



ESTUDO DE BENEFÍCIO CUSTO RELATIVO À IMPLEMENTAÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT E BTE NA ILHA DE S. MIGUEL

Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC

VERSÃO 1.0

João Tomé Saraiva

José Nuno Marques Fidalgo

Rui Barbosa Pinto

Março de 2016

Sumário Executivo

Este documento corresponde ao relatório de referente à Tarefa T1 prevista no contrato de consultoria técnica estabelecido entre a EDA - Eletricidade dos Açores, S.A. e o INESC TEC para preparar e acompanhar a implementação de projetos piloto relacionados com o estabelecimento de tarifas dinâmicas no acesso às redes em MT e BTE.

Este relatório apresenta os resultados da Análise de Benefício Custo relativo à implementação de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais em MT e BTE na Ilha de S. Miguel.

Nestas condições, no Capítulo 1 é realizado o enquadramento do trabalho realizado sendo ainda apresentada uma descrição breve de metodologias disponíveis para implementar este tipo de opções tarifárias e de experiências internacionais a este nível.

No Capítulo 2 é apresentado o estudo de identificação de horas críticas que corresponde a um aspeto importante para viabilizar a implementação das opções dinâmicas. Em seguida, os Capítulos 3, 4 e 5 descrevem e apresentam os resultados obtidos em relação a diversos aspetos incluídos na Análise de Benefício Custo, nomeadamente nos custos de produção e na contratação de reservas, nas perdas nas redes de transmissão e distribuição e na possibilidade de diferir investimentos em ativos de rede.

Por seu lado, o Capítulo 6 enumera e quantifica os custos inerentes à implementação destas opções tarifárias, tal como foram estimados pela EDA, e o Capítulo 7 apresenta os resultados globais obtidos para a Análise de Benefício Custo realizada.

Em termos gerais, estima-se que os benefícios que se poderão obter da adoção de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais em MT e BTE na Ilha de S. Miguel ascenda a 132 651 € ao longo do período analisado, sendo que este montante se refere, de forma quase exclusiva, ao diferimento na entrada em serviço de dois transformadores. Os custos de implementação no ano inicial e ao longo do período analisado ascendem a 1 507 182 € pelo que a Análise de Benefício Custo realizada conduz a um valor negativo de 1 374 531 € com a particularidade de cerca de 74% dos custos deverem ser suportados no ano inicial.

Finalmente, o Capítulo 8 apresenta as conclusões mais relevantes que foram obtidas.

Executive Summary

This document corresponds to the report associated to the Task T1 as mentioned in the consultancy contract established between EDA - Eletricidade dos Açores, S.A. and INESC TEC in order to prepare and follow up the implementation of pilot programs related with the implementation of dynamic tariffs in the final end user tariffs in MV and LV for larger consumers, SLV.

This report presents the results that were obtained in the Cost Benefit Analysis, CBA, regarding the implementation of dynamic tariffs in the end user tariffs in MV and SLV in S. Miguel Island.

Under these conditions, Chapter 1 describes the framework in which this work developed and it also includes a brief description of the methodologies available in the literature to implement these tariff options as well as some international experiences in this field.

Chapter 2 presents the study that was developed to identify the critical hours in terms of the demand in S. Miguel Island as this is an important step to enable the implementation of tariff tariffs. Next, Chapter 3, 4 and 5 describe the adopted approaches and the results obtained for several items included in the CBA analysis, namely the impact in generation costs and in contracting reserve services, the impact in network losses and the impact in the possible deferral of investments in network assets (lines and transformers).

Then, Chapter 6 enumerates and quantifies the costs associated with the implementation of these tariff options, as estimated and reported by EDA - Electricidade dos Açores S.A., and Chapter 7 presents the global results of the CBA analysis.

In general, we estimate that the benefits that can be obtained from the adoption of Dynamic Tariffs in Final end user tariffs of S. Miguel Island will correspond to 132 651 € along the period under analysis. This amount is almost exclusively related with the postponement of the commissioning of two transformers. The implementation costs in the initial year and the costs along the period under analysis were estimated as 1 507 182 €. Under these conditions, the CBA analysis leads to a negative result of 1 374 531 €. It should also be mentioned that about 74% of the mentioned costs were estimated by EDA to be incurred in the initial year.

Finally, Chapter 8 presents the main conclusions suggested by the developed work.

Índice

Sumário Executivo	3
Executive Summary.....	5
Índice	7
Lista de figuras	8
Lista de tabelas	9
Capítulo 1	10
Enquadramento e Conceitos Gerais	10
1.1 Enquadramento.....	10
1.2. Conceitos gerais e experiências internacionais.....	12
1.3. Descrição geral da Análise de Benefício Custo realizada	16
Capítulo 2	19
Identificação das Horas Críticas e Evolução do Consumo no Período 2015 - 2030	19
Capítulo 3	26
Impacto das Tarifas Dinâmicas nos Custos de Produção e na Contratação de Reservas	26
Capítulo 4	29
Impacto das Tarifas Dinâmicas nas Perdas nas Redes	29
Capítulo 5	31
Impacto das Tarifas Dinâmicas no Diferimento de Investimentos.....	31
5.1. Abordagem I: níveis de utilização dos equipamentos	31
5.2. Abordagem II: custos incrementais	33
Capítulo 6	35
Custos de Implementação das Tarifas Dinâmicas	35
Capítulo 7	37
Análise de Benefício Custo	37
Capítulo 8	38
Conclusões	38
Bibliografia.....	39

Lista de figuras

Figura 2.1 - Taxa de variação homóloga do consumo para o período 2015-2030.....	19
Figura 2.2 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.....	21
Figura 2.3 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.....	21
Figura 2.4 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT.	22
Figura 2.5 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT.	22
Figura 2.6 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BT (BTE + BTN).	23
Figura 2.7 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BT (BTE + BTN).	23
Figura 2.8 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BTE.	24
Figura 2.9 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BTE.	24
Figura 3.1 - Comparação de consumo sem e com introdução de tarifas dinâmicas para o dia 17 de dezembro de 2015 para as horas críticas 18 e 19.	26
Figura 5.1 - Evolução de investimentos para cenários com e sem introdução de tarifas dinâmicas 2015-2030	33

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Identificação de horas de maior consumo em S. Miguel no ano de 2015.	20
Tabela 4.1 - Valores para valorização de perdas na ilha de S. Miguel.	30
Tabela 4.2 - Benefícios resultantes da redução de perdas nas redes por introdução de tarifas dinâmicas.	30
Tabela 5.1 - Custos de intervenção em transformadores de potência e linhas de transporte e distribuição.	31
Tabela 5.2 - Custos e benefícios provenientes do diferimento de investimentos por introdução de tarifas dinâmicas.	32
Tabela 5.3 - Custos incrementais das redes de transporte e de distribuição, por unidade de energia, em cada período horário, para 100 horas de ponta - ERSE.	34
Tabela 6.1 - Custos de Implementação de tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel.	35
Tabela 6.2 - Custos de Exploração após implementação de tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel.	36
Tabela 7.1 - Análise Benefício Custo para o período 2015-2030.	37

Capítulo 1

Enquadramento e Conceitos Gerais

1.1 Enquadramento

Este documento resulta de uma solicitação da EDA - Eletricidade dos Açores S.A. ao INESC Tec para o desenvolvimento de um estudo sobre a implementação das tarifas dinâmicas em Portugal Continental. De acordo com o contrato de consultoria técnica estabelecido entre as duas partes, este trabalho inclui diversas fases sendo a primeira a realização de uma Análise de Benefício Custo, CBA, relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas nas tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE na Ilha de S. Miguel. Nestas condições, este documento corresponde ao *deliverable* D1 previsto no final da Tarefa T1 considerada nesse contrato.

A título de enquadramento do trabalho realizado, assinala-se que no âmbito da revisão regulamentar realizada em 2011, foi aprovada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, em julho desse ano, uma nova versão do Regulamento Tarifário que, para além de outras alterações em relação ao articulado até então em vigor, estabeleceu diversas obrigações aos operadores de redes relativas à introdução de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas. Em particular, o número 19 do artigo 153 da versão do Regulamento Tarifário publicada em julho de 2011 estabeleceu que “Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de acesso às redes, a concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias”.

