



ANÁLISE DE BENEFÍCIO CUSTO RELATIVA AO APERFEIÇOAMENTO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC

VERSÃO 2.0

Dezembro de 2019

Autores
João Paulo Tomé Saraiva
José Nuno Fidalgo
Phillipe Vilaça Gomes

Sumário Executivo

A Diretiva nº 6/2018 relativa à “Aprovação das Regras dos Projetos-Piloto de Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária e de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental” [1] publicada no Diário da República, 2ª série, nº 41 de 27 de fevereiro de 2018, determina no nº 1 do artigo 9º que “após a conclusão dos projetos-piloto, o ORD em AT e MT realiza uma análise de benefício-custo, a apresentar à ERSE”. O documento que agora se apresenta corresponde à versão final desta Análise de Benefício-Custo, realizada após terminarem os 12 meses do Projeto-Piloto 1 referente à introdução do período de Super Ponta nas Tarifas de Acesso às Redes, bem como à alteração da localização temporal das horas associadas a cada período tarifário e à introdução de diferenciação geográfica nessa localização temporal tendo em conta seis Áreas de Rede.

Nestas condições e em linha com a metodologia adotada em 2015/16 aquando da preparação da Análise de Benefício Custo relativa à possível introdução de opções dinâmicas na Tarifa de Acesso às Redes [4], foi analisado o impacto das alterações propostas pela ERSE no âmbito de diversas grandezas de modo a avaliar de forma global o benefício que a totalidade do sistema elétrico nacional poderá sentir em função da adoção dessas alterações. Assim, e considerando o horizonte temporal de 2018-2040, foi avaliado o impacto na Função de Benefício Social do Mercado Ibérico de Eletricidade, nas perdas nas redes de transporte e distribuição, no diferimento de investimentos em equipamentos de rede e nos custos de contratação de reservas secundária e terciária. Estas avaliações foram realizadas considerando que uma percentagem de 1,7% do consumo verificado em horas de Super Ponta poderia ser deslocado para períodos adjacentes (tendo em conta as indicações obtidas a partir do comportamento dos consumidores participantes no Projeto-Piloto 1 que decorreu de 1 de junho de 2018 a 31 de maio de 2019, [3]). Foi igualmente considerada a taxa de atualização de 5,75% utilizada pela ERSE para efeitos regulatórios da atividade de distribuição de energia elétrica e admitiu-se que o consumo evoluirá à taxa média anual de 0,6% no período em análise, de acordo com o cenário Central Ambição considerado no “Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018)”, [8], e adotado pela REN na sua proposta de “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, PDIRT 2020-2029”.

Assim, e tendo em conta estes pressupostos gerais, o Capítulo 1 deste documento apresenta o enquadramento e os objetivos deste trabalho e o Capítulo 2 aborda a informação utilizada e os pressupostos adotados. Em seguida, os Capítulos 3, 4, 5 e 6 abordam cada um dos quatro itens referidos anteriormente descrevendo a metodologia utilizada para obter a estimativa do benefício relativo à Função de Benefício Social, às perdas nas redes de transporte e de distribuição, ao diferimento dos investimentos em equipamentos de rede e aos custos relativos à contratação de reservas secundária e terciária. Admitindo a generalização a todos os consumidores ligados em MAT, AT e MT das opções tarifárias descritas em [1], os valores dos benefícios estimados para os três primeiros itens, foram de -378,06 k€, 118,22 k€ e 51.716,74 k€ sendo negligenciável o benefício relativo à contratação de reservas. Os custos de implementação e desenvolvimento comunicados pela EDP Distribuição ao INESC TEC foram

estimados em 560,50 k€ pelo que o benefício total líquido referente ao período de 2018-2040 e tendo em conta os pressupostos adotados foi estimado em 50.896,40 k€.

Executive Summary

The Directive nº 6/2018 regarding the “Approval of the Rules of the Pilot Projects to Improve the Tariff Structure and Dynamic Tariffs Regarding the Access to the Networks in EHV, HV and MV in Portugal Mainland” [1], published in Diário da República, 2ª série, no. 41 of February 27, 2018, determines in its no. 1 of article 9 that “after completing the pilot projects, the Operator of the Distribution Network in HV and MV performs a Cost Benefit Analysis, CBA, to be submitted to ERSE”. This document corresponds to the final version of this CBA, and it is prepared after completing the 12 months of the Pilot Project 1 associated to the introduction of the Super Peak period in the Access Tariffs, as well as the modification of the temporal allocation of the hours associated to each tariff period and the introduction of some geographical differentiation of these temporal locations, considering six network areas

Under these conditions and having in mind the methodology adopted in 2015/2016 when it was prepared a CBA analysis regarding the introduction of dynamic tariff options on the Access Tariff [4], it was now analysed the impact of the changes of the tariff structure proposed by ERSE in order to evaluate in a global way the benefit that would be obtained by the entire power system due to the adoption of these modifications. Accordingly, and considering the horizon from 2018 - 2040, it was estimated the impact on the Social Welfare Function, SWF, of the Iberian Electricity Market, on the losses on the transmission and distribution networks, on the postponement of investments in network equipment and on the procurement, contracting and mobilization of secondary and tertiary reserves. These estimates were obtained considering that 1,7 % of the demand in EHV, HV and MV in the Super Peak period can be transferred to adjacent periods (profiting from the indications on the behavior of the consumers that participated in the Pilot-Project 1 that took place from June 1, 2018, to May 31, 2019, [3]). In these analysis it was use the rate of 5,75% to transfer monetary values to the initial year in line with the rate used by ERSE for regulatory purposes of the distribution activity of electricity, and the average annual rate of 0,6% for the demand according with the Central Ambition scenario considered in the “Report on the Monitorization of the Security of Supply of the National Electric System 2019-2040 (RMSA-E 2018)”, [8], and adopted by REN, the Portuguese TSO, on its proposal regarding the “Plan for the Development and Investment on the National Transmission Network, PDIRT 2020-2029”.

Therefore, considering these general indications, Chapter 1 of this document presents the scope and the objectives of the study and Chapter 2 describes the information that was used and the adopted assumptions. Then, Chapters 3, 4, 5 and 6 address each of the four mentioned items describing the adopted methodology to obtain the benefit regarding the market SWF, the transmission and distribution losses, the network investment deferral and the cost to contract and mobilize reserves. Admitting that the tariff options described in [1] are generalized to all consumers connected in EHV, HV and MV, the benefit for the first three items were estimated at -378,06 k€, 118,22 k€ and 51.716,74 k€ while the impact on the reserves can be neglected. The implementation and development costs communicated by EDP Distribuição to INESC TEC were estimated at 560,50 k€ so that the total benefit regarding the period 2018 - 2040 resulting

from the adoption of the tariff rules associated to the Pilot-Project 1 was estimated at 50.896,40 k€.

Índice

Sumário Executivo	4
Executive Summary.....	6
Índice	8
Lista de figuras.....	10
Lista de tabelas	11
Capítulo 1	14
Enquadramento, objetivos e estrutura do documento	14
Capítulo 2	18
Informação utilizada e pressupostos adotados	18
2.1. Aspetos gerais	18
2.2. Consumos	19
2.3. Percentagem de consumo que se admite possa ser deslocada para fora do período de Super Ponta	19
2.4. Custos de investimento e níveis de carregamento dos equipamentos de rede	29
2.5. Informações complementares.....	31
Capítulo 3	32
Avaliação do Impacto na Função de Benefício Social	32
3.1. Metodologia utilizada	32
3.2. Seleção dos dias/horas a analisar	35
3.3. Resultados obtidos	42
Capítulo 4	58
Avaliação do Impacto nas Perdas nas Redes de Transporte e de Distribuição	58
4.1. Metodologia utilizada	58
4.2. Resultados Obtidos.....	60
Capítulo 5	62
Avaliação do Impacto no Diferimento de Investimentos em Equipamentos de Rede	62
5.1. Metodologias Utilizadas	62
5.2. Abordagem 1 - Diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização	62
5.2.1. Descrição da Metodologia	62

5.2.2. Reforço de potência nas subestações	65
5.2.3. Reforço ou substituição de linhas aéreas e cabos subterrâneos	66
5.2.4. Resultados	67
5.3. Abordagem 2 - Custos evitados de longo prazo das redes	71
5.3.1. Descrição da Metodologia	71
5.3.2. Resultados Obtidos	74
5.4. Análise de sensibilidade	75
5.5. Comentários finais	78
Capítulo 6	83
Avaliação do Impacto na Contratação de Banda de Reserva Secundária e de Energia de Regulação Terciária	83
Capítulo 7	96
Custos de Implementação e Desenvolvimento	96
Capítulo 8	98
Análise de Benefício Custo e Comentários Finais	98
Referências	100

Lista de figuras

Figura 2.1 - Distribuição geográfica das Áreas de Rede consideradas.....	20
Figura 3.1 - Funcionamento de um <i>pool</i> simétrico e determinação do benefício social.....	32
Figura 3.2 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo na hora h.	33
Figura 3.3 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo para a hora h+3 ou h-3.....	34
Figura 5.1 - Exemplo ilustrativo da evolução do nível de utilização de um equipamento.....	63
Figura 5.2 - Análise de sensibilidade considerando variações da taxa de crescimento anual dos consumos e da percentagem de deslocação dos consumos do período de Super Ponta.....	77
Figura 5.3 - Histograma dos níveis de carregamento máximos das linhas aéreas em AT em percentagem da capacidade máxima de transmissão (1320 equipamentos).	78
Figura 5.4 - Histograma dos níveis de carregamento máximos dos cabos subterrâneos em AT em percentagem da capacidade máxima de transmissão (403 equipamentos).	78
Figura 5.5 - Histograma dos níveis de carregamento máximos dos transformadores de potência das subestações AT/MT em percentagem da potência instalada (392 equipamentos).	79
Figura 6.1 - Curva de ofertas para hora 16 do dia 7 de fevereiro de 2018.	88
Figura 6.2 - Curva de ofertas para hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018.	88
Figura 6.3 - Curva de ofertas para hora 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.	89
Figura 6.4 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária admitindo o aumento em 0,85% do consumo na hora 16 do dia 7 de fevereiro de 2018.....	89
Figura 6.5 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária considerando a redução 1,7% do consumo na hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018.....	90
Figura 6.6 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária considerando o aumento em 0,85% do consumo na hora 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.....	90
Figura 6.7 - Preço de reserva de regulação para o dia 2018-02-20 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt).	93
Figura 6.8 - Preço de reserva de regulação para o dia 2018-02-07 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt).	94

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Norte, consumidores em AT.	22
Tabela 2.2 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Norte, consumidores em MT.	22
Tabela 2.3 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Mondego, consumidores em AT.	23
Tabela 2.4 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Mondego, consumidores em MT.	23
Tabela 2.5 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Porto, consumidores em AT.....	24
Tabela 2.6 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Porto, consumidores em MT.	24
Tabela 2.7 - Consumo total, consumo nos períodos de Super Ponta e potências média e máxima nos períodos de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Lisboa, consumidores em AT.....	25
Tabela 2.8 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Lisboa, consumidores em MT.	25
Tabela 2.9 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Tejo, consumidores em AT.....	26
Tabela 2.10 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Tejo, consumidores em MT. .	26
Tabela 2.11 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Sul, consumidores em AT. ...	27
Tabela 2.12 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1 ^{aj} e 2, para a Área de Rede Sul, consumidores em MT. ...	27
Tabela 2.13 - Variações dos consumos em Super Ponta dos consumidores participantes e do Grupo de Controlo, por Área de Rede e nível de tensão.	28
Tabela 3.1 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em janeiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.	36
Tabela 3.2 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em fevereiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.	37
Tabela 3.3 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em março de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.	37

Tabela 3.4 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em julho de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.	38
Tabela 3.5 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em agosto de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.	38
Tabela 3.6 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em setembro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.	39
Tabela 3.7- Preço médio do MIBEL e desvio padrão em dezembro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.	39
Tabela 3.8 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em janeiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 8 às 14 h.	40
Tabela 3.9 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em fevereiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 8 às 14 h.	40
Tabela 3.10 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em março de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 8 às 14 h.	41
Tabela 3.11 - Resultados obtidos para a hora 20 do dia 18 de janeiro de 2018.	43
Tabela 3.12 - Resultados obtidos para a hora 20 do dia 31 de janeiro de 2018.	43
Tabela 3.13 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 16 de fevereiro de 2018.	44
Tabela 3.14 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 23 de fevereiro de 2018.	44
Tabela 3.15 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 22 de janeiro de 2018.	45
Tabela 3.16 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 12 de janeiro de 2018.	45
Tabela 3.17 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 02 de janeiro de 2018.	46
Tabela 3.18 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 15 de janeiro de 2018.	46
Tabela 3.19 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 22 de fevereiro de 2018.	47
Tabela 3.20- Resultados obtidos para a hora 20 de dia 27 de fevereiro de 2018.	47
Tabela 3.21 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 13 de fevereiro de 2018.	48
Tabela 3.22 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 14 de fevereiro de 2018.	48
Tabela 3.23 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 12 de março de 2018.	49
Tabela 3.24 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 14 de março de 2018.	49
Tabela 3.25 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 18 de julho de 2018.	50
Tabela 3.26 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 23 de julho de 2018.	50
Tabela 3.27 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 27 de julho de 2018.	51
Tabela 3.28 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 17 de setembro de 2018.	51
Tabela 3.29 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 31 de janeiro de 2018.	52
Tabela 3.30 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 23 de fevereiro de 2018.	52
Tabela 3.31 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 10 de janeiro de 2018.	53
Tabela 3.32 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 21 de fevereiro de 2018.	53
Tabela 3.33 - Variação da Função de Benefício Social, preço médio de mercado e desvio padrão para os diversos dias/horas simuladas.	55
Tabela 4.1 - Preços para valorização de perdas no ano 2018 para a MAT, AT e MT.	60
Tabela 4.2 - Perdas em MT, AT e MAT a as respetivas valorizações para o ano de 2018.	60
Tabela 4.3 - Perdas em MT, AT e MAT a as respetivas valorizações para o horizonte 2018-2040.	61

Tabela 5.1 - Características dos transformadores de potência a instalar em subestações.....	65
Tabela 5.2 - Características das linhas aéreas a instalar na rede de AT.....	66
Tabela 5.3 - Características dos cabos subterrâneos a instalar na rede de AT.	67
Tabela 5.4 - Linhas aéreas selecionadas para expansão.	68
Tabela 5.5 - Cabos subterrâneos selecionadas para expansão.	69
Tabela 5.6 - Transformadores selecionadas para expansão.	70
Tabela 5.7 - Custos evitados de investimento em equipamentos de rede.....	71
Tabela 5.8 - Custos evitados de longo prazo das redes para os diferentes períodos tarifários [7]	72
Tabela 5.9 - Custos evitados em k€ por nível de tensão, considerando as componentes de energia e de potência contratada.	74
Tabela 5.10 - Custos com capital e com exploração nas redes de transporte e de distribuição considerados no processo de fixação de tarifas para 2019.....	75
Tabela 5.11 - Análise de sensibilidade à percentagem de deslocação do consumo do período de Super Ponta.	76
Tabela 5.12 - Análise de sensibilidade à taxa de crescimento anual do consumo.	76
Tabela 5.13 - Comparação de resultados obtidos em 2015/16 e em 2019 para as duas abordagens consideradas, custos evitados em k€.	80
Tabela 6.1 - Informação horária do mercado de reserva secundária para o dia 7 de fevereiro de 2018.	85
Tabela 6.2 - Ofertas de venda de reserva secundária para a hora 16 do dia 7 de fevereiro de 2018.	86
Tabela 6.3 - Ofertas de venda de reserva secundária para a hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018.	86
Tabela 6.4 - Ofertas de venda de reserva secundária para a hora 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.	87
Tabela 6.5 - Quantidades contratadas, preços e diferenças de remuneração para as horas 16, 19 e 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.	91
Tabela 6.6 - Benefício proveniente da deslocação de consumo simulada.	91
Tabela 8.1 - Proveitos provenientes da implementação das novas opções tarifárias.	99
Tabela 8.2 - Diferencial entre proveitos e custos da implementação das novas opções tarifárias.	99

Capítulo 1

Enquadramento, objetivos e estrutura do documento

Em fevereiro de 2018 a ERSE publicou a Diretiva nº 6/2018 Relativa à “Aprovação das Regras dos Projetos-Piloto de Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária e de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental” [1]. Tal como o título desta Diretiva sugere, admitia-se na altura a realização de dois Projetos-Piloto, um deles direcionado para o aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT (designado de Projeto-Piloto 1), e o outro relativo à introdução de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT (designado de Projeto-Piloto 2). Convém assinalar que não constituía objetivo destes projetos induzir a redução dos consumos, por exemplo pelo aumento da eficiência energética, testando a reação dos consumidores a diversas alterações tarifárias que promovessem a transferência de consumos de períodos em que estes são mais elevados para períodos adjacentes criando, por esta via, condições para se reduzirem custos inerentes a diversas atividades do setor elétrico.

Após identificação de consumidores potencialmente interessados em integrar estes projetos-piloto, a ERSE determinou que apenas se realizaria o Projeto-Piloto 1¹. Este Projeto-Piloto teve o seu início em 1 de junho de 2018 e decorreu durante 12 meses até 31 de maio de 2019. Em janeiro de 2019 o INESC TEC entregou à EDP Distribuição o Relatório de Acompanhamento deste Projeto-Piloto [2] incluindo indicações necessariamente preliminares sobre os resultados que estavam a ser obtidos, nomeadamente porque no período inicial de 6 meses (de 1 de junho de 2018 a 30 de novembro de 2018) a que esse relatório dizia respeito apenas os consumidores localizados na Área de Rede Sul tinham sido sujeitos ao período de Super Ponta (que na Área de Rede Sul se localiza nos meses de julho, agosto e setembro).

Tendo terminado o período em que decorreu o referido Projeto-Piloto, o INESC TEC entregou à EDP Distribuição em dezembro de 2019 o Relatório Final [3] contendo os valores finais dos KPIs selecionados e permitindo colher informação relevante sobre o comportamento dos consumidores participantes.

Entretanto, a Diretiva nº 6/2018 já referida determina igualmente no nº 1 do artigo 9º que “após a conclusão dos projetos-piloto, o ORD em AT e MT realiza uma análise de Benefício

¹ A Diretiva nº 6/2018 indicava no nº 4 do artigo 4 que “De forma a assegurar a representatividade dos vários níveis de tensão, os 100 clientes participantes em cada projeto-piloto devem incluir 1 a 5 clientes em MAT, 20 a 30 clientes em AT e 70 a 90 clientes em MT, ...”. As manifestações de interesse comunicadas pelos clientes em MAT, AT e MT totalizaram 82 consumidores, sendo que destes 20 foram relativas ao Projeto Piloto 2. Nestas condições, e por proposta da EDP Distribuição, a ERSE decidiu que seria realizado apenas o Projeto Piloto 1, promovendo-se a transferência dos 20 consumidores mencionados do Projeto Piloto 2 para o Projeto Piloto 1.

Custo, a apresentar à ERSE”. Tendo em conta esta disposição, o INESC TEC preparou uma versão preliminar desta Análise de Benefício Custo ainda no decorrer do Projeto-Piloto 1 a ser atualizada tendo em conta as conclusões finais a obter após a conclusão desse piloto. Assim, este documento corresponde à versão final da Análise de Benefício Custo já referida.

Aproveitando a experiência adquirida com a realização da Análise de Benefício Custo realizada no âmbito dos estudos preparatórios tendo em vista a possível introdução de tarifas dinâmicas em Portugal Continental [4], a Análise de Benefício Custo incidiu sobre cinco aspetos fundamentais, quatro deles associados a possíveis benefícios que o sistema elétrico como um todo poderá vir a obter e o quinto relativo aos custos associados ao desenvolvimento e implementação das opções tarifárias previstas em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1.

No que se refere aos possíveis benefícios, a análise incidiu sobre os seguintes quatro aspetos:

- i) Impacto das novas opções tarifárias previstas para o Projeto-Piloto 1 na Função de Benefício Social do Mercado Ibérico de Eletricidade. A este nível recorde-se que o despacho da produção é atualmente realizado no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade pelo que não é viável realizar simulações tendo em conta custos de operação exclusivamente associados a centrais localizadas em território nacional. Assim, e tal como já realizado em [4], optou-se por avaliar o benefício sentido pelo sistema produtor e pelos consumidores através da Função de Benefício Social, FBS, do MIBEL para um conjunto de horas em análise, admitindo que por ação dos sinais preço associados às horas de Super Ponta, uma parcela dos consumos em MAT, AT e MT seria desviada para horas laterais a esses períodos. Tal como se referiu de início, fica novamente evidente que não se pretende avaliar o impacto decorrente de reduções de consumos, por exemplo por via da promoção da eficiência energética, mas sim promover a transferência de consumos de alguns períodos específicos para outros;
- ii) Impacto nas perdas nas redes de transporte e de distribuição. Com efeito, a esperada redução da energia consumida nos períodos de Super Ponta permitirá reduzir a energia de perdas por efeito de Joule nas redes. Esta energia de perdas foi estimada utilizando os perfis de perdas disponibilizados pela ERSE para intervalos de 15 min [5]. Para cada nível de tensão, foi avaliado o impacto das regras tarifárias indicadas em [1] comparando a estimativa da energia de perdas na situação base, na ausência das regras referidas, com a estimativa de perdas admitindo que uma parcela do consumo no período de Super Ponta se deslocava para fora desse período. A diferença entre estas duas estimativas, por nível de tensão, foi depois multiplicada pela valorização atribuída à energia de perdas, permitindo obter o benefício associado a este item;
- iii) Impacto no diferimento de investimentos em equipamentos de rede. O deslocamento de consumos das horas incluídas no período de Super Ponta

contribuirá para alisar o diagrama de carga dos diversos equipamentos de rede (transformadores de potência, linhas aéreas e cabos subterrâneos) pelo que, considerando a evolução natural dos consumos ao longo do horizonte em estudo, será possível diferir investimentos em novos equipamentos de rede. De uma forma análoga ao descrito em [4], esta análise foi realizada considerando duas Abordagens. Na Abordagem 1 e de uma forma sucinta, dispondo dos níveis de carregamento dos equipamentos de rede referidos, foi promovida a evolução desses níveis tendo em conta a taxa anual de crescimento dos consumos ao longo do horizonte em estudo, detetando-se em seguida o ano em que se atinge um nível de carregamento que sinaliza a necessidade de promover a substituição ou reforço desse equipamento. Os custos de investimento assim obtidos serão depois transferidos para o ano inicial utilizando uma taxa de atualização de modo a obter a estimativa do investimento total no horizonte em estudo. Esta análise foi depois repetida considerando agora que parte dos consumos se deslocam para fora do período de Super Ponta pelo que os níveis de carregamento dos equipamentos irão sofrer uma redução. A diferença entre a estimativa de investimento inicialmente calculada e a agora obtida corresponderá ao benefício resultante da deslocação dos consumos promovida pelo sinal preço associado ao Acesso às Redes. Na Abordagem 2 foram utilizados custos incrementais de redes de transporte e de distribuição, disponibilizados pela ERSE originalmente em [6] e atualizados em [7], permitindo estimar custos evitados de investimento relacionados, em cada nível de tensão, com os consumos transferidos para horas laterais às de Super Ponta ao longo do horizonte em estudo;

- iv) Impacto na contratação e mobilização de reservas. Em Portugal continental são alvo de contratação em mercados específicos a banda de regulação secundária e a energia de regulação terciária a subir e a descer, sendo esses mercados geridos pelo Operador de Sistema e ativados após o fecho do mercado diário no dia anterior ao da operação. Para este efeito, o Operador de Sistema determina os requisitos de banda de regulação secundária e de energia de regulação terciária a contratar para cada hora do dia seguinte e recebe propostas para o fornecimento destes serviços comunicadas pelos agentes de mercado sendo o *clearing* do mercado realizado de forma marginalista. As quantidades a contratar dependem, entre outros aspetos, do consumo previsto para cada hora do dia seguinte pelo que, se se promover a deslocação de consumos de horas de Super Ponta para horas situadas fora desse período, será possível reduzir as quantidades a contratar nas horas de Super Ponta aumentando-se, por sua vez, as quantidades a contratar noutros intervalos de tempo. A existência de diferenciais de preço suficientes entre os períodos de Super Ponta e horas laterais a esses períodos poderá permitir reduzir os custos de contratação destes produtos e da mobilização destas reservas obtendo-se, se tal ocorrer, um benefício para o sistema elétrico, em geral, e para os consumidores em particular uma vez que estes custos são recuperados na Tarifa de Uso Global do Sistema.

