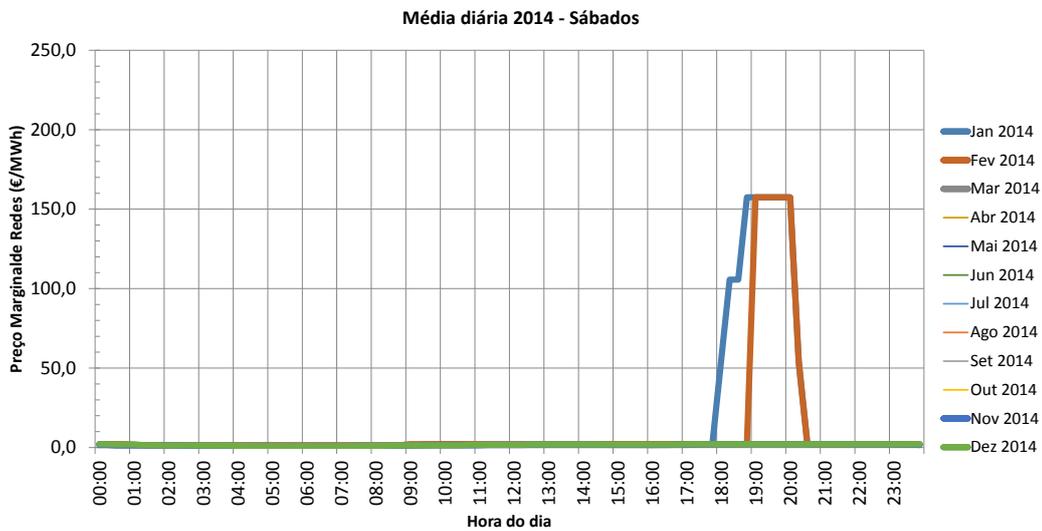
**Figura I - 10 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT**



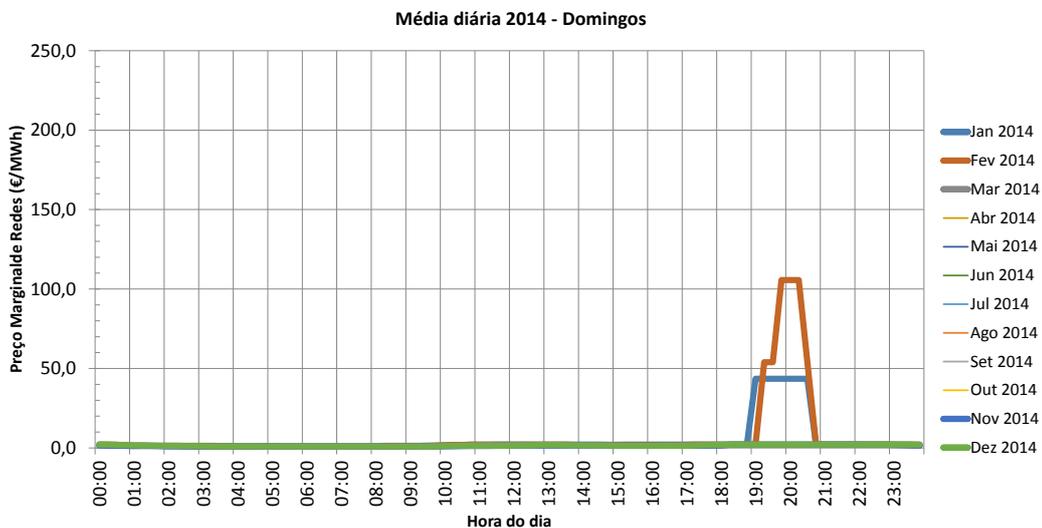
**Figura I - 11 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – dias úteis**



**Figura I - 12 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – sábados**



**Figura I - 13 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – domingos**



CUSTOS INCREMENTAIS HORÁRIOS DE REDES NOS PONTOS DE ENTREGA

Partindo do cálculo dos custos incrementais horários de cada rede, como descrito anteriormente, procede-se ao cálculo do custo incremental horário de redes das entregas em cada nível de tensão. Por exemplo,

o custo incremental horário das entregas em MT é igual ao custo incremental horário das redes de MT, adicionado dos custos incrementais horários das redes de montante, devidamente ajustados para perdas.

Os custos incrementais horários das entregas em cada nível de tensão são escalados de forma uniforme de modo a retornarem um nível de receitas igual ao que seria obtido em resultado da aplicação das atuais tarifas de uso das redes com o ciclo semanal em vigor.

A Figura I - 14 à Figura I - 17 apresentam a média mensal por tipo de dia dos custos incrementais horários de redes escalados das entregas em Média Tensão.

Verifica-se que a evolução dos custos incrementais horários de redes escalados para as entregas em MT nos meses de verão e inverno é substancialmente distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo os custos incrementais horários valores elevados em janeiro e fevereiro. É também possível verificar a relevância dos custos incrementais horários de redes durante a manhã (entre as 10h e as 13h) dos referidos meses.

Figura I - 14 - Média mensal dos custos incrementais horários de redes escalados para as entregas em MT

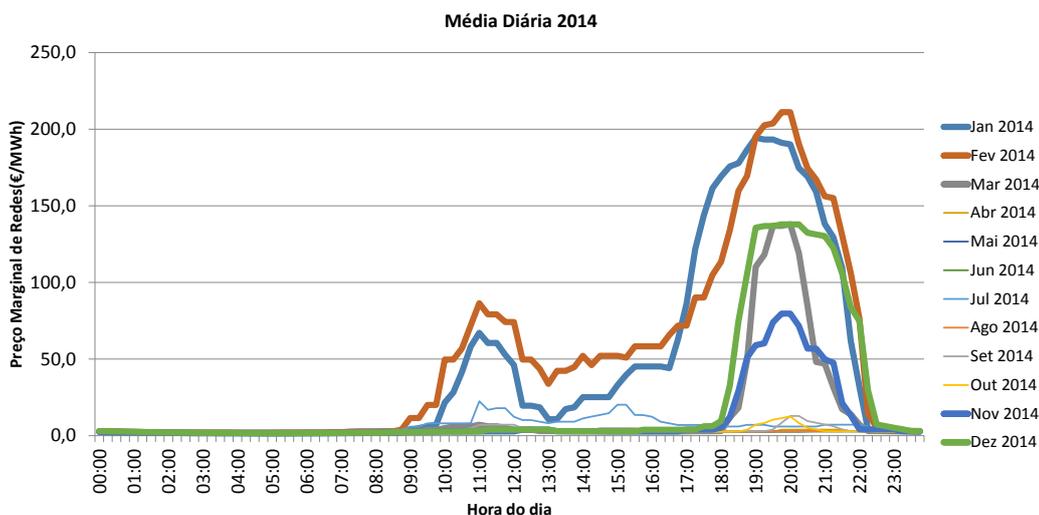


Figura I - 15 - Média mensal dos custos incrementais horários de redes escalados para as entregas em MT – dias úteis

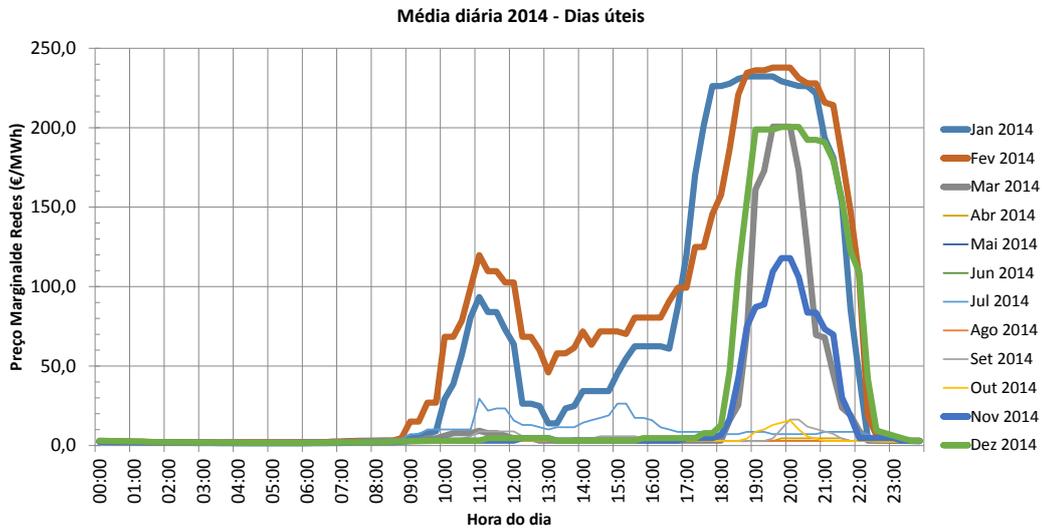
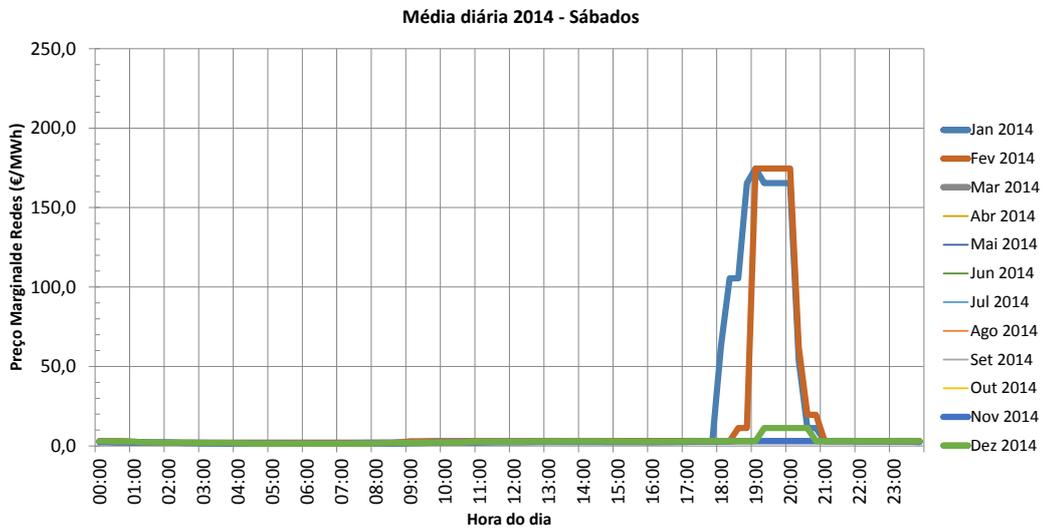
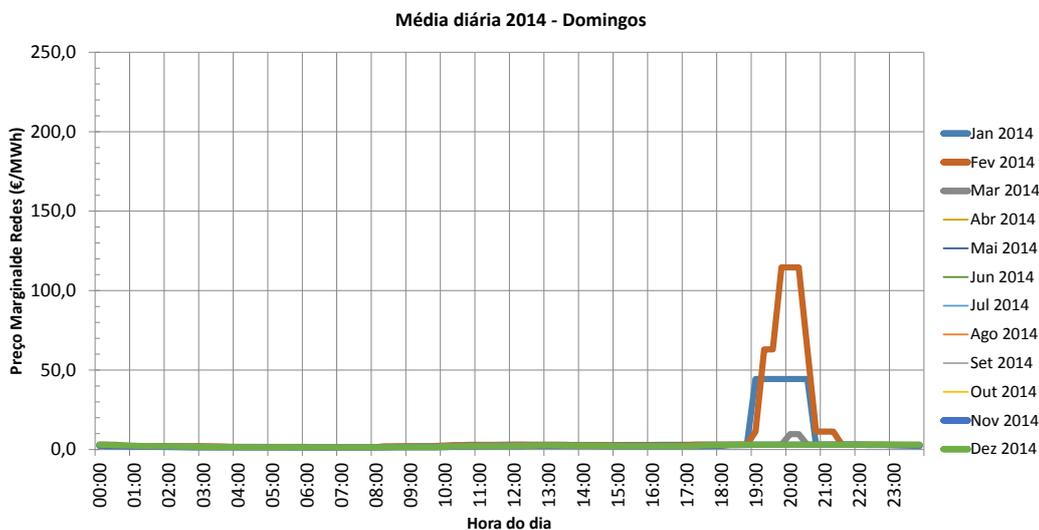