Tendo em conta estas obrigações, as entidades concessionárias da RND, do transporte e distribuição da RAA e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM submeteram à ERSE estudos preliminares identificando os tipos de tarifas dinâmicas mais usuais na literatura, descrevendo diversas experiências que têm sido realizadas a nível internacional, elencando vantagens, inconvenientes e dificuldades associadas à implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas e apresentando, para o caso da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA, resultados preliminares da análise de benefício-custo conduzida em quatro ilhas da RAA.

Estes estudos, bem como outra documentação complementar, foram disponibilizados pela ERSE no âmbito da consulta pública que decorreu tendo em vista a revisão regulamentar realizada em 2014 e que deu origem à publicação de uma nova versão do Regulamento Tarifário em dezembro de 2014. Em qualquer dos estudos referidos anteriormente são

referidos diversos pontos que devem merecer atenção antes da introdução formal de opções tarifárias associadas a tarifas dinâmicas. Entre esses pontos destacam-se:

- ser aconselhável a realização de projetos-piloto de forma a testar diversas soluções e optar pelas mais adequadas;
- ser importante a seleção dos consumidores alvo e a divulgação de informação relativa a estas novas opções tarifárias;
- ser necessário analisar e clarificar o relacionamento entre as empresas distribuidoras e os comercializadores;
- ser necessário identificar e quantificar custos / investimentos adicionais relativos, por exemplo, a novos sistemas de informação, contagem e faturação;
- a introdução destas novas opções tarifárias não deve traduzir um risco regulatório adicional para a atividade de distribuição de energia elétrica devendo assegurar-se a recuperação dos custos associados a esta atividade.

Por outro lado, ambos os estudos enumeram diversas motivações gerais para a aplicação de tarifas dinâmicas e diversos benefícios potenciais nomeadamente para as redes de distribuição. Entre eles conta-se a possibilidade de diferir investimentos em equipamentos de rede, a redução de perdas e a melhoria da qualidade de serviço.

Tendo em conta estas preocupações, a ERSE divulgou em julho de 2014 o Documento Justificativo da Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico bem como a respetiva proposta regulamentar que foi colocada em consulta pública. Depois, em dezembro de 2014, a ERSE publicou o novo articulado do Regulamento Tarifário e documentos complementares, indicando no número 1 do artigo 51 que “cabe à ERSE a aprovação das regras para a implementação de projetos-piloto de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE a apresentar pela entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA” estabelecendo o número 3 desse artigo que “na sequência da aprovação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas ... a ERSE pode aprovar Tarifas Dinâmicas de Venda Clientes Finais em MT e BTE”.

Por outro lado, num dos documentos complementares ao Regulamento Tarifário, a ERSE estabelece que a entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 31 de outubro um Plano para a implementação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, especificando o número 1 do artigo 3 desse documento que esse Plano deverá “conter informação fundamentada sobre as seguintes matérias (...) Tipologia de tarifa dinâmica, Número de períodos críticos por ano, Duração dos períodos críticos, Antecedência de notificação, Tipo de notificação, Níveis de preços, Natureza de obrigação, Critério de desencadeamento, Participação dos comercializadores, Clientes elegíveis”. O número 2 do artigo 3 desse documento complementar especifica ainda que esse Plano deve incluir uma análise benefício-custo preliminar. Finalmente, em julho de 2015 a ERSE entendeu adiar a data limite para a submissão do Plano para Implementação de Tarifas Dinâmicas de 31 de outubro de 2015 para 30 de junho de 2016.

Tendo em conta estes aspetos, foi o INESC TEC contactado pela EDA - Eletricidade dos Açores S.A. para preparar a Análise de Benefício Custo referida, para colaborar com a EDA na preparação do documento a submeter à aprovação da ERSE contendo as regras para a implementação dos projetos piloto e, finalmente, para acompanhar a realizar desses projetos piloto e produzir o relatório final. Nestas condições, este documento corresponde ao *deliverable* D1 previsto para o final da Tarefa T1 correspondente aos resultados da Análise Benefício Custo referida.

1.2. Conceitos gerais e experiências internacionais

Conceitos gerais

O sector elétrico Português iniciou o seu processo de reestruturação em 1995 com a publicação de um novo enquadramento legal e regulamentar que viria depois a ser aprofundado com a publicação de nova legislação em 2006. No âmbito da legislação publicada em 1995 foi criada a ERSE que, após um período inicial de instalação, iniciou a sua atividade em 1997. Em 1998 foi publicada a primeira versão do Regulamento Tarifários estabelecendo a estrutura tarifária para Portugal continental para o primeiro período regulatório de 1999 - 2001. A estrutura fundamental do sistema tarifário em vigor em Portugal continental viria posteriormente a ser estendida aos arquipélagos dos Açores e da Madeira. Este sistema tarifário tem natureza aditiva baseando-se na existência de um conjunto de tarifas elementares por atividade de cuja adição resultam as Tarifas de Acesso e as Tarifas de Venda Clientes Finais. De entre as tarifas elementares podem referir-se a Tarifa de Energia (Tem), a Tarifa do Uso da Rede de Transporte, TUTN, a Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (TUDN), a Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS) e a Tarifa de Comercialização (TCom). As tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Uso Global do Sistema dão origem à Tarifa de Acesso às Redes e a soma desta com as Tarifas de Energia e de Comercialização permitem obter a Tarifa de Venda a Clientes Finais.

As Tarifas de Acesso às Redes são pagas tendo em conta quatro termos: potência contratada, energia ativa, energia reativa e potência média em horas de ponta. Por seu lado, a energia ativa é tarifada tendo em conta quatro períodos horários - pontas, cheias, vazio e super vazio.

Desde 1998, os termos relacionados com a potência (potência contratada e potência média em horas de ponta) têm sido usados para recuperar os custos de redes, isto é, as remunerações reguladas das empresas prestadoras dos serviços de rede, com a justificação de que estas variáveis e preços estão mais diretamente relacionados com custos de investimento em equipamentos de rede. O período de horas de ponta inclui atualmente 980 horas ao longo do ano e em cada mês a energia consumida em horas de ponta é adicionada e dividida pelo número de horas de ponta nesse mês de modo a obter a potência média em horas de ponta

respetiva, que é finalmente multiplicada pelo preço respetivo.

No entanto, a ERSE considera que o número atual de horas de ponta, 980 como foi referido, é excessivo e que os custos de investimento em equipamentos de rede são justificados em grande medida pela carga num número muito mais reduzido de horas. Por outro lado, o aumento da produção distribuída ligada a redes de distribuição origina eventualmente um desacerto entre os períodos de ponta previstos na regulamentação e os períodos em que as redes apresentam níveis de utilização mais elevados, ou se se pretender, entre os períodos de consumos mais elevados e os períodos em que as redes apresentam trânsitos mais elevados.

Tendo em conta estas preocupações e considerando que no futuro próximo assistiremos ao aumento da produção distribuída bem como ao previsível aumento do número de veículos elétricos, a ERSE determinou que os operadores de rede preparassem planos tendo em vista estudar a introdução de opções dinâmicas nas tarifas aplicáveis no setor elétrico (tarifas de acesso no continente e de venda a clientes finais nas Ilhas de S. Miguel e da Madeira). Assim, a versão atual do Regulamento Tarifário estabelece que os operadores de rede devem submeter à ERSE até junho de 2016 planos para implementar projetos piloto bem como os resultados de Análises de Benefício Custo relativas à introdução destas opções tarifárias. Apesar da responsabilidade da realização destes estudos e da preparação destes documentos ter sido cometida aos operadores de rede, pretende a ERSE que as Análises de Benefício Custo já referidas tenham um carácter holístico e abordam os benefícios que a globalidade dos sistemas elétricos do continente e das Ilhas de S. Miguel e da Madeira poderão eventualmente obter com a introdução destas opções tarifárias.

Metodologias disponíveis na literatura

As referências iniciais a tarifas dinâmicas datam dos anos 90 do século passado. Neste âmbito, em [2] é indicado que *“real time pricing, spot pricing and day ahead dynamic pricing and other similar tariffs have been proposed as a rational mechanism of load management, and the recent trend towards de-regulation and enhanced competition on the supply side also requires flexible methods for setting power contracts and prices”*. Esta publicação menciona ainda que os mercados de eletricidade que se tinham começado a desenvolver nesse período tinham essencialmente uma estrutura assimétrica, dada a reduzida elasticidade da procura e que esse era um dos principais problemas que impediam uma maior competição. Nestas condições, a adoção de mecanismos que permitam promover uma maior flexibilidade da procura podem contribuir para melhor equilibrar as relações entre agentes produtores e a procura.