É conveniente assinalar que esta Análise Benefício Custo não contabilizou eventuais benefícios que possam decorrer do diferimento de investimentos em capacidade de produção de ponta. A existência destes ganhos é referida na literatura da especialidade como um aspeto que pode assumir alguma relevância, mas a sua contabilização teria de ser realizada no âmbito de um estudo a longo prazo de planeamento da expansão da capacidade de produção que teria de incluir Portugal e Espanha. Acresce que se prevê para os próximos anos o aumento da capacidade de produção instalada por via eólica e solar fotovoltaica tanto em Portugal como em Espanha a par de investimentos crescentes em sistemas de armazenamento de energia pelo que se pode admitir que nos próximos anos exista capacidade de produção em tecnologias convencionais em excesso ou que a introdução massiva de dispositivos de armazenamento possa responder a alguma necessidade de produção de ponta.

Tendo em conta estas indicações e objetivos, este documento encontra-se estruturado da seguinte forma. Para além deste capítulo introdutório, o Capítulo 2 enumera a informação de base que foi utilizada bem como os pressupostos que foram considerados nas simulações e estudos realizados. Em seguida, os Capítulos 3, 4, 5 e 6 detalham as metodologias adotadas e os resultados obtidos na avaliação do impacto das opções tarifárias previstas em [1] para o Projeto-Piloto 1 na Função de Benefício Social, nas perdas nas redes de transporte e de distribuição, no diferimento de investimentos em equipamentos de rede e na contratação e mobilização de reservas. Por sua vez, o Capítulo 7 enumera os custos de implementação e desenvolvimento identificados pela EDP Distribuição e comunicados ao INESC TEC e o Capítulo 8 agrega os resultados reportados nos Capítulos anteriores de modo a obter o resultado final da Análise de Benefício Custo incluindo igualmente os comentários finais sugeridos pelos resultados obtidos.

Capítulo 2

Informação utilizada e pressupostos adotados

2.1. Aspetos gerais

A avaliação do impacto económico da introdução das opções tarifárias previstas em [1] para o Projeto-Piloto 1 sobre a Função de Benefício Social, as perdas nas redes de transporte e de distribuição, o diferimento de investimentos e a contratação e mobilização de reservas foi realizada com recurso ao Valor Atualizado Líquido (*Net Present Value*, NPV, na literatura anglo-saxónica).

Este indicador é frequentemente utilizado na avaliação da rentabilidade de projetos de investimento. O VAL representa o valor atual de todos os *cash-flows* ao longo de um determinado período sendo utilizada uma taxa de atualização para referir os *cash-flows* para o ano inicial em que ocorre o investimento de modo a tornar esses fluxos financeiros comparáveis com o investimento inicial.

Assim, o VAL é obtido utilizando a expressão (2.1). Nesta expressão, CF_i representa o *Cash-Flow* no ano i e T_a a taxa de atualização sendo n o número de anos do horizonte em análise.

$$\sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1 + T_a)^i} \quad (2.1)$$

O valor da taxa de atualização utilizado na determinação do VAL foi de 5,75 %, tendo em conta a taxa de referência para remuneração dos ativos de distribuição utilizada pela ERSE para fins regulatórios e o horizonte temporal analisado foi de 23 anos (2018-2040). Este horizonte decorre, por um lado, da necessidade de avaliar o impacto da adoção das opções tarifárias a longo prazo tendo em conta que um dos pontos a analisar se refere à possibilidade de diferimento de investimentos em ativos de rede. A utilização de um horizonte mais curto, por exemplo de 7 a 8 anos em linha com os tempos de vida de útil de software ou outro equipamento informático, poderia revelar-se insuficiente para capturar o impacto dessas opções tarifárias em diversas vertentes. Por outro lado, como se referirá na secção seguinte, esta análise adotou um dos cenários de evolução dos consumos especificado no “Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018)”, [8]. Uma vez que este documento considera um horizonte temporal até 2040, considerou-se que a Análise de Benefício Custo deveria adotar o mesmo horizonte temporal.

Ao realizar a Análise de Benefício Custo, e tal como será detalhado no Capítulo 7, optou-se por alocar ao ano inicial os custos associados à implementação do Projeto-Piloto 1 e ao ano seguinte os custos relativos à implementação generalizada das opções tarifárias testadas, uma

vez que esses custos se referem a ações que o ORD em AT e MT terá de realizar como condição prévia para essa implementação generalizada.

2.2. Consumos

A evolução do consumo em Portugal Continental nos próximos anos é um elemento importante para a avaliação do impacto da introdução das novas opções tarifárias nos próximos anos. Neste contexto, foram utilizados os valores da taxa de variação homóloga referentes ao consumo total em Portugal Continental de acordo com o cenário Central Ambição considerado no “Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018)”, [8], e adotado pela REN na sua proposta de “Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte, PDIRT 2020-2029”.

De acordo com este documento, no período de 2019-2040 o valor médio da taxa de variação homóloga para o cenário Central Ambição é de 0,60 %, tendo sido adotado este valor nas simulações realizadas no âmbito desta Análise de Benefício Custo.

2.3. Percentagem de consumo que se admite possa ser deslocada para fora do período de Super Ponta

As alterações tarifárias previstas em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1 têm por objetivo transmitir sinais preços aos consumidores de tal modo que, no âmbito do Acesso às Redes, se possa reduzir o consumo nos períodos de Super Ponta e, por essa via, a potência média e de ponta nesse período tarifário. Essa redução estará, pelo menos parcialmente, associada à deslocação de consumos dos períodos de Super Ponta para as horas laterais pelo que se torna muito relevante especificar a percentagem de consumo nesses períodos que possa ser deslocada para fora deles.

A Diretiva [1] organiza os períodos horários em três épocas, 1, 2 e 3, distribuindo em seguida a sua ocorrência pelos diversos meses do ano tendo em conta 6 Áreas de Rede, em que se considerou estar estruturada a rede de distribuição de energia elétrica - Áreas de Rede Norte, Porto, Mondego, Lisboa, Tejo e Sul, tal como se ilustra na Figura 2.1.

Por outro lado, após a publicação desta Diretiva, foram recebidas manifestações de interesse em participar nos Projetos-Piloto por parte de consumidores em AT e MT. Tendo em conta, o número reduzido de consumidores interessados em participar no Projeto-Piloto 2 e por proposta da EDP Distribuição, a ERSE decidiu realizar apenas o Projeto-Piloto 1 no qual foram então integrados 82 consumidores assim distribuídos:

- Área de Rede Norte - 1 em AT e 19 em MT;
- Área de Rede Porto - 4 em AT e 17 em MT;

- Área de Rede Mondego - 2 em AT e 6 em MT;
- Área de Rede Lisboa - 21 em MT;
- Área de Rede Tejo - 2 em AT e 6 em MT;
- Área de Rede Sul - 4 em MT.



Figura 2.1 - Distribuição geográfica das Áreas de Rede consideradas.

Por outro lado, e para além do acompanhamento dos consumos destes 82 consumidores participantes, foi ainda considerado em cada Área de Rede e nível de tensão, o agregado dos consumos dos consumidores não participantes. Cada um destes agregados constitui o Grupo de Controlo da Área de Rede e nível de tensão respetivo por forma a poder identificar alterações de consumos que possam não estar associadas ou decorrer das regras especificadas em [1].

Tendo o Projeto-Piloto 1 tido o seu início em 1 de junho de 2018 e tendo terminado em 31 de maio de 2019 foi possível obter informação sobre o comportamento dos consumidores participantes bem como relativas ao Grupo de Controlo das diversas Áreas de Rede em relação a quatro grandezas:

- consumo total no período indicado;
- consumo em horas de Super Ponta no período indicado;
- potência média em Super Ponta, resultante do quociente entre o consumo em horas de Super Ponta e o número de horas de Super Ponta verificadas em cada Área de Rede;
- potência máxima ocorrida em intervalos de 15 min dos períodos de Super Ponta.

Os valores constantes das Tabelas seguintes foram calculados para os 12 meses em que decorreu o Projeto-Piloto, denominado Ano 2. Por outro lado, tendo por base os consumos verificados nos 12 meses anteriores ao Ano 2, isto é, de 1 de junho de 2017 a 31 de maio de 2018, denominado de Ano 1, foi sintetizado um novo conjunto de consumos para um período de 12 meses. Este novo conjunto de consumos foi denominado de Ano 1 ajustado, ou Ano 1^{aj}, e decorre de um escalamento introduzido nos consumos verificados no Ano 1. O diagrama de consumos de cada Área de Rede e de cada nível de tensão do Ano 1^{aj} foi obtido considerando que, para cada mês em análise, se mantém o consumo total verificado no Ano 2 distribuindo-se esse consumo de acordo com a forma do diagrama verificada nos 12 meses anteriores ao período em que decorreu o Projeto Piloto, isto é, no Ano 1. Assinala-se ainda que, de acordo com o especificado em [3], o Grupo de Controlo de cada Área de Rede e em cada nível de tensão é constituído por todos os consumidores dessa Área de Rede e nível de tensão à excepção dos participantes no Projeto-Piloto.

Nestas condições as Tabelas 2.1 a 2.12 apresentam os valores obtidos para as 4 grandezas referidas no Ano 1^{aj} (período de 12 meses sintético, construído de acordo com as indicações anteriores) e no Ano 2 (período de 12 meses em que decorreu o Projeto Piloto) para cada Área de Rede e nível de tensão considerado para o agregado dos consumidores participantes e para o Grupo de Controlo respetivo, assinalando-se que nas Área de Rede Lisboa e Sul não existem consumidores participantes em AT.

Tabela 2.1 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Norte, consumidores em AT.

Área de Rede Norte - AT (1 consumidor participante)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	81,006	81,006	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	6,088	5,874	-3,52
	Potência média em Super Ponta (MW)	0,019	0,018	-3,52
	Potência máx em Super Ponta (MW)	0,044	0,044	0,50
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	738057,350	738057,350	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	28499,538	28662,446	0,57
	Potência média em Super Ponta (MW)	89,061	89,570	0,57
	Potência máx em Super Ponta (MW)	108,215	108,553	0,31

Tabela 2.2 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Norte, consumidores em MT.

Área de Rede Norte - MT (19 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	99292,427	99292,427	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	4707,334	4798,854	1,94
	Potência média em Super Ponta (MW)	14,710	14,996	1,94
	Potência máx em Super Ponta (MW)	18,890	18,894	0,03
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	2314708,023	2314708,023	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	108208,945	108533,904	0,30
	Potência média Super Ponta (MW)	338,153	339,168	0,30
	Potência máx em Super Ponta (MW)	469,128	473,968	1,03

Tabela 2.3 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Mondego, consumidores em AT.

Área de Rede Mondego - AT (2 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	130342,493	130342,493	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	3370,978	2729,309	-19,04
	Potência média em Super Ponta (MW)	10,534	8,529	-19,04
	Potência máx em Super Ponta (MW)	19,854	21.174	6,65
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	1362982,646	1362982,646	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	48166,401	47770,361	-0,82
	Potência média em Super Ponta (MW)	150,520	149,282	-0,82
	Potência máx em Super Ponta (MW)	169,583	196,356	15,79

Tabela 2.4 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Mondego, consumidores em MT.

Área de Rede Mondego - MT (6 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	336824,585	336824,585	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	11109,383	10935,572	-1,56
	Potência média em Super Ponta (MW)	34,717	34.174	-1,56
	Potência máx em Super Ponta (MW)	44,445	44,958	1,15
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	1131458,355	1131458,355	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	45444,080	45651,079	0,46
	Potência média em Super Ponta (MW)	142,013	142,660	0,46
	Potência máx em Super Ponta (MW)	214,837	217,656	1,31

Tabela 2.5 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Porto, consumidores em AT.

Área de Rede Porto - AT (4 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Varição (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	20083,446	20083,446	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	980,619	942,657	-3,87
	Potência média em Super Ponta (MW)	3,017	2,904	-3,87
	Potência máx em Super Ponta (MW)	4,821	4,479	-7,09
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	1836403,252	1836403,252	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	67436,385	66807,266	-0,93
	Potência média em Super Ponta (MW)	207,497	205,561	-0,93
	Potência máx em Super Ponta (MW)	263,683	265,633	0,74

Tabela 2.6 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Porto, consumidores em MT.

Área de Rede Porto - MT (17 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Varição (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	207930,618	207930,618	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	6599,548	6701,677	1,55
	Potência média em Super Ponta (MW)	20,306	20,621	1,55
	Potência máx em Super Ponta (MW)	38,027	38,221	0,51
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	3484776,265	3484776,265	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	166150,152	164346,691	-1,09
	Potência média em Super Ponta (MW)	511,231	505,682	-1,09
	Potência máx em Super-Ponta (MW)	676,027	670,707	-0,79

Tabela 2.7 - Consumo total, consumo nos períodos de Super Ponta e potências média e máxima nos períodos de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Lisboa, consumidores em AT.

Área de Rede Lisboa - AT (0 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)			
	Consumo em Super Ponta (MWh)			
	Potência média em Super Ponta (MW)			
	Potência máx em Super Ponta (MW)			
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	1465422,257	1465422,257	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	57101,441	55585,262	-2,66
	Potência média em Super Ponta (MW)	175,697	171,032	-2,66
	Potência máx Super Ponta (MW)	207,403	209,732	1,12

Tabela 2.8 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Lisboa, consumidores em MT.

Área de Rede Lisboa - MT (21 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	125039,356	125039,356	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	4641,559	4606,806	-0,75
	Potência média em Super Ponta (MW)	14,282	14,175	-0,75
	Potência máx em Super Ponta (MW)	16,962	17,198	1,39
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	3549271,915	3549271,915	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	139395,980	137337,049	-1,48
	Potência média em Super Ponta (MW)	428,911	422,576	-1,48
	Potência máx em Super Ponta (MW)	528,165	526,244	-0,36

Tabela 2.9 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Tejo, consumidores em AT.

Área de Rede Tejo - AT (2 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	11295,510	11295,511	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	503,441	510,180	1,34
	Potência média em Super Ponta (MW)	1,573	1,594	1,34
	Potência máx em Super Ponta (MW)	2,603	2,829	8,67
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	755262,866	755262,866	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	27309,221	27019,589	-1,06
	Potência média em Super Ponta (MW)	85,341	84,436	-1,06
	Potência máx em Super Ponta (MW)	100,953	103,364	2,39

Tabela 2.10 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Tejo, consumidores em MT.

Área de Rede Tejo - MT (6 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	30823,827	30823,827	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	1144,321	1132,084	-1,07
	Potência média em Super Ponta (MW)	3,576	3,538	-1,07
	Potência máx em Super Ponta (MW)	4,632	4,829	4,25
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	2510402,806	2510402,806	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	95192,404	95037,590	-0,16
	Potência média em Super Ponta (MW)	297,476	296,992	-0,16
	Potência máx em Super Ponta (MW)	396,661	389,904	-1,70

Tabela 2.11 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Sul, consumidores em AT.

Área de Rede Sul - AT (0 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)			
	Consumo em Super Ponta (MWh)			
	Potência média em Super Ponta (MW)			
	Potência máx em Super Ponta (MW)			
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	694979,118	694979,118	0,00
	Consumo em Super Ponta (MWh)	28412,437	27719,255	-2,44
	Potência média em Super Ponta (MW)	87,423	85,290	-2,44
	Potência máx em Super Ponta (MW)	109,292	113,837	4,16

Tabela 2.12 - Consumo total e no período de Super Ponta e potências média e máxima no período de Super Ponta, nos Anos 1^{aj} e 2, para a Área de Rede Sul, consumidores em MT.

Área de Rede Sul - MT (4 consumidores participantes)		Ano 1^{aj}	Ano 2	Variação (%)
Consumidores participantes	Consumo total (MWh)	9278,724	9278,724	0,00%
	Consumo em Super Ponta (MWh)	434,851	400,183	-7,97%
	Potência média em Super Ponta (MW)	1,338	1,231	-7,97%
	Potência máx em Super Ponta (MW)	1,770	1,655	-6,53%
Grupo de controlo	Consumo total (MWh)	1213458,836	1213458,836	0,00%
	Consumo em Super Ponta (MWh)	59848,370	60099,788	0,42%
	Potência média em Super Ponta (MW)	184,149	184,922	0,42%
	Potência máx em Super Ponta (MW)	221,915	213,794	-3,66%

Tendo em conta as variações percentuais indicadas para o consumo no período de Super Ponta, admitiu-se que o impacto decorrente da adoção das novas opções tarifárias associadas ao Projeto-Piloto corresponderia para cada Área de Rede e nível de tensão à diferença entre a variação percentual do consumo no período de Super Ponta entre o Ano 2 e o Ano 1^{aj} verificada para os consumidores participantes e a variação percentual correspondente verificada no Grupo de Controlo. Para cada Área de Rede e nível de tensão, esta diferença corresponde de algum modo à redução de consumos em Super Ponta decorrente da sua parcial deslocação para períodos adjacentes. Por exemplo, para a Área de Rede Porto, no nível de tensão AT, o consumo em Super Ponta dos consumidores participantes reduz-se de 3,87% e para o Grupo de Controlo reduz-se de 0,93% pelo que a adoção das novas opções tarifárias se terá traduzido numa deslocação de $3,87 - 0,93 = 2,94\%$. Uma vez que existem Áreas de Rede e níveis de tensão com números de participantes e consumos muito diversos, foi finalmente obtida a média de todas estas variações percentuais ponderadas pelos consumos de cada Área de Rede e nível de tensão. Foi assim obtido valor de 1,70% que corresponde à percentagem média de deslocação de consumos do período de Super Ponta para períodos adjacentes que foi considerado ao longo desta Análise de Benefício Custo.

A Tabela 2.13 condensa os resultados apresentados nas Tabelas 2.1 a 2.12 no que se referem às variações dos consumos em Super Ponta dos consumidores participantes e do Grupo de Controlo e à variação líquida estimada em cada conjunto. Como se referiu anteriormente, estas variações líquidas foram depois pesadas pelo consumo em cada Área de Rede e nível de tensão de modo a obter o valor referido de percentagem de deslocação de consumos de Super Ponta.

Tabela 2.133 - Variações dos consumos em Super Ponta dos consumidores participantes e do Grupo de Controlo, por Área de Rede e nível de tensão.

Área de Rede	Nível de tensão	número de participantes	variação do consumo em Super Ponta (%)		variação líquida (%)
			participantes	Grupo de Controlo	
Norte	AT	1	-3,52	0,57	-4,09
	MT	19	1,94	0,30	1,64
Mondego	AT	2	-19,04	-0,82	-18,22
	MT	6	-1,56	0,46	-2,02
Porto	AT	4	-3,87	-0,93	-2,94
	MT	17	1,55	-1,09	2,64
Lisboa	AT	0	---	-2,66	---
	MT	21	-0,75	-1,48	0,73
Tejo	AT	2	1,34	-1,06	2,40
	MT	6	-1,07	-0,16	-0,91
Sul	AT	0	---	-2,44	---
	MT	4	-7,97	0,42	-8,39

A percentagem de deslocação de consumo de 1,70% referida apresenta um impacto significativo nos resultados da Análise de Benefício Custo reconhecendo-se, por outro lado, que num regime permanente para além do Projeto Piloto os consumidores poderão sentir-se mais

fortemente motivados a responder de um modo mais efetivo a opções tarifárias do género das que estão previstas em [1].

Pode ainda admitir-se que a taxa de variação dos consumos adotada para a realização desta análise (0,6% ao ano ao longo do horizonte de estudo) se poderá alterar podendo, por exemplo, ocorrer uma aceleração dos consumos devido à introdução massiva de veículos elétricos ou à eletrificação de diversos outros consumos energéticos. Pelo menos parcialmente, este aumento de consumos suportado pelas redes elétricas poderá ser compensado pelo incremento do auto consumo e do aumento da eficiência energética.

Nestas condições, o Capítulo 5 inclui uma análise de sensibilidade a estes dois parâmetros - percentagem de deslocação de consumos e taxa de crescimento anual dos consumos - considerando a Abordagem 2 para estimar o benefício decorrente do diferimento de investimentos que foi brevemente descrita no Capítulo 1. Apesar de não se tratar de uma análise de sensibilidade envolvendo todos os itens considerados neste estudo, assinala-se que o diferimento de investimentos é o aspeto dominante, isto é, aquele que contribui mais fortemente para o resultado final pelo que a análise de sensibilidade realizada, apesar de parcelar, apresenta, no entanto, um grau de aproximação elevado aos valores finais que seria possível obter se fosse realizada uma análise mais global.

2.4. Custos de investimento e níveis de carregamento dos equipamentos de rede

Considerando a experiência obtida com a realização da Análise de Benefício Custo conduzida em 2015/2016 [4] tendo em vista a possível introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes em Portugal continental, verificou-se que o benefício mais relevante estava associado ao possível diferimento de investimentos em equipamentos de rede resultantes da eventual redução da sua utilização em períodos de Super Ponta por efeito dos sinais preço transmitidos pelo sistema tarifário.

De forma a estimar o potencial benefício resultante deste diferimento de investimentos, foram consideradas duas Abordagens. Em relação à primeira, a EDP Distribuição forneceu ao INESC TEC os níveis de carregamento máximos verificados em transformadores AT/MT e em linhas aéreas e cabos subterrâneos em AT. Forneceu ainda os valores máximos de intensidade de corrente, em período de inverno e de verão bem como custos médios de investimentos nos equipamentos referidos a 2018. Estes custos serão atualizados à taxa anual de 2% ao longo do horizonte temporal em estudo.

Utilizando estes elementos, bem como a taxa de evolução anual dos consumos já referida, admitiu-se que os níveis de carregamento desses equipamentos evoluíam anualmente tendo em conta a taxa de evolução dos consumos. Por consulta à EDP Distribuição no sentido de obter informação sobre o processo de decisão para implementação de investimentos em novos

equipamentos de rede, admitiu-se que logo que o nível de carregamento de um equipamento atingisse o *threshold* de 75% se iniciaria o processo interno que conduziria ao seu reforço ou substituição considerando que esse processo estaria terminado 4 anos depois. A simulação da evolução dos níveis de carregamento dos equipamentos de 2018 até 2040 e a identificação dos equipamentos a reforçar/substituir bem como o *timing* desse processo permitiu estimar o montante de investimento em cada ano, sendo esses valores referidos ao ano inicial utilizando a taxa de atualização de 5,75% já referida na seção 2.1.

Em seguida, admitiu-se que por ação do sinal preço transmitido aos consumidores na Tarifa de Acesso às Redes uma parte do consumo em horas de Super Ponta era deslocado para horas exteriores a esse intervalo. Nestas condições, o nível de carregamento inicial de cada equipamento foi reduzido da percentagem de consumo que se admitiu deslocar para fora do período de Super Ponta. Conduziu-se em seguida uma simulação semelhante à descrita no parágrafo anterior, permitindo obter uma nova estimativa do montante de investimento. A diferença entre o montante de investimento não considerando a deslocação de consumos e o montante de investimento considerando essa deslocação permite obter a estimativa do benefício relativo a este aspeto.

A segunda Abordagem considera a utilização de custos incrementais de longo prazo relacionando de forma direta os custos de investimento em equipamentos de rede com os níveis de consumo e seus acréscimos anuais por nível de tensão. Os valores dos custos incrementais de longo prazo foram fornecidos originalmente pela ERSE [6] e atualizados em [7]. Os valores publicados em [7] foram depois atualizados à taxa de 2% ao longo dos anos do horizonte em estudo.

Tendo em conta estes procedimentos, os parâmetros fundamentais a considerar nesta análise são os seguintes:

- número de anos a considerar - 23 anos, de 2018 a 2040, em linha com o horizonte temporal adotado nos cenários de evolução dos consumos especificados no “Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018)”, [8];
- taxa de atualização - 5,75%, conforme indicado na seção 2.1;
- *trigger* de investimento - 75% da capacidade de qualquer equipamento de rede;
- número de anos para entrada em operação após ocorrer o *trigger* de investimento - 4 anos;
- percentagem de consumo em MAT, AT e MT que se admite possa ser deslocado de qualquer hora do período de Super Ponta para horas exteriores a esse período - 1,70 %, tal como se indicou na secção anterior;

- taxa de variação anual do custo de investimento em equipamento de rede - 2%;
- taxa de inflação afetando os valores dos custos incrementais de longo prazo bem como o custo de investimento em equipamento de rede - 2%, de acordo com o valor especificado no mandato constitutivo do Banco Central Europeu.