Figura I - 16 - Média mensal dos custos incrementais horários de redes escalados para as entregas em MT – sábados



**Figura I - 17 - Média mensal dos custos incrementais horários de redes
escalados para as entregas em MT – domingos**



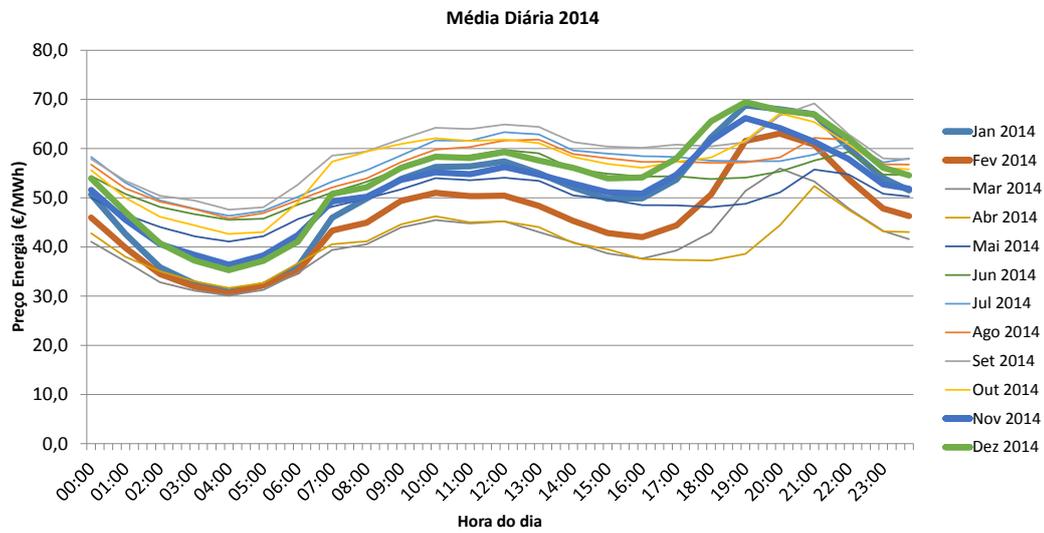
CUSTOS MARGINAIS HORÁRIOS DE FORNECIMENTO – ENERGIA E REDES

A obtenção dos custos marginais de fornecimento por nível de tensão considera tanto os custos incrementais horários de redes nos pontos de entrega, escalados de modo a recuperar receitas semelhantes às das tarifas de redes atualmente em vigor, como os preços marginais de energia.

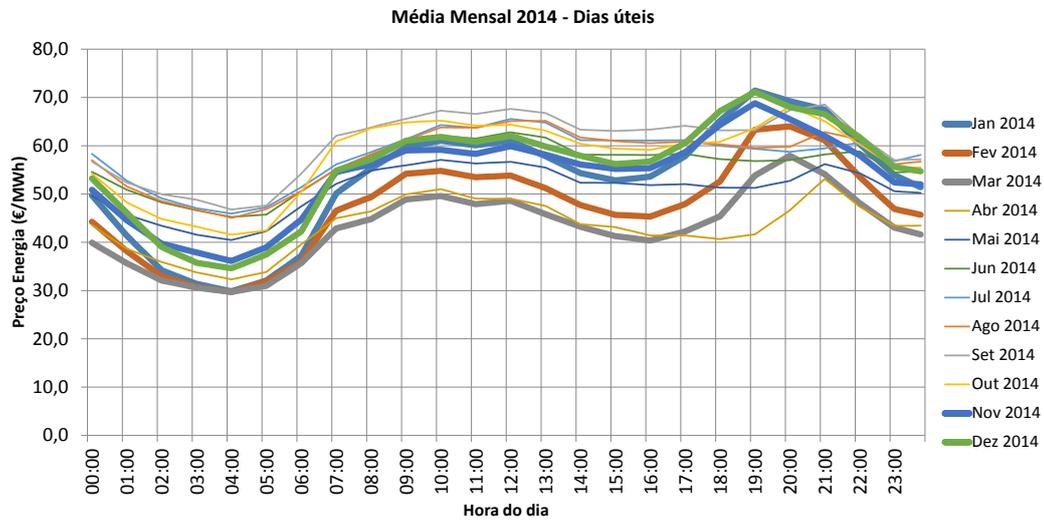
Estes preços marginais horários de energia resultam de uma análise aos preços verificados no mercado ibérico entre os anos de 2008 a 2013. O comportamento observável em cada ano é normalizado, obtendo-se em seguida a média dos valores normalizados de cada ano. Este resultado em conjunto com um preço médio de referência permite obter os preços marginais horários de energia. Utilizou-se um preço médio anual de referência de 50 €/MWh.

A Figura I - 18 à Figura I - 21 apresentam a média mensal por tipo de dia dos preços marginais de energia em Média Tensão. Estes preços estão referidos às entregas a clientes em Média Tensão incorporando o efeito das perdas nas redes de transporte e de distribuição de montante.

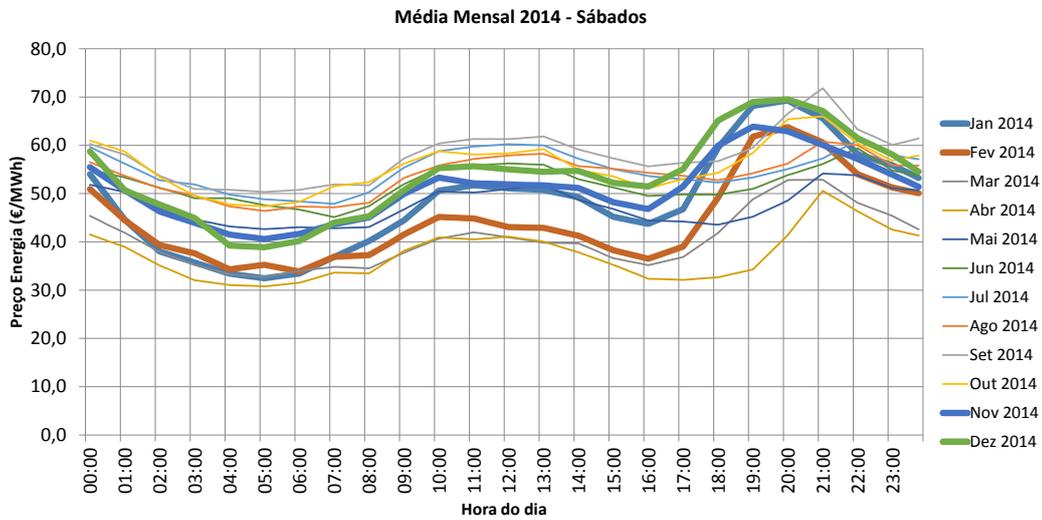
**Figura I - 18 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT**



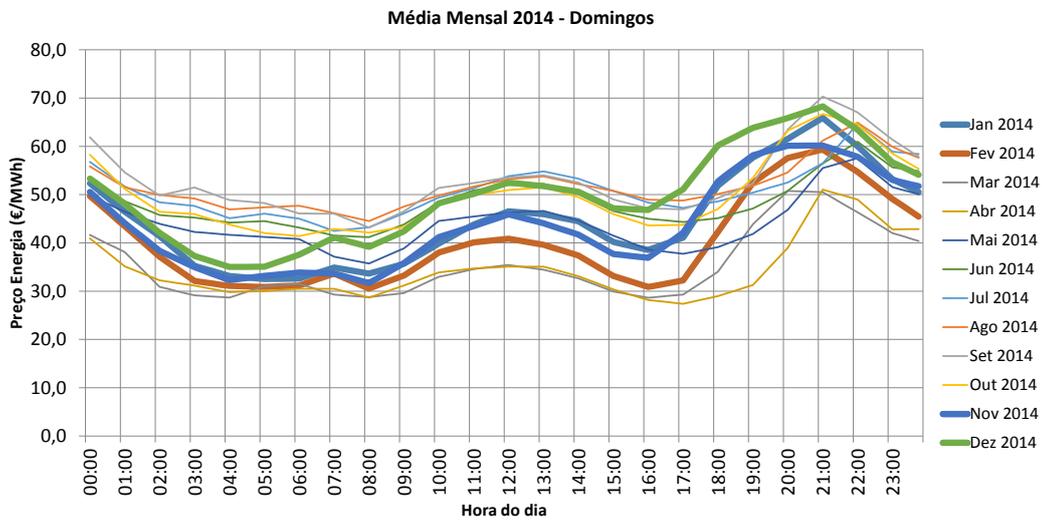
**Figura I - 19 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT – dias úteis**



**Figura I - 20 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT – sábados**



**Figura I - 21 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT – domingos**



A Figura I - 22 à Figura I - 25 apresentam a média mensal por tipo de dia dos custos marginais de fornecimento em Média Tensão.

Os custos marginais de fornecimento resultam da soma dos custos marginais de energia com os custos incrementais de redes calculados para entregas em Média Tensão.

Verifica-se que a evolução dos custos marginais de fornecimento em MT nos meses de verão e inverno é substancialmente distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo os custos incrementais horários valores elevados em janeiro e fevereiro. É também possível verificar a relevância dos custos incrementais horários de redes durante a manhã (entre as 10h e as 13h) dos referidos meses.