Nos anos mais recentes, o nível cada vez mais acentuado de produção ligada às redes de distribuição, o esperado aumento do número de veículos elétricos e o alargamento do número de *smart meters* instalados em instalações finais justifica o interesse renovado por este tópico.

Em geral, As Tarifas Dinâmicas [3] correspondem a opções tarifárias em que algumas variáveis (tais como o preço, e o período de aplicação) se alteram de uma forma mais frequente e de uma forma que não é inteiramente definida ou conhecida quando as tarifas

são publicadas, se comparadas com as tarifas tradicionais. Desta forma, é importante distinguir Tarifas Dinâmicas no sentido em que este termo é utilizado neste documento e Tarifas *Time of Use* (ToU) [4]. As Tarifas ToU são utilizadas em diversos países e correspondem a tarifas estáticas no sentido em que, apesar de incorporarem variações ao longo do dia, da semana, ou do ano, as regras em termos de preços e de períodos de aplicação são inteiramente definidas *a priori*. De forma diferente, as Tarifas Dinâmicas ou Tarifas ToU Dinâmicas apenas se encontram definidas com antecedência as regras gerais de aplicação e em seguida o agente responsável pela sua gestão pode declarar que o preço sofre uma elevação e que essa elevação será aplicável num determinado número de horas declaradas como críticas.

A adoção de Tarifas Dinâmicas ou Tarifas ToU Dinâmicas apresenta diversas barreiras e desafios podendo ser igualmente identificadas diversas vantagens. Em relação às barreiras e dificuldades, é importante mencionar que a procura é tradicionalmente muito inelástica não apenas no que se refere ao seu valor total mas também em relação à sua localização no tempo. Assim, torna-se claro que esta reduzida elasticidade ao longo do tempo é devida a hábitos de consumo e a formas de estruturação da vida em sociedade longamente estabelecidos que poderão ser eventualmente alterados através de elevações de preços em períodos específicos. Contudo, em diversas situações, por exemplo relacionadas com processos industriais, não é fácil nem será eventualmente possível reduzir ou transferir consumos de uma hora para horas adjacentes. Estas dificuldades estarão relacionadas com os processos industriais em si mesmos e com os custos inerentes a alterações desse tipo. Como resultado, o impacto da adoção de Tarifas Dinâmicas na procura será tendencialmente modesto mas poderá, em qualquer caso, introduzir alguma flexibilidade na operação dos sistemas elétricos que convirá não desprezar e avaliar [5, 6, 7, 8].

Por outro lado, a implementação destas opções tarifárias requer a instalação de equipamentos de medição mais avançados bem como de comunicações entre o DSO e os consumidores envolvidos de forma que estes possam ter conhecimento com algumas horas de avanço que se aproxima um período crítico. A internet poderá providenciar esta ligação e em relação aos equipamentos de medição é usual que em diversos países Europeus os consumidores em MAT, AT e MT (e em muitos casos também algumas classes de consumidores em BT) tenham instalados equipamentos de medida dotados de telecontagem. A instalação progressiva de *smart meters* na BT permitirá assim alargar de forma progressiva o âmbito de aplicação das tarifas dinâmicas a novas e mais numerosas classes de consumidores.

De entre as vantagens resultantes da aplicação de Tarifas Dinâmicas, podem referir-se a possível redução de custos de produção nos períodos de ponta, ou o impacto na função de Benefício Social quando existam mercados de eletricidade organizados em pool, a possível redução do nível e custo das perdas em equipamentos de rede, a possível redução do custo de contratação de reservas e o possível diferimento de investimentos em novos equipamentos de rede ou no reforço dos existentes.

Os principais tipos de Tarifas Dinâmicas referidos na literatura são os seguintes:

- *Real Time Pricing*, RTP - neste caso, as tarifas estão usualmente relacionadas com custos de produção e variam de forma horária ou em intervalos de tempo inferiores, nomeadamente de modo a refletir variações dos custos de produção ou dos preços de

- mercado. Este é o mecanismo mais complexo de tarifas dinâmica porque requer que os preços sejam comunicados aos clientes com algumas horas de antecedência e que estes tenham capacidade para reagir a esses preços e possam adaptar os seus comportamentos refletindo alterações nos custos de produção ou nos preços de mercado;
- *Critical Peak Pricing*, CPP - nesta opção os preços são incrementados de forma significativa (de duas a cinco vezes, por exemplo) como resposta a eventos particulares relacionados, por exemplo, com períodos de ponta dos consumos, condições extremas de operação das redes ou eventos de natureza atmosférica. Neste caso, os consumidores têm conhecimento das regras de aplicação do programa, das condições que poderão originar a declaração de um evento ou período crítico, do fator multiplicativo que poderá afetar o preço, do número máximo de horas consecutivas de aplicação dessa elevação de preços e do número máximo de eventos críticos que será possível declarar por ano. Se comparadas com Tarifas ToU Estáticas, a implementação de Tarifas Dinâmicas acarreta custos mais elevados dado ser necessário desenvolver sistemas de previsão que permitam antecipar os eventos críticos, adaptar sistemas tarifários e de comunicação com os clientes envolvidos;
 - *Critical Peak Rebate*, CPR - neste caso, as tarifas não sofrem incrementos mas, ao contrário, os consumidores recebem um bônus ou um desconto se for verificada uma condição previamente estabelecida e acordada. Esta condição poderá corresponder a uma redução da procura em relação a um nível de referência que poderá estar associado ao nível médio de consumo num conjunto de dias anteriores. Este mecanismo revela-se mais protetor dos consumidores porque o aumento de preços previstos no CPP não é agora considerado;
 - *Direct Load Control*, DLC - neste mecanismo a alimentação de algumas cargas de alguns consumidores é diretamente controlado pelo DSO que tem, em caso de necessidade e de acordo com condições acordadas, a possibilidade de cortar a alimentação dessas cargas se for prevista a ocorrência de um evento crítico. Este mecanismo aproxima-se portanto dos contratos de interruptibilidade que já existem em diversos países e, apesar de apresentar uma natureza diferente do CPP ou do CPR, o DLC pode ser encarado como uma situação limite de uma opção dinâmica.

Experiências Internacionais

A aplicação de Tarifas Dinâmicas não se encontra de forma alguma generalizada no mundo e, pelo contrário, as experiências com a sua implementação que são conhecidas são bastante limitadas. De uma forma mais generalizada, há muitos países em que os consumidores podem optar por Tarifas ToU Estáticas. Esta é a situação atualmente existente em Portugal em que os consumidores em BT podem escolher tarifas bi ou tri e os consumidores em MAT, AT e MT são sujeitos a tarifas tetra horárias. Desta forma, as tarifas refletem de forma mais próxima os custos marginais de produção ou os preços médios de mercados nos períodos correspondentes.

Em relação a Tarifas Dinâmicas ou Tarifas ToU Dinâmicas, há algumas experiências conduzidas por empresas nos EUA bem como programas ou opções específicas disponíveis em

Espanha e França. Assim, nos EUA a *Gulf Power Company* dispõe do programa “*Energy Select*”, que inclui Tarifas ToU Estáticas e Tarifas de tipo CPP. As tarifas de tipo CPP incluem quatro preços de energia (de nível reduzido para crítico) e os consumidores conhecem os períodos de aplicação de três deles. No entanto, a empresa pode declarar um período crítico com algumas horas de antecedência durante o qual o preço da energia é mais de dez vezes mais elevado em relação ao período reduzido. Estes períodos correspondem usualmente a tardes de dias de Verão ou manhãs de dias de Inverno e cada um destes eventos não pode ter mais de 1 a 2 horas de duração.

Por seu lado, a *Southern California Edison* dispõe dos programas intitulados “*Save Power Days*” e “*Summer Discount Plan*”. O primeiro destes programas é de tipo CPR e os consumidores são notificados por sms ou email que está declarado um período crítico para o próximo dia. Estes eventos estão limitados a 15 horas por ano, cada um deles com a duração máxima de 4 horas e os consumidores envolvidos recebem uma quantia por kWh de consumo que seja reduzido nesses períodos em relação ao valor médio de consumos nos mesmos períodos nos cinco dias anteriores. O “*Summer Discount Plan*” é de tipo DLC e neste âmbito a empresa pode desligar os aparelhos de ar condicionado dos consumidores envolvidos durante algumas horas num número máximo de dias por ano.