2.5. Informações complementares

Um dos aspetos considerados no âmbito desta Análise de Benefício Custo refere-se ao impacto das regras tarifárias previstas em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1 nas perdas nas redes de transporte e distribuição. Esta avaliação é realizada utilizando perfis de perdas disponibilizados pela ERSE [5] e valores especificados referentes a 2018 para a valorização das perdas por nível de tensão tendo em conta os valores adotados para o cálculo das tarifas aditivas para 2018. Estes valores serão depois atualizados à taxa de inflação de 2% referida no ponto anterior.

Capítulo 3

Avaliação do Impacto na Função de Benefício Social

3.1. Metodologia utilizada

A introdução das opções tarifárias previstas em [1] para o Projeto-Piloto 1 terá impacto em diferentes áreas do SEE. Um dos impactos que é importante avaliar está associado à Função de Benefício Social. De acordo com a literatura da especialidade, o benefício social traduz o facto de os consumidores considerarem que poderão obter um benefício superior na utilização de energia eléctrica em relação ao preço que irão pagar por esta. Por seu lado, os produtores irão em geral ser remunerados pelas propostas de venda aceites no mercado por um preço superior ao que consta das suas propostas. Assim, quando ocorre o casamento das propostas de compra e venda, o valor máximo deste benefício é dado pela área que é limitada superiormente pela curva agregada das propostas de compra e inferiormente pela curva agregada das propostas de venda até ao ponto de intersecção destas duas curvas. Desta forma, o Benefício Social corresponde à área identificada a azul na Figura 3.1.

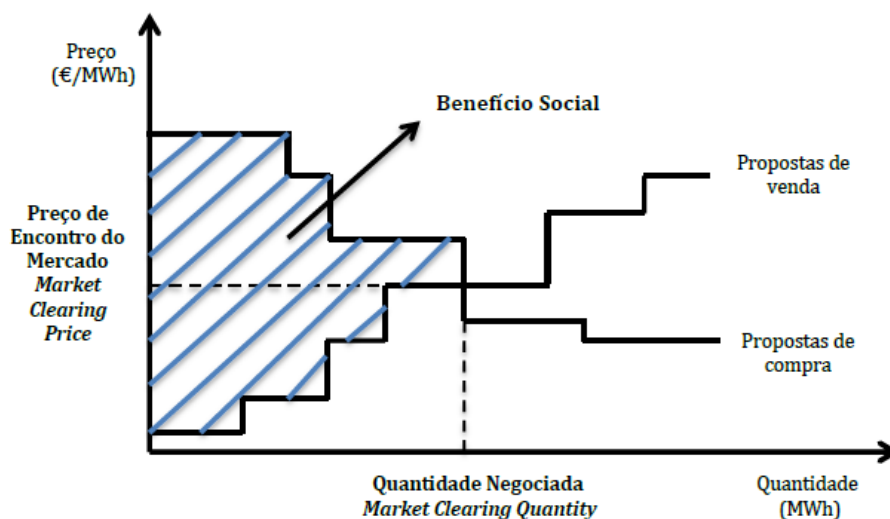


Figura 3.1 - Funcionamento de um pool simétrico e determinação do benefício social

O impacto das novas regras tarifárias no benefício social será avaliado considerando as curvas agregadas do mercado diário do MIBEL, analisando-se as alterações das áreas obtidas com o deslocamento de consumo das horas de Super Ponta para outros períodos horários.

Na Figura 3.2 encontra-se representada a diferença de áreas que resulta do facto de se deslocar, por exemplo, 20% da carga de MAT, AT e MT (correspondente a cerca de 2% do consumo do MIBEL) para as horas h-2 e h+2. Admitiu-se que a curva agregada das ofertas de venda se mantém inalterada, enquanto os segmentos da curva com as propostas de compra serão reduzidos proporcionalmente de acordo com a carga que se pretende reduzir nessa hora.

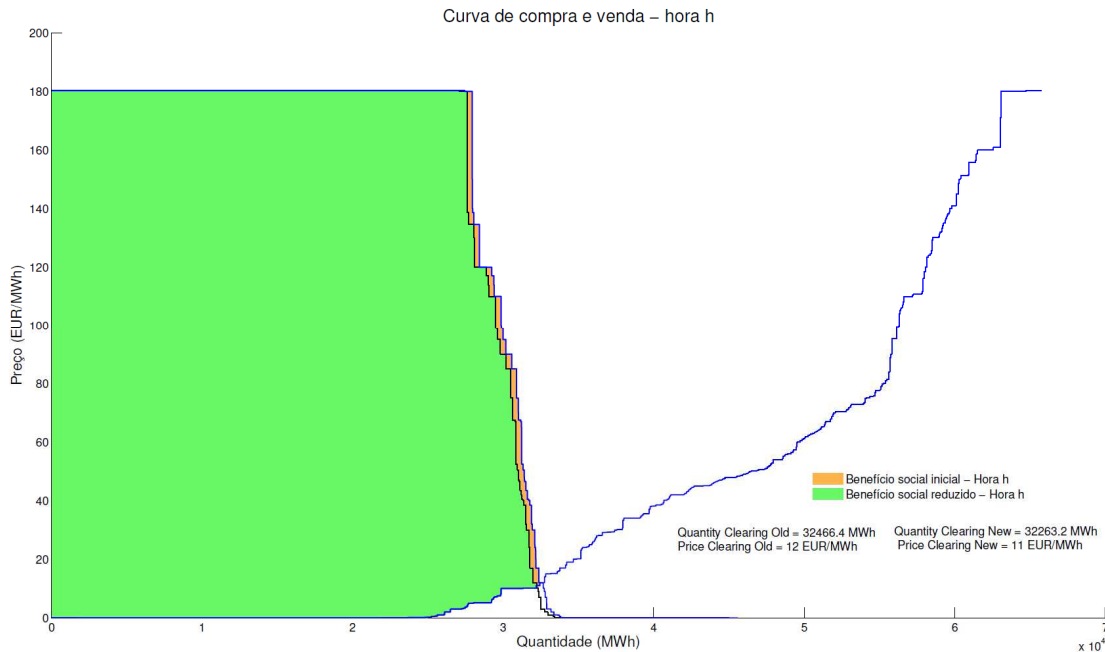


Figura 3.2 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo na hora h.

A área a laranja corresponde à situação antes de se deslocar o consumo na hora h, enquanto a área a verde corresponde à situação depois de se reduzir o consumo nessa mesma hora. Esta redução de carga implica uma diminuição do preço de mercado, passando este de 12 €/MWh para 11 €/MWh. Para esta hora, uma redução de 20% da carga de MAT, AT e MT, corresponde a um total de 559,97 MWh. Esta quantidade de energia será deslocada para as horas laterais de forma equitativa e, por conseguinte, cada uma dessas horas irá receber neste caso cerca de 280,00 MWh. A Figura 3.3 representa a situação em que a hora h+2 recebe 280,00 MWh provenientes da hora h, sendo o processo análogo para a hora h-2.

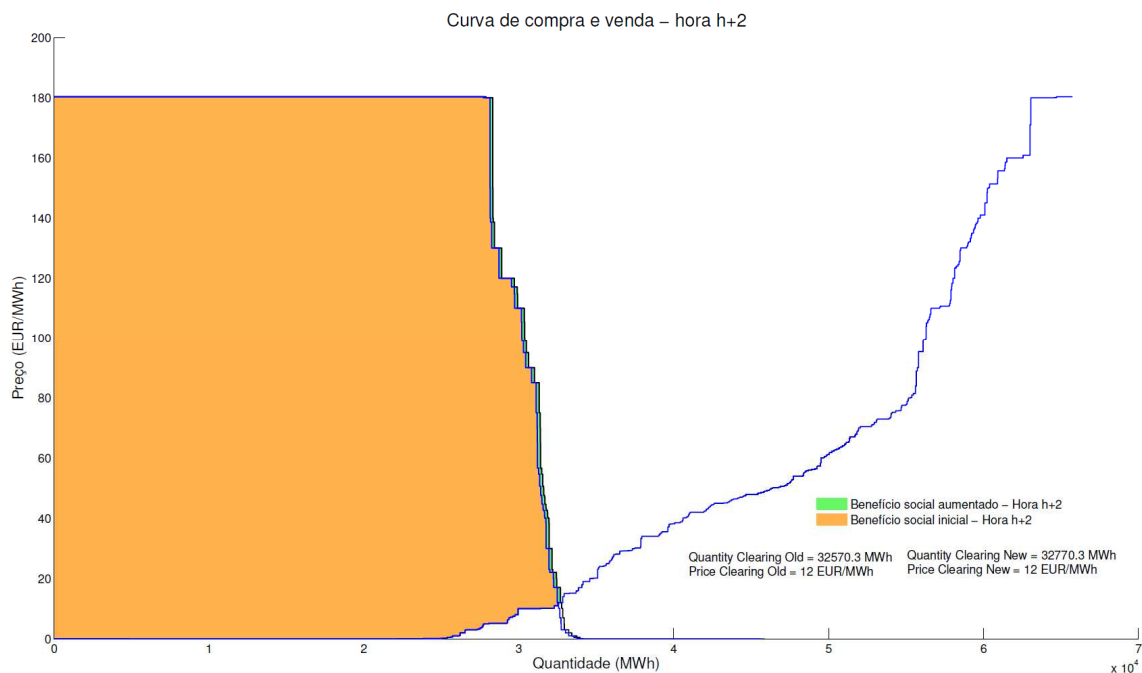


Figura 3.3 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo para a hora h+3 ou h-3.

Neste caso verifica-se que a área correspondente ao benefício social aumenta em relação à situação inicial (área a laranja) pelo facto de esta hora receber parte do consumo deslocado da hora h. Note-se que apesar de ocorrer um aumento do benefício social, o preço de fecho de mercado se mantém inalterado. Importa destacar que, apesar da quantidade de energia associada à curva das propostas de compra aumentar 280,00 MWh, isto não significa que para essa hora o mercado aceite a totalidade desses 280,00 MWh. Com efeito, será o cruzamento das curvas de compra e venda que irá determinar qual o novo valor de energia que é aceite em mercado nessa hora.

O impacto das novas opções tarifárias no benefício social será avaliado para cada hora seleccionada tendo em consideração o somatório da diferença das áreas relativas ao benefício social entre a situação final (redução ou aumento da carga) e a situação inicial. Assim, para cada hora a analisar o impacto no benefício social é determinado da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
 \text{Impacto Benefício Social (hora h)} &= \\
 &= (\text{Benefício social novo (hora h)} - \text{Benefício social inicial (hora h)}) + \\
 &+ (\text{Benefício social novo (hora h+i)} - \text{Benefício social inicial (hora h+i)}) + \\
 &+ (\text{Benefício social novo (hora h-i)} - \text{Benefício social inicial (hora h-i)})
 \end{aligned}$$

Nas simulações realizadas o índice i foi fixado em 3, uma vez que se admitiu que as horas a analisar correspondiam à hora central do período de Super Ponta, tendo este a duração de 5 horas. Assim, por exemplo, se numa determinada Área de Rede o período de Super Ponta decorrer da hora 18 à hora 23, procedia-se à análise da hora 20 reduzindo o consumo nessa hora de 1,70 % do valor associado aos níveis de MAT, AT e MT em Portugal e analisavam-se as horas laterais situadas imediatamente antes e após o período de Super Ponta, aumentando-se o consumo de cada uma delas de 0,85 % do valor associado aos níveis de MAT, AT e MT, isto é, analisavam-se as horas 17 e 23. Pretende-se assim assegurar que o consumo não se iria deslocar para horas igualmente incluídas no período de Super Ponta. Nas Áreas de Rede Norte e Porto teve-se em atenção o facto do período de Super Ponta se encontrar repartido em dois subperíodos localizando-se um deles da parte da manhã e o outro ao final da tarde, tal como se indicará na secção seguinte.

3.2. Seleção dos dias/horas a analisar

Tendo em conta a metodologia de avaliação detalhada na secção anterior, torna-se agora necessário identificar os dias nos quais serão analisadas horas do período de Super Ponta, isto é, em relação às quais se procederá à simulação da redução do seu consumo. A este propósito deve referir-se que este benefício será mais significativo se o diferencial de preços entre a hora do período de Super Ponta analisada e as horas laterais for mais elevado.

Assim, interessa avaliar se o preço de mercado nos dias úteis dos meses em que existem horas de Super Ponta nas diversas épocas indicadas em [1]:

- se revela muito homogéneo. Se tal ocorrer, a deslocação de 1,70 % do consumo de uma hora localizada no período de Super Ponta para horas laterais a esse período poderá ter um impacto reduzido na variação da Função de Benefício Social;
- se revela mais volátil, indiciando situações em que a deslocação de consumo referida poderá originar uma variação da Função de Benefício Social mais significativa.

Nestas condições, as Tabelas 3.1 a 3.7 indicam o valor do preço médio de mercado e o desvio padrão nos dias úteis dos meses de janeiro, fevereiro, março, julho, agosto, setembro e dezembro de 2018 para o período que decorre da hora 12 até à hora 24 de cada dia. Os meses referidos são aqueles em que ocorrem períodos de Super Ponta nas diversas Áreas de Rede, tal como se indica em [1]. Convirá esclarecer que, em geral, os preços de mercado são mais elevados no período das 18 h às 23 h tendo um valor um pouco mais reduzido nas horas anteriores a este período bem como na hora 24. Nestas condições, a obtenção de valores mais elevados para o desvio padrão indicará a existência de reduções de preços mais significativas no período anterior à hora 18 e na hora 24. Pelo contrário, a obtenção de valores reduzidos para o desvio padrão estará associada a valores muito homogéneos dos preços em todo o intervalo analisado, isto é, da hora 12 à hora 24.

Por sua vez as Tabelas 3.8 a 3.10 indicam o valor do preço médio de mercado e do desvio padrão nos dias úteis dos meses de janeiro, fevereiro e março no período que decorre da hora 8 até à hora 14 uma vez que nas Áreas de Rede Norte e Porto ocorrem períodos de Super Ponta enquadrados por este intervalo.

O significado das cores incluídas em diversas linhas destas tabelas encontra-se indicado no final da Tabela 3.1 e mantém-se inalterado nas Tabelas 3.2 a 3.10.

Tabela 3.1 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em janeiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
2	49,41	4,07	17	58,75	4,11
3	51,19	3,07	18	60,69	0,83
4	47,31	2,85	19	56,91	2,73
5	55,57	3,30	22	57,17	2,52
8	68,91	1,21	23	60,72	1,73
9	62,10	5,45	24	56,20	3,41
10	52,25	5,10	25	53,45	4,56
11	57,41	2,78	26	53,18	3,87
12	64,02	2,15	29	56,31	2,26
15	59,87	3,39	30	58,35	1,31
16	55,85	5,21	31	58,91	0,96



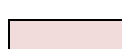
-  dias com reduzida volatilidade do preço de mercado
-  dias com valor intermédio de volatilidade do preço de mercado
-  dias com mais elevada volatilidade do preço de mercado

Tabela 3.2 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em fevereiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
1	53,22	5,44	15	61,21	1,93
2	54,05	5,91	16	61,16	0,97
5	57,78	3,44	19	59,34	2,80
6	57,26	4,30	20	53,61	4,63
7	60,73	4,56	21	52,26	5,94
8	66,79	3,34	22	57,52	3,16
9	61,96	4,34	23	61,91	1,11
12	60,73	3,04	26	63,13	2,76
13	52,32	6,19	27	69,24	2,98
14	51,32	6,32	28	59,01	3,53

Tabela 3.3 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em março de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
1	52,02	5,65	16	47,51	3,26
2	52,59	7,18	19	44,92	4,23
5	52,63	1,83	20	40,75	6,54
6	52,82	3,52	21	49,79	5,32
7	53,07	2,94	22	53,78	3,42
8	49,40	4,69	23	46,27	4,89
9	44,88	3,52	26	52,06	5,53
12	49,38	10,72	27	47,06	4,69
13	50,19	5,05	28	45,40	3,89
14	33,91	10,13	29	24,12	8,55
15	41,44	6,86	30	4,82	2,16

Tabela 3.4 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em julho de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
2	62,13	0,38	17	64,83	1,57
3	62,56	0,64	18	65,80	0,61
4	61,06	1,44	19	65,08	1,11
5	61,98	0,28	20	62,86	2,50
6	61,95	0,70	23	65,81	0,71
9	63,60	0,97	24	66,46	1,68
10	63,00	1,02	25	66,87	0,90
11	63,59	1,22	26	67,01	1,43
12	65,90	1,59	27	64,17	2,87
13	65,08	0,90	30	66,55	1,01
16	64,15	0,71	31	66,11	1,92

Tabela 3.5 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em agosto de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
1	66,47	1,58	17	62,92	2,53
2	68,39	0,91	20	67,28	1,28
3	69,36	1,48	21	69,94	2,04
6	70,64	1,05	22	70,95	1,25
7	67,02	1,55	23	69,25	1,94
8	66,60	1,26	24	66,32	1,60
9	64,52	1,17	27	69,77	1,70
10	66,32	1,62	28	69,85	1,77
13	64,71	1,92	29	72,20	2,67
14	63,81	0,67	30	72,97	2,14
16	65,24	1,73	31	71,41	2,07

Tabela 3.6 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em setembro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
3	73,30	1,35	17	74,96	3,27
4	73,82	1,00	18	76,84	1,76
5	76,80	1,20	19	76,36	1,42
6	72,29	1,64	20	74,88	2,06
7	70,89	0,95	21	74,56	1,04
10	75,28	2,02	24	70,84	1,51
11	74,64	1,57	25	73,30	2,54
12	77,65	1,28	26	74,53	1,89
13	75,91	2,12	27	75,83	1,60
14	75,27	1,98	28	75,56	1,47

Tabela 3.7- Preço médio do MIBEL e desvio padrão em dezembro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 12 às 24 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
3	68,00	1,62	17	68,50	3,19
4	68,89	1,24	18	65,52	2,35
5	65,72	1,45	19	64,88	2,55
6	65,08	1,80	20	66,15	1,53
7	62,93	1,50	21	63,39	1,73
10	66,17	2,04	24	66,28	1,76
11	66,94	1,96	26	67,91	1,25
12	66,99	3,15	27	69,29	1,31
13	64,48	2,89	28	65,11	3,05
14	66,08	2,33	31	66,00	1,78

Tabela 3.8 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em janeiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 8 às 14 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
2	48,02	2,66	17	56,59	4,38
3	51,35	4,06	18	60,56	0,90
4	47,21	3,39	19	58,46	1,64
5	50,06	4,21	22	59,12	1,02
8	68,44	1,78	23	60,63	0,94
9	60,16	3,10	24	58,03	1,58
10	61,14	5,92	25	57,80	1,15
11	56,25	1,95	26	53,91	3,48
12	65,24	1,86	29	58,05	1,44
15	62,99	2,10	30	57,94	1,19
16	58,95	3,65	31	58,79	0,43

Tabela 3.9 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em fevereiro de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 8 às 14 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
1	58,93	1,92	15	58,63	1,97
2	55,77	2,36	16	61,54	0,62
5	60,61	1,24	19	60,86	0,55
6	58,48	3,06	20	57,84	3,83
7	61,10	1,96	21	54,18	5,82
8	65,67	1,78	22	58,26	2,23
9	67,27	1,61	23	61,60	0,44
12	60,90	1,09	26	63,49	1,38
13	55,67	4,69	27	69,15	2,31
14	52,73	4,39	28	61,72	0,47

Tabela 3.10 - Preço médio do MIBEL e desvio padrão em março de 2018, dias de semana exceto feriados, no período das 8 às 14 h.

dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh	dia	preço médio €/MWh	desvio padrão €/MWh
1	60,10	2,99	16	50,60	2,42
2	62,71	2,42	19	45,86	2,09
5	52,56	1,69	20	38,94	3,36
6	53,32	1,84	21	47,82	1,23
7	56,22	3,65	22	57,34	1,61
8	53,00	2,49	23	53,92	2,59
9	47,13	1,75	26	53,19	0,71
12	43,47	3,05	27	52,30	2,84
13	52,60	3,37	28	51,27	1,91
14	40,99	4,11	29	37,60	3,66
15	40,71	4,41	30	4,46	1,34

Tendo em conta os elementos constantes das Tabelas 3.1 a 3.10, foram selecionados os dias que se indicam em seguida:

A. Período de Super Ponta do final da tarde/princípio da noite, a que se referem as Tabelas 3.1 a 3.7:

- i) dias com reduzida volatilidade do preço de mercado - 18 e 31 de janeiro, 16 e 23 de fevereiro (assinalados a cor azul nas Tabelas 3.1 a 3.7);
- ii) dias com valor intermédio de volatilidade do preço de mercado - 2, 12, 15 e 22 de janeiro e 22 e 27 de fevereiro (assinalados a cor verde nas Tabelas 3.1 a 3.7);
- iii) dias com mais elevada volatilidade do preço de mercado - 13 e 14 de fevereiro e 12 e 14 de março (assinalados a cor vermelha nas Tabelas 3.1 a 3.7);
- iv) quatro dias dos meses de julho, agosto e setembro, visto estes meses estarem incluídos na época 1 da Área de Rede Sul. Deve assinalar-se que, de acordo com os valores incluídos nas Tabelas 3.4, 3.5 e 3.6 os preços de mercado são especialmente estáveis no período das 12 h às 24 h, nos dias úteis desses três meses pelo que o deslocamento de consumos de horas de Super Ponta para fora desse período não conduzirá a alterações significativas do valor da Função de Benefício Social. Em todo o caso, foram analisados os dias 18 e 23 de julho como exemplos de dias em que os preços foram particularmente estáveis e os dias 27 de julho e 17 de setembro por

corresponderem, nestes três meses, a dias em que o desvio padrão dos preços no intervalo das 12 h às 24 h é mais elevado;

B. Período de Super Ponta do final da manhã, a que se referem as Tabelas 3.8 a 3.10:

- i) dias com reduzida volatilidade do preço de mercado - 31 de janeiro e 23 de fevereiro (assinalados a cor azul nas Tabelas 3.8 a 3.10);
- ii) dias com mais elevada volatilidade do preço de mercado - 10 de janeiro e 21 de fevereiro (assinalados a cor verde nas Tabelas 3.8 a 3.10).

Para além de outras áreas de rede, todos os dias indicados em A.i) e A.ii) estão incluídos na época 1 das Áreas de Rede do Porto e de Lisboa, pelo que se garante que o consumo associado à simulação a realizar é mais significativo. Com efeito, os dias 2, 12, 15, 18, 22 e 31 de janeiro, os dias 13, 14, 16, 22, 23 e 27 de fevereiro estão incluídos na época 1 das Áreas de Rede Norte, Porto, Mondego, Lisboa e Tejo, enquanto os dias 12 e 14 de março estão incluídos na época 1 das Áreas de Rede Porto e Lisboa. Em cada um destes dias será analisada a hora h correspondente à hora central do período de 5 horas de Super Ponta bem como as horas h-3 e h+3 admitindo-se que o consumo das Áreas de Rede em que essas horas façam parte do período de Super Ponta se reduz de 1,70 % do consumo referente aos níveis de MAT, AT e MT em Portugal e o consumo das horas h-3 e h+3 aumenta cada um deles de 0,85 % do consumo nos níveis de tensão indicados.

Por seu lado, os dias indicados em B.i) e B.ii) são relevantes apenas para as Áreas de Rede Norte e Porto em que se encontra igualmente definido um período de Super Ponta durante a manhã. Nestas condições, nestes dias foi analisada a hora 11 considerada como hora central do período em análise (hora h) e admitiu-se que nessa hora o consumo verificado nas Áreas de Rede Norte e Porto se reduzia de 1,70 % do consumo referente aos níveis de MAT, AT e MT em Portugal e que o consumo nas horas 8 e 14 (correspondentes a h-3 e h+3) se incrementa cada um deles de 0,85 % do consumo nos níveis de tensão indicados.

3.3. Resultados obtidos

As Tabelas 3.11 a 3.32 apresentam os resultados obtidos para cada um dos dias/horas indicados anteriormente. Para cada um desses dias/horas, cada tabela contém informação sobre a hora h analisada, bem como o valor da Função de Benefício Social original relativa às horas h, h-3 e h+3. Em seguida, para essas mesmas horas são indicados os valores da Função de Benefício Social para a hora h, admitindo que se deslocou 1,70 % do consumo referido, e para as horas h-3 e h+3 admitindo que o consumo nessas horas se incrementava de 0,85 % do consumo da hora h já referido. O benefício obtido em cada caso resulta da diferença entre a soma dos valores da Função de Benefício Social nas horas h-3, h e h+3 após se simular o deslocamento do consumo e na situação base, antes de simular esse deslocamento.