Figura I - 22 - Média mensal dos custos marginais de fornecimento em MT

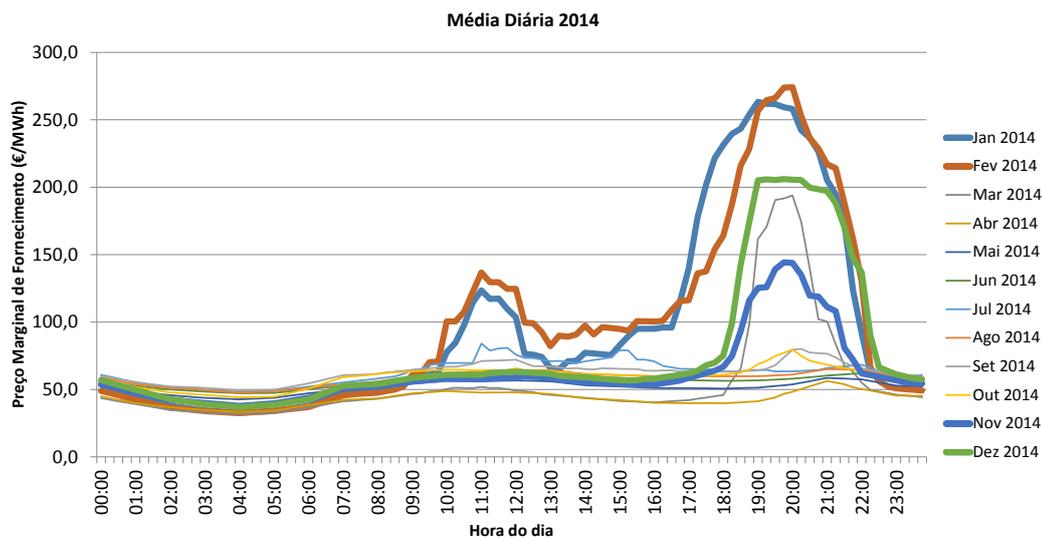
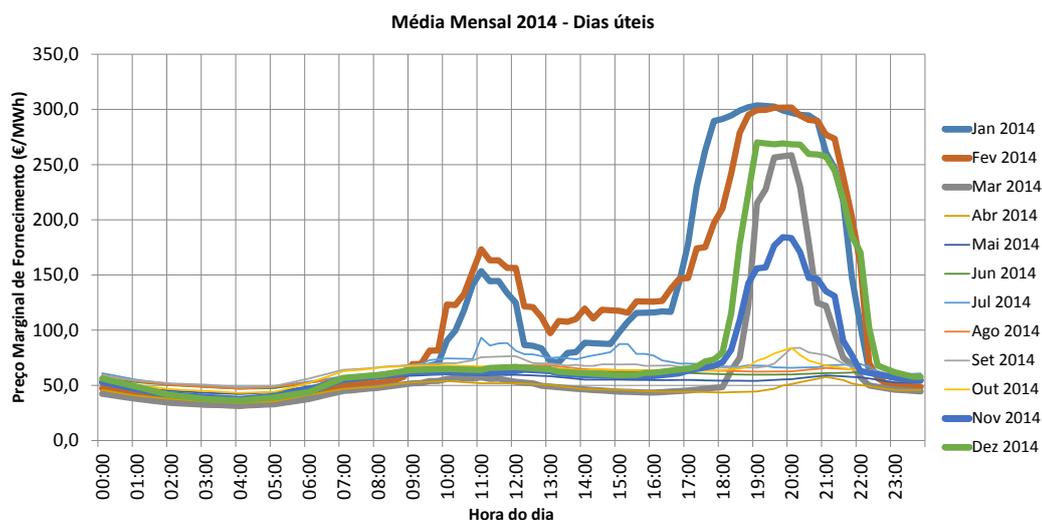
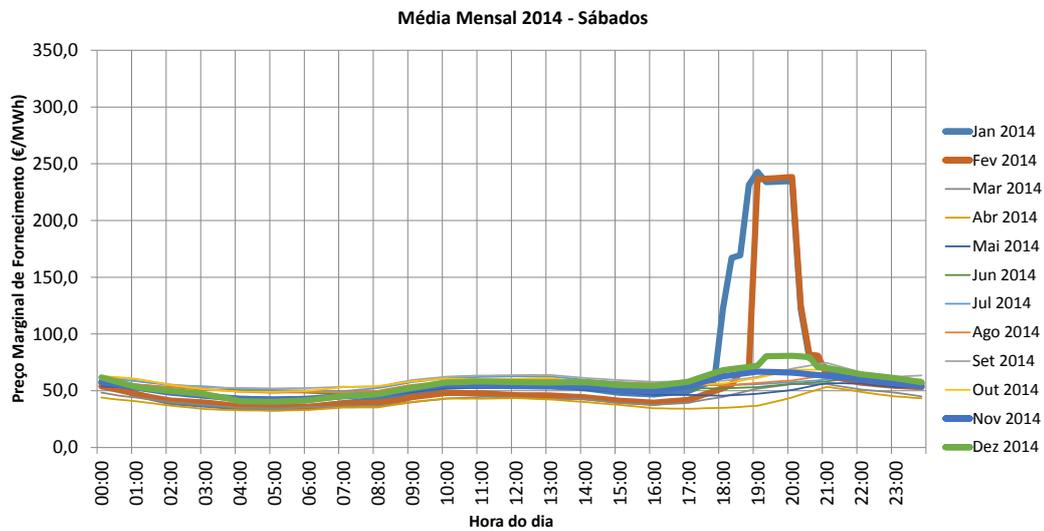


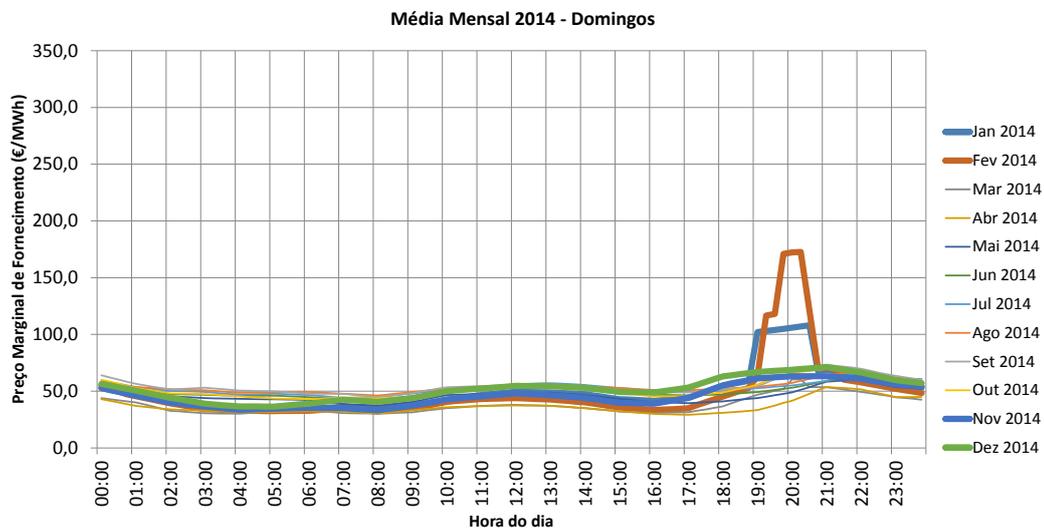
Figura I - 23 - Média mensal dos custos marginais de fornecimento em MT – dias úteis



**Figura I - 24 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – sábados**



**Figura I - 25 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – domingos**



II. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

CUSTOS INCREMENTAIS HORÁRIOS DE REDES

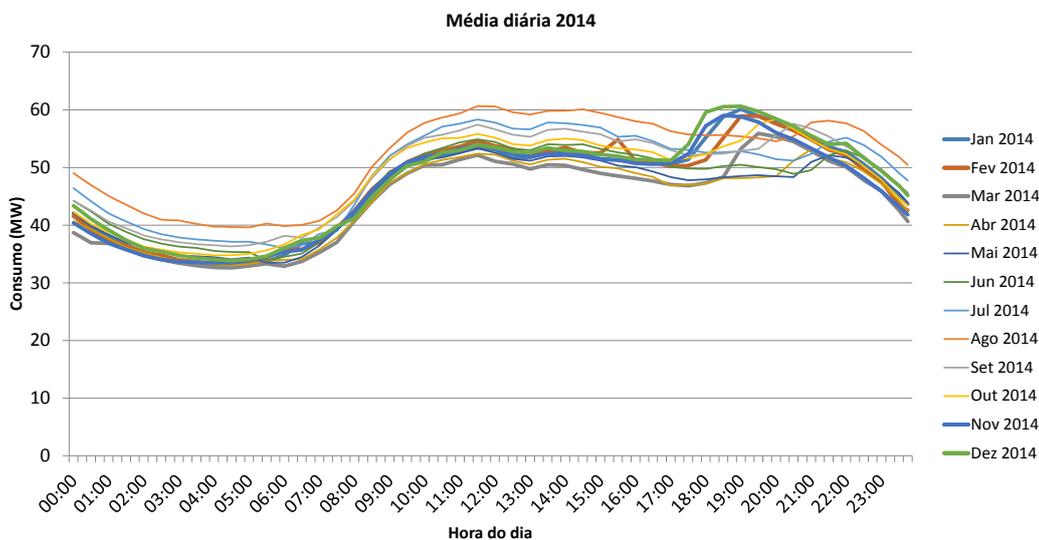
Neste capítulo pretende-se determinar os custos incrementais horários das redes distribuição na Região Autónoma dos Açores em 2014

Em seguida analisam-se as curvas de carga na rede de Média Tensão.

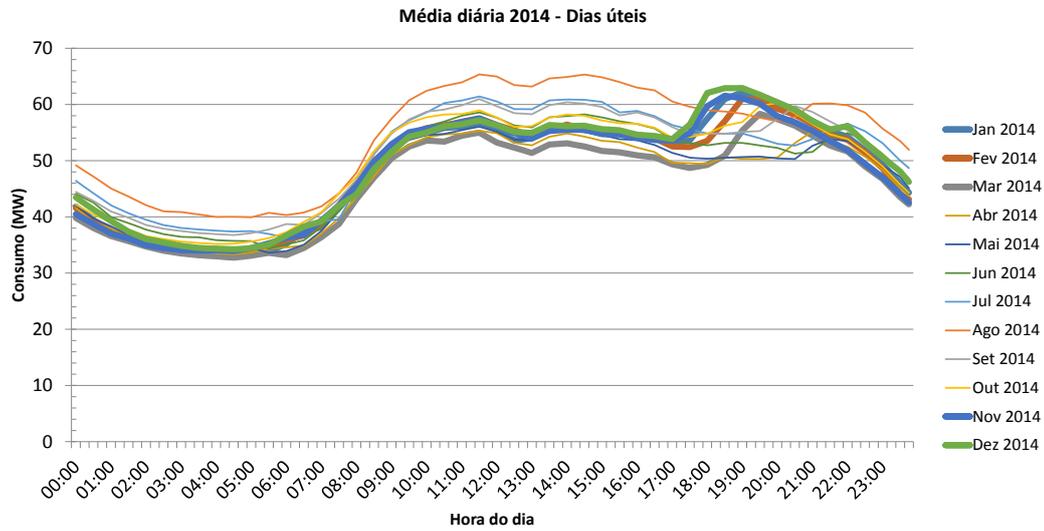
Da Figura II - 1 à Figura II - 4 ilustra-se a média, para cada mês e por tipo de dia, das cargas horárias em Média Tensão em 2014. Verifica-se que estas apresentam diferenças apreciáveis entre horas e por mês.

É possível verificar que a evolução das cargas nos meses de verão e inverno é distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo valores elevados em novembro, dezembro, janeiro e fevereiro. Nos meses de Verão salientam-se o período diurno correspondente com o horário de expediente principalmente em agosto mas também com relevância nos meses de julho e setembro.