Em Espanha, foi aprovado em Abril de 2014 um novo mecanismo tarifário baseado num esquema de tipo RTP. Neste sentido, a agência reguladora pretende refletir nas tarifas os preços de Mercado e os custos de contratação de serviços auxiliares relativos a reservas contratados pelo TSO Espanhol no dia anterior.

Finalmente, em França no âmbito do programa TEMPO os consumidores finais envolvidos, em geral de pequena dimensão, são informados em cada dia do nível de preços a aplicar no dia seguinte. Esta informação é codificada usando três cores: azul para dias de preços mais reduzidos, branco para dias com preço de nível intermédio e vermelhos para preços mais elevados. Depois, em cada dia e qualquer que seja a cor aplicável, há dois períodos tarifários, ponta e fora de ponta, com diferentes níveis de preços. De acordo com [9], o preço da energia no período de ponta de um dia de cor vermelha pode ser cinco vezes mais elevado que o preço no mesmo período de um dia de cor azul.

1.3. Descrição geral da Análise de Benefício

Custo realizada

A Análise de Benefício Custo incidiu sobre diversos aspetos que serão referidos brevemente em seguida. Por um lado, a adoção de Tarifas Dinâmicas, por exemplo de tipo CPP, e a possibilidade de induzir transferências de carga de horas de consumo mais elevado para horas laterais poderá reduzir os custos de produção em horas de ponta. Assim, pretendeu-se estimar os custos de produção numa situação de referência na ausência das Tarifas Dinâmicas e admitindo que os consumos evoluirão de acordo com estimativas fornecidas pela EDA S.A. Em seguida, os custos de produção foram de novo avaliados admitindo que 5% do consumo em MT e BTE (cerca de 50% do total) se poderia deslocar para horas laterais. A diferença dos

custos assim obtidos e projetados ao longo do horizonte de 2016 a 2030 permitirá então avaliar o benefício decorrente da utilização de Tarifas Dinâmicas a este nível.

Outro benefício potencial decorrente da utilização de Tarifas Dinâmicas está associado à possível redução das perdas em equipamentos de rede. Neste sentido, foram utilizados dados históricos de consumo em BTE e em MT bem como os consumos projetados para estes níveis de tensão ao longo do período de 2015 a 2030. Estes valores foram depois utilizados em conjunto com os Coeficientes de Ajustamento para Perdas aprovados pela ERSE para a Ilha de S. Miguel de modo a estimar as perdas por nível de tensão numa situação de referência. Esta situação de referência foi de novo comparada com a que resultaria se 5% do consumo em MT e BTE estivesse sujeito a opções dinâmicas e, por essa via, fosse induzido a transferir esse consumo para horas laterais. A comparação do valor económico das perdas nas duas situações permitirá assim estimar o benefício que será possível obter por esta via.

Em relação aos ganhos decorrentes de possíveis diferimentos de investimentos em novos equipamentos de rede ou em seus reforços, foram adotadas duas metodologias. Na primeira delas assumiu-se que esses investimentos são realizados para garantir o abastecimento dos consumos nos períodos de ponta pelo que esses níveis de consumos são utilizados como referência para despoletar necessidades de investimento. Neste sentido, como as Tarifas Dinâmicas podem permitir reduzir as pontas de consumo, será possível obter algum ganho decorrente de diferimentos de investimentos. Assim, tendo por base Fatores de Utilização dos equipamentos de rede (quocientes entre o valor máximo do trânsito de energia em cada equipamento e a sua capacidade) estimados para o período 2015 - 2030 foi possível estimar as necessidades de investimento em novos transformadores e linhas assumindo que a decisão de investimento era tomada quando esse Fator de Utilização atingia 75% e que o novo equipamento entraria em exploração 3 anos depois. As necessidades de investimento em novos equipamentos ou reforço de equipamentos já existentes foram depois recalculadas admitindo a existência de Tarifas Dinâmicas e que, devido à sua adoção, seria possível reduzir os consumos em MT e BTE em 5%. Em ambos os casos, foi calculado o *Net Present Value*, NPV, no período de 2015 a 2030 usando a taxa de atualização de 6,34 % correspondente à taxa de remuneração dos ativos adotada pela ERSE para efeitos de regulação tarifária. A diferença entre os custos de investimento estimados nas duas situações permite então obter os ganhos que a este nível poderão ser obtidos pela adoção das Tarifas Dinâmicas.

A segunda metodologia utiliza Custos Incrementais de Redes de Transporte e de Distribuição, por unidade de energia, em cada período horário, de acordo com [10]. Tendo em conta a metodologia adotada para calcular estes custos incrementais, o produto desses valores por nível de tensão e período horário por reduções de consumo que se possam obter nesses níveis de tensão e períodos horários permitem obter custos evitados em investimentos em equipamentos de rede. Assim, tendo em conta a evolução dos consumos prevista para o período 2015 - 2030 foi estimada a alteração dos consumos em MT e BTE e foram estimados os custos evitados em cada ano, tendo esses valores anuais sido transferidos para o ano inicial utilizando a taxa de atualização já referida.

Finalmente, e no que se refere a benefícios, procurou-se ainda estimar possíveis ganhos decorrentes da contratação de reservas. Como foi já referido, os valores de reservas a contratar poderão, ainda que parcialmente, depender da potência de ponta estimada para

cada hora do próximo dia pelo que a redução da potência de ponta em algumas horas por via das Tarifas Dinâmicas, poderá permitir obter alguns ganhos.

A adoção de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas implica também diversos custos tendo a EDA S.A. fornecido estimativas para diversos itens de custos. Alguns desses custos ocorrerão no ano inicial como forma de preparação para a implementação dos projetos piloto enquanto outros serão diluídos ao longo do horizonte em análise. Mais uma vez, os diversos custos foram referidos ao ano inicial utilizando a taxa de atualização de 6,34% de forma a obter o valor atualizado dos custos.

Todos estes elementos foram finalmente utilizados para produzir a Análise de Benefício Custo que tem vindo a ser referida. Assim, o Capítulo 2 começará por apresentar os resultados obtidos com a análise dos consumos que foi efetuada e que pretende identificar as horas críticas do ponto de vista de consumos mais elevados. Em seguida, o Capítulo 3 detalhará o estudo realizado para estimar o impacto nos custos de produção e na contratação de reservas e o Capítulo 4 abordará o impacto nas perdas nos equipamentos de rede. Por sua vez, o Capítulo 5 abordará o impacto das Tarifas Dinâmicas no diferimento de investimentos em equipamentos de rede, tendo em conta as duas abordagens referidas anteriormente, e o Capítulo 6 inclui a enumeração dos custos de implementação, tendo em conta os custos associados à implementação dos projetos piloto e os custos que se admite poderem ocorrer em regime permanente. Finalmente, os valores de benefícios e custos identificados nos Capítulos 3, 4, 5 e 6 serão agregados no Capítulo 7 de modo a produzir o valor final da Análise de Benefício Custo e o Capítulo 8 apresentará as conclusões finais.

Capítulo 2

Identificação das Horas Críticas e Evolução do Consumo no Período 2015 - 2030

Neste capítulo são apresentados os resultados do estudo das horas críticas do ano 2015 para a Ilha de S. Miguel. Este tipo de estudo torna-se importante uma vez que será sobre estes eventos extremos que mecanismos como as tarifas dinâmicas poderão atuar, sendo também sobre estas condições extremas de operação da rede que o ORD deverá planear investimentos de modo a garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço. A identificação das horas críticas servirá também como base para a restante análise do impacto de tarifas dinâmicas na Ilha de S. Miguel, pois esta informação será usada para criar o cenário base de consumos em relação ao qual, em algumas horas, serão considerados deslocamentos de consumo induzidos pela aplicação das tarifas dinâmicas. Ainda sobre os cenários em estudo importa referir que o estudo realizado se baseia na comparação de dois cenários. O primeiro, cenário base, resulta da utilização do nível de consumo em 2015, evoluindo este consumo anualmente tendo em conta a previsão de evolução da taxa de variação homóloga do consumo fornecida pela EDA e apresentada na Figura 2.1.