Tabela 3.11 - Resultados obtidos para a hora 20 do dia 18 de janeiro de 2018

mês	dia	hora
janeiro	18	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4989,83	
hora 20	5231,35	
hora 23	5144,85	
total_1	15366,02	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4993,12	
hora 20	5225,16	
hora 23	5147,18	
total_2	15365,46	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-561,00

Tabela 3.12 - Resultados obtidos para a hora 20 do dia 31 de janeiro de 2018.

mês	dia	hora
janeiro	31	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4849,97	
hora 20	5160,50	
hora 23	5046,25	
total_1	15056,72	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4852,68	
hora 20	5156,65	
hora 23	5049,62	
total_2	15058,95	
Benefício=total_2-total_1 (€)		223,45

Tabela 3.13 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 16 de fevereiro de 2018.

mês	dia	hora
fevereiro	16	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4881,63	
hora 20	5005,53	
hora 23	4809,02	
total_1	14696,18	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4884,80	
hora 20	4999,71	
hora 23	4812,39	
total_2	14696,90	
Benefício=total_2-total_1 (€)		721,19

Tabela 3.14 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 23 de fevereiro de 2018.

mês	dia	hora
fevereiro	23	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4676,92	
hora 20	4700,30	
hora 23	4604,58	
total_1	13981,80	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4680,15	
hora 20	4693,79	
hora 23	4607,89	
total_2	13981,84	
Benefício=total_2-total_1 (€)		40,16

Tabela 3.15 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 22 de janeiro de 2018.

mês	dia	hora
janeiro	22	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4991,67	
hora 20	5235,40	
hora 23	5063,10	
total_1	15290,17	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4993,71	
hora 20	5230,33	
hora 23	5065,42	
total_2	15289,45	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-712,82

Tabela 3.16 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 12 de janeiro de 2018.

mês	dia	hora
janeiro	12	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	5267,07	
hora 20	5455,87	
hora 23	5236,77	
total_1	15959,71	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	5269,01	
hora 20	5449,34	
hora 23	5238,59	
total_2	15956,94	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-2774,85

Tabela 3.17 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 02 de janeiro de 2018.

mês	dia	hora
janeiro	02	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4546,85	
hora 20	4792,40	
hora 23	4638,50	
total_1	13977,75	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4548,28	
hora 20	4789,66	
hora 23	4641,36	
total_2	13979,30	
Benefício=total_2-total_1 (€)		1552,52

Tabela 3.18 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 15 de janeiro de 2018.

mês	dia	hora
janeiro	15	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	5165,81	
hora 20	5641,09	
hora 23	5459,27	
total_1	16266,17	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	5167,09	
hora 20	5634,55	
hora 23	5462,57	
total_2	16264,21	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-1967,38

Tabela 3.19 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 22 de fevereiro de 2018.

mês	dia	hora
fevereiro	12	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	5139,54	
hora 20	5340,10	
hora 23	5124,17	
total_1	15603,81	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	5142,45	
hora 20	5334,18	
hora 23	5127,17	
total_2	15603,80	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-14,31

Tabela 3.20- Resultados obtidos para a hora 20 de dia 27 de fevereiro de 2018.

mês	dia	hora
fevereiro	27	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4808,48	
hora 20	5082,59	
hora 23	5204,86	
total_1	15095,93	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4810,30	
hora 20	5075,68	
hora 23	5208,33	
total_2	15094,31	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-1621,87

Tabela 3.21 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 13 de fevereiro de 2018.

mês	dia	hora
fevereiro	13	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	5120,83	
hora 20	5505,28	
hora 23	5420,75	
total_1	16046,86	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	5123,32	
hora 20	5500,11	
hora 23	5422,04	
total_2	16045,47	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-1385,44

Tabela 3.22 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 14 de fevereiro de 2018.

mês	dia	hora
fevereiro	14	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	5024,03	
hora 20	5330,64	
hora 23	5193,00	
total_1	15547,67	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	5027,31	
hora 20	5326,42	
hora 23	5194,69	
total_2	15548,42	
Benefício=total_2-total_1 (€)		749,73

Tabela 3.23 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 12 de março de 2018.

mês	dia	hora
março	12	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4972,22	
hora 20	4811,55	
hora 23	4760,63	
total_1	14544,39	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4973,79	
hora 20	4808,25	
hora 23	4760,19	
total_2	14542,24	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-2154,90

Tabela 3.24 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 14 de março de 2018.

mês	dia	hora
março	14	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	5005,58	
hora 20	5186,15	
hora 23	4932,06	
total_1	15123,79	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	5007,17	
hora 20	5182,85	
hora 23	4933,72	
total_2	15123,73	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-61,31

Tabela 3.25 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 18 de julho de 2018.

mês	dia	hora
julho	18	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	5013,43	
hora 20	4789,75	
hora 23	4428,82	
total_1	14232,01	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	5014,32	
hora 20	4787,95	
hora 23	4429,72	
total_2	14231,99	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-11,97

Tabela 3.26 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 23 de julho de 2018.

mês	dia	hora
julho	23	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4611,94	
hora 20	4501,91	
hora 23	4284,61	
total_1	13398,46	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4612,82	
hora 20	4500,12	
hora 23	4285,51	
total_2	13398,45	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-7,27

Tabela 3.27 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 27 de julho de 2018.

mês	dia	hora
julho	27	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4919,32	
hora 20	4717,69	
hora 23	4493,84	
total_1	14130,85	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4920,19	
hora 20	4715,92	
hora 23	4494,73	
total_2	14130,84	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-2,61

Tabela 3.28 - Resultados obtidos para a hora 20 de dia 17 de setembro de 2018.

mês	dia	hora
setembro	17	20
situação base		
	FBS (k€)	
hora 17	4533,82	
hora 20	4116,30	
hora 23	4044,33	
total_1	12694,45	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 17	4534,88	
hora 20	4114,09	
hora 23	4045,42	
total_2	12694,39	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-60,37

Tabela 3.29 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 31 de janeiro de 2018.

mês	dia	hora
janeiro	31	11
situação base		
	FBS (k€)	
hora 8	4445,66	
hora 11	5143,81	
hora 14	5120,81	
total_1	14710,28	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 8	4447,64	
hora 1	5139,83	
hora 14	5122,81	
total_2	14710,29	
Benefício=total_2-total_1 (€)		2,42

Tabela 3.30 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 23 de fevereiro de 2018.

mês	dia	hora
fevereiro	23	11
situação base		
	FBS (k€)	
hora 8	4337,20	
hora 11	5156,24	
hora 14	5105,29	
total_1	14598,73	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 8	4339,18	
hora 1	5153,39	
hora 14	5107,26	
total_2	14599,82	
Benefício=total_2-total_1 (€)		1091,28

Tabela 3.31 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 10 de janeiro de 2018.

mês	dia	hora
janeiro	10	11
situação base		
	FBS (k€)	
hora 8	4598,54	
hora 11	5517,09	
hora 14	5809,57	
total_1	15925,19	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 8	4600,52	
hora 1	5513,14	
hora 14	5810,29	
total_2	15923,96	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-1237,92

Tabela 3.32 - Resultados obtidos para a hora 11 de dia 21 de fevereiro de 2018.

mês	Dia	hora
fevereiro	21	11
situação base		
	FBS (k€)	
hora 8	4653,91	
hora 11	5305,62	
hora 14	5501,78	
total_1	15461,31	
deslocamento de 1,70 % do consumo		
	FBS (k€)	
hora 8	4654,67	
hora 1	5302,95	
hora 14	5502,64	
total_2	15460,27	
Benefício=total_2-total_1 (€)		-1040,34

A Tabela 3.33 condensa todos estes resultados indicando o mês, o dia e a hora h simulada, a variação obtida para a Função de Benefício Social, o preço médio de mercado respetivo (no período das 12 h às 24 h ou das 8 h às 14 h, conforme os casos) e finalmente o desvio padrão.

Como se pode verificar, existem horas em que a transferência de consumos da hora h para as horas $h-3$ e $h+3$ permite antever um impacto positivo no valor da Função de Benefício Social, correspondendo a uma variação positiva, enquanto noutras horas a variação estimada é negativa. A este respeito deve assinalar-se que ocorrerá um impacto positivo quando o aumento do Benefício Social verificado nas horas $h-3$ e $h+3$ originado, nestas horas, pelo aumento do consumo for superior à redução do valor do Benefício Social sentido na hora h devido à redução do consumo.

A redução do Benefício Social na hora h será mais evidente se, devido à redução de consumo, a intersecção da curva agregada das vendas com a nova curva agregada das compras determinar uma redução do preço de mercado. Contudo, existem situações em que a redução de consumo não é suficiente para determinar uma redução do preço de mercado ou a intersecção das curvas agregadas se realiza numa zona em patamar mais extensa da curva agregada das ofertas de venda, de tal modo que o preço de mercado não se altera. Em contrapartida, nas horas $h-3$ e $h+3$ o aumento do valor do Benefício Social pode ser pouco pronunciado especialmente se, ao aumentar o consumo nessas horas, o preço de mercado se elevar.

A ocorrência de diversas horas, de entre as analisadas, em que a variação da Função de Benefício Social é negativa sugere que nesses casos a redução do consumo na hora h não determinou a redução do preço de mercado e/ou o aumento do consumo nas horas $h-3$ e $h+3$ originou a elevação desse preço. Se tal ocorrer, a redução do Benefício Social na hora h não será compensada pelo aumento nas horas $h-3$ e $h+3$.

Isto significa ainda que estes resultados são muito dependentes do andamento das curvas agregadas de ofertas de compra e de venda nas horas analisadas sendo, por esta razão, difícil realizar uma estimativa deste tipo a longo prazo. Esta dificuldade é ainda acentuada uma vez que é normal existir alguma variabilidade nestas curvas de ofertas ao longo do mesmo dia. Por outro lado, são esperadas alterações importantes no parque produtor nos próximos anos (por exemplo, com a desclassificação prevista das centrais térmicas a carvão) pelo que os resultados obtidos nesta secção deverão ser encarados com alguma precaução.

Tabela 3.33 - Variação da Função de Benefício Social, preço médio de mercado e desvio padrão para os diversos dias/horas simuladas.

	mês	dia	hora	variação FBS (€)	preço médio (€/MWh)	desvio padrão
1	janeiro	18	20	-561,00	60,69	0,83
2	janeiro	31	20	2233,45	58,91	0,96
3	fevereiro	16	20	721,19	61,16	0,97
4	fevereiro	23	20	40,16	61,91	1,11
5	janeiro	22	20	-712,82	57,17	2,52
6	janeiro	12	20	-2774,85	64,02	2,15
7	janeiro	02	20	1552,52	49,41	4,07
8	janeiro	15	20	-1967,38	59,87	3,39
9	fevereiro	22	20	-14,31	57,52	3,16
10	fevereiro	27	20	-1621,87	69,24	2,98
11	fevereiro	13	20	-1385,44	52,32	6,19
12	fevereiro	14	20	749,73	51,32	6,32
13	março	12	20	-2154,90	49,38	10,72
14	março	14	20	-61,31	33,91	10,13
15	julho	18	20	-11,97	65,80	0,61
16	julho	23	20	-7,27	65,81	0,71
17	julho	27	20	-2,61	64,17	2,87
18	setembro	17	20	-60,37	74,96	3,27
19	janeiro	31	11	2,42	58,79	0,43
20	fevereiro	23	11	1091,28	61,60	0,44
21	janeiro	10	11	-1237,92	61,14	5,92
22	fevereiro	21	11	-1040,34	54,18	5,82

Por outro lado, os resultados obtidos não permitem evidenciar dependências claras entre a variação da Função de Benefício Social e o valor médio e o desvio padrão dos preços de mercado nos períodos analisados, tendo em conta a percentagem de deslocação de consumo considerada, 1,70 % do consumo nos níveis de MAT, AT e MT. Em todo o caso, nota-se alguma tendência para a obtenção de variações da Função de Benefício Social muito reduzidas nos períodos em que o desvio padrão dos preços de mercado é reduzido (por exemplo, na hora 20 dos dias 23 e 27 de julho e na hora 20 do dia 23 de fevereiro) especialmente se esta situação for acompanhada por um valor médio do preço de mercado mais elevado.

Por outro lado, nos dias em que o desvio padrão dos preços de mercado é mais elevado (por exemplo, na hora 20 dos dias 12 e 14 de março, na hora 20 dos dias 13 e 14 de fevereiro e na hora 11 dos dias 10 de janeiro e 21 de fevereiro) observam-se variações mais elevadas da Função de Benefício Social sendo essas variações negativas em 5 das 6 situações referidas. Estas variações negativas significam que nesses períodos uma deslocação de consumos origina a

redução do valor da Função de Benefício Social nas horas de consumos mais elevados que não é compensada pelo aumento do valor da Função de Benefício Social nas horas laterais para onde parte do consumo é desviado. Repare-se que nos dias referidos o desvio padrão dos preços de mercado é mais elevado, significando que existem diferenças mais significativas entre o preço de mercado nas horas de consumo mais elevado e nas horas laterais.

Tendo em conta estas indicações, foi estimada a variação global da Função de Benefício Social considerando o número de horas associadas aos períodos de Super Ponta por Área de Rede, nomeadamente no período da manhã nas Áreas de Rede do Norte (nos meses de dezembro, janeiro e fevereiro) e Porto (nos meses de janeiro, fevereiro e março), nas Áreas de Rede do Norte, Porto, Mondego, Tejo e Lisboa no período do final da tarde, início da noite nos meses de dezembro, janeiro, fevereiro e março e na Área de Rede do Sul nos meses de julho, agosto e setembro.

Por outro lado, os valores do desvio padrão do preço de mercado incluídos nas Tabelas 3.1 a 3.10 mostram que nos meses de julho, agosto e setembro (relevantes para a Área de Rede Sul), os valores do desvio padrão são em geral muito reduzidos. Assim, e assumindo como *thresholds* do desvio padrão os valores 2,00 e 5,00, foram consideradas duas amostras de preços de mercado, uma delas referente aos meses de janeiro, fevereiro, março e dezembro e a outra agrupando os meses de julho, agosto e setembro e, para cada uma delas, foi obtida a percentagem de dias em que o desvio padrão é inferior a 2,00, se situa entre 2,00 e 5,00 e é superior a 5,00. Os valores obtidos foram os seguintes:

- meses de janeiro, fevereiro, março e dezembro:
 - desvio padrão inferior a 2,00 em 35,81% dos dias;
 - desvio padrão entre 2,00 e 5,00 em 50,68 % dos dias;
 - desvio padrão superior a 5,00 em 13,51% dos dias;
- meses de julho, agosto e setembro:
 - desvio padrão inferior a 2,00 em 81,25% dos dias;
 - desvio padrão entre 2,00 e 5,00 em 18,75% dos dias;
 - desvio padrão superior a 5,00 em 0,00% dos dias.

Nestas condições, a agregação dos resultados parcelares obtidos para a variação da FBS foi realizada atribuindo estes pesos aos valores da variação da FBS indicados na Tabela 3.33. Assim, por exemplo, no período de dezembro a março estão disponíveis quatro valores para a variação da FBS em períodos de maior volatilidade dos preços, seis valores para a variação da FBS em dias de volatilidade intermédia e quatro valores em períodos de menor volatilidade. O valor médio da variação da FBS em cada um destes conjuntos foi pesado utilizando as percentagens indicadas acima e, em seguida, foi multiplicado pelo número de horas do período de Super Ponta das Áreas de Rede associadas. Em relação ao período de dezembro a março mencionado,

e designando por V_{m1} , V_{m2} e V_{m3} os valores médios das variações da FBS nos períodos de maior volatilidade, de volatilidade intermédia e de menor volatilidade, o valor médio pesado dessa variação é dado por (3.1) em que Nhsp representa o número de horas de Super Ponta nas Áreas de Rede consideradas neste período.

$$\Delta FBS(\text{jan, fev, mar}) = (0,1351 \cdot V_{m1} + 0,5068 \cdot V_{m2} + 0,3581 \cdot V_{m3}) \cdot Nhsp \quad (3.1)$$

Procedendo deste modo, para todos os períodos de Super Ponta foi então estimado o valor de -123,69 k€ para o benefício resultante da alteração da FBS devido à deslocação de 1,70 % do consumo dos níveis de MAT, AT e MT em Portugal das horas de Super Ponta para horas laterais referente ao ano de 2018.

Este valor foi em seguida projetado ao longo do horizonte em análise, 2018 - 2040, e os valores anuais foram referidos ao ano inicial utilizando a taxa de atualização de 5,75%. O valor assim obtido foi de -1.680,26 k€. Finalmente, considerou-se ainda que Portugal tem uma participação média em termos de volume económico resultante da energia contratada no mercado diário do MIBEL de cerca de 22,5 % pelo que o valor final desta componente da Análise de Benefício Custo foi estimado em -378,06 k€. Como se referiu anteriormente, este resultado deverá ser encarado com alguma precaução atendendo à variabilidade das curvas agregadas de ofertas de compra e venda, especialmente numa altura em que se antevêm alterações significativas do parque electroprodutor.

Capítulo 4

Avaliação do Impacto nas Perdas nas Redes de Transporte e de Distribuição

4.1. Metodologia utilizada

Nesta Análise de Benefício Custo foi igualmente estimado o impacto das regras tarifárias especificadas em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1 na redução das perdas em equipamentos de rede. Este impacto foi avaliado para os níveis de MAT, AT e MT considerando os perfis de perdas para 2018 disponibilizados pela ERSE [5]. Em primeiro lugar, foram estimadas as perdas para a situação original da distribuição dos consumos no ano de 2018 (i.e., sem introdução das opções tarifárias indicadas em [1]). Posteriormente estimaram-se as perdas para o cenário de evolução dos consumos indicado no Capítulo 2 prevendo-se a deslocação de parte dos consumos das horas de Super Ponta para as horas laterais. O diagrama de perdas obtido foi de seguida comparado com o diagrama de perdas do cenário original. Nestas condições, determinaram-se as perdas evitadas e, em seguida, essas energias evitadas de perdas foram valorizadas em cada um dos níveis de tensão considerados utilizando os valores indicados na Tabela 4.1 tendo em conta os valores adotados pela ERSE para calcular o valor das tarifas aditivas para 2018.

Em termos gerais, o processo pode ser formalizado da seguinte forma:

$$E_e^{MAT}(h) = E_c^{MAT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{MAT}(h)) \quad (4.1)$$

$$E_e^{AT}(h) = E_c^{AT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{AT}(h)) \quad (4.2)$$

$$E_e^{MT}(h) = E_c^{MT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{MT}(h)) \quad (4.3)$$

Nestas expressões:

- $E_e^{MAT}(h)$ - energia a injetar em MAT, necessária para alimentar a carga $E_c^{MAT}(h)$, no intervalo h^2 ;
- $E_e^{AT}(h)$ - energia a injetar em AT, necessária para alimentar a carga $E_c^{AT}(h)$, no intervalo h ;

² Os perfis de perdas encontram-se definidos numa base de 15 min. Nestas expressões, h representa qualquer destes intervalos.

- $E_c^{MT}(h)$ - energia a injetar em MT, necessária para alimentar a carga $E_c^{MT}(h)$, no intervalo h ;
- $Pf_p^{MAT}(h)$ - perfil de perdas MAT no intervalo h ;
- $Pf_p^{AT}(h)$ - perfil de perdas AT no intervalo h ;
- $Pf_p^{MT}(h)$ - perfil de perdas MT no intervalo h .

O consumo considerado em cada nível de tensão engloba todo o consumo desse nível e de todos os níveis abaixo, afetados das respetivas perdas. Por exemplo, $E_c^{AT}(h)$ representa a carga total no nível AT, ou seja, toda a carga associada aos consumidores AT, adicionada da carga total MT afetada das perdas MT. Por sua vez, $E_c^{MT}(h)$ representa toda a carga associada aos consumidores MT, adicionada da carga total BT afetada das respetivas perdas.

O diagrama de perdas em cada nível de tensão é dado por:

$$E_p^{MAT}(h) = E_c^{MAT}(h) - E_c^{MAT}(h) \quad (4.4)$$

$$E_p^{AT}(h) = E_c^{AT}(h) - E_c^{AT}(h) \quad (4.5)$$

$$E_p^{MT}(h) = E_c^{MT}(h) - E_c^{MT}(h) \quad (4.6)$$

Nestas expressões:

- $E_p^{MAT}(h)$ - energia de perdas em MAT, no intervalo h ;
- $E_p^{AT}(h)$ - energia de perdas em AT, no intervalo h ;
- $E_p^{MT}(h)$ - energia de perdas em MT, no intervalo h .

A energia total de perdas em cada nível de tensão será:

$$E_p^{MAT\ total} = \sum_h E_p^{MAT}(h) \quad (4.7)$$

$$E_p^{AT\ total} = \sum_h E_p^{AT}(h) \quad (4.8)$$

$$E_p^{MT\ total} = \sum_h E_p^{MT}(h) \quad (4.9)$$

Estas quantidades são calculadas tanto para o diagrama original como para o diagrama decorrente da transferência de consumos dos níveis de MAT, AT e MT das horas de Super Ponta para as horas laterais.

A Tabela 4.1 indica os valores utilizados para a valorização da redução de perdas decorrente da aplicação das opções tarifárias especificadas em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1 para o ano de 2018. Tal como se indica na secção 2.5, estes valores são atualizados à taxa de 2% ao longo dos anos do horizonte em estudo.

Tabela 4.1 - Preços para valorização de perdas no ano 2018 para a MAT, AT e MT.

Preços para valorização de perdas (€/MWh)	
MAT	78,8
AT	87,2
MT	112,6

4.2. Resultados Obtidos

Considerando os consumos por nível de tensão e área da rede em período de Super Ponta e horas adjacentes, foram estimados os valores das perdas em MWh e sua respetiva valorização considerando os valores indicados na Tabela 4.1. Em seguida, os consumos em Super Ponta foram deslocados para as horas adjacentes supracitadas sendo então calculado de novo o valor total de perdas, bem como a respetiva nova valorização. A Tabela 4.2 apresenta esses resultados para o ano base de 2018.

Tabela 4.2 - Perdas em MT, AT e MAT a as respetivas valorizações para o ano de 2018.

2018	Antes do deslocamento		Após o deslocamento		Redução	
	MWh	k€	MWh	k€	MWh	k€
MT	51.038,58	5.746,94	50.984,20	5.740,82	54,38	6,12
AT	7.366,65	642,37	7.359,17	641,72	7,48	0,65
MAT	3.751,13	295,59	3.750,63	295,55	0,50	0,04

Após essa análise para o ano base, os valores dos consumos foram projetados ao longo do horizonte de planeamento, 2018 - 2040, utilizando a taxa anual de crescimento de 0,6%. Estes valores dos consumos anuais permitiram estimar de novo o valor das perdas em MWh. Da mesma forma, os preços utilizados para a valorização das perdas também foram projetados dentro do horizonte em análise utilizando a taxa de inflação de 2%. Por fim, os valores anuais foram referidos ao ano inicial utilizando a taxa de atualização de 5,75%. Desta forma, a Tabela 4.3 apresenta os valores evitados de perdas e custos no período considerando o deslocamento de 1,70% da carga em Super Ponta para os períodos adjacentes.

Tabela 4.3 - Perdas em MT, AT e MAT a as respetivas valorizações para o horizonte 2018-2040.

2018 - 2040	Antes do deslocamento		Após o deslocamento		Redução	
	MWh	k€	MWh	k€	MWh	k€
MT	1.313.284,80	99.678,89	1.311.885,34	99.572,67	1.399,47	106,22
AT	189.552,92	11.141,73	189.360,50	11.130,43	192,42	11,31
MAT	96.521,18	5.126,90	96.508,17	5.126,21	13,01	0,69
Total	1.599.358,9	115.947,52	1.597.754,01	115.829,31	1.604,9	118,22

Capítulo 5

Avaliação do Impacto no Diferimento de Investimentos em Equipamentos de Rede

5.1. Metodologias Utilizadas

Neste Capítulo são apresentados os resultados referentes ao impacto da implementação das opções tarifárias especificadas em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1 no diferimento de investimentos em equipamentos de rede (e.g., linhas, cabos subterrâneos e subestações). Ao realizar esta análise foram adotadas duas abordagens distintas:

- A. Abordagem 1 - Diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização;
- B. Abordagem 2 - Custos evitados de acordo com os custos incrementais de longo prazo disponibilizados pela ERSE originalmente em [6] e atualizados em [7].

A explicação de cada abordagem assim como os respetivos resultados são apresentados nos pontos seguintes.