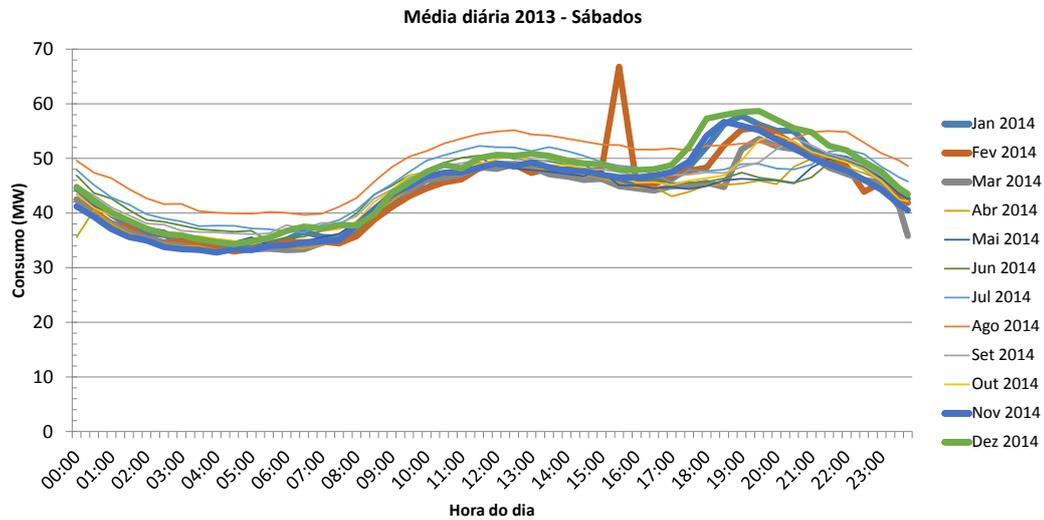
Figura II - 1- Média mensal das cargas horárias da rede de distribuição em MT



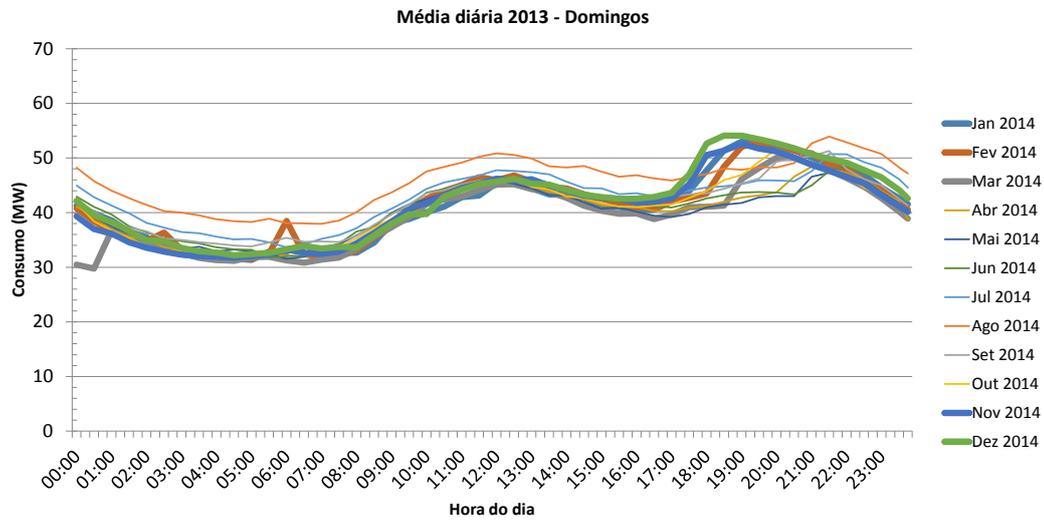
**Figura II - 2 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – dias úteis**



**Figura II - 3 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – sábados**



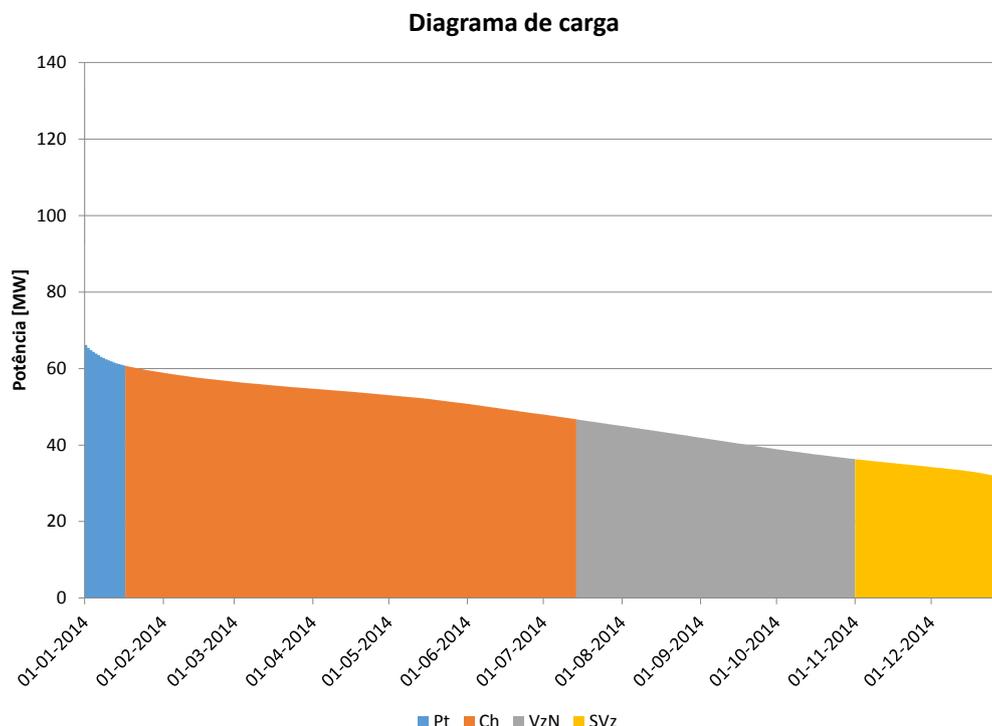
**Figura II - 4 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – domingos**



A determinação dos custos incrementais horários das redes de distribuição na Região Autónoma dos Açores em 2014 partiu da análise da curva classificada de carga da rede. A comparação do número de horas de cada um dos períodos horários do ano (consideraram-se 400 horas de ponta, 4.265 horas cheias, 2.635 horas de vazio normal e 1.460 horas de supervazio) com a referida curva classificada permitiu atribuir uma classificação de pertença a um dado período horário a cada um dos valores do diagrama de cargas.

A título ilustrativo na figura seguinte apresenta-se a curva classificada de carga na rede de distribuição de Média Tensão no ano de 2014, identificando-se os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio.

**Figura II - 5 - Diagrama classificado de carga
na rede de distribuição de MT em 2014**

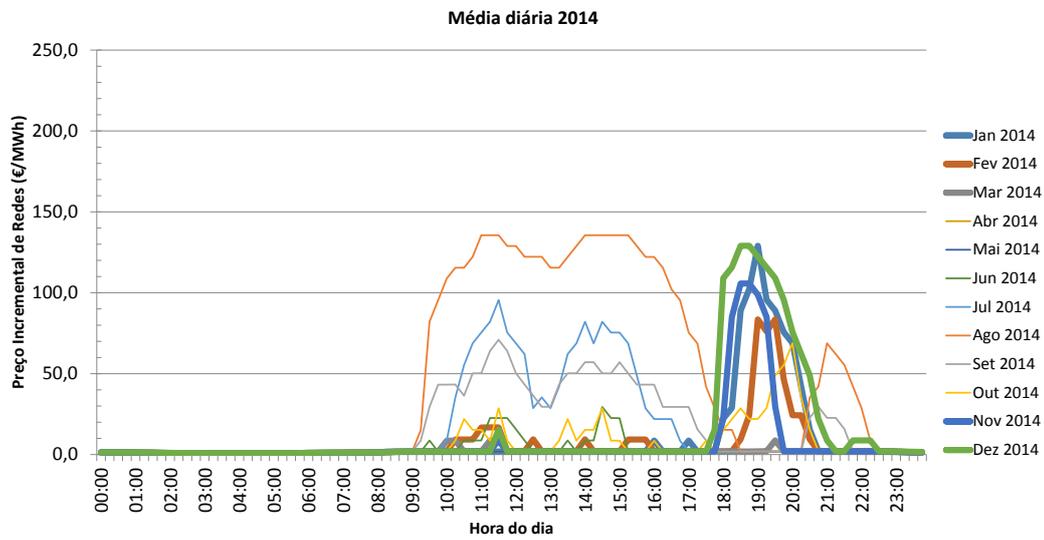


Os custos incrementais apresentados anteriormente no Quadro I - 1 são aplicados em cada nível de tensão nas horas identificadas como ponta, cheias, vazio normal e super vazio dos diagramas de carga classificados anteriormente apresentados.

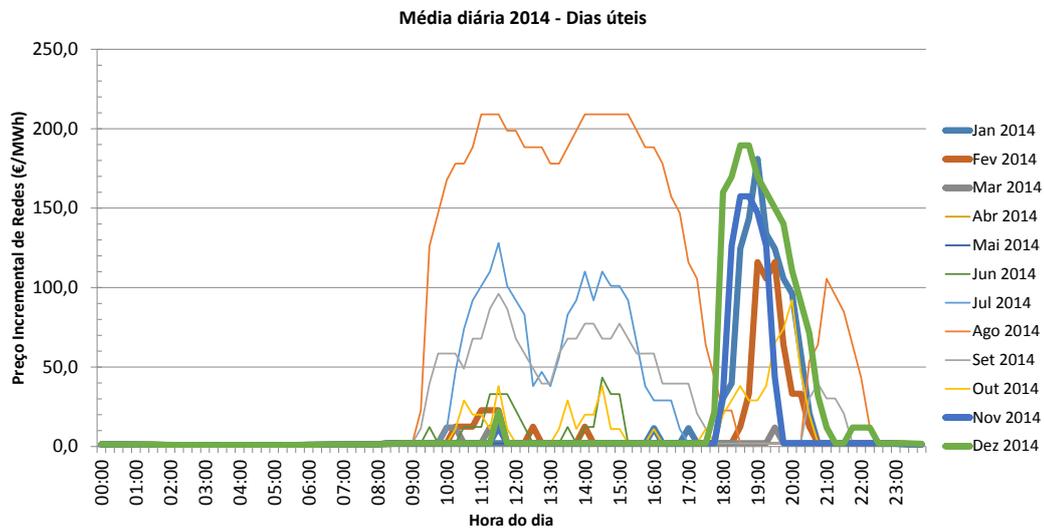
Da Figura II - 6 à Figura II - 9 ilustra-se a média, para cada mês e por tipo de dia, dos custos incrementais horários de redes para Média Tensão em 2014. Verifica-se que os custos incrementais horários apresentam diferenças apreciáveis entre horas e por mês.

É possível verificar que a evolução dos custos incrementais horários nos meses de verão e inverno é substancialmente distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo os custos incrementais horários valores elevados em novembro, dezembro, janeiro e fevereiro. Nos meses de Verão salientam-se o período diurno correspondente com o horário de expediente principalmente em agosto mas também com relevância nos meses de julho e setembro.