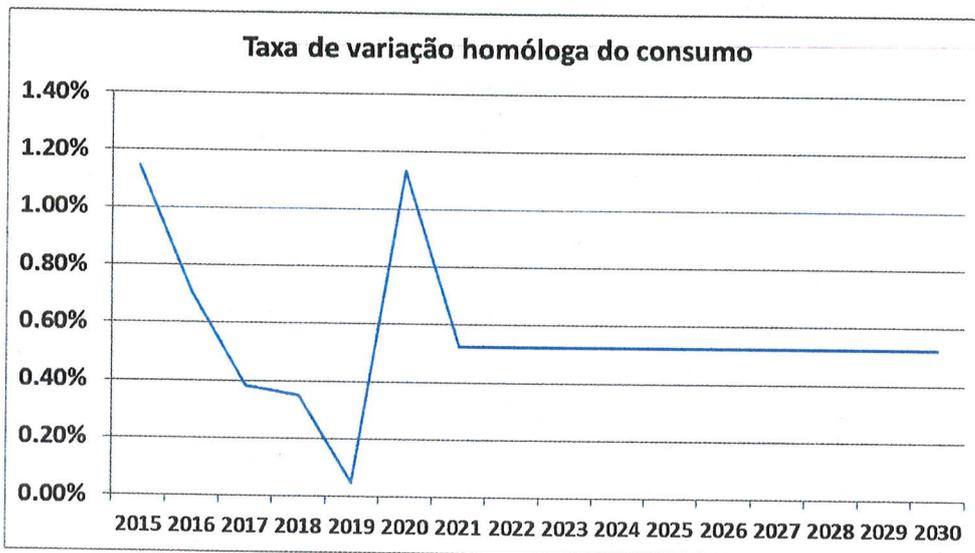


Figura 2.1 - Taxa de variação homóloga do consumo para o período 2015-2030.

Ao longo deste capítulo serão identificadas as horas de maior consumo relativas aos consumos em MT, aos consumos em BT (BTE + BTN) e também para os consumos apenas em BTE. Desta forma será possível identificar padrões específicos por nível de tensão ou classe de consumos, tanto no que diz respeito aos meses com mais horas críticas como na localização horária das 100 horas mais carregadas ao longo dos dias. Deste modo, a Tabela 2.1 identifica as 100 horas de maior consumo no ano 2015 para a Ilha de S. Miguel.

Tabela 2.1 - Identificação de horas de maior consumo em S. Miguel no ano de 2015.

2015		
Dia	Horas críticas	Nº de horas
25 de junho	11	1
14 de julho	11, 14, 15, 16	4
15 de julho	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	7
16 de julho	11, 13, 14, 15, 16	5
17 de julho	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	7
20 de julho	14	1
21 de julho	14	1
23 de julho	10, 11, 12, 14, 15	5
24 de julho	10, 11, 12, 14, 15	5
27 de julho	11, 14, 15	3
28 de julho	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	7
30 de julho	14	1
31 de julho	11, 12, 13, 14, 15, 16	6
4 de agosto	11, 12, 14, 15	4
5 de agosto	11, 12	2
11 de agosto	11, 14	2
12 de agosto	14	1
21 de agosto	14	1
25 de agosto	12, 13	2
26 de agosto	10, 11, 12, 13, 14, 15	6
27 de agosto	10, 11, 12, 13, 14, 15, 16	7
28 de agosto	11, 12, 14, 15	4
3 de setembro	13, 14	2
7 de setembro	14	1
18 de novembro	18	1
9 de dezembro	18	1
11 de dezembro	18	1
15 de dezembro	19	1
17 de dezembro	18, 19	2

A implementação de mecanismos assentes em tarifas dinâmicas pressupõe o deslocamento de consumo em horas identificadas como críticas para horas laterais. Esses deslocamentos deverão ser simulados para um máximo de duas ou três horas de afastamento em relação à hora crítica detetada de modo que os resultados das simulações possam ser próximos do que realmente poderá ocorrer.

Assim, pela análise da Tabela 2.1, pode verificar-se que no ano 2015 por mais do que uma vez que se registaram 7 horas críticas num mesmo dia e praticamente consecutivas. Tomando o dia 27 de Agosto como exemplo, verifica-se que as horas 10, 11, 12, 13, 14, 15 e 16 são

identificadas como fazendo parte da lista das 100 horas mais carregadas do ano. Assim, um deslocamento de consumo referente à hora 13, por exemplo, considerando um máximo de 3 horas de afastamento da hora crítica em estudo, originaria a elevação da procura em horas que são elas próprias já classificadas como sendo de consumos muito elevados. Estas situações podem dificultar ou comprometer a aplicação de tarifas dinâmicas nesses períodos, tanto mais que em geral os períodos de aplicação das elevações de preços associadas a essas opções tarifárias se encontra usualmente limitado a 3 a 4 horas por evento crítico declarado.

No sentido de aprofundar o estudo do comportamento da procura na Ilha de S. Miguel as figuras que se seguem procuram detalhar e evidenciar diferenças entre os consumos globais e aqueles que se referem a cada nível de tensão ou classe de consumidores.

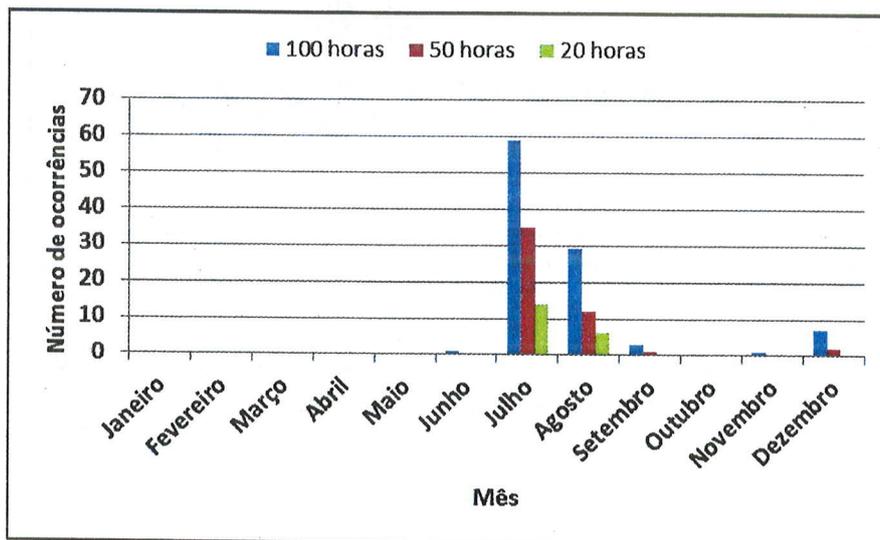


Figura 2.2 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.

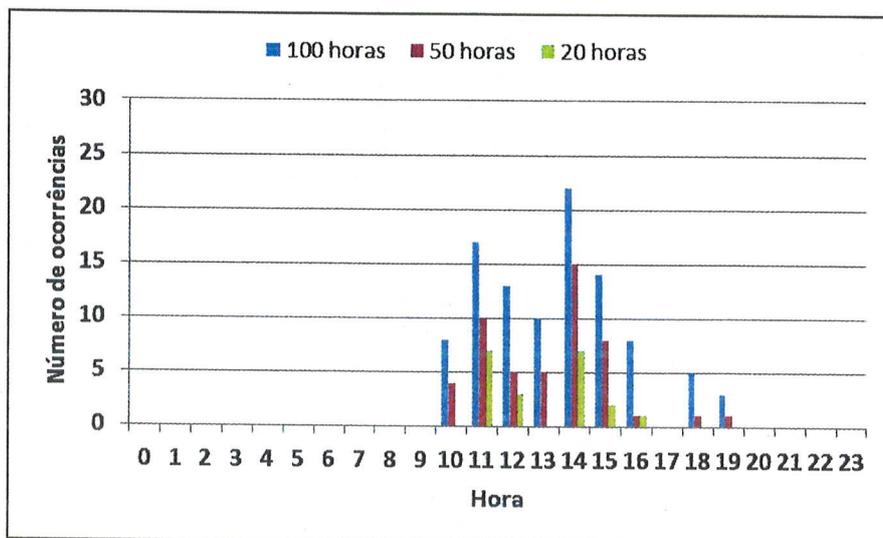


Figura 2.3 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.