5.2. Abordagem 1 - Diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização

5.2.1. Descrição da Metodologia

Em primeiro lugar analisou-se o diferimento do investimento em transformadores, linhas aéreas e cabos subterrâneos tendo em conta os níveis de utilização destes equipamentos no ano de 2018. Admitiu-se que o pico de consumo registado no ano de 2018 é responsável pelo nível máximo de utilização verificado nos equipamentos em análise. O mesmo pressuposto é admitido para o cenário de deslocamento de consumos analisado, ou seja, o nível máximo de utilização das subestações, dos cabos subterrâneos e das linhas aéreas está relacionado com o pico de consumo obtido depois de deslocado o consumo das horas de Super Ponta para outros períodos horários.

A EDP Distribuição forneceu para esta análise os níveis máximos de utilização das subestações AT-MT bem como para linhas e cabos subterrâneos verificados no ano de 2018.

Foi também considerado como pressuposto que os investimentos em novos equipamentos de rede serão realizados quando estes equipamentos atingem 75% da sua capacidade máxima de utilização. Para além disso, considerou-se que a partir do momento em que este limite é atingido, o ORD em AT e MT irá proceder à análise do investimento a realizar e, por conseguinte, só passado algum tempo é que o reforço ou a substituição desse equipamento será efetuado e ficará disponível. Desta forma, considerou-se que este processo de decisão/análise pode demorar 4 anos e, por conseguinte, a entrada em operação dos novos equipamentos só terá lugar após esse período. Para avaliar o efeito das novas opções tarifárias no diferimento de investimento no período 2018-2040 considerou-se que os consumos aumentam de acordo com a taxa de variação homóloga referida em 2.2 e, por conseguinte, os níveis de utilização das subestações, dos cabos subterrâneos e das linhas aéreas serão afetados na mesma proporção.

Na Figura 5.1 é apresentado um exemplo da metodologia aplicada em que se consideram as situações seguintes: 1) situação base - sem introdução das novas opções tarifárias e 2) com impacto da introdução das novas opções tarifárias induzindo um deslocamento de consumos.

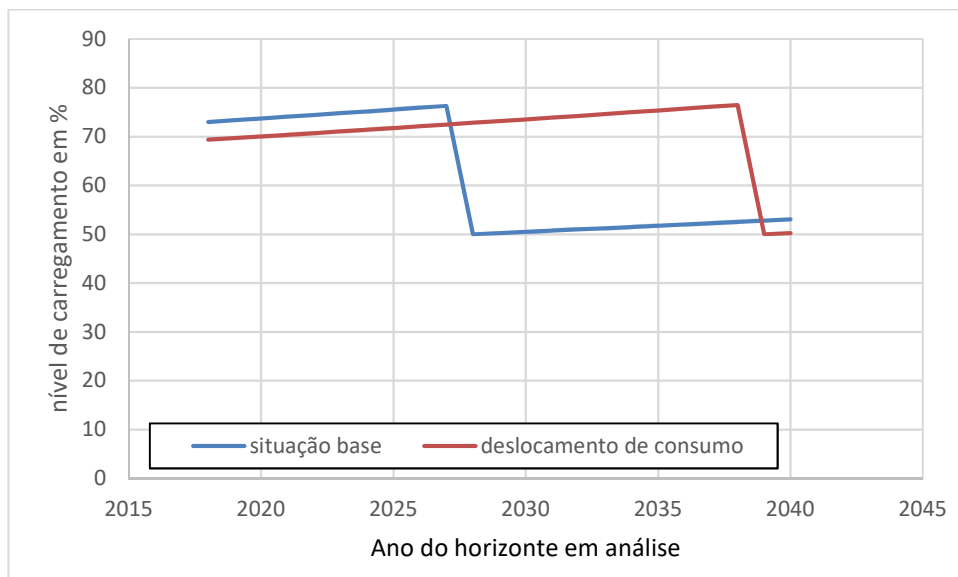


Figura 5.1 - Exemplo ilustrativo da evolução do nível de utilização de um equipamento.

Na situação 1, curva a azul, partindo de um nível de utilização de 73 % em 2018, verifica-se que o equipamento analisado atinge 75 % da sua capacidade no ano de 2024, ocorrendo a entrada em serviço do novo equipamento passados 4 anos. Admitiu-se então que em 2028 a capacidade deste equipamento foi aumentada reduzindo-se nesse ano o seu nível de utilização para 50 %. A título de ilustração do procedimento adotado, se forem adotadas as novas opções tarifárias, o nível de utilização do equipamento no ano de 2018 reduz-se por via da transferência de alguns consumos em horas de Super Ponta para 69,35 % pelo que o *trigger* de investimento é atingido em 2035 ocorrendo a redução do seu nível de carregamento por via do seu reforço em 2039.

De acordo com esta figura e tendo em conta a taxa de crescimento do consumo que foi considerada, pode-se afirmar que a introdução das novas opções tarifárias na situação

apresentada permite adiar em 11 anos o investimento no reforço de potência do equipamento em causa. Nestas condições, esta metodologia permite identificar o ano em que ocorrerá o *trigger* para a realização de um determinado investimento na situação base e tendo em conta a adoção das novas opções tarifárias. São então avaliados os custos de investimento nas duas situações, estes custos são referidos ao ano inicial considerando a taxa de atualização de referência de 5,75% já referida e o ganho decorrente da utilização das novas opções tarifárias corresponderá então à diferença entre os dois custos atualizados.

Finalmente assinala-se que o deslocamento de 1,70% dos consumos apenas afeta os consumos em MAT, AT e MT, isto é, admite-se que os consumos em BT permanecem inalterados. Assim, ao considerar a evolução temporal do nível de carregamento dos transformadores AT/MT deve ter-se em atenção que os trânsitos de energia nestes equipamentos resultam dos consumos a jusante, isto é, nos níveis de MT e de BT. Assim, um deslocamento de 1,70% do consumo em MT corresponderá necessariamente a uma percentagem inferior de deslocação do consumo agregado de MT e BT. De forma análoga, o nível de carregamento das linhas aéreas e cabos subterrâneos em AT resultam dos consumos verificados em AT, MT e BT pelo que um deslocamento de 1,70% dos consumos em AT e MT corresponderá a uma percentagem inferior no consumo agregado em AT, MT e BT.

As percentagens de deslocação de consumos agregados correspondentes aos níveis de AT (relevante para as linhas aéreas e cabos subterrâneos em AT) e de MT (relevante para os transformadores AT/MT) foram estimadas considerando que, de acordo com dados referentes a 2018, o consumo total anual de 46,055 TWh se reparte percentualmente pelos diversos níveis de tensão da seguinte forma:

- MAT - 2,365 TWh correspondente a 5,14%;
- AT - 7,014 TWh, correspondente a 15,23%;
- MT - 14,955 TWh, correspondente a 32,47%;
- BT - 21,721 TWh, correspondente a 47,16%.

Assim:

- para os transformadores AT/MT, um deslocamento de 1,70 % do consumo em MT corresponde ao deslocamento de 0,70% do consumo agregado de MT e BT;
- para as linhas aéreas e cabos subterrâneos em AT, um deslocamento de 1,70% do consumo em AT e MT corresponde ao deslocamento de 0,85% do consumo agregado de AT, MT e BT.

A finalizar, assinala-se que poderão ocorrer situações em que no caso base, isto é, sem se considerar o deslocamento de consumos, o reforço possa vir a ocorrer dentro do horizonte em análise, isto é, antes de 2040 mas, ao considerar o referido deslocamento esse reforço seja diferido para além do final do horizonte. Nestes casos, optou-se por alongar o período de análise de modo a contabilizar de forma adequada o benefício decorrente do diferimento deste tipo de investimentos.

5.2.2. Reforço de potência nas subestações

No que diz respeito às subestações, assumiu-se que sempre que estas atinjam o *trigger* definido como o valor máximo de utilização para estes equipamentos, se deverá proceder à instalação de um novo transformador mantendo-se em operação os que já se encontram instalados, admitindo-se desta forma que a subestação tem as condições necessárias para a instalação de um novo equipamento. Os critérios que visam a escolha do novo transformador a instalar na subestação passam em primeiro lugar pela verificação do nível de tensão a que subestação se encontra ligada. Em seguida, será determinada a potência média nominal por transformador que se encontra instalada na respetiva subestação. O novo transformador a instalar na subestação deverá assim estar preparado para os níveis de tensão a que a subestação se encontra ligada à rede e deverá ter uma capacidade pelo menos igual à potência média nominal por transformador da respetiva subestação. A escolha final do transformador é definida de acordo com a lista de transformadores disponibilizada pela EDP Distribuição para o reforço de potência nas suas subestações e que se encontra indicada na Tabela 5.1.

Por exemplo, considerando a necessidade de reforço da subestação de Lamego (81,0% do nível máximo de utilização em 2018), que apresenta uma relação de transformação de 60/30 kV, uma potência nominal de 31,5 MVA com um único transformador instalado), constata-se que de acordo com os critérios apresentados anteriormente deverá ser instalado um novo transformador de 31,5 MVA. Já a subestação de Lousado - Vila Nova de Famalicão apresenta uma razão de transformação de 60/15 kV com a potência instalada de 75 MVA (correspondente a três transformadores de 25 MVA cada). Em 2018, o seu nível de utilização máximo foi de 67% podendo instalar-se um novo transformador de 20 ou de 31,5 MVA. Entre estas duas alternativas, pode optar-se pelo de potência nominal de 31,5 MVA uma vez que o custo de investimento se eleva de 7,20 % para um aumento da potência nominal de 57,5 %.

No que diz respeito ao custo dos transformadores, e uma vez que a gama de custos não é muito alargada, optou-se pela utilização de um valor correspondente ao valor médio dos custos que constam na Tabela 5.1, ou seja, 750 mil euros. Ao longo do horizonte 2018-2040 admitiu-se que este custo aumenta anualmente de acordo com a taxa de inflação de 2%.

Tabela 5.1 - Características dos transformadores de potência a instalar em subestações.

Tipo	Potência nominal [MVA]	Custos Médios de Investimento [k€]
TP 60/10 ou 15 kV, 20 MVA	20	650
TP 60/10 ou 15 kV, 31.5 MVA	31.5	697
TP 60/10 ou 15 kV, 40 MVA	40	844
TP 60/30 kV, 20 MVA	20	710
TP 60/30 kV, 31.5 MVA	31.5	817

5.2.3. Reforço ou substituição de linhas aéreas e cabos subterrâneos

Ao longo dos últimos anos tem-se assistido a uma constante renovação dos equipamentos instalados nas redes de distribuição, procedendo-se desta forma à substituição de linhas aéreas e cabos subterrâneos que apresentam condições de operacionalidade inferiores às soluções que se encontram atualmente disponíveis. Desta forma, sempre que se verifique a necessidade de reforçar uma linha que não conste na lista de equipamentos admitida pela EDP Distribuição para os novos investimentos deste tipo, deverá proceder-se à substituição da linha instalada por uma nova linha que conste na listagem dos equipamentos considerados pela EDP Distribuição para este tipo de investimentos. Esta linha deve apresentar uma corrente nominal pelo menos duas vezes superior à corrente nominal da linha que se encontra instalada e que será, por conseguinte, substituída. Por outro lado, sempre que seja necessário reforçar uma linha que conste nas Tabelas 5.2 a 5.5 deverá ser avaliado em primeiro lugar se existe a possibilidade de instalar um novo terno de condutores, garantindo-se desde logo o critério da duplicação da capacidade nominal. Caso estejam já instalados dois ternos de condutores, então a linha deverá ser substituída por um sistema de um ou dois condutores por fase e de secção superior que garanta da mesma forma o critério de duplicação da capacidade nominal. Contudo, constatou-se que atualmente existem linhas instaladas com níveis de utilização elevados que apresentam uma corrente nominal superior a qualquer uma das soluções apresentadas nas Tabela 5.2 a 5.5.

Por exemplo, a linha aérea LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS - 1x3x1 AA400 de corrente nominal de inverno de 778 A e de verão de 686 A apresentou no ano de 2018 um nível de utilização de 79 %. Uma vez que a Tabela 5.2 não contempla condutores deste tipo, admitiu-se que se possa instalar um segundo terno de tipo 1x3x1 AA325 com capacidade nominal de inverno de 640 A e de verão de 540 A. Quando esta nova linha estiver instalada, a capacidade total passará no inverno passará de 778 A para $778+640 = 1418$ A e no verão passará de 686 A para $686+540 = 1226$ A, quase duplicando a capacidade de transmissão atualmente disponível.

Tabela 5.2 - Características das linhas aéreas a instalar na rede de AT.

Tipo	Capacidade de Transporte		Custos Médios de Investimento	
	Inverno [A]	Verão [A]	A [k€]	B [k€]/km
1x3x1 AA 160	420	360	38	64
2x3x1 AA 160	840	720	48	101
1x3x1 AA 325	640	540	39	87
2x3x1 AA 325	1280	1080	56	127

Tabela 5.3 - Características dos cabos subterrâneos a instalar na rede de AT.

Tipo	Capacidade máx. de Transporte		Custos Médios de Investimento	
	Inverno	Verão	A	B
	[A]	[A]	[k€]	[k€]/km
1x3x1 LXHIOLE 400	590	480	19	409
2x3x1 LXHIOLE 400	1000	810	38	667
1x3x1 LXHIOLE 1000	915	740	21	497
2x3x1 LXHIOLE 1000	1595	1280	43	819

Relativamente aos custos das linhas aéreas e dos cabos subterrâneos admitiu-se que estes aumentam de acordo com a taxa de inflação de 2% ao ano entre 2018 e 2040.

5.2.4. Resultados

Nesta secção são apresentados os Valores Atualizados, VA, que foram obtidos. Importa salientar que os valores de VA apresentados de seguida se referem a custos de investimento atualizados para o ano inicial à taxa de 5,75% na ausência das novas opções tarifárias e tendo em conta essas opções. Assim, ocorrendo uma redução de custo de investimento ao passar de uma situação para a outra, a diferença entre esses custos será positiva, traduzindo-se, portanto, num benefício sentido pelo sistema elétrico.

No cenário base, isto é, sem o deslocamento de 1,70% do consumo nos períodos de Super Ponta 52 linhas aéreas em AT, 3 cabos subterrâneos em AT e 37 transformadores AT/MT foram selecionados para serem reforçados ou substituídos de um total de 1320 linhas aéreas em AT, 403 cabos subterrâneos em AT e 392 transformadores AT/MT.

Esses equipamentos foram selecionados considerando o aumento anual da carga de 0,6% e o *trigger* de investimento foi fixado em 75%. Assim, após a identificação dos equipamentos mencionados, procedeu-se ao deslocamento de 1,70% da carga em 2018 e foi avaliado o impacto no diferimento desses investimentos. As Tabelas 5.4, 5.5 e 5.6 indicam respetivamente as linhas aéreas, os cabos subterrâneos e os transformadores selecionados para expansão no cenário base, isto é, sem o deslocamento da carga em Super Ponta e considerando esse deslocamento.

Em relação a estes resultados, assinala-se que alguns equipamentos apresentam no ano inicial do período em análise, 2018, um nível de carregamento superior ao *trigger* de investimento, fixado em 75% da capacidade respetiva. Nestas condições, quer ocorra ou não deslocamento de consumos do período de Super Ponta, o investimento no reforço ou substituição desses equipamentos será sempre realizado 4 anos após o ano de 2018. As linhas aéreas L1, L2 e L3 referidas na Tabela 5.4, os cabos subterrâneos C1, C2 e C3 referidos na Tabela 5.5 e os transformadores T1, T2, T3 e T4 referidos na Tabela 5.6 constituem exemplos de situações deste tipo. Nestes casos, não sendo possível realizar qualquer adiamento do investimento devido ao deslocamento de consumos, o custo evitado correspondente é nulo.

Por outro lado, existem alguns equipamentos em que o *trigger* de investimento ocorre num ano próximo do final do período em análise de tal modo que, ao simular o deslocamento de consumos do período de Super Ponta, o investimento seria realizado após 2040. Nestes casos, de modo a contabilizar adequadamente o custo evitado correspondente, optou-se por alongar o período em análise até ao ano em que cada um desses investimentos é concretizado. As linhas aéreas L43 e L44 referidas na Tabela 5.4 e os transformadores T8, T14, T26 e T34 referidos na Tabela 5.6 constituem exemplos de situações deste tipo.

Tabela 5.4 - Linhas aéreas selecionadas para expansão.

Linhas aéreas		Cenário base		Cenário com deslocamento	
Descrição		Ano	Valor atualizado, k€	Ano	Valor atualizado, k€
L1	1x3x1 AA 325	2022	607,546	2022	607,546
L2	1x3x1 AA 325	2022	1152,722	2022	1152,722
L3	1x3x1 AA 325	2022	145,2003	2022	145,2003
L4	1x3x1 AA 325	2027	119,9606	2029	111,6036
L5	1x3x1 AA 325	2022	380,8912	2022	380,8912
L6	1x3x1 AA 325	2022	718,9909	2022	718,9909
L7	1x3x1 AA 325	2022	407,9994	2022	407,9994
L8	1x3x1 AA 325	2022	1032,994	2022	1032,994
L9	1x3x1 AA 325	2031	24,93467	2033	23,19761
L10	1x3x1 AA 325	2031	97,29961	2033	90,52128
L11	1x3x1 AA 325	2031	26,56696	2033	24,71619
L12	1x3x1 AA 325	2024	127,379	2026	118,5052
L13	1x3x1 AA 325	2034	261,1258	2036	242,9346
L14	1x3x1 AA 160	2033	237,7129	2035	221,1528
L15	1x3x1 AA 160	2034	256,2209	2036	238,3714
L16	1x3x1 AA 325	2026	1167,814	2028	1086,459
L17	1x3x1 AA 325	2022	1138,415	2022	1138,415
L18	1x3x1 AA 325	2022	1056,338	2024	982,7484
L19	1x3x1 AA 325	2022	310,8616	2022	310,8616
L20	1x3x1 AA 325	2025	32,9931	2027	30,69465
L21	1x3x1 AA 325	2025	999,9285	2027	930,269
L22	1x3x1 AA 160	2022	932,4811	2022	932,4811
L23	1x3x1 AA 160	2028	497,0605	2030	462,4331
L24	1x3x1 AA 325	2022	307,0966	2022	307,0966
L25	1x3x1 AA 325	2022	309,3556	2022	309,3556
L26	1x3x1 AA 160	2022	317,6127	2022	317,6127
L27	1x3x1 AA 325	2022	889,9233	2022	889,9233
L28	1x3x1 AA 325	2022	1740,067	2022	1740,067
L29	1x3x1 AA 325	2040	649,4107	2043	582,7454

L30	1x3x1 AA 325	2022	108,303	2022	108,303
L31	1x3x1 AA 325	2022	267,1873	2022	267,1873
L32	1x3x1 AA 325	2022	600,769	2022	600,769
L33	1x3x1 AA 325	2022	96,25494	2022	96,25494
L34	1x3x1 AA 160	2033	48,92036	2035	45,51235
L35	1x3x1 AA 160	2033	102,5419	2035	95,39838
L36	1x3x1 AA 160	2033	39,23869	2035	36,50515
L37	1x3x1 AA 325	2031	690,3657	2033	642,2717
L38	1x3x1 AA 325	2031	689,8216	2033	641,7655
L39	1x3x1 AA 325	2028	898,4934	2030	835,9003
L40	1x3x1 AA 325	2033	338,0497	2035	314,4996
L41	1x3x1 AA 325	2022	1148,204	2022	1148,204
L42	1x3x1 AA 160	2022	313,7352	2023	302,6098
L43	1x3x1 AA 325	2039	238,3762	2041	221,7698
L44	1x3x1 AA 325	2039	649,6453	2041	604,3881
L45	1x3x1 AA 325	2027	292,8348	2029	272,4346
L46	1x3x1 AA 325	2033	24,20999	2035	22,52342
L47	1x3x1 AA 325	2022	1290,522	2022	1290,522
L48	1x3x1 AA 325	2022	685,1056	2022	685,1056
L49	1x3x1 AA 325	2022	565,3777	2022	565,3777
L50	1x3x1 AA 325	2022	328,1808	2022	328,1808
L51	1x3x1 AA 325	2031	116,8871	2033	108,7442
L52	1x3x1 AA 325	2031	71,72704	2033	66,73021

Tabela 5.5 - Cabos subterrâneos selecionadas para expansão.

Cabos subterrâneos		Cenário base		Cenário com deslocamento	
Descrição		Ano	Valor atualizado, k€	Ano	Valor atualizado, k€
C1	1x3x1 LXHIOLE 1000	2022	22,47766	2022	22,47766
C2	1x3x1 LXHIOLE 1000	2022	39,68428	2022	39,68428
C3	1x3x1 LXHIOLE 400	2022	30,60493	2022	30,60493

Tabela 5.6 - Transformadores selecionadas para expansão.

Transformadores	Cenário base		Cenário com deslocamento	
	Ano	Valor atualizado, k€	Ano	Valor atualizado, k€
T1	2022	649,1431	2022	649,1431
T2	2022	649,1431	2022	649,1431
T3	2022	649,1431	2022	649,1431
T4	2022	649,1431	2022	649,1431
T5	2039	351,3799	2041	326,9012
T6	2022	649,1431	2023	626,1238
T7	2032	452,4165	2034	420,8991
T8	2040	338,9197	2042	315,309
T9	2025	582,5052	2026	561,849
T10	2022	649,1431	2022	649,1431
T11	2034	420,8991	2035	405,9736
T12	2026	561,849	2027	541,9253
T13	2036	391,5774	2037	377,6916
T14	2040	338,9197	2042	315,309
T15	2022	649,1431	2023	626,1238
T16	2022	649,1431	2022	649,1431
T17	2033	436,3733	2034	420,8991
T18	2028	522,7081	2029	504,1723
T19	2022	649,1431	2022	649,1431
T20	2031	469,0494	2033	436,3733
T21	2022	649,1431	2022	649,1431
T22	2038	364,2983	2040	338,9197
T23	2026	561,849	2027	541,9253
T24	2029	504,1723	2031	469,0494
T25	2022	649,1431	2022	649,1431
T26	2039	351,3799	2041	326,9012
T27	2022	649,1431	2022	649,1431
T28	2033	436,3733	2034	420,8991
T29	2022	649,1431	2022	649,1431
T30	2029	504,1723	2030	486,2939
T31	2022	649,1431	2022	649,1431
T32	2022	649,1431	2022	649,1431
T33	2035	405,9736	2037	377,6916
T34	2040	338,9197	2041	326,9012
T35	2028	522,7081	2030	486,2939
T36	2036	391,5774	2037	377,6916
T37	2033	436,3733	2035	405,9736

Finalmente, a Tabela 5.7 apresenta os valores monetários agregados resultantes dos investimentos em reforço e/ou substituição de equipamentos para as duas situações analisadas bem como a diferença obtida correspondente ao custo evitado em equipamentos de rede.

Tabela 5.7 - Custos evitados de investimento em equipamentos de rede.

Equipamento	Cenário base (k€)	Deslocamento de 1,70% da carga (k€)	Diferença (k€)
Linhas aéreas	255.516,60	248.394,70	7.121,90
Cabos subterrâneos	92,77	92,77	0
Transformadores	19.421,54	18.876,95	544,59
Total	275.030,91	267.364,42	7.666,49

De acordo com os resultados apresentados, o deslocamento parcial da carga em Super Ponta resulta num custo evitado de 7.666,49 k€ em investimento em novos equipamentos AT e AT/MT para reforçar a rede. Com o deslocamento em Super Ponta, das 52 linhas aéreas selecionadas para expansão, 28 puderam ter os seus investimentos adiados. Da mesma forma, dos 37 transformadores selecionados para reforçar a rede, 24 puderam ter o investimento adiado. Em relação aos 3 cabos subterrâneos e tal como indicado na Tabela 5.5, os seus níveis de carregamento são tais no ano de 2018 que o seu reforço se deve realizar no ano 2022, isto é, 4 anos após o *trigger* de investimento, considerando ou não o deslocamento de consumos pelo que, nestas condições, não decorre qualquer benefício desse mesmo deslocamento de consumos.

5.3. Abordagem 2 - Custos evitados de longo prazo das redes

5.3.1. Descrição da Metodologia

A segunda abordagem utilizada para avaliar o impacto das opções tarifárias associadas ao Projeto-Piloto 1 no diferimento de investimento em equipamentos de rede resultou da utilização dos custos evitados de longo prazo das redes, disponibilizados pela ERSE originalmente em [6] e atualizados em [7]. Os valores dos custos evitados de longo prazo serão atualizados anualmente de acordo com a taxa de inflação referida em 2.4.