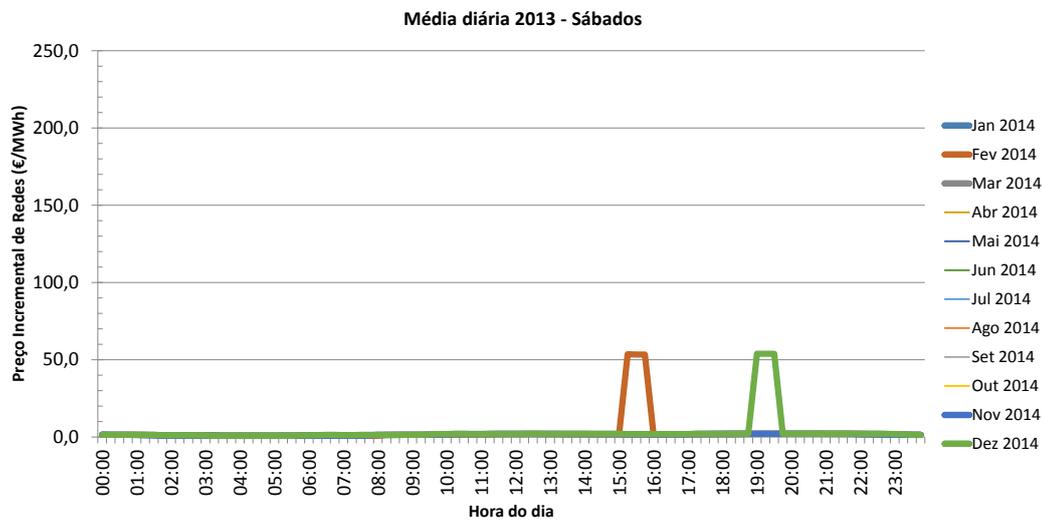
**Figura II - 6 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT**



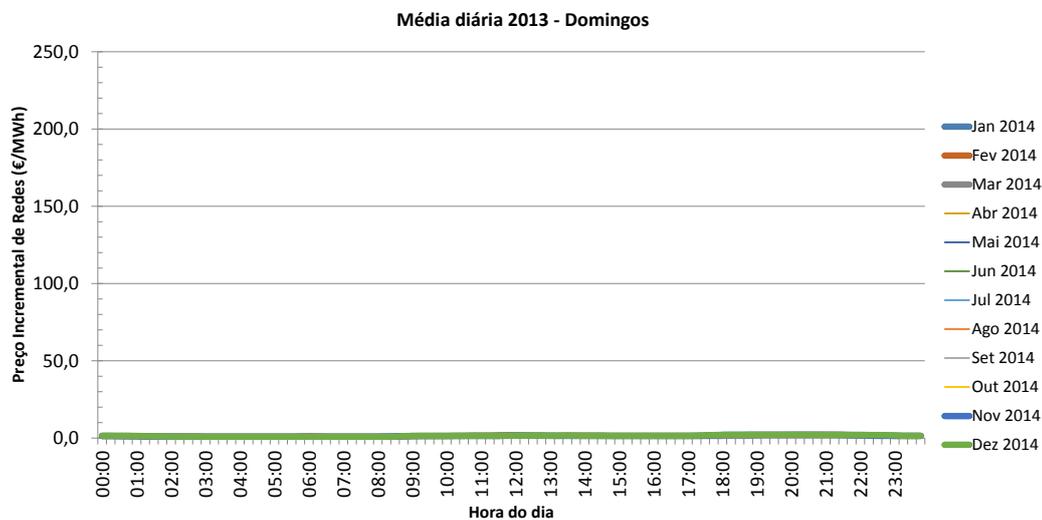
**Figura II - 7 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – dias úteis**



**Figura II - 8 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – sábados**



**Figura II - 9 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – domingos**



CUSTOS MARGINAIS HORÁRIOS DE FORNECIMENTO

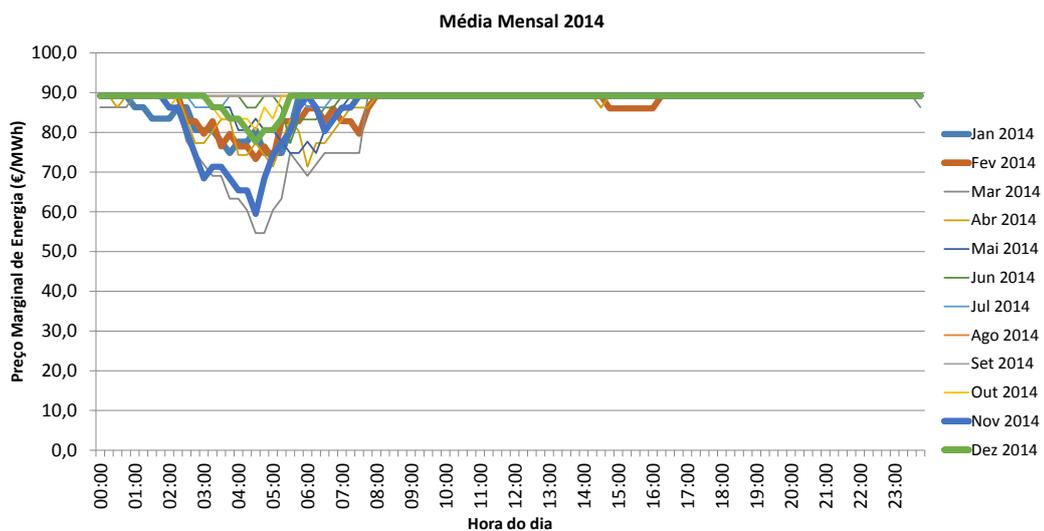
A obtenção dos custos marginais de fornecimento por nível de tensão considera tanto os custos incrementais horários de redes nos pontos de entrega, escalados de modo a recuperar receitas semelhantes às das tarifas de redes atualmente em vigor, como os preços marginais de energia.

Estes preços marginais horários de energia resultam das particularidades inerentes a um sistema electroprodutor isolado caracterizado pela necessidade de manter unidades térmicas síncronas em funcionamento permanente de modo a garantir a segurança do abastecimento considerando a indisponibilidade de qualquer elemento de rede ou a intermitência da produção de origem renovável.

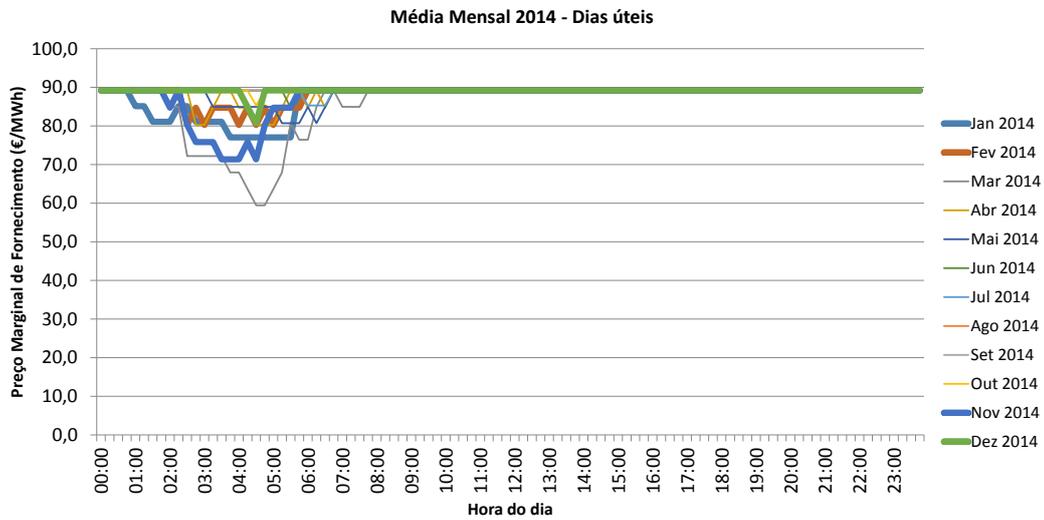
Assim sendo, sempre que o valor da produção térmica ultrapasse o mínimo técnico dos dois menores grupos da Central Térmica do Caldeirão considera-se que o preço marginal de energia corresponde ao custo unitário variável das centrais térmicas da EDA em 2015, 89,2 €/MWh. Nas restantes situações considera-se que o preço marginal de energia é nulo em resultado de uma produção de origem renovável.

A Figura II - 10 à Figura II - 13 apresentam a média mensal por tipo de dia dos preços marginais de energia em Média Tensão.

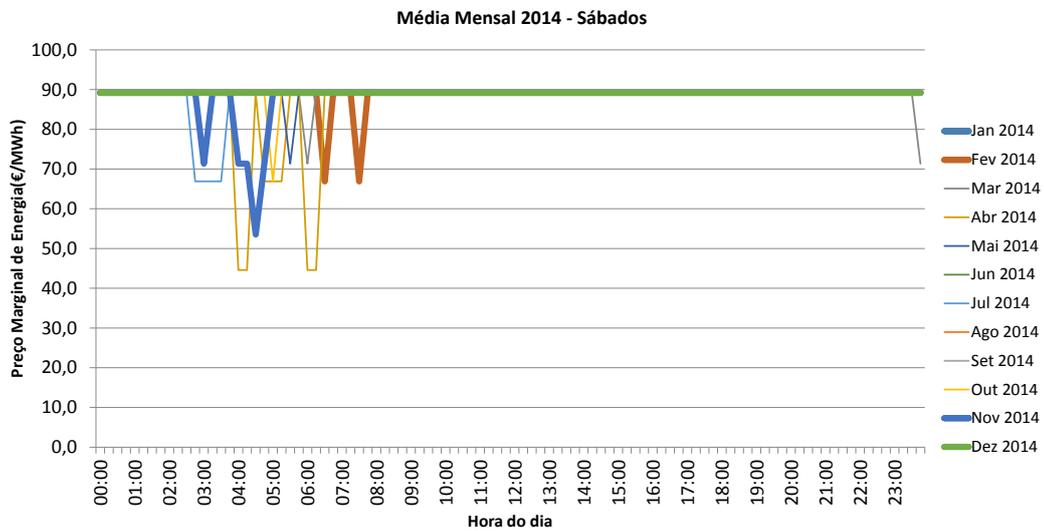
**Figura II - 10 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT**



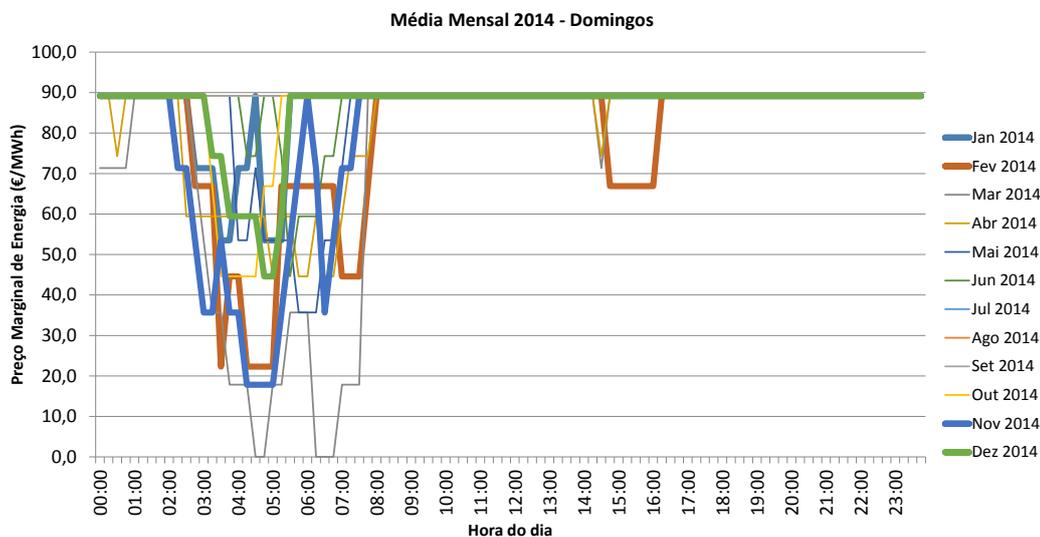
**Figura II - 11 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT – dias úteis**