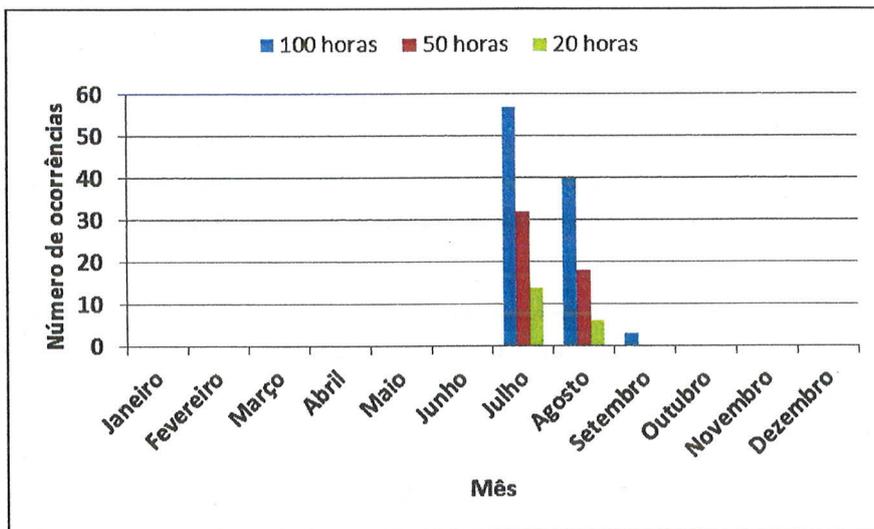


Figura 2.4 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT.

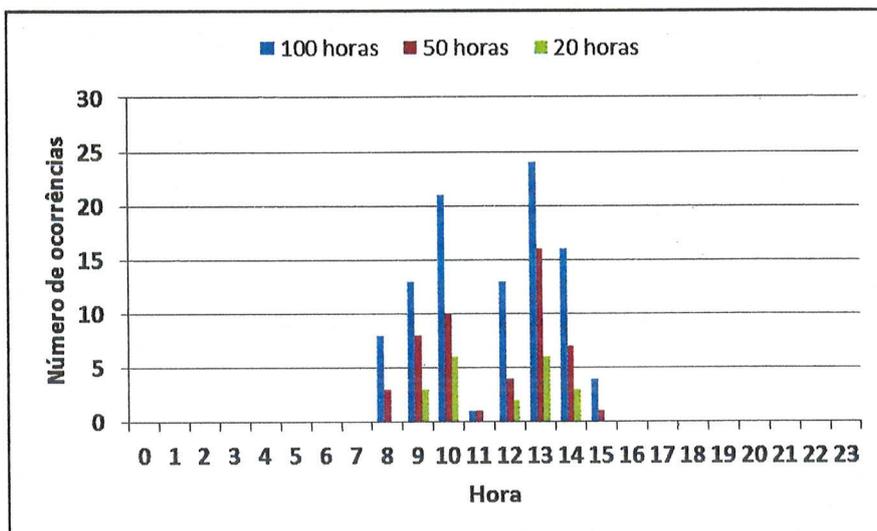


Figura 2.5 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT.

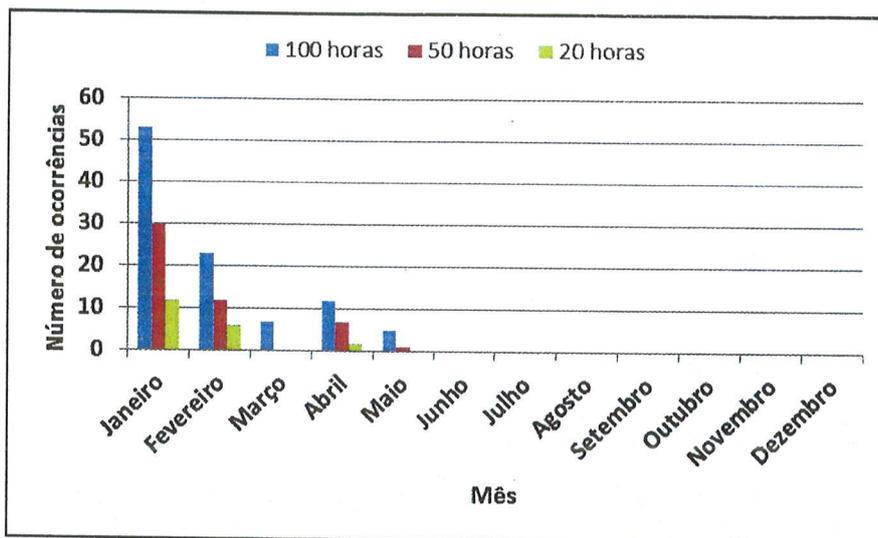


Figura 2.6 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BT (BTE + BTN).

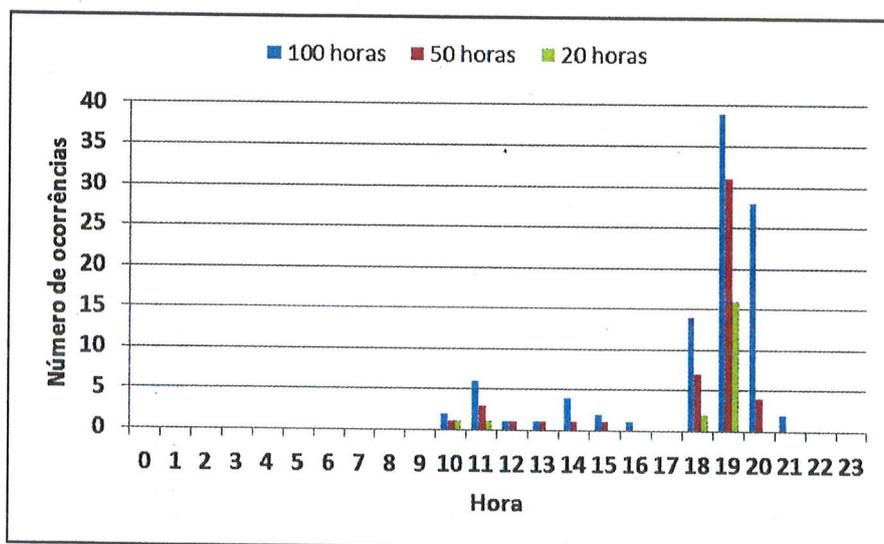


Figura 2.7 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BT (BTE + BTN).

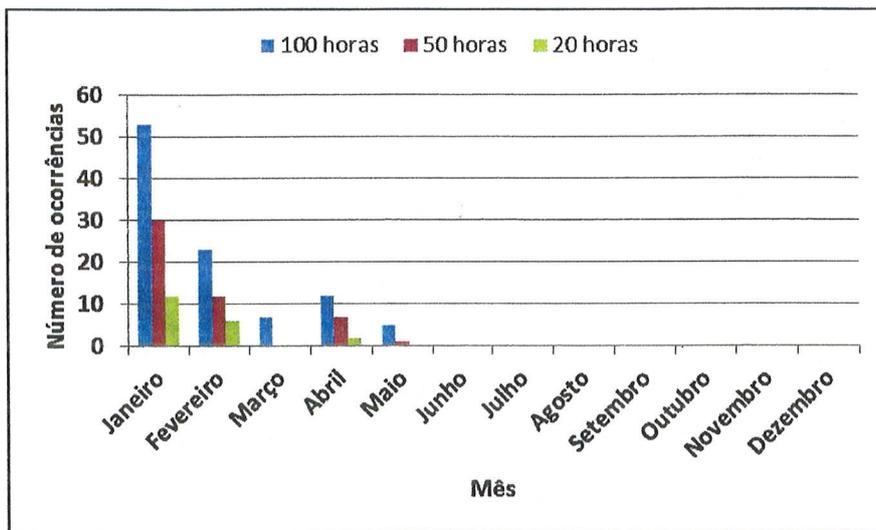


Figura 2.8 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BTE.

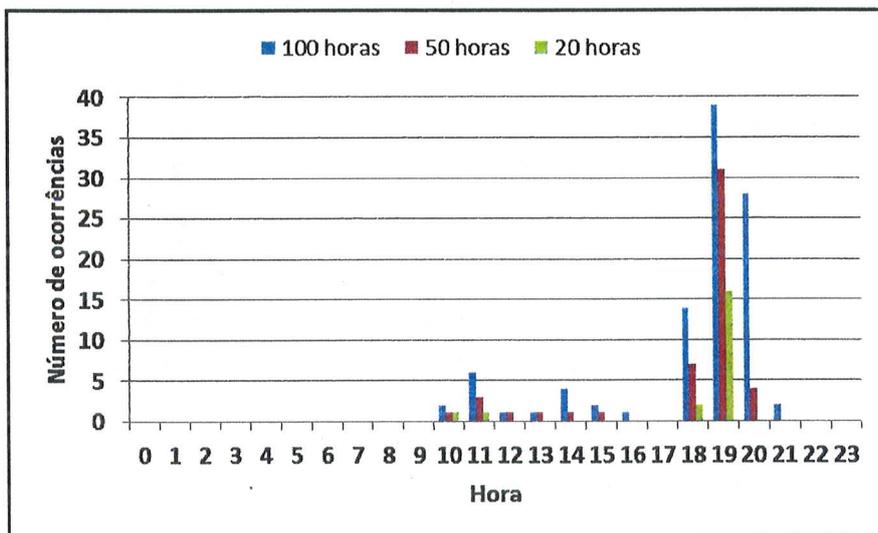


Figura 2.9 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BTE.