Os custos evitados de longo prazo das redes incluídos na Tabela 5.8 representam a soma dos custos incrementais de longo prazo pelo uso das redes de transporte e de distribuição publicados pela ERSE e os custos marginais do uso das redes de transporte e de distribuição. Os custos incrementais de longo prazo são determinados pela ERSE no início de cada período de regulação e são referentes à potência contratada e à potência em horas de ponta. No caso dos custos incrementais da potência em horas de ponta, o respetivo valor foi desagregado em super ponta e ponta normal de acordo com duração anual de cada período e de acordo com os fatores multiplicativos publicados na Diretiva [1]. Os custos marginais são publicados anualmente no

processo de tarifas e são uma função do preço de energia e das perdas nas redes por período horário.

Os custos evitados de longo prazo incluídos na Tabela 5.8 estão apresentados por nível de tensão do ponto de entrega. Isto é, estes valores contabilizam a totalidade dos custos evitados por parte de um consumidor ligado num determinado nível de tensão, incluindo os custos evitados nas redes a montante.

Tabela 5.8 - Custos evitados de longo prazo das redes para os diferentes períodos tarifários [7]

MAT	Potência contratada	€/MW/ano	1672,18
	Energia horas Super Ponta	€/MWh	39,58
	Energia horas de ponta normal	€/MWh	17,03
	Energia horas cheias	€/MWh	0,60
	Energia horas vazio normal	€/MWh	0,51
	Energia horas super vazio	€/MWh	0,47
AT	Potência contratada	€/MW/ano	898,67
	Energia horas Super Ponta	€/MWh	96,29
	Energia horas de ponta normal	€/MWh	41,51
	Energia horas cheias	€/MWh	1,53
	Energia horas vazio normal	€/MWh	1,18
	Energia horas super vazio	€/MWh	1,01
MT	Potência contratada	€/MW/ano	8647,00
	Energia horas Super Ponta	€/MWh	211,53
	Energia horas de ponta normal	€/MWh	76,03
	Energia horas cheias	€/MWh	3,65
	Energia horas vazio normal	€/MWh	2,58
	Energia horas super vazio	€/MWh	2,05

Para estimar o custo evitado de investimento em equipamentos de rede resultante da adoção das regras tarifárias especificadas em [1] e em relação ao ano inicial, é necessário determinar para cada hora a diferença de energia entre o cenário original e a que resulta da deslocação de consumos considerando a percentagem de deslocação de 1,70%, especificada na secção 2.3. Estas diferenças são em seguida multiplicadas pelos custos evitados de longo prazo das redes disponibilizados pela ERSE [7] e que constam na Tabela 5.8, obtendo-se desta forma os custos evitados para esse ano. Para os anos subsequentes procedeu-se de forma análoga, considerando a taxa de crescimento anual de consumos de 0,6%, especificada na secção 2.2, e a taxa de deslocação de consumos de 1,70% e referindo os montantes apurados em cada ano para o ano inicial considerando a taxa de atualização de 5,75%. Assumiu-se ainda que a energia deslocada dos períodos de Super Ponta seria transferida para as horas cheias traduzindo-se nessas horas em aumentos de consumo. Esses incrementos foram então multiplicados pelos custos evitados das horas cheias por nível de tensão dando origem a aumentos de custos. A

diferença entre os custos evitados, por um lado, e os incrementos de custos referidos, por outro, corresponde então ao custo evitado de investimento em equipamentos de rede.

Esta metodologia de cálculo traduz uma alteração face ao adotado na análise realizada em 2015/16 e reportada em [4], nomeadamente no que se refere ao tratamento dos acréscimos de consumos verificados nos anos subsequentes ao inicial. Com efeito, na análise agora realizada, considerou-se que em cada ano subsequente é deslocada do período de Super Ponta para períodos adjacentes 1,70% do consumo verificado nesse ano. A redução do consumo no período de Super Ponta determina a existência de custos evitados e o aumento de consumos em períodos adjacentes origina aumentos de custos. Em contrapartida, na análise reportada em [4] em cada ano subsequente ao inicial foi calculada a diferença entre a energia deslocada no ano em análise e a energia que já tinha sido deslocada em anos anteriores. Esta acréscimo de energias por nível de tensão foi então multiplicado pelo custo evitado referente a cada um dos níveis de tensão considerados, sendo depois os montantes apurados para cada um dos anos analisados transferidos para o ano inicial considerando a taxa de atualização de 6,75% então utilizada.

Esta alteração pretende traduzir a ideia de que a transferência de 1,7% do consumo do período de Super Ponta deverá incidir em todos os anos sobre a totalidade do consumo neste período em cada ano, considerando-se assim que essa transferência assume uma natureza permanente. Deste modo, será de esperar que o custo evitado a obter com esta análise se eleve face ao valor reportado em [4].

Para além desta alteração e de outros aspetos que serão mencionados na secção 5.5, convirá ainda referir que a análise realizada em 2015/16 incidiu sobre as 100 horas de maior consumo enquanto a análise agora realizada considerou as horas de Super Ponta especificadas em [1] e correspondentes a 300 h por ano. Esta alteração, só por si, será igualmente responsável por um incremento do custo evitado de investimento em equipamentos de rede.

Apesar das regras estabelecidas em [1] não preverem qualquer alteração do sinal preço relativo à potência contratada, admitiu-se que a deslocação de consumo do período de Super Ponta para períodos adjacentes poderia permitir uma redução de igual montante na potência contratada. Admitiu-se, assim, que essa redução de consumo no período de Super Ponta incidia de um modo uniforme sobre o consumo em todos os períodos de 15 min englobados no período de Super Ponta. Desta forma, essa redução incidia nomeadamente sobre o consumo mais elevado ocorrido em todos esses períodos de 15 min, permitindo, portanto, a redução em igual percentagem da potência contratada. Deste modo, o procedimento descrito anteriormente para estimar os custos evitados de energia foi aplicado de forma análoga à potência contratada para identificar o custo evitado resultante da sua redução.

5.3.2. Resultados Obtidos

A metodologia descrita na secção anterior foi aplicada considerando os valores de consumos e de potência contratada por nível de tensão indicados em seguida e referentes a 2018:

- MAT:
 - consumo de 2,365 TWh, referindo-se 5,94% a horas de ponta e 41,13% a horas cheias;
 - potência contratada de 706,63 MW;
- AT:
 - 7,014 TWh, referindo-se 10,67% a horas de ponta e 42,78% a horas cheias;
 - potência contratada de 1866,79 MW;
- MT:
 - 14,955 TWh, referindo-se 14,22% a horas de ponta e 47,13% a horas cheias;
 - potência contratada de 5907,50 MW.

Estas percentagens de consumos por nível de tensão por período horário foram estimadas tendo em conta os valores indicados em [9]. Por outro lado, considerando as indicações obtidas através dos resultados do Projeto-Piloto, considerou-se que a energia consumida em períodos de ponta se repartia pelos períodos de Super Ponta e de ponta normal nas percentagens de 35 e de 65%, respetivamente.

Nestas condições, foram estimados os valores constantes da Tabela 5.9 para os custos evitados de investimento por nível de tensão considerando que o consumo evolui à taxa anual de 0,6% e que ocorre uma deslocação de 1,70% do consumo verificado no período de Super Ponta para as horas cheias adjacentes.

Assim, o custo evitado total associado a diferimento de investimentos em equipamentos de rede em MT, AT e MAT relativo ao período de 2018 - 2040 foi estimado em **51.716,74 k€** considerando custos evitados de energia e de potência contratada. Se se considerarem apenas os custos evitados de energia o custo evitado total ascende a **40.201,45 k€**.

Tabela 5.9 - Custos evitados em k€ por nível de tensão, considerando as componentes de energia e de potência contratada.

	Custos evitados (k€)		
	Energia	Pot. Contratada	total
MAT	3.143,15	2.260,27	5.403,43
AT	12.389,87	11.13,52	13.503,39
MT	24.668,42	8.141,50	32.809,93
total	40.201,45	11.515,29	51.716,74

Por outro lado, e tendo em vista colocar estes resultados em perspetiva relativamente a outros valores relevantes no âmbito da regulação tarifária, foram utilizados os Custos com Capital e com Exploração referentes aos anos de 2018 e 2019 considerados pela ERSE nos processos de fixação tarifária para esses anos. A Tabela 5.10 apresenta esses custos em k€ verificando-se que em 2018 o custo total foi de 655.379 k€ e em 2019 foi de 607.281 k€. O valor total do Custo com Capital e com Exploração aprovado para 2018 foi então projetado ao longo do horizonte em estudo considerando a taxa de atualização de 5,75% obtendo-se o valor global de 7.446.524,68 k€.

O valor global referido foi estimado considerando apenas o valor total do Custo com Capital e com Exploração referente a 2018, uma vez que este constitui o ano de referência deste estudo e não se sabe se a redução deste custo verificada de 2018 para 2019 se irá manter nos anos seguintes. Em todo o caso, para acomodar alguma redução que este custo possa ter ao longo do horizonte analisado, o valor referente a 2018 não foi ajustado considerando a taxa de inflação de 2% nos anos subsequentes.

Nestas condições, o custo evitado de investimento referido anteriormente corresponde a cerca de **0,70%** do valor total do Custo com Capital e com Exploração estimado para a totalidade do horizonte analisado. Se apenas se considerar o custo evitado de energia, isto é, se não for considerado o custo evitado de potência contratada esta percentagem reduz-se para **0,54%**.

Tabela 5.10 - Custos com Capital e com Exploração nas redes de transporte e de distribuição considerados no processo de fixação de tarifas para 2019.

	Tarifas 2018	Tarifas 2019
Transporte (k€)	287.191	254.830
Custos com Capital (k€)	257.119	224732
Custos com Exploração (k€)	30.072	30.098
Distribuição (k€)	368.188	352.451
Custos com Capital (k€)	256.654	240.259
Custos com Exploração (k€)	111.534	112.192

5.4. Análise de sensibilidade

Como foi referido na Secção 2.3, o valor adotado para a deslocação de consumos do período de Super Ponta para as horas cheias adjacentes bem como a taxa de crescimento anual dos consumos influenciam de forma direta os resultados obtidos para o custo evitado de investimento em equipamentos de rede. Nestas condições e considerando a Abordagem 2, foi realizada uma análise de sensibilidade admitindo que a taxa de crescimento anual dos consumos poderia variar entre 0,5 e 1,5% e que a percentagem de deslocação dos consumos do período de Super Ponta para os períodos adjacentes poderia variar entre 1,0 e 10,0%.

Assim, a Tabela 5.11 apresenta os resultados obtidos admitindo que a taxa de deslocação do consumo no período de Super Ponta varia entre 1 e 10%, mantendo fixo o valor da taxa de crescimento anual do consumo em 0.6%. Por outro lado, a Tabela 5.12 apresenta os resultados obtidos admitindo que a taxa de crescimento anual dos consumos varia entre 0,5 e 1,5% mantendo agora fixo o valor da taxa de deslocação dos consumos do período de Super Ponta em 1,7%.

Em ambas as tabelas são apresentados os custos evitados de energia e de potência contratada, o custo evitado total bem como a percentagem deste custo evitado total em relação ao valor total do Custo com Capital e com Exploração acumulado ao longo do período analisado, referindo cada um dos valores anuais para o ano inicial considerando a taxa de atualização de 5,75%.

Tabela 5.11 - Análise de sensibilidade à percentagem de deslocação do consumo do período de Super Ponta.

deslocação consumos	Custo Evitado (k€) com consumos a evoluir a 0,6% ao ano			
	Energia	Pot. contratada	total	% CCap+CExp
1%	23.647,91	6.773,70	30.421,61	0,41
2%	47.295,82	13.547,40	60.843,22	0,82
3%	70.943,73	20.321,10	91.264,83	1,23
4%	94.591,64	27.094,80	121.686,43	1,63
5%	118.239,55	33.868,50	152.108,05	2,04
6%	141.887,46	40.642,20	182.529,66	2,45
7%	165.535,37	47.415,90	212.951,27	2,86
8%	189.183,28	54.189,60	243.372,88	3,29
9%	212.831,19	60.963,29	273.794,49	3,67
10%	236.479,10	67.736,99	304.216,10	4,08

Tabela 5.12 - Análise de sensibilidade à taxa de crescimento anual do consumo.

crescimento consumo	Custo Evitado (k€) com deslocamento de consumo de 1,7% ao ano			
	Energia	Pot. contratada	total	% CCap+CExp
0,50%	39.927,05	11.436,69	51.363,74	0,69
0,60%	40.201,45	11.515,29	51.716,74	0,70
0,70%	40.478,82	11.594,74	52.073,56	0,70
0,80%	40.759,21	11.675,06	52.434,27	0,70
0,90%	41.042,66	11.756,25	52.798,91	0,71
1,00%	41.329,20	11.838,32	53.167,52	0,71
1,10%	41.618,88	11.921,30	53.540,17	0,72
1,20%	41.911,73	12.005,18	53.916,91	0,72
1,30%	42.207,79	12.089,99	54.297,78	0,73
1,40%	42.507,12	12.175,72	54.682,84	0,73
1,50%	42.809,74	12.262,41	55.072,15	0,74

Finalmente, a Figura 5.2 apresenta os resultados obtidos considerando simultaneamente a percentagem de crescimento anual dos consumos variando entre 0,5 e 1,5% e a taxa de deslocação do consumo do período de Super Ponta variando entre 1 e 10%. Os resultados são apresentados em termos da percentagem de custos evitados de investimento referidos ao valor total do Custo com Capital e com Exploração já indicado para a totalidade do horizonte temporal analisado. Nesta Figura, no eixo horizontal encontram-se os valores da taxa de crescimento anual do consumo (variando entre 0,5 e 1,5%) que foram consideradas nesta análise, no eixo vertical figura a percentagem de custo evitado relativamente ao Custo com Capital e com Exploração e cada uma das linhas incluídas no gráfico refere-se a uma percentagem de deslocação de consumos do período de Super Ponta, variando entre 1 e 10%.

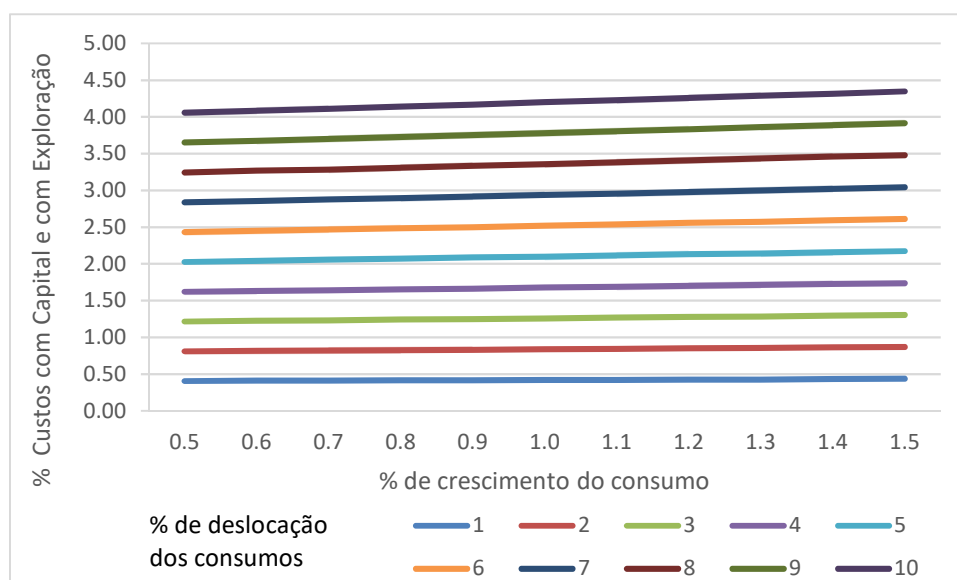


Figura 5.2 - Análise de sensibilidade considerando variações da taxa de crescimento anual dos consumos e da percentagem de deslocação dos consumos do período de Super Ponta.

Como se pode verificar pelos resultados apresentados nas Tabelas 5.11 e 5.12 bem como no gráfico da Figura 5.2, a percentagem de custo evitado relativamente ao Custo com Capital e com Exploração é muito mais sensível à percentagem de deslocação dos consumos do período de Super Ponta do que à taxa de crescimento anual dos consumos.

Em todo o caso, os resultados anteriores, sobretudo os valores obtidos para os custos evitados resultantes dos valores mais elevados de percentagem de deslocação de consumos devem ser considerados de forma cuidadosa uma vez que, sendo com frequência os diagramas de carga muito planos durante períodos extensos do dia, uma deslocação elevada de consumos das horas de maior consumo para horas adjacentes poderá fazer com que essas horas adjacentes passem a corresponder às novas horas de consumo mais elevado. Se tal ocorrer, os custos evitados referidos estarão sobrestimados.

5.5. Comentários finais

As Figuras 5.3, 5.4 e 5.5 apresentam os histogramas dos níveis de carregamento dos equipamentos de rede cuja informação foi disponibilizada pela EDP Distribuição (linhas aéreas AT, cabos subterrâneos AT e transformadores AT/MT em percentagem da capacidade máxima de transmissão respetiva). Como se pode verificar, em geral o nível de carregamento é reduzido. Esta situação, conjugada com a taxa de crescimento anual de consumos considerada nesta análise (0,6% ao ano no período em análise) e a taxa de deslocamento de consumos (1,7%) conduz a que poucos equipamentos atinjam o limiar de 75% da sua capacidade máxima durante o período em análise. Nestas condições, a redução do nível de carregamento por via da possível deslocação de consumos das horas de Super Ponta para horas adjacentes origina valores reduzidos dos custos evitados de investimento em equipamentos de rede.

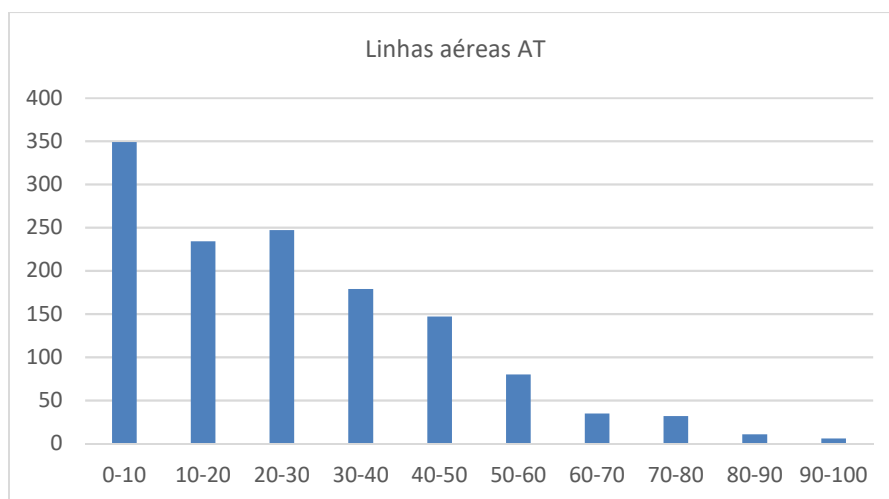


Figura 5.3 - Histograma dos níveis de carregamento máximos das linhas aéreas em AT em percentagem da capacidade máxima de transmissão (1320 equipamentos).

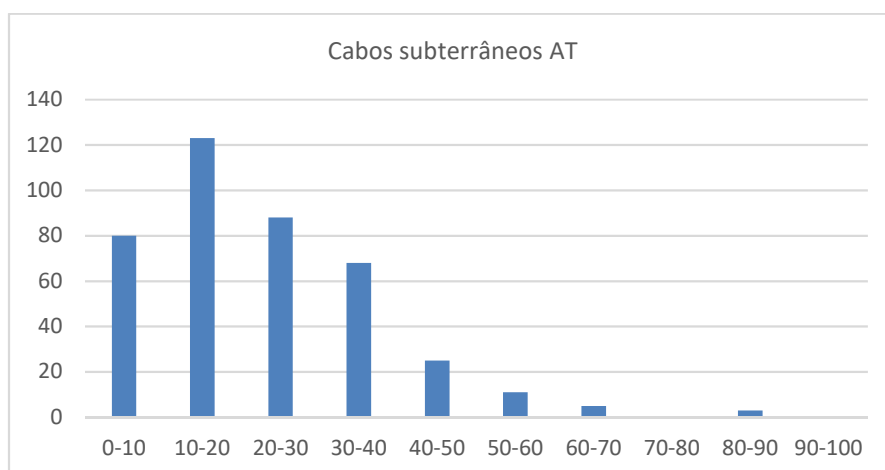


Figura 5.4 - Histograma dos níveis de carregamento máximos dos cabos subterrâneos em AT em percentagem da capacidade máxima de transmissão (403 equipamentos).

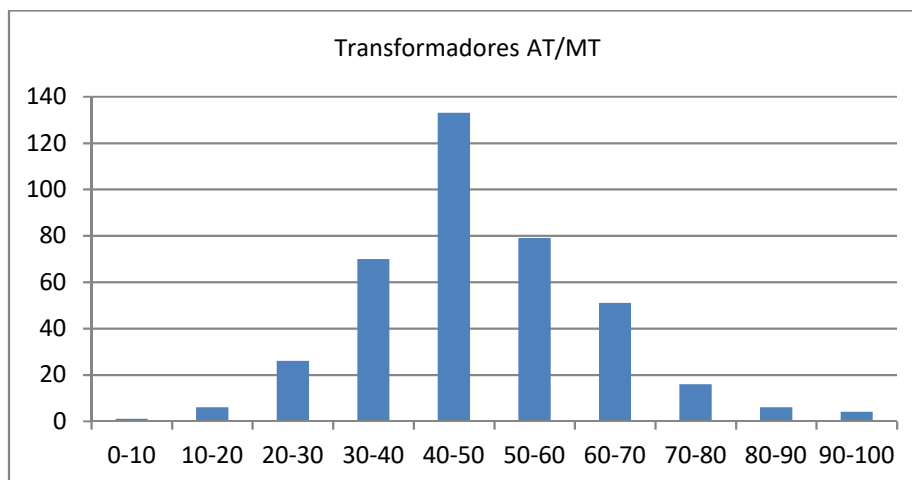


Figura 5.5 - Histograma dos níveis de carregamento máximos dos transformadores de potência das subestações AT/MT em percentagem da potência instalada (392 equipamentos).

É importante referir que a Abordagem 1 foi utilizada tendo em conta os níveis de carregamento de equipamentos de rede disponibilizados pela EDP Distribuição referentes ao ano de 2018 (linhas aéreas em AT, cabos subterrâneos em AT e transformadores AT/MT), não se incluindo nesta Abordagem as linhas e cabos subterrâneos em MT. Ao contrário, a Abordagem 2 utilizando os custos evitados de longo prazo das redes especificados em [7] incluem os níveis de MAT, AT e MT pelo que os valores obtidos para o custo evitado de investimento pela Abordagem 2 serão desde logo mais completos e globais pelo que serão considerados na Análise de Benefício Custo cujas conclusões são reportadas no Capítulo 8 deste documento.

Para além destas indicações, apresenta-se em seguida uma comparação mais completa entre os resultados obtidos utilizando as Abordagem 1 e 2 considerando os resultados reportados em [4] referentes a 2015/16 e os agora obtidos. Neste sentido, a Tabela 5.13 condensa as condições de cálculo adotadas e os principais resultados obtidos.

Tabela 5.133 - Comparação de resultados obtidos em 2015/16 e em 2019 para as duas abordagens consideradas, custos evitados em k€.