**Figura II - 12 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT – sábados**



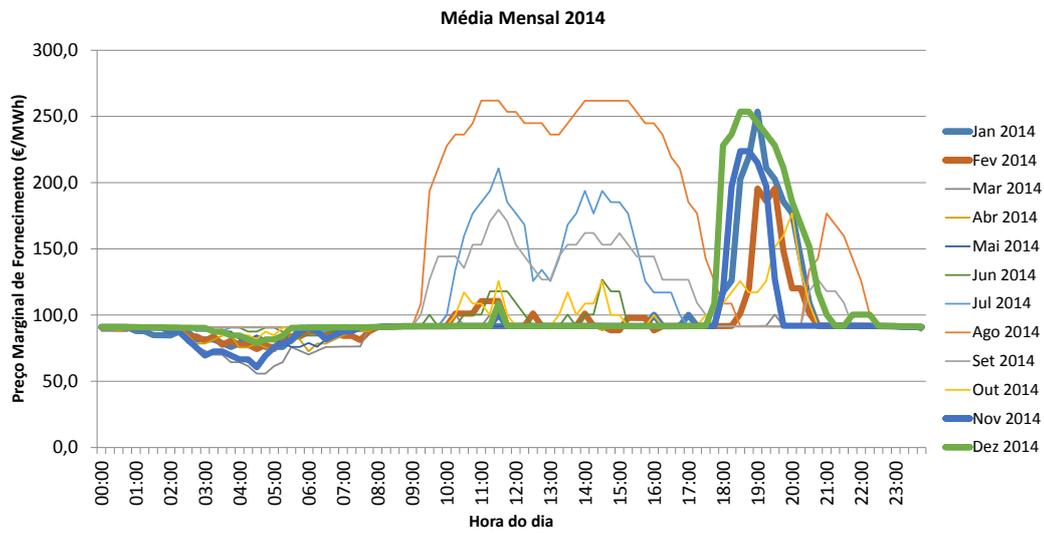
**Figura II - 13 - Média mensal dos preços marginais
de energia em MT – domingos**



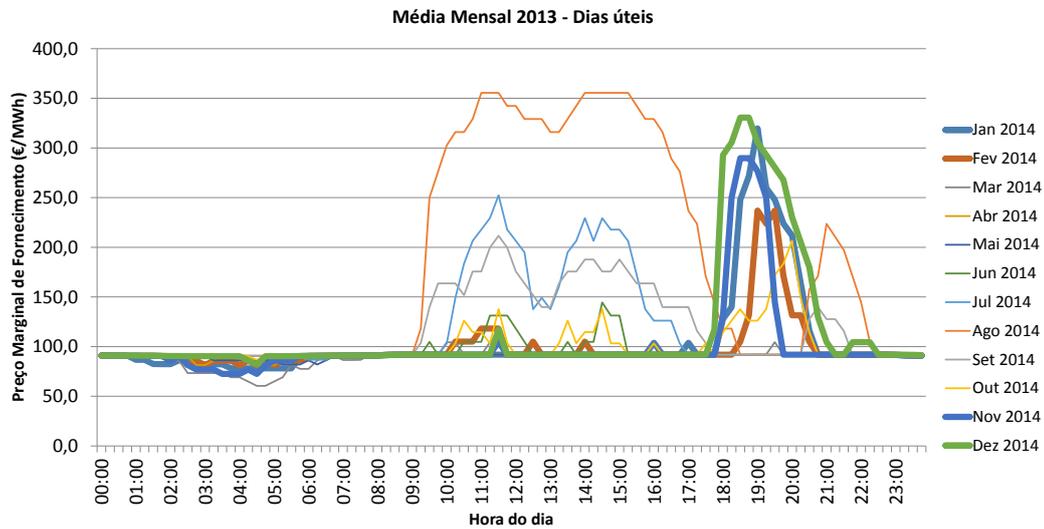
A Figura II - 14 à Figura II - 17 apresentam a média mensal por tipo de dia dos custos marginais de fornecimento em Média Tensão, determinada pela soma dos custos marginais de energia com os custos incrementais de redes escaladas de modo a proporcionar as receitas das tarifas de uso das redes de distribuição.

É possível verificar que a evolução das cargas nos meses de verão e inverno é distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo os custos marginais de fornecimento valores elevados em novembro, dezembro, janeiro e fevereiro. Nos meses de Verão salientam-se o período diurno correspondente com o horário de expediente principalmente em agosto mas também com relevância nos meses de julho e setembro.

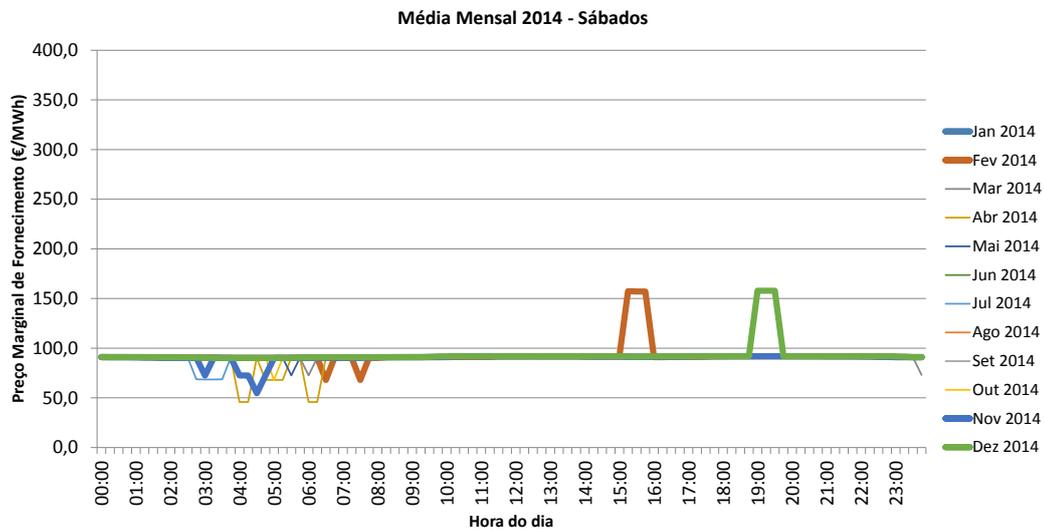
**Figura II - 14 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT**



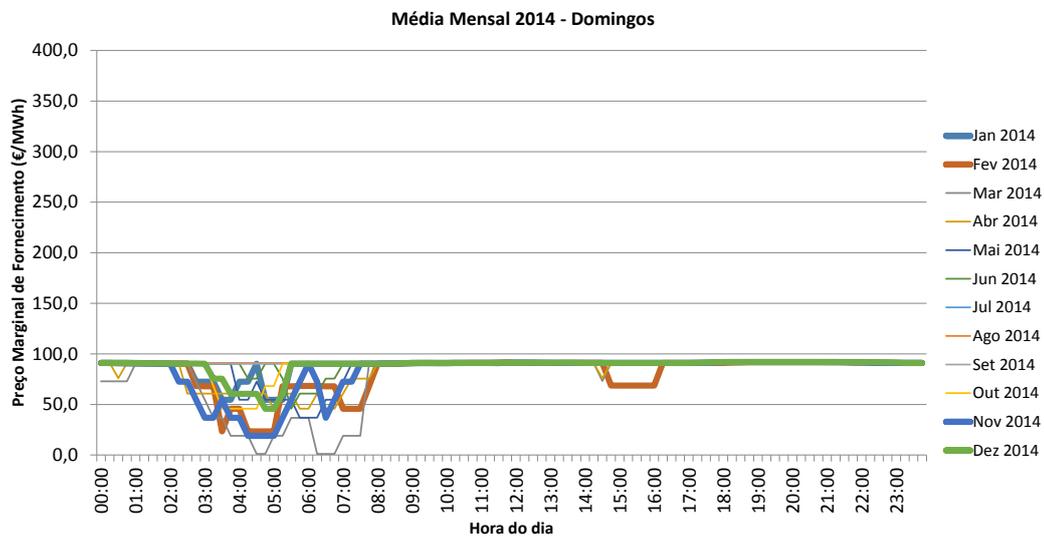
**Figura II - 15 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – dias úteis**



**Figura II - 16 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – sábados**



**Figura II - 17 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – domingos**



III. DETERMINAÇÃO DOS CUSTOS MARGINAIS DE FORNECIMENTO NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

CUSTOS INCREMENTAIS HORÁRIOS DE REDES

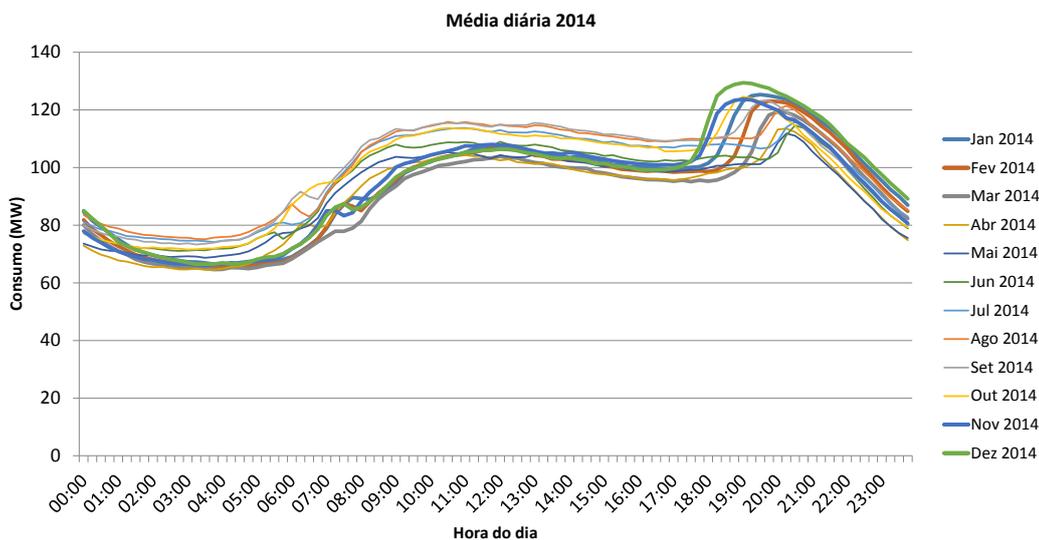
Neste capítulo pretende-se determinar os custos incrementais horários das redes distribuição na Região Autónoma da Madeira em 2014.

Em seguida analisam-se as curvas de carga na rede de Média Tensão.

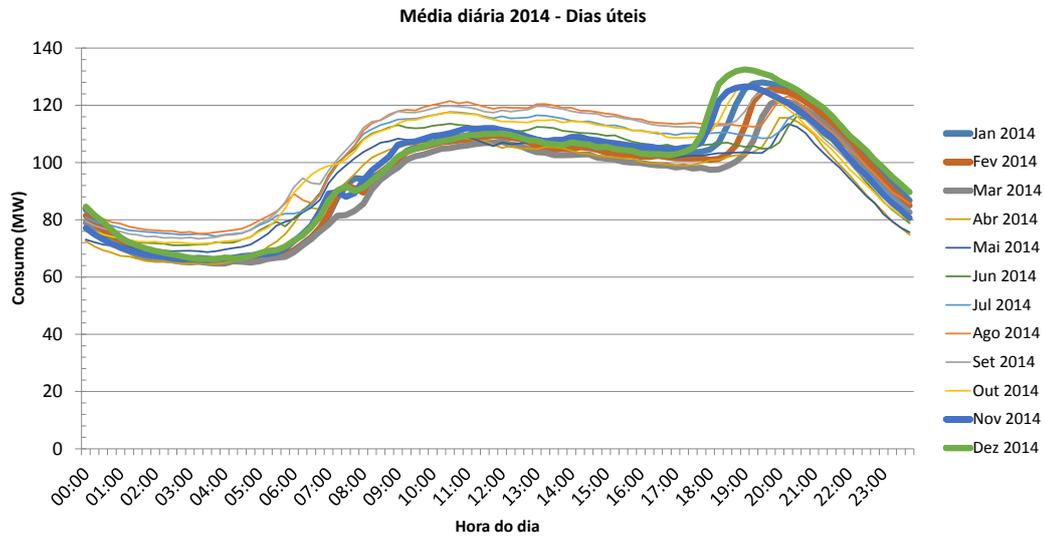
Da Figura III - 1 à Figura III - 4 ilustra-se a média, para cada mês e por tipo de dia, das cargas horárias em Média Tensão em 2014. Verifica-se que estas apresentam diferenças apreciáveis entre horas e por mês.