A implementação de tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel irá incidir sobre consumos em MT e possivelmente BTE. Pela análise das figuras anteriores pode verificar-se que as horas de maior consumo identificadas relativamente aos consumos globais (Figura 2.2 e Figura 2.3) estão relativamente alinhadas com as que se referem apenas aos consumos em MT (Figura 2.4 e Figura 2.5). Por outro lado, assinala-se que as horas de consumo mais elevado em BTE e BTN ocorrem nos meses de Inverno enquanto em MT essas horas ocorrem nos meses de julho e agosto. De qualquer forma, a importância dos consumos em MT origina que a nível global as horas de maior consumo sigam de forma mais próxima o que ocorre em MT.

As Figuras anteriores indicam ainda que em BTN e BTE as horas de maior consumo se localizam no final do dia (horas 18, 19 e 20), enquanto em MT as horas de maior consumo

estão mais distribuídas ao longo do dia, nomeadamente entre a hora 8 e a hora 15. Esta diferenciação é claramente devida às diferentes atividades e tipos de consumos associados, sendo que em MT estarão mais diretamente relacionadas com atividades de tipo industrial em que os consumos serão mais elevados ao longo do dia.

A existência destas diferenças entre os padrões de consumo em MT, por um lado, e BTE e BTN, por outro, sugere que a aplicação eventual de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas deverá contemplar alguma variabilidade em função do nível de tensão, ainda que as regras gerais destes programas possam ser comuns.

Capítulo 3

Impacto das Tarifas Dinâmicas nos Custos de Produção e na Contratação de Reservas

Uma das vantagens decorrentes da adoção de Tarifas Dinâmicas está associada à possibilidade de transferir consumos de períodos de ponta para horas laterais reduzindo assim as necessidades de geração nesses períodos. De forma análoga, a redução de consumos em horas de ponta e a elevação dos consumos em horas laterais em que os consumos seriam mais reduzidos poderá igualmente trazer alguma vantagem em termos da contratação ou disponibilização de reservas.

A título de exemplo, a Figura 3.1 apresenta o diagrama de consumos da Ilha de S. Miguel referente ao dia 17 de dezembro de 2015. Repare-se que este era um dos dias identificados no capítulo anterior como tendo horas de consumo mais elevado no ano de 2015 (ver Tabela 2.1), concretamente as horas 18 e 19. Admitiu-se então que 5% do consumo em MT e BTE (cerca de 2,5% do consumo total) estaria sujeito a Tarifas Dinâmicas e, sendo declarado um evento crítico que abrangesse essas duas horas, essa percentagem de consumo em MT e BTE seria deslocado para horas laterais. De forma a construir o novo diagrama de cargas admitiu-se então que esse consumo em MT e BTE seria deslocado das horas 18 e 19 para as horas 16 e 17 bem como para as horas 20 e 21. Sendo deslocado aproximadamente 10% do consumo total em MT e BTE (5% em cada hora) do dia 17 de dezembro, admitiu-se então que os consumos existentes nas horas 16, 17, 20 e 21 sofreriam aproximadamente incrementos de 2,5% do consumo em MT e BTE existente nas horas 18 e 19. Nestas condições, a Figura 3.1 inclui a tracejado o novo diagrama de consumos na Ilha de S. Miguel.

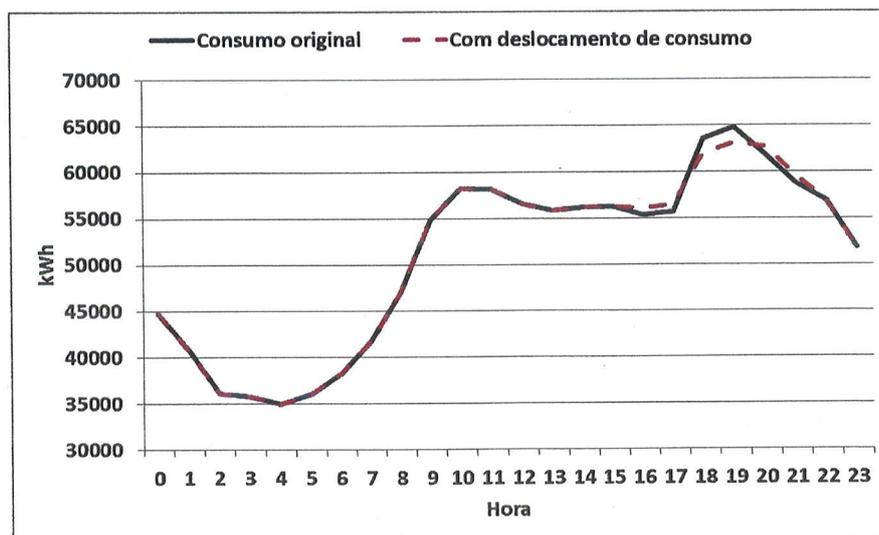


Figura 3.1 - Comparação de consumo sem e com introdução de tarifas dinâmicas para o dia 17 de dezembro de 2015 para as horas críticas 18 e 19.

Para avaliar o impacto da adoção das Tarifas Dinâmicas seria então necessário conhecer curvas de custos de produção, nomeadamente dos grupos da Central do Caldeirão uma vez que se admite que serão grupos desta central que farão a modulação da procura. Com efeito, os aproveitamentos geotérmicos apresentam uma potência instalada de cerca de 23 MW pelo que em cada hora poderão produzir 23.000 kWh à potência máxima. Uma vez que o valor mais reduzido de procura é de cerca de 30.000 kWh conclui-se que essas centrais estarão a plena potência assumindo um diagrama de carga retangular ao longo de todo o dia. Por outro lado, os aproveitamentos hídricos existentes em S. Miguel apresentam uma potência instalada de cerca de 5,5 MW pelo que numa hora poderão produzir cerca de 5.500 kWh à plena carga. Este valor máximo de produção é muito reduzido e insuficiente para acompanhar por si só a variação de procura que ocorre entre as horas 16 e 21 do diagrama anterior uma vez que ocorrem consumos de cerca de 55.000 kWh nas horas 16 e 21 e uma ponta de cerca de 65.000 kWh na hora 19. Nestas condições, e ainda que parcialmente a modulação do consumo terá de ser realizada por grupos térmicos instalados na Central do Caldeirão.

A avaliação do impacto de transferências de consumos de horas declaradas como críticas para horas laterais implicará assim o conhecimento detalhado das curvas de custo de produção dos grupos térmicos da Central do Caldeirão de modo a verificar se a redução de custos de produção nas horas declaradas como críticas é mais elevada que o aumento de custos de produção nas horas laterais. Após avaliação desta situação com a EDA - Eletricidade dos Açores S.A., foi possível concluir que não se dispunha de dados suficientemente detalhados em relação às curvas de custos de produção dos grupos térmicos de modo a realizar estimativas deste género. Por outro lado, a EDA disponibilizou ao INESC TEC valores de custos médios de produção obtidos por quociente entre o custo de combustíveis num determinado período temporal e a energia produzida nesse período. Uma vez obtido o custo médio do kWh produzido considerando diversos períodos temporais verificou-se que esses valores não apresentam variações significativas em função da quantidade de energia produzida pelo que admite que os valores médios assim obtidos constituam com efeito uma boa aproximação para a curva de custo de produção dos grupos térmicos da Central do Caldeirão, isto é, admite-se que essa função custo seja muito aproximadamente linear.

Nestas condições, o impacto de transferências de consumos como as ilustradas na Figura 3.1 é desprezável uma vez que o montante que se poderá poupar nas horas 18 e 19 será integralmente compensado por acréscimos de custos nas horas laterais consideradas, isto é, nas horas 16, 17, 20 e 21.