	2015/16
horizonte	2015-30, 16 anos
consumos	0,8% ao ano
taxa act.	6,75%
desl. cons.	5%

	2019
horizonte	2018-40, 23 anos
consumos	0,6% ao ano
taxa act.	5,75%
desl. cons.	1,7%

Abord. 1 3 anos	linhas AT transf. AT/MT	6.718,2
--------------------	----------------------------	---------

Abord. 1 4 anos	linhas AT transf. AT/MT	7.666,49
--------------------	----------------------------	----------

Abord. 1 5 anos	linhas AT transf. AT/MT	4.086,1
--------------------	----------------------------	---------

Abord. 2 100 h	MAT, AT e MT	9.194,1
-------------------	--------------	---------

Abord. 2 300 h	MAT	5.403,43
	AT	13.503,39
	MT	32.809,93
	total	51.716,74

Os resultados resumidos nesta tabela merecem os comentários seguintes:

- em primeiro lugar, deve referir-se que ao passar da análise realizada em 2015/16 para a análise realizada em 2019, o horizonte temporal se alongou de 16 para 23 anos, por um lado, e, por outro, a taxa de evolução dos consumos que se admitiu afetar em cada ano o nível de carregamento máximo dos equipamentos de rede se reduziu de 0,8% para 0,6%. Estas duas alterações têm de algum modo impacto contrário nos resultados obtidos, uma vez que ao alongar o horizonte temporal estão a ser criadas condições para mais equipamentos atingirem o *trigger* de investimento fixado em 75% da capacidade. Em contrapartida, ao reduzir a taxa a que evolui anualmente o nível de carregamento de cada equipamento torna-se menos provável que um equipamento possa atingir esse mesmo *trigger*. No entanto, a análise de sensibilidade apresentada na secção anterior sugere que o custo evitado de investimento é pouco sensível a alterações do crescimento dos consumos pelo que se admite que, entre estes dois aspetos, prevaleça o alargamento do horizonte temporal, determinando por essa via um incremento do valor do custo evitado;
- a este respeito deve assinalar-se que o número de equipamentos que, de acordo com a Abordagem 1, atingem o *trigger* de investimento no horizonte temporal de 2018/2040 é reduzido pelo menos parcialmente em resultado dos investimentos previamente realizados. Os gráficos das Figuras 5.3, 5.4 e 5.5, que apresentam os histogramas do nível de carregamento máximo das linhas aéreas em AT, cabos subterrâneos em AT e transformadores AT/MT, permitem verificar que, em geral, o nível de carregamento destes equipamentos é reduzido. Como os consumos evoluem a uma taxa média anual

igualmente reduzida, poucos equipamentos atingem o *trigger* de investimento referido dentro do horizonte temporal analisado, de 2018 a 2040;

- por outro lado, nas simulações realizadas em 2015/16 utilizando a Abordagem 1 considerou-se que o investimento teria lugar 3 ou 5 anos após se atingir o *trigger* referido enquanto nas simulações agora realizadas se utilizou o período de 4 anos. A conjugação desta observação com as anteriores permite explicar que pela Abordagem 1 o valor obtido para o custo evitado de investimento obtido em 2019 (7.666,49 k€) seja um pouco mais elevado que o valor obtido em 2015/16 considerando o *trigger* de investimento fixado em 3 anos (6718,2 k€);
- assinala-se ainda que a Abordagem 1 apenas se refere a linhas aéreas e cabos subterrâneos em AT e a transformadores AT/MT enquanto a Abordagem 2 considera custos evitados nas redes de MAT, AT e MT. Não será, portanto, de estranhar que o valor total obtido utilizando a Abordagem 2 seja superior ao obtido pela Abordagem 1, quer na análise realizada em 2015/16 quer no estudo agora realizado;
- considerando agora os valores obtidos pela Abordagem 2 que utiliza os custos evitados de longo prazo das redes disponibilizados pela ERSE verifica-se que o custo evitado obtido na análise realizada em 2015/16 atingiu o valor de 9.194,1 k€ e na análise agora realizada este valor elevou-se para 40.201,45 k€ na sua componente de energia e para 51.716,74 k€ considerando igualmente a componente da potência contratada. Isto significa que o custo evitado de investimento em equipamentos de rede subiu entre 4,37 e 5,62 vezes face ao valor estimado em 2015/16. Esta elevação decorre de cinco aspetos fundamentais que serão analisados em seguida:
 - i) em primeiro lugar, a análise realizada em 2015/16 incidiu sobre as 100 horas mais carregadas nos anos analisados, uma vez que nessa análise se admitia que as tarifas dinâmicas cuja implementação se equacionava na altura poderiam implicar a elevação das tarifas de rede em 100 horas em cada ano. Entretanto, o período de Super Ponta aprovado pela ERSE em [1] tem, em cada Área de Rede, a duração de 5 horas em cada dia útil de 3 dos 12 meses do ano, isto é, em cerca de 300 horas por ano. Nestas condições, a energia que se admite deslocar incide agora sobre o triplo das horas em relação ao número de horas consideradas em 2015/16. Desde logo, esta elevação de 100 para 300 horas em análise é responsável pela elevação substancial dos custos evitados de investimento;
 - ii) em segundo lugar, na análise agora realizada o horizonte temporal considerado foi de 23 anos enquanto na análise realizada em 2015/16 foi de 16 anos. Este alongamento do horizonte temporal contribui igualmente para aumentar o valor do custo evitado de investimento;
 - iii) em terceiro lugar, o valor da taxa de atualização considerado em 2015/16 foi de 6,75% sendo agora reduzido para 5,75%. Tal como os dois aspetos anteriores, esta redução contribui igualmente para aumentar o valor atual do custo evitado de investimento;

- iv) em quarto lugar, deve assinalar-se que, na análise agora realizada, a deslocação do consumo incidiu em cada ano analisado sobre o consumo total no período de Super Ponta o que representa uma alteração na forma de contabilização deste deslocamento face ao realizado em 2015/16, tal como se descreveu na secção 5.3.1. Esta alteração contribui igualmente para o incremento do valor do custo evitado de investimento;
- v) finalmente, a percentagem de deslocação do consumo considerada em 2015/16 foi de 5% tendo agora sido reduzida para 1,7% (redução de cerca de três vezes), considerando as indicações obtidas a partir do comportamento dos consumidores participantes no Projeto Piloto 1, tal como se descreveu na secção 2.3. Esta alteração, ao contrário das anteriores, contribui para reduzir o valor do custo evitado de investimento;

Os aspetos referidos em i) a iv) induzem o aumento do custo evitado de investimento e o v) contribui para a sua redução. De forma a obter informação adicional sobre o impacto de cada uma destas componentes, foram realizadas diversas simulações adicionais variando de forma individual cada um destes parâmetros. Para além do impacto contrário sobre o valor do custo evitado de investimento, foi possível estimar que os efeitos resultantes dos pontos iv) e v) se cancelam de uma forma muito aproximada. Foi ainda possível estimar que o aumento do custo evitado de 9.195,1 k€, valor estimado em 2015/16, para 51.716,74 k€, na análise agora realizada, se deve em cerca de 70% ao incremento do número de horas consideradas (item i), em cerca de 20% ao aumento do número de anos do horizonte temporal analisado (item ii) e em cerca de 10% à redução do valor da taxa de atualização (item iii);

- tendo em conta que a Abordagem 1 se refere apenas aos custos evitados de investimento em linhas aéreas e cabos subterrâneos em AT e a transformadores AT/MT, será utilizado o valor de 51.716,74 k€ obtido utilizando a Abordagem 2 na análise agora realizada uma vez que esta abordagem considera os custos evitados em equipamentos de rede em MAT, AT e MT;
- finalmente, assinala-se que ao realizar esta análise utilizando quer a Abordagem 1 quer a 2 se admitiu que a deslocação de consumos das horas de Super Ponta para horas adjacentes não origina ela próprio novos períodos de consumo mais elevado nessas horas laterais, isto é, consumos mais elevados nas horas laterais do que nas horas de Super Ponta originais. Se tal ocorrer, devido por exemplo à existência de diagramas de carga muito planos durante os períodos de ponta normal e de Super Ponta, os custos evitados de investimento agora identificados poderão estar sobrestimados.

Capítulo 6

Avaliação do Impacto na Contratação de Banda de Reserva Secundária e de Energia de Regulação Terciária

Neste Capítulo é avaliado o impacto que as regras de aperfeiçoamento da estrutura tarifária do Acesso às Redes especificadas em [1] poderão trazer para o mercado de contratação de reservas secundária e terciária, nomeadamente resultante do deslocamento de consumo de horas de Super Ponta para horas laterais. De facto, para que a implementação de um modelo como o que se encontra agora a ser alvo do Projeto-Piloto 1 possa trazer benefícios económicos para o Operador do Sistema e, por essa via, para os consumidores, será necessário que o preço de reserva secundária ou da energia de regulação terciária seja superior nas horas de Super Ponta quando comparado com o preço praticado nas horas laterais para onde é deslocado o consumo.

De acordo com as regras da UCTE/ENTSOE [10] e com o “Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Sector Elétrico” [11], a definição horária do nível de banda de reserva secundária a contratar é dada por (6.1). Nesta expressão P_{sec} é a banda de reserva secundária a contratar, L_{max} é a potência de ponta e as constantes a e b tomam os valores de 10 e 150 MW.

$$P_{sec} = \sqrt{a \cdot L_{max} + b^2} + b \quad (6.1)$$

O valor de banda de reserva secundária contratada pelo Operador de Sistema é definido considerando diversos outros aspetos, relacionados por exemplo com produção esperada por via eólica. Assim, o valor horário contratado poderá não se encontrar exatamente alinhado com o que é fornecido diretamente por esta expressão. A contratação de banda de reserva secundária é realizada em mercado próprio, sendo que as ofertas devem seguir o pressuposto da necessidade de banda a subir e banda a descer, nas proporções de 2/3 e 1/3 do total, respetivamente. Para além disso, a última oferta a ser contratada, e que define o preço final, não é dividida, sendo em geral contratada na sua totalidade, ainda que para isso o total de banda contratada possa ser um pouco superior ou inferior ao valor inicialmente requerido.

Uma vez que não se dispõe de elementos que permitam reproduzir fielmente os valores de banda de reserva secundária contratados pelo Operador de Sistema, foi utilizada a expressão (6.1) para estimar o impacto que um deslocamento de consumo de 1,70% numa hora de Super Ponta teria nas necessidades de contratação de banda secundária.

Nos estudos realizados admitiu-se que um deslocamento de consumo dessa ordem de grandeza reduziria a contratação de banda de reserva secundária igualmente em 1,70 %. De facto, e de acordo com a expressão anteriormente apresentada, uma diminuição de 1,70 % na potência, L_{max} , não se traduziria num decréscimo de 1,70 % nas necessidades de banda de regulação secundária. Por exemplo, para um valor de potência de ponta de 9000 MW a expressão (6.1) conduz ao valor de 484.41 MW de banda de reserva secundária, enquanto para 8847 MW (redução de 1,70 % da potência) se obtém o valor de 483,12 MW, isto é, uma redução de 0,47 %. Acresce ainda que esta redução de 1,70% se refere apenas aos níveis de MAT, AT e MT, correspondentes a cerca de 50% do consumo em Portugal continental pelo que a percentagem de redução a considerar em relação ao consumo total seria de cerca de 0,85%.

Nestas condições, assumir que a necessidade de banda de reserva secundária se reduz igualmente de 1,70 % estaria associada a uma redução da potência de ponta muito mais elevada pelo que as simulações realizadas nestas condições estariam associadas a uma resposta muito mais intensa e generalizada por parte dos consumidores na redução do seu nível de consumo nas horas de Super Ponta. De outra forma, a realização de simulações considerando apenas a redução de 0,47% (ou de metade deste valor para incorporar a percentagem de 50% do consumo relativa aos níveis de MAT, AT e MT) na contratação de banda de reserva secundária tornaria o impacto dessa variação muito menor do que o que se apresentará em seguida, quer no sentido de redução de custos quer eventualmente se ocorrer a sua elevação.

Para efeitos de ilustração dos potenciais impactos resultantes da implementação das novas opções tarifárias no âmbito do mercado de reserva secundária, irá ser analisada uma das horas de Super Ponta especificadas em [1]. Tendo em conta a não simultaneidade dos períodos de Super Ponta nas diversas Áreas de Rede, foi seleccionada uma hora do mês de fevereiro (incluído na época 1 nas Áreas de Rede Norte, Porto, Mondego, Lisboa e Tejo, de acordo com o indicado em [1]) tendo-se para este efeito referido a uma das horas de fevereiro de 2018, concretamente a hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018, uma quarta feira. Para este dia, o site da REN disponibiliza as necessidades de banda, a banda de reserva secundária contratada e o preço a que foi contratada, para cada uma das horas do dia. Parte desta informação é apresentada na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Informação horária do mercado de reserva secundária para o dia 7 de fevereiro de 2018.

Hora	Necessidade de banda (MW)		Banda contratada (MW)		Preço (€/MW)
	subir	descer	subir	descer	
14	204,5	102,3	214,0	107,0	11,60
15	201,5	100,8	194,0	97,0	16,67
16	201,5	100,8	194,0	97,0	17,34
17	201,0	100,5	194,0	97,0	10,32
18	198,5	99,3	194,0	97,0	8,80
19	231,5	115,8	229,0	114,5	5,74
20	247,0	123,5	249,0	124,5	7,21
21	222,5	111,3	214,4	107,0	5,95
22	224,5	112,3	229,4	114,5	7,66
23	218,0	109,0	209,0	104,5	5,74
24	274,5	137,3	265,0	132,5	8,99

Como se pode verificar na tabela anterior, o preço da banda de reserva secundária na hora de Super Ponta em estudo é inferior aos preços na generalidade das horas laterais. Assim, será de esperar que o deslocamento de consumo da hora 19 para as horas localizadas fora do período de Super Ponta (que decorre das 17.30 às 21.00 na Área de Rede Norte, das 18.30 às 21.30 na Área de Rede Porto e das 17.30 às 22.30 nas Áreas de Rede Mondego, Lisboa e Tejo) se traduza num custo acrescido. Para efeitos da estimativa deste custo admitiu-se que esse consumo se deslocava para as horas 16 e 23, isto é, para as horas situadas imediatamente antes e após o período de Super Ponta. Assim, o custo acrescido resultará da diferença entre a remuneração devida pela contratação de banda de reserva secundária nas duas situações seguintes:

- custo de contratação nas horas 16, 19 e 23 após se reduzir o nível de contratação em 1,7 % na hora 19, aumentando em 0,85 % nas horas 16 e 23;
- custo de contratação na situação original, de acordo com as quantidades e preços indicados na Tabela 6.1.

As ofertas de venda de banda reserva secundária a subir e a descer para as horas 16, 19 e 23 referentes ao dia 7 de fevereiro de 2018 são apresentadas na Tabela 6.2, Tabela 6.3 e Tabela 6.4.

Tabela 6.2 - Ofertas de venda de reserva secundária para a hora 16 do dia 7 de fevereiro de 2018.

		Banda subir (MW)	Banda descer (MW)	Banda total (MW)	Preço (€/MW)
Hora 16	PEGO4	16,0	8,0	24,0	0,00
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	0,10
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,02
	RIBATE3	20,0	10,0	30,0	1,03
	LARES2	30,0	15,0	45,0	1,07
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,10
	RIBATE3	20,0	10,0	30,0	1,11
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,12
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	13,26
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	17,34
	LARES2	20,0	10,0	30,0	20,30
	RIBATE3	15,0	7,5	22,5	20,35
	PICOTE	20,0	10,0	30,0	20,36
	PICOTE	20,0	10,0	30,0	20,37
	POCINHO	23,0	11,5	34,5	20,40

Tabela 6.3 - Ofertas de venda de reserva secundária para a hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018.

		Banda subir (MW)	Banda descer (MW)	Banda total (MW)	Preço (€/MW)
Hora 19	PEGO4	16,0	8,0	24,0	0,00
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	0,10
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,02
	RIBATE3	20,0	10,0	30,0	1,03
	LARES2	30,0	15,0	45,0	1,07
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,10
	RIBATE3	20,0	10,0	30,0	1,11
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,12
	RIBATE3	15,0	7,5	22,5	1,13
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,14
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	4,39
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	5,74
	PICOTE	20,0	10,0	30,0	6,66
	PICOTE	20,0	10,0	30,0	6,71
	PICOTE	20,0	10,0	30,0	6,72
POCINHO	23,0	11,5	34,5	6,75	

Tabela 6.4 - Ofertas de venda de reserva secundária para a hora 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.

		Banda subir (MW)	Banda descer (MW)	Banda total (MW)	Preço (€/MW)
Hora 23	PEGO4	16,0	8,0	24,0	0,00
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	0,10
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,02
	RIBATE3	20,0	10,0	30,0	1,03
	LARES2	30,0	15,0	45,0	1,07
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,10
	RIBATE3	20,0	10,0	30,0	1,11
	LARES2	20,0	10,0	30,0	1,12
	RIBATE3	15,0	7,5	22,5	1,13
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	4,39
	PEGO4	16,0	8,0	24,0	5,74
	LARES2	20,0	10,0	30,0	6,65
	PICOTE	20,0	10,0	30,0	6,71
	PICOTE	20,0	10,0	30,0	6,72
	POCINHO	23,0	11,5	34,5	6,75

Com as ofertas de banda de reserva secundária para cada uma destas horas, e usando o valor de banda total oferecida (soma de banda a subir e banda a descer) é possível ordenar as ofertas por ordem crescente de preço e interseccionar a curva de ofertas com as necessidades inelásticas de banda de reserva secundária. Essa interseção define o preço da banda de reserva secundária. Em relação à quantidade contratada, assinala-se que o Operador de Sistema usualmente contrata na íntegra a última oferta aceite. As Figuras 6.1, 6.2 e 6.3 que se seguem ilustram as curvas de oferta e conseqüentes interseções com as necessidades inelásticas para as horas 16, 19 e 23 do dia em estudo.

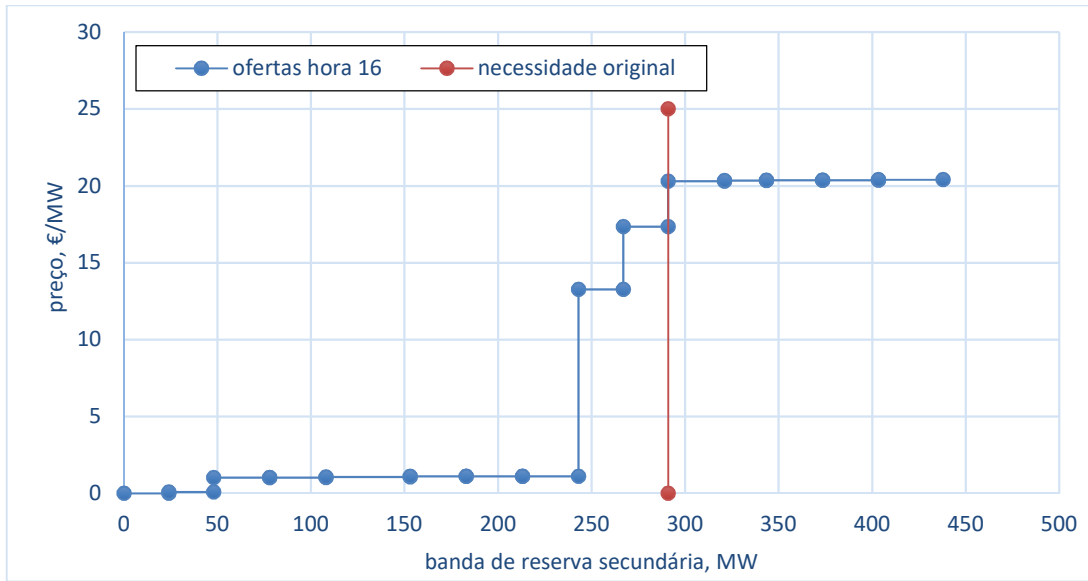


Figura 6.1 - Curva de ofertas para hora 16 do dia 7 de fevereiro de 2018.

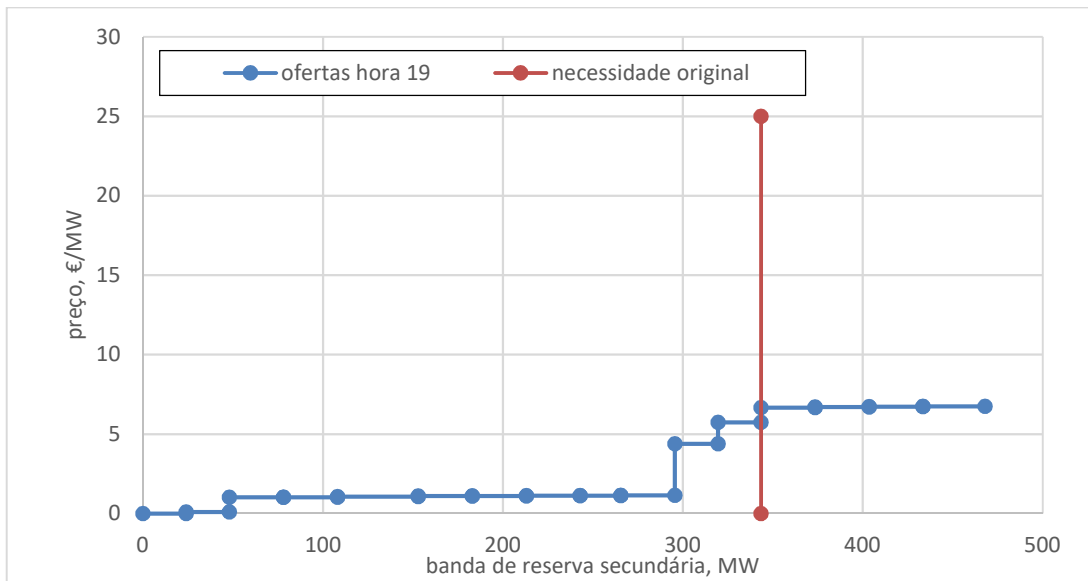


Figura 6.2 - Curva de ofertas para hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018.

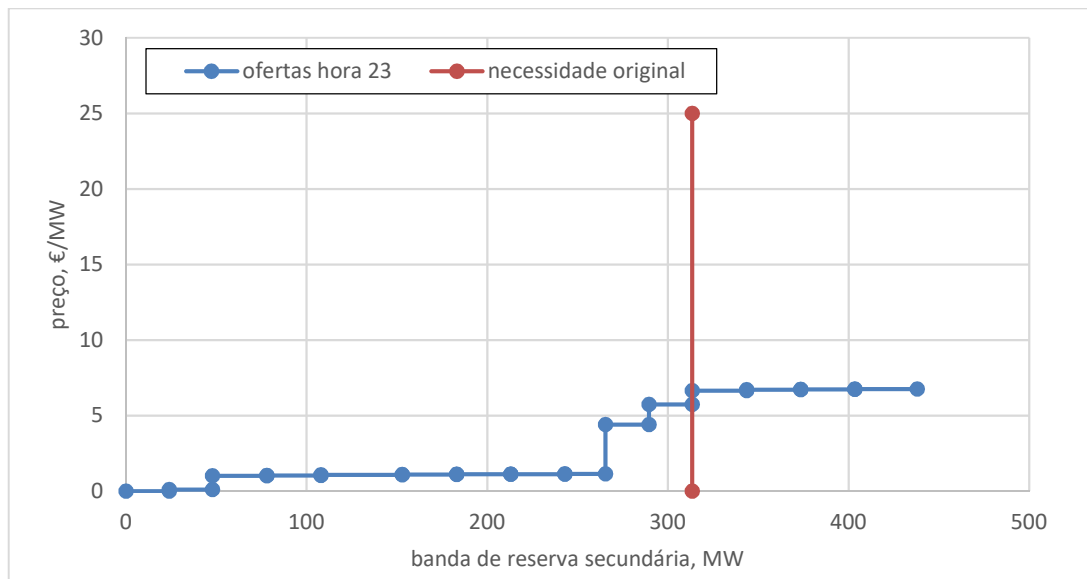


Figura 6.3 - Curva de ofertas para hora 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.

Através dos sinais preço associados às horas de Super Ponta, considerando uma deslocação de 1.70 % do consumo total na hora 19, será possível aumentar o consumo das horas 16 e 23. Esses deslocamentos irão aumentar a carga nessas horas o que determinará, por sua vez, o aumento das necessidades de contratação de reserva secundária nessas horas. Assim, o consumo deslocado da hora 19 será distribuído de uma forma equitativa pelas horas 16 e 23. Deste modo, assumiu-se que as necessidades de contratação de reserva numa dessas horas variam da mesma forma que o consumo que foi deslocado. As Figuras que se seguem condensam os resultados para o nível de deslocamento considerado.