É possível verificar que a evolução das cargas nos meses de verão e inverno é distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo as cargas horárias valores mais elevados em dezembro. Nos meses de Verão salientam-se o período diurno correspondente com o horário de expediente principalmente em agosto e setembro.

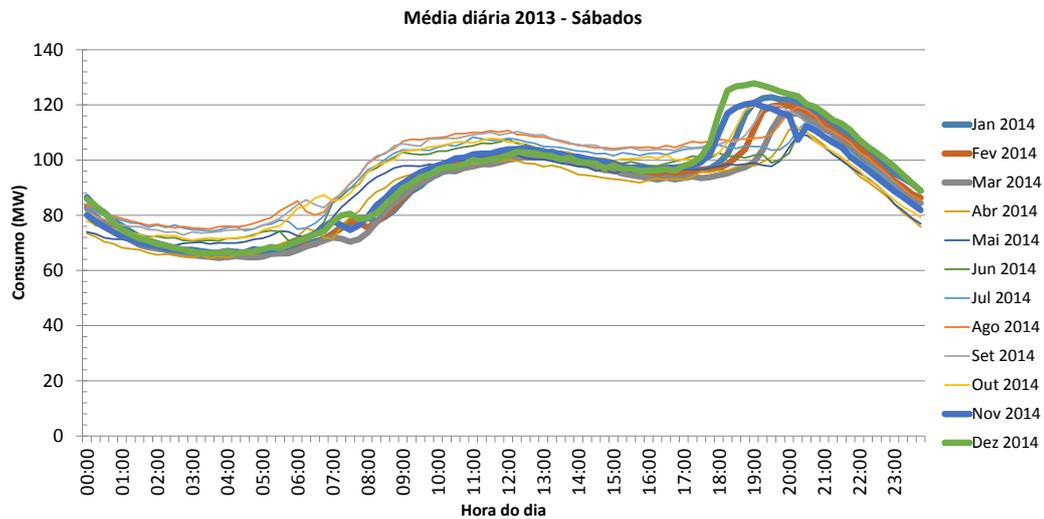
Figura III - 1 - Média mensal das cargas horárias da rede de distribuição em MT



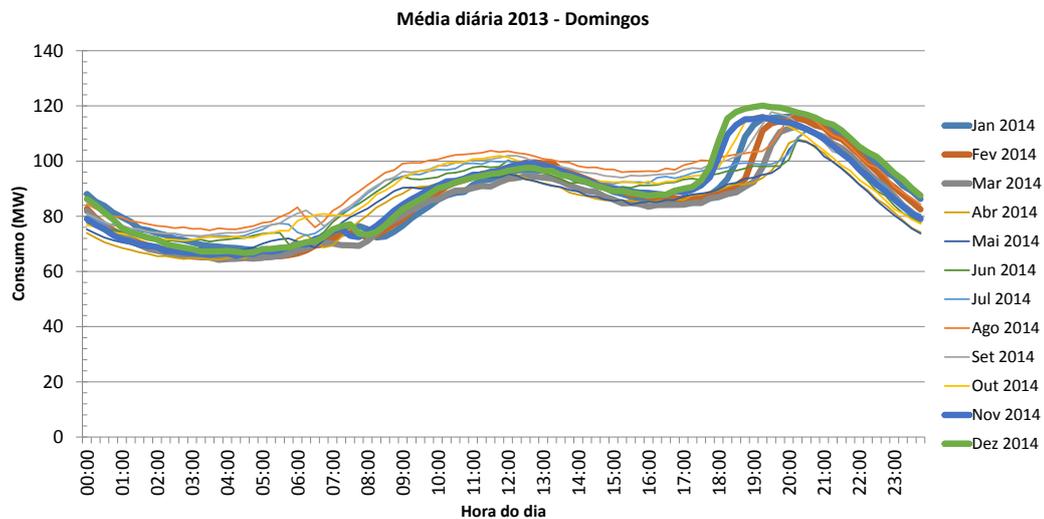
**Figura III - 2 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – dias úteis**



**Figura III - 3 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – sábados**



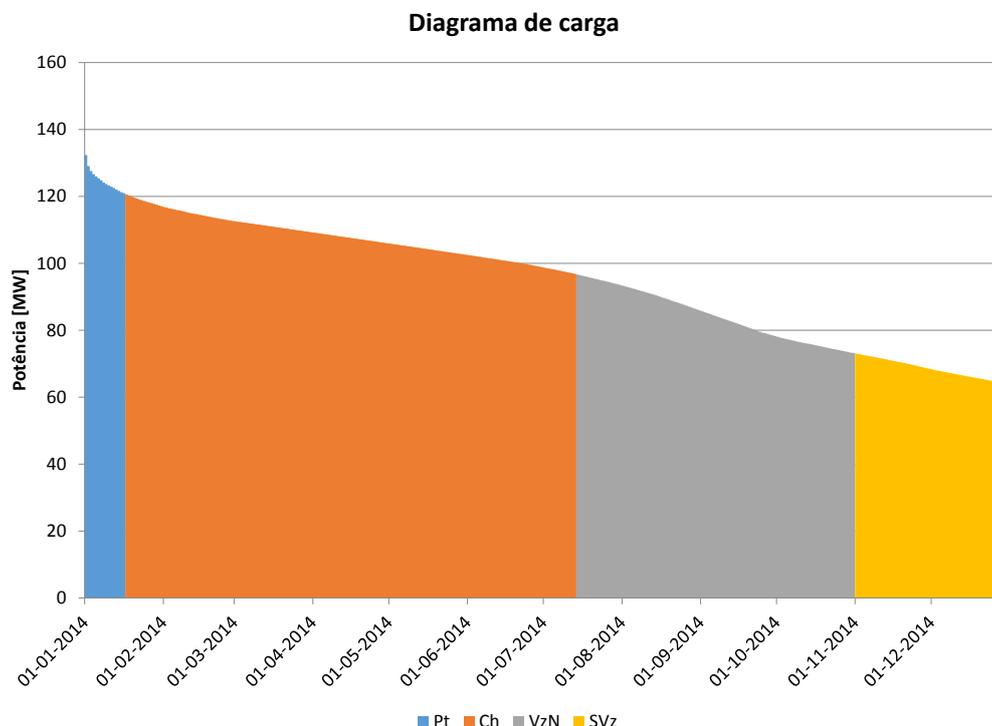
**Figura III - 4 - Média mensal das cargas horárias
da rede de distribuição em MT – domingos**



A determinação dos custos incrementais horários das redes distribuição na Região Autónoma da Madeira partiu da análise da curva classificada de carga da rede. A comparação do número de horas de cada um dos períodos horários do ano (consideraram-se 400 horas de ponta, 4.265 horas cheias, 2.635 horas de vazio normal e 1.460 horas de supervazio) com a referida curva classificada permitiu atribuir uma classificação de pertença a um dado período horário a cada um dos valores do diagrama de cargas.

A título ilustrativo na figura seguinte apresenta-se a curva classificada de carga na rede de distribuição de Média Tensão no ano de 2014, identificando-se os períodos de ponta, cheias, vazio normal e super vazio.

**Figura III - 5 - Diagrama classificado de carga
na rede de distribuição de MT em 2014**

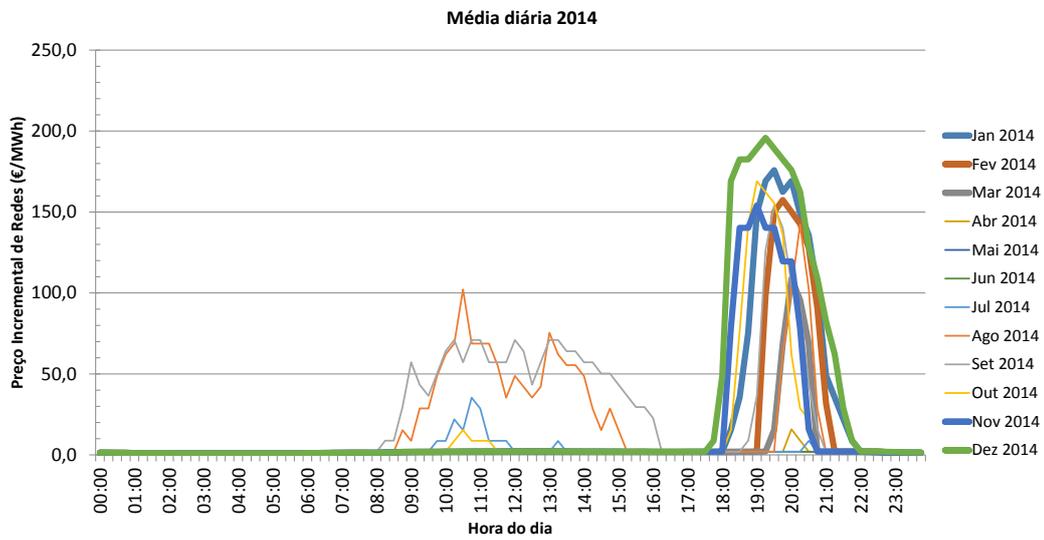


Os custos incrementais apresentados anteriormente no Quadro I - 1 são aplicados em cada nível de tensão nas horas identificadas como ponta, cheias, vazio normal e super vazio dos diagramas de carga classificados anteriormente apresentados.

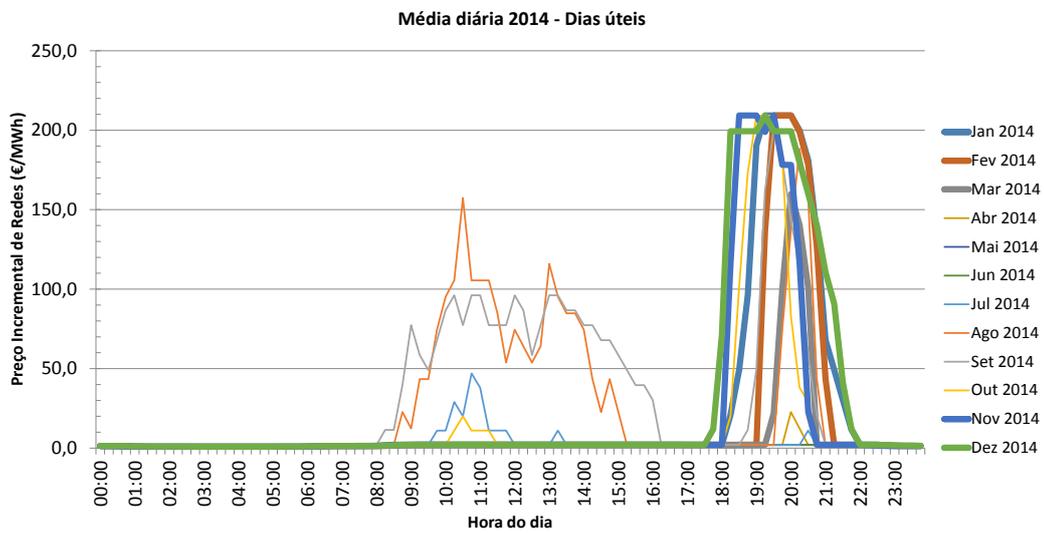
Da Figura III - 6 à Figura III - 9 ilustra-se a média, para cada mês e por tipo de dia, dos custos incrementais horários de redes para Média Tensão em 2014. Verifica-se que os custos incrementais horários apresentam diferenças apreciáveis entre horas e por mês.