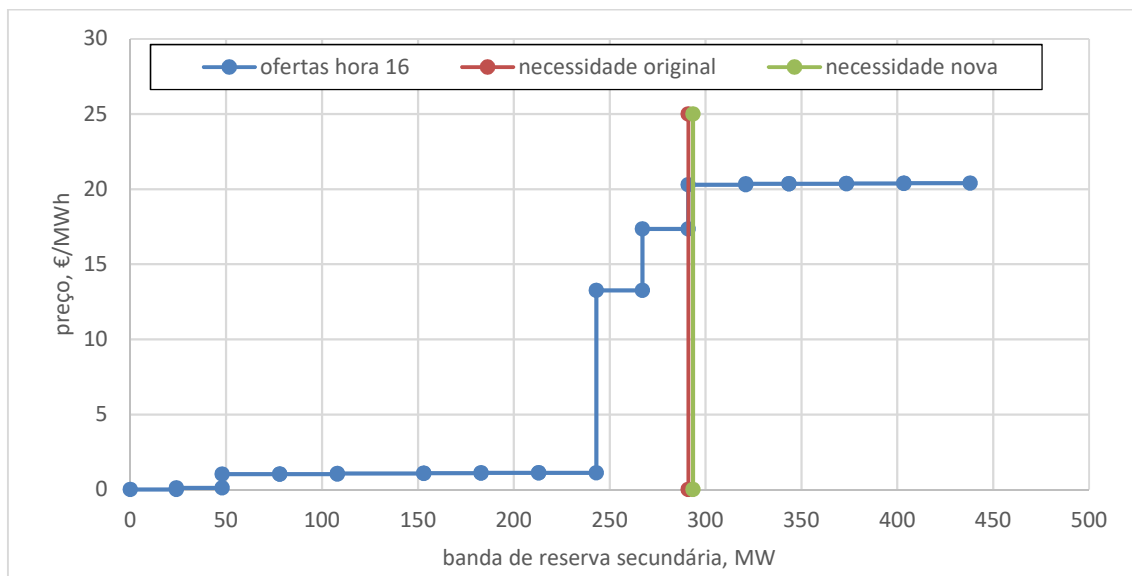


Figura 6.4 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária admitindo o aumento em 0,85% do consumo na hora 16 do dia 7 de fevereiro de 2018.

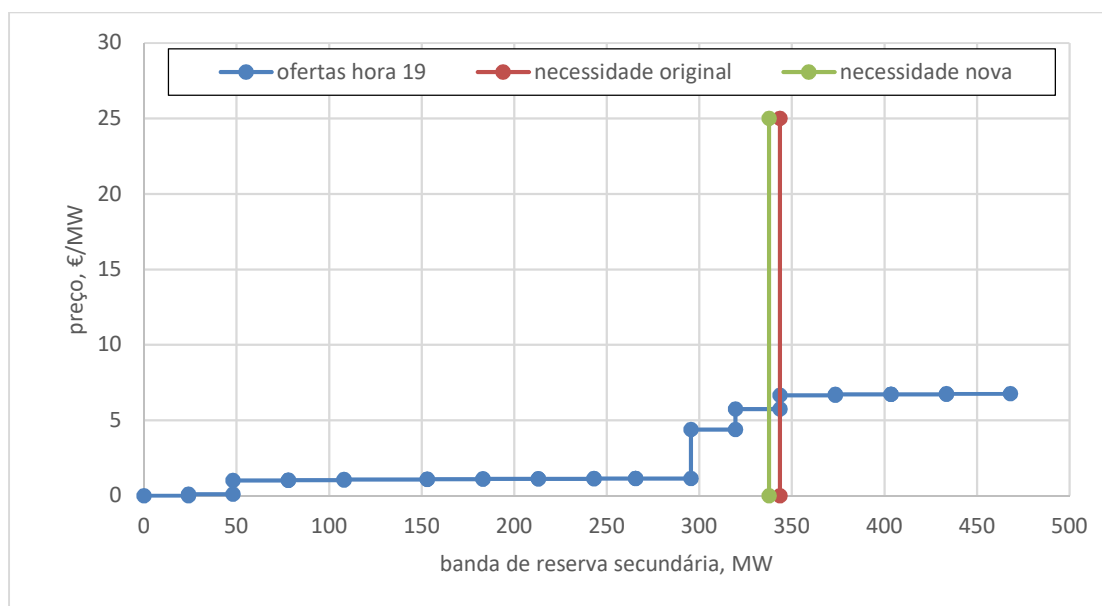


Figura 6.5 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária considerando a redução 1,7% do consumo na hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018.

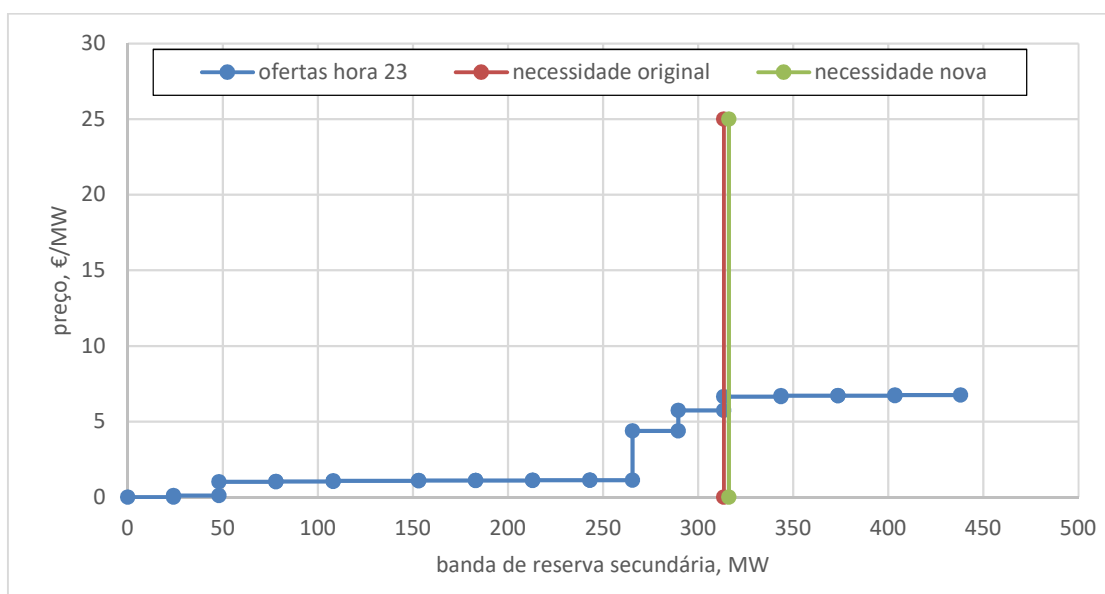


Figura 6.6 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária considerando o aumento em 0,85% do consumo na hora 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.

A Tabela 6.5 inclui os custos de contratação de banda de reserva secundária nas horas 16, 19 e 23 do dia 7 de fevereiro de 2018, considerando os níveis de banda de reserva secundária originais, por um lado, os valores resultantes da deslocação de 1,70 % do consumo total da hora 19 para as horas 16 e 23. Finalmente a Tabela 6.6 agrega os resultados associados por um lado à situação original e, por outro, resultante da deslocação do consumo. Assim, o valor referido na Tabela 6.6 como Custo Original resulta da adição dos valores originais do custo de contratação incluídos na Tabela 6.5. Por seu lado, o valor referenciado na Tabela 6.6 como Custo Final resulta da adição dos custos de contratação incluídos na Tabela 6.5 e associados a aumentos (horas 16 e 23) e redução (hora 19) da contratação de banda de reserva secundária.

Tabela 6.5 - Quantidades contratadas, preços e diferenças de remuneração para as horas 16, 19 e 23 do dia 7 de fevereiro de 2018.

		Preço (€/MW)	Quantidade contratada (MW)	Custo de contratação (€)
Hora 16	Original	17,34	291,00	5.045,94
	Aumento de 0,85%	20,30	293,47	5.957,50
Hora 19	Original	5,74	343,50	1.971,69
	Redução de 1,7%	5,74	337,66	1.938,17
Hora 23	Original	5,74	313,50	1.799,49
	Aumento de 0,85%	6,65	316,17	2.102,49

Tabela 6.6 - Benefício proveniente da deslocação de consumo simulada.

	Resultado (€)
Custo original	8817,12
Custo final	9.998,17
Benefício	-1.181,05

Como se indica na Tabela 6.6, o benefício decorrente da deslocação de consumos da hora 19 do dia 7 de fevereiro de 2018 para as horas 16 e 23 desse dia é negativo, traduzindo-se, portanto, num acréscimo de custo. Esta situação decorre do facto dos preços da banda de reserva secundária serem com alguma frequência mais elevados em horas laterais aos períodos de maior consumo pelo que, ao induzir deslocações de consumos para fora dos períodos de Super Ponta aumenta-se a necessidade de contratação de banda de reserva secundária com a consequente possibilidade de elevação do preço. No caso concreto que foi analisado, este aumento do custo de contratação de banda de reserva secundária em horas laterais ao período de Super Ponta não é compensado pela redução do custo de contratação na hora de Super Ponta analisada. Com efeito, na hora 19 analisada a redução da necessidade de contratação de banda de reserva secundária não é suficiente para reduzir o preço nessa hora, tal como se encontra ilustrado na Figura 6.5.

No entanto, admite-se que possam ocorrer situações em que a redução de consumo nas horas de Super Ponta origine uma redução da necessidade de contratação de banda de reserva secundária que, por sua vez, permita que o preço de contratação se reduza igualmente, passando a ser determinado pela oferta de banda de reserva secundária anterior à última que tinha sido aceite na situação original.

Assim, pode concluir-se que o impacto da adoção das regras associadas ao Projeto Piloto 1 e no que se refere ao custo de contratação de banda de regulação secundária, será

negligenciável podendo mesmo ocorrer situações, tal como a reportada anteriormente, em que poderão ocorrer aumentos do custo de contratação. Esta conclusão decorre ainda de se ter admitido uma relação linear entre a variação do consumo e a variação da banda secundária a contratar. No entanto, e como já se assinalou anteriormente, atendendo à expressão (6.1) uma redução de consumo total de 1.70 % traduz-se numa redução da banda secundária a contratar muito inferior. Sendo assim, o impacto real associado à redução de consumo de 1,70 % dos níveis de MAT, AT a MT numa determinada hora será muito inferior ao obtido no exemplo ilustrativo anterior o que reforça a natureza negligenciável deste impacto.

Para além da contratação de banda de reserva secundária, o Operador de Sistema contrata igualmente energia de regulação terciária, sendo o preço horário contratado para esta energia utilizado igualmente para remunerar a energia de regulação secundária que for efetivamente utilizada dentro da banda de regulação secundária já referida. A contratação de energia de regulação terciária é realizada num mercado de tipo marginalista em que, para cada hora, as propostas de disponibilização deste recurso são ordenadas por ordem crescente de preço e a curva agregada assim obtida é intersetada com a quantidade de energia a contratar definida pelo Operador de Sistema.

De acordo com as regras definidas em [11], a energia de regulação terciária a contratar deverá permitir cobrir a falha do maior grupo que venha a estar em operação em cada hora, acrescida de 2% da carga prevista para essa hora e de 10% da previsão de produção eólica nessa hora. Nestas condições, a estimativa do impacto de deslocações de consumo de horas de Super Ponta para horas laterais exigiria a verificação do impacto dessas deslocações no despacho obtido no MIBEL para cada hora em estudo para, em seguida, se verificar se ocorreu alguma alteração no grupo de maior potência que tenha sido despachado.

Como se indicou, o nível de contratação de energia de regulação terciária depende do consumo previsto para cada hora, sendo este nível de consumo afetado pelo fator de 2%. Isto é, alterações de níveis de consumo resultantes da deslocação de consumos por via dos sinais preços transmitidos pelas tarifas sofrerão uma atenuação muitíssimo forte ao ser calculado o nível de reserva de regulação a contratar. Por exemplo, se se admitir que numa hora de Super Ponta o consumo em MAT, AT e MT sofre uma redução de 1,70 %, então o consumo total sofrerá uma redução de cerca de 0,85 % (devido ao peso próximo de 50% do consumo em BT) e esta redução de 0,85% do consumo total será depois afetada pelo referido fator de 2%. Nestas condições, tendo em conta as regras referidas de contratação de energia de regulação terciária, reduções de consumo em períodos de Super Ponta terão um impacto muito reduzido no valor total a contratar.

Por outro lado, a consulta dos dados de ofertas de energia de regulação terciária no site do Operador de Sistema permite verificar que:

- em diversos dias, o preço da energia de regulação terciária sofre muito poucas variações ao longo das horas do dia. Por exemplo, no dia 20 de fevereiro de 2018 o preço da energia de regulação terciária a descer manteve-se inalterado ao longo de todo o dia em 37,73

€/MWh e o preço da energia de regulação terciária a subir manteve-se em 65,99 €/MWh entre as horas 12 e 22. Nestas condições, utilizações menos intensas de energia de regulação terciária no período de Super Ponta e mais intensas em horas laterais a esse período não conduzem a alterações significativas do ponto de vista do custo total de mobilização da reserva terciária. A Figura 6.7 apresenta os valores das energias de regulação secundária e terciária e preços a subir e a descer no dia 20 de fevereiro de 2018;

2018-02-20

HORA	Energia Secundária		Energia Reserva		Preço	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
1	28,2	4,3	89,9	35,1	54,45	37,73
2	49,5	0,4	0,0	338,2	47,00	37,73
3	124,9	0,0	0,0	267,5	47,00	37,73
4	41,5	0,0	0,0	173,7	47,00	37,73
5	16,5	0,0	0,0	220,0	47,00	37,73
6	95,7	2,3	11,1	136,4	67,76	37,73
7	49,4	0,0	29,4	16,9	47,00	37,73
8	49,8	15,5	0,0	0,0	67,76	37,73
9	73,0	3,1	22,6	69,2	67,76	37,73
10	75,3	7,6	0,0	239,4	67,76	37,73
11	3,1	11,2	0,0	170,6	67,76	33,33
12	67,0	10,0	0,0	391,8	65,99	37,73
13	88,8	0,0	0,0	462,9	65,99	37,73
14	97,8	0,0	0,0	422,3	65,99	37,73
15	22,2	5,0	0,0	505,2	65,99	37,73
16	84,6	0,0	0,0	616,8	65,99	37,73
17	17,7	0,0	0,0	590,0	65,99	37,73
18	34,9	0,0	0,0	565,5	65,99	37,73
19	119,6	0,0	0,0	713,8	65,99	37,73
20	92,6	0,0	0,0	595,9	65,99	37,73
21	0,0	28,1	0,0	617,0		37,73
22	89,6	0,0	0,0	517,0	65,99	37,73
23	3,9	1,1	0,0	392,5	54,45	37,73
24	8,9	36,3	0,0	247,8	47,00	37,73

Unidades: MWh; €/MWh

Figura 6.7 - Preço de reserva de regulação para o dia 2018-02-20 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt).

- em alguns outros dias, o preço da energia de regulação terciária assume valores mais reduzidos nas horas consideradas como de Super Ponta em termos do estudo que tem vindo a ser realizado, e mais elevados nas horas laterais. Uma situação deste género ocorre por exemplo no dia 7 de fevereiro de 2018 em que o preço da energia de reserva

a subir se manteve estabilizado em 71,12 €/MWh entre a hora 17 e a hora 21 (isto é, no período de Super Ponta), elevando-se para 79,90 €/MWh na hora 16 e para 99,90 €/MWh nas horas 22 e 23 e para 79,90 €/MWh na hora 24. Desta forma, a utilização mais intensa de reserva de regulação a subir nas horas 16, 22, 23 ou 24 conduziria neste caso a um aumento do custo de mobilização. Em relação à energia de reserva a descer o seu preço oscilou entre 38,75 e 42,00 €/MWh no período da hora 16 à hora 24 desse dia pelo que utilizações mais intensas de energia de regulação a descer fora do período de Super Ponta não produzem efeitos apreciáveis. A Figura 6.8 apresenta os valores das energias de regulação secundária e terciária e preços a subir e a descer no dia 7 de fevereiro de 2018.

2018-02-07

HORA	Energia Secundária		Energia Reserva		Preço	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
1	0,0	104,7	218,3	46,7	71,12	37,65
2	0,0	50,7	31,5	35,7	48,00	38,75
3	25,0	0,0	0,0	61,8	71,12	38,75
4	18,1	5,5	46,4	0,0	71,12	38,75
5	60,5	0,0	40,1	0,0	71,12	
6	158,2	0,0	5,0	0,0	71,12	
7	48,9	0,0	21,1	33,5	71,12	38,75
8	138,1	0,0	0,0	251,7	73,37	38,75
9	121,5	3,2	0,0	254,6	73,37	38,75
10	142,3	0,0	0,0	214,0	77,77	38,75
11	111,4	0,0	0,0	0,0	77,77	
12	67,6	0,0	287,5	0,0	71,12	
13	38,4	0,0	485,7	0,0	71,12	
14	99,8	0,0	445,0	0,0	71,12	
15	76,0	0,0	442,3	0,0	71,12	
16	64,5	2,2	155,3	0,0	79,90	40,00
17	3,9	1,9	198,3	0,0	71,12	42,00
18	94,0	0,0	105,6	0,0	71,12	
19	79,5	0,0	68,6	39,5	71,05	38,75
20	113,6	0,0	214,1	20,4	71,12	42,00
21	25,6	0,9	316,0	0,0	71,12	42,00
22	10,0	0,0	486,4	0,0	99,00	
23	0,0	17,9	624,4	0,0	99,00	42,00
24	0,0	59,2	610,8	0,0	79,90	42,00

Unidades: MWh; €/MWh

Figura 6.8 - Preço de reserva de regulação para o dia 2018-02-07 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt).

Assim, e como conclusão geral desta avaliação, estima-se que o impacto da adoção das regras especificadas em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1 nos encargos associados à contratação



de banda de reserva secundária e à utilização de energias de regulação secundária e terciária sejam negligenciáveis, podendo mesmo existir situações em que se admite que esses encargos possam ser mais elevados do que na situação atual.

Capítulo 7

Custos de Implementação e Desenvolvimento

A EDP Distribuição comunicou ao INESC TEC as suas estimativas de custos de implementação e desenvolvimento relativos ao aperfeiçoamento da estrutura tarifária do Acesso às Redes, tal como se especifica em [1] no âmbito do Projeto-Piloto 1. Estes custos são discriminados por custos já incorridos com a operacionalização do Projeto-Piloto, por um lado, e custos a considerar com a implementação e generalização futura de um esquema tarifário semelhante ao que se encontra em vigor no âmbito do Projeto-Piloto.

Para efeitos da realização da Análise de Benefício Custo, considerou-se que os custos já incorridos com a operacionalização do Projeto-Piloto se referem ao ano de 2018, ano inicial do horizonte temporal em estudo, e que os custos associados à implementação futura de um esquema tarifário análogo ao previsto no Projeto-Piloto 1, isto é, custos de adaptação dos sistemas informáticos à nova arquitetura do sistema tarifário e sua generalização a todos os consumidores em MAT, AT e MT serão incorridos em 2019, após terminar o Projeto-Piloto.

Assim:

- i. Custos a considerar em 2018 - total de **236.400,00 €** decomposto nas parcelas seguintes:
 - Consultadoria para desenvolvimento da solução e acompanhamento da implementação do projeto-piloto (INESC-TEC) - 60.400,00 € + 61.600,00 € - total de 122.000,00 €;
 - Realização de sessões de divulgação destinadas a consumidores e comercializadores - 6.400,00 €;
 - Custos com desenvolvimento do portal de acompanhamento dos projetos-piloto - 108.000,00 €;
- ii. Custos a considerar em 2019 - estes custos estão associados a Recolha e tratamento de dados, Armazenamento de informação, Processamento e faturação. Em relação ao conjunto destes itens e considerando a arquitetura atual dos sistemas de informação e as necessidades de adaptação já identificadas, a EDP Distribuição forneceu a estimativa de 298.000,00 €. Considerou ainda que este valor deverá ser acrescido de 15 % para acomodar situações imprevistas ou não equacionadas perfazendo o total de **342.700,00 €**. Este valor será transferido para o ano inicial do horizonte temporal analisado, 2018, utilizando a taxa de atualização de 5,75 %.

Desta forma, considerando a taxa de atualização de 5,75%, o custo total inerente à implementação das opções tarifárias especificadas em [1] foi de 560,50 k€.

Capítulo 8

Análise de Benefício Custo e Comentários Finais

Neste Capítulo será realizada a Análise Benefício Custo relativa à implementação de opções tarifárias para aperfeiçoamento da estrutura tarifária do acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental, considerando o período de implementação 2018-2040.

A avaliação dos custos considerou os seguintes aspetos mencionados no Capítulo 7:

- consultadoria para desenvolvimento da solução e acompanhamento da implementação do projeto-piloto;
- realização de sessões de divulgação destinadas a consumidores e comercializadores;
- custos com desenvolvimento do portal de acompanhamento dos projetos-piloto;
- recolha e tratamento de dados, armazenamento de informação, processamento e faturação

Por outro lado, a avaliação do benefício foi realizada considerando as seguintes variáveis:

- o impacto na Função de Benefício Social do Mercado Ibérico de Eletricidade, descrito na Secção 3.3;
- o impacto nas perdas nas redes de transporte e distribuição, descrito na Secção 4.2;
- o impacto no diferimento de investimentos em equipamentos de rede, descrito na Secção 5.3.2; e
- o impacto na contratação de reservas secundária e terciária, descrito no Capítulo 6.

Entretanto, estimou-se que o impacto nos encargos associados à contratação de banda de reserva secundária e à mobilização de energias de regulação secundária e terciária são negligenciáveis. Dessa forma, o benefício resultante da implementação das novas opções tarifárias especificadas em [1] é detalhado na Tabela 8.1.

Tabela 8.1 - Proveitos provenientes da implementação das novas opções tarifárias.

		Montante
Benefício Social	Secção 3.3	-378,06 k€
Perdas	Secção 4.2	118,22 k€
Diferimento de Investimentos	Secção 5.3.2	51.716,74 k€
Benefício Total		51.456,90 k€

O diferencial entre o benefício total e o custo total resultantes da aplicação das regras e períodos tarifários especificados em [1] é finalmente apresentado na Tabela 8.2.

Tabela 8.2 - Diferencial entre proveitos e custos da implementação das novas opções tarifárias.

Custos	560,50 k€
Benefício	51.456,90 k€
Total	50.896,40 k€

Assim, estima-se que a implementação de opções tarifárias especificadas em [1] relativas ao Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária no Acesso às Redes em MAT, AT e MT admitindo que 1,70 % do consumo nesses níveis de tensão e nas horas de Super Ponta se desloca para horas adjacentes, permitirá obter um benefício líquido de 50.896,40 k€ considerando o horizonte temporal de 2018 a 2040, isto é de 23 anos.

Como comentário final, pode verificar-se que o benefício estimado resultante da possibilidade de diferir investimentos em equipamentos de rede apresenta um carácter predominante. A relevância deste item na Análise de Benefício Custo já tinha sido claramente identificada no estudo realizado em 2015/2016 [4], sendo agora o montante estimado amplificado devido, nomeadamente ao alargamento do número de anos do horizonte temporal analisado e também ao aumento do número de horas agora consideradas (horas de Super Ponta) face ao número de horas admitidas como críticas no estudo anterior. Nestas condições, pode afirmar-se que os resultados agora obtidos são consistentes com os reportados em análises anteriores.

Referências

- [1] ERSE, Diretiva nº 6/2018, “Aprovação das Regras dos Projetos-Piloto de Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária e de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental”, Diário da República, 2ª série, nº 41 de 27 de fevereiro de 2018.
- [2] J. Tomé Saraiva, J. Fidalgo, P. Vilaça, “Projeto Piloto para Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária do Acesso às Redes em MAT, AT e MT – Relatório de Acompanhamento para a EDP Distribuição”, INESCTEC, Porto, janeiro de 2019.
- [3] J. Tomé Saraiva, J. Fidalgo, P. Vilaça, “Projeto Piloto para Aperfeiçoamento da Estrutura Tarifária do Acesso às Redes em MAT, AT e MT – Relatório de Final para a EDP Distribuição”, INESCTEC, Porto, dezembro de 2019.
- [4] J. Tomé Saraiva, J. Fidalgo, R. Soares, R. Pinto, “Tarifas Dinâmicas – Relatório de Progresso”, INESCTEC, Porto, janeiro de 2016.
- [5] ERSE, Diretiva nº 4/2018, “Perfis de perdas em MAT, AT, MT e BT”, publicado no Diário da República, 2ª Série, de 11 de janeiro, a aplicar entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2018”, Lisboa, janeiro de 2018.
- [6] ERSE, “Custos Incrementais das Redes de Transporte e de Distribuição de Eletricidade”, Lisboa, abril de 2015.
- [7] ERSE, “Custos Evitados das Redes Segundo os Custos Incrementais da ERSE – Análise complementar sobre os custos evitados das redes no âmbito da “Análise Benefício Custo relativa ao aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT”, Lisboa, julho de 2019.
- [8] Direção Geral de Energia e Geologia, Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2019-2040 (RMSA-E 2018), novembro de 2018, disponível em www.dgeg.gov.pt.
- [9] ERSE, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2018”, disponível em www.erse.pt, Lisboa, dezembro de 2017.
- [10] ENTSO-E, “P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance [C]”, 2009.
- [11] ERSE, “Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do Sector Elétrico”, Lisboa, abril de 2014.