É possível verificar que a evolução dos custos incrementais horários nos meses de verão e inverno é substancialmente distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo os custos incrementais horários valores elevados em todos os meses de Inverno. Nos meses de Verão salientam-se o período diurno correspondente ao horário da manhã até cerca de metade do período da tarde nomeadamente em agosto e setembro.

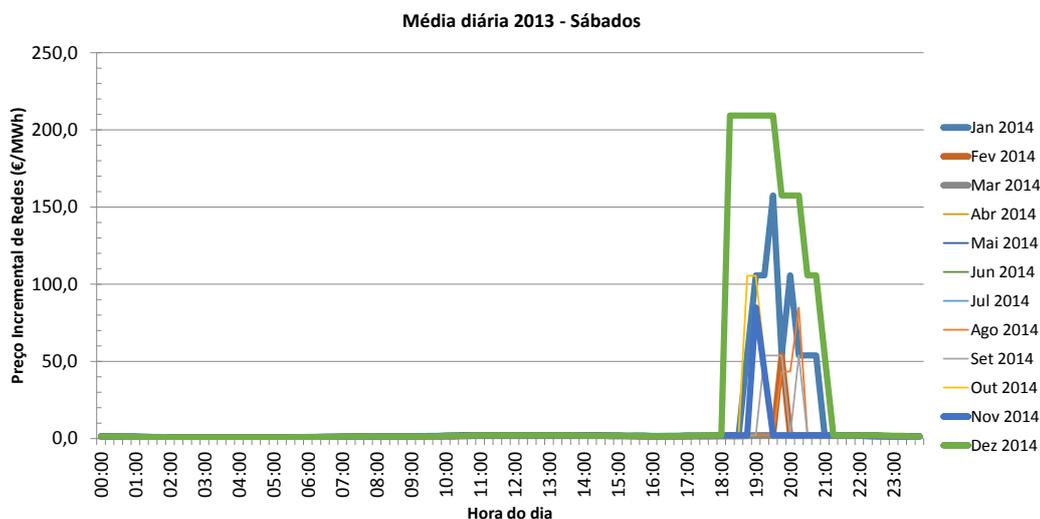
**Figura III - 6 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT**



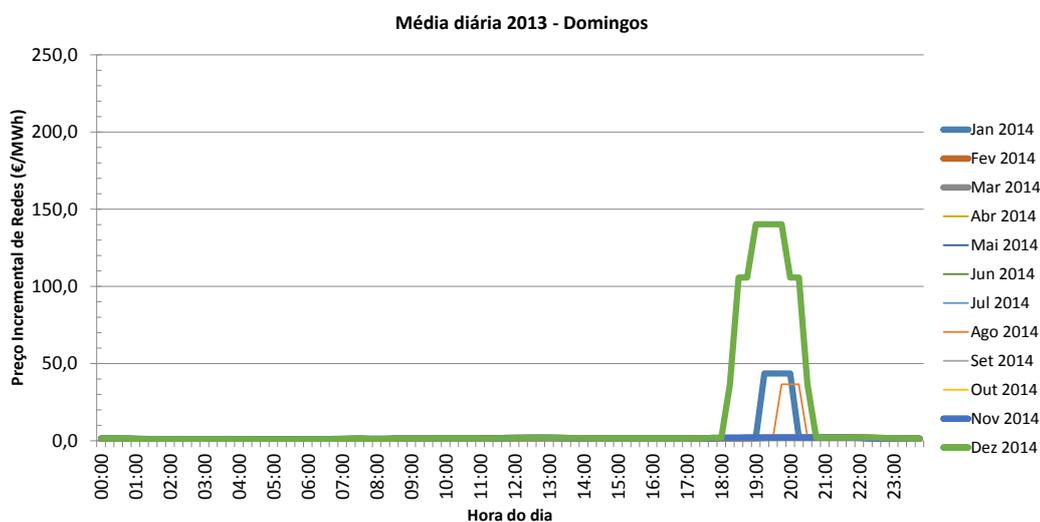
**Figura III - 7 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – dias úteis**



**Figura III - 8 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – sábados**



**Figura III - 9 - Média mensal dos custos incrementais horários
da rede de distribuição em MT – domingos**



CUSTOS MARGINAIS HORÁRIOS DE FORNECIMENTO

A obtenção dos custos marginais de fornecimento por nível de tensão considera tanto os custos incrementais horários de redes nos pontos de entrega, escalados de modo a recuperar receitas semelhantes às das tarifas de redes atualmente em vigor, como os preços marginais de energia.

Estes preços marginais horários de energia resultam das particularidades inerentes a um sistema electroprodutor isolado caracterizado pela necessidade de manter unidades térmicas síncronas em funcionamento permanente de modo a garantir a segurança do abastecimento considerando a indisponibilidade de qualquer elemento de rede ou a intermitência da produção de origem renovável.

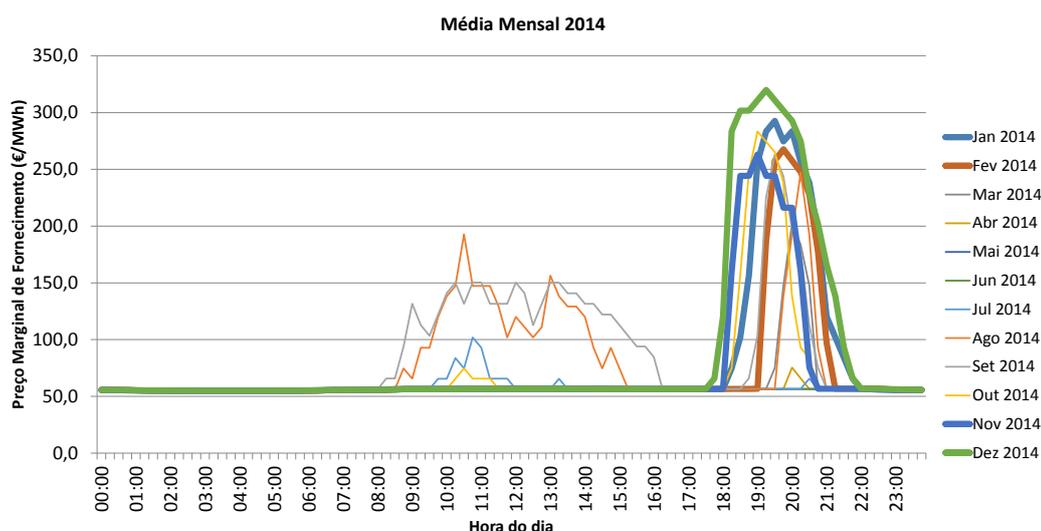
Assim sendo, sempre que o valor da produção térmica ultrapasse metade da potência nominal dos dois menores grupos da Central Térmica da Vitória considera-se que o preço marginal de energia corresponde ao custo unitário variável das centrais térmicas da EEM do exercício de tarifas de 2016, 53,8 €/MWh. Nas restantes situações considera-se que o preço marginal de energia é nulo em resultado de uma produção de origem renovável.

Para o ano de 2014 resulta que o preço marginal de energia é sempre igual ao referido valor de 53,8 €/MWh

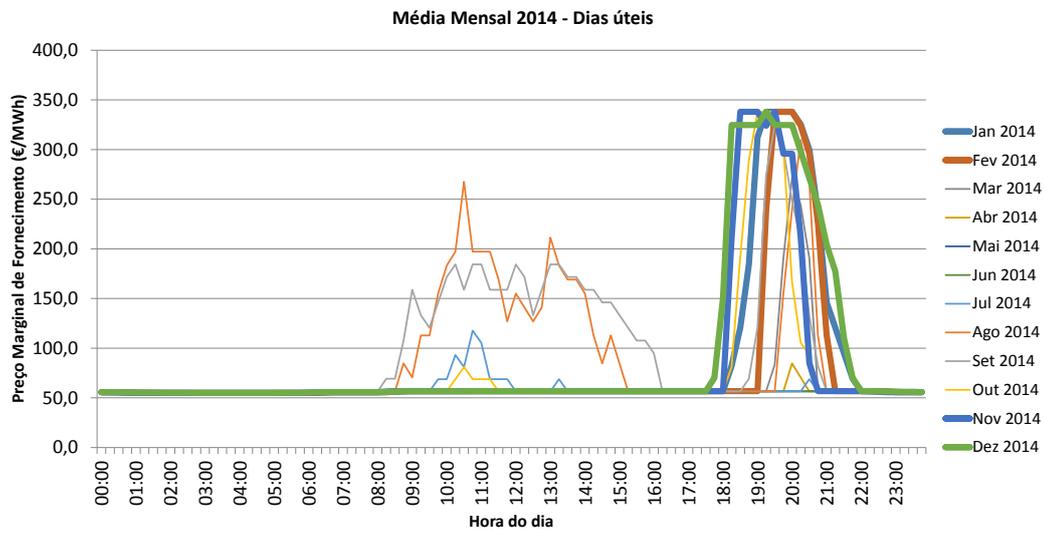
A Figura III - 10 à Figura III - 13 apresentam a média mensal por tipo de dia dos custos marginais de fornecimento em Média Tensão.

É possível verificar que a evolução dos custos incrementais horários nos meses de verão e inverno é substancialmente distinta. Nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se, assumindo os custos incrementais horários valores elevados em todos os meses de Inverno. Nos meses de Verão salientam-se o período diurno correspondente ao horário da manhã até cerca de metade do período da tarde nomeadamente em agosto e setembro.

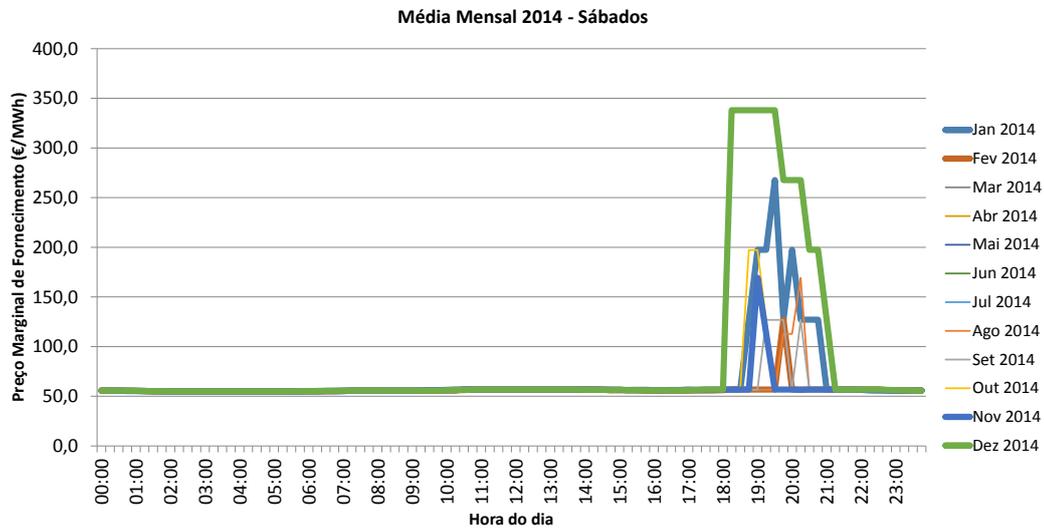
Figura III - 10 - Média mensal dos custos marginais de fornecimento em MT



**Figura III - 11 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – dias úteis**



**Figura III - 12 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – sábados**



**Figura III - 13 - Média mensal dos custos marginais
de fornecimento em MT – domingos**