Por outro lado, esta possível transferência de consumos não terá igualmente impactos significativos a nível da disponibilização de reservas dado o carácter linear das funções custo dos geradores térmicos. Se se admitir que essas reservas são disponibilizadas pelos aproveitamentos hídricos a conclusão será análoga uma vez que o custo variável da água será aproximadamente nulo.

Nestas condições, conclui-se que o impacto de possíveis transferências de consumos induzidas pela adoção de Tarifas Dinâmicas no que se refere aos custos de produção e aos custos de disponibilização de reservas é desprezável.

Finalmente, uma outra vantagem que é atribuída à adoção de Tarifas Dinâmicas decorre do possível maior alisamento do diagrama de carga por preenchimento mais acentuado dos

períodos de vazio. Se tal ocorrer, seria até possível investir em aproveitamentos de base com menores custos de produção, reduzindo-se então a utilização de centrais com custos mais elevados em períodos de ponta. No caso da Ilha de S. Miguel um maior preenchimento do período de vazio poderia, por exemplo, viabilizar um reforço da potência instalada em aproveitamentos geotérmicos. No entanto, de acordo com a Tabela 2.1, assinala-se que os períodos de consumo mais elevado ocorrem nos meses de verão entre o final da manhã e o início da tarde e nos meses de inverno ao final da tarde. Admitindo que os períodos críticos que possam ser declarados têm uma duração máxima de 3 a 4 horas e que, por outro lado, podem ser utilizados em 15 a 20 dias por ano, não se afigura possível que a adoção de Tarifas Dinâmicas possa contribuir por si só para transferir consumos para períodos entre as 0 e as 8 horas da manhã. Nestas condições, fica igualmente prejudicada a possibilidade de induzir transferências de consumo de horas diurnas para horas noturnas ao longo de todo o ano de modo a, por exemplo, viabilizar a instalação de novos aproveitamentos geotérmicos.

Capítulo 4

Impacto das Tarifas Dinâmicas nas Perdas nas Redes

Um dos possíveis benefícios da introdução de tarifas dinâmicas está relacionado com a potencial redução de perdas nas redes de transporte e distribuição. Neste capítulo, a metodologia adotada para avaliar esse impacto será apresentada assim como os resultados obtidos.

Com base nos dados de consumo do ano 2014 e considerando evolução da taxa de variação homóloga do consumo apresentada na Figura 2.1, foram estimados os consumos entre 2015 e 2030, dando assim origem ao cenário base. O cenário que considera a introdução de tarifas dinâmicas resulta dos dados de consumo de 2014 introduzindo o deslocamento de consumo nas horas identificadas com críticas para horas laterais. Após este deslocamento de consumo, foram de novo estimados os consumos entre 2015 e 2030 tendo em conta a taxa de variação homóloga já referida.

O deslocamento dos consumos depende da identificação prévia das horas mais carregadas do ano. Para além disso, as 150 horas mais carregadas do ano foram também elas identificadas de modo a que estivessem sinalizadas, com o objetivo de evitar deslocar consumo para horas já de si problemáticas para a operação das redes. Deste modo, a metodologia de deslocamento de consumo consiste em reduzir o consumo em MT e BTE em 5% nas horas identificadas como pertencendo às 100 mais carregadas e deslocar 2,5% desses consumos para a hora imediatamente anterior à hora crítica e os outros 2,5% para a hora imediatamente posterior. Caso as horas laterais façam parte das 150 horas mais carregadas o deslocamento é transferido para a hora mais próxima que não pertença a essa lista. Por fim, uma hora para a qual é deslocado consumo passa também ela a estar sinalizada como não estando disponível para receber deslocamento de consumos daí em diante.

O processo de avaliação do impacto de redução de perdas nas redes passa por, numa primeira instância, calcular as perdas para cada um dos cenários através dos Coeficientes de Ajustamento para Perdas estabelecidos para a Ilha de S. Miguel. Considerando as perdas em cada um dos dois cenários, é contabilizada a diferença entre os valores das perdas em cada ano. Essas diferenças são em seguida valorizadas utilizando os valores que constam na Tabela 4.1, diferenciados por nível de tensão, período trimestral e período horário. Importa salientar que o valor utilizado para estimar as perdas num nível de tensão, por exemplo em média tensão, considera o fluxo que efetivamente circula na rede de média tensão, i.e., a carga alocada na média tensão adicionada ao valor da carga alocada na baixa tensão e respetivas perdas. De referir também que os deslocamentos de consumo efetuados para o nível de baixa tensão foram considerados nos cálculos de perdas no nível de média tensão.

Tabela 4.1 - Valores para valorização de perdas na ilha de S. Miguel.

Período horário	BTE	MT	
		1º e 4º trimestres	2º e 3º trimestres
Ponta	142.1 €/MWh	124.7 €/MWh	124.4 €/MWh
Cheias	122.5 €/MWh	100.4 €/MWh	105.0 €/MWh
Vazio normal	80.2 €/MWh	71.2 €/MWh	73.7 €/MWh
Super vazio	72.1 €/MWh	61.0 €/MWh	68.5 €/MWh

A Tabela 4.2 apresenta os valores anuais de proveitos durante o período de estudo considerado. Os valores apresentados consideram o ano 2015 como referência e são referidos para o ano inicial calculando o NPV, considerando uma taxa de atualização de 6,34%, estabelecida pela ERSE para efeitos de regulação tarifária. Por sua vez, os valores que constam da Tabela 4.1 foram atualizados anualmente à taxa de 2,5%.

Tabela 4.2 - Benefícios resultantes da redução de perdas nas redes por introdução de tarifas dinâmicas.

	Proveitos
2015	85.63 €
2016	83.11 €
2017	80.42 €
2018	77.79 €
2019	75.02 €
2020	73.13 €
2021	70.86 €
2022	68.66 €
2023	66.53 €
2024	64.46 €
2025	62.46 €
2026	60.52 €
2027	58.64 €
2028	56.82 €
2029	55.05 €
2030	53.34 €
Total	1 092.43 €

Capítulo 5

Impacto das Tarifas Dinâmicas no Diferimento de Investimentos

Neste Capítulo são descritas as metodologias utilizadas para avaliar o impacto das tarifas dinâmicas no diferimento de investimentos e são apresentados os resultados obtidos. As duas metodologias utilizadas serão designadas por Abordagem I e Abordagem II.

5.1. Abordagem I: níveis de utilização dos equipamentos

Na Abordagem I foram utilizados os níveis de utilização máximos anuais dos equipamentos das linhas e transformadores para o ano de 2014 fornecidos pela EDA. A partir da situação base referente a 2014 o valor da ponta máxima anual responsável pelo nível máximo de utilização dos equipamentos evoluiu ao ritmo da taxa de variação homóloga do consumo indicada na Figura 2.1. Sempre que se atinge o nível de utilização de 75% de um equipamento considerou-se que será necessário substituir/reforçar esse equipamento. Essa intervenção apenas se tornará efetiva ao final de um período de tempo de 3 anos. Considerou-se ainda que sempre que se efetivasse uma substituição/reforço de um equipamento, a potência instalada corresponderia ao dobro da existente anteriormente à intervenção. Os equipamentos considerados foram as diversas subestações (transformadores de potência) e as linhas de transmissão nas redes de transporte e de distribuição. A Tabela 5.1 resume os custos de intervenção nos equipamentos, correspondentes a valores médios fornecidos pela EDA. Estes custos foram atualizados anualmente à taxa de 2.0%.

Tabela 5.1 - Custos de intervenção em transformadores de potência e linhas de transporte e distribuição.

	Custo de intervenção
Transformadores 6.25 kVA e 10 kVA	414 214 €
Transformadores 12.5 kVA	549 171 €
Transformadores 20 kVA	684 129 €
Linhas de transporte e distribuição	100 230 €/km

Para cada um dos dois cenários considerados (com e sem a introdução de tarifas dinâmicas) foram calculados os custos resultantes das intervenções de substituição/reforço necessárias durante o período de estudo. Devido ao deslocamento de consumos das horas mais carregadas é expectável que a ponta anual se reduza face ao cenário base, o que poderá levar a que determinados investimentos possam ser evitados, ou no mínimo, diferidos. A Tabela 5.2 apresenta os custos das intervenções em cada ano para os dois cenários em estudo.

Tabela 5.2 - Custos e benefícios provenientes do diferimento de investimentos por introdução de tarifas dinâmicas.

	Cenário Original	Cenário Tarifas Dinâmicas
2015	0.00 €	0.00 €
2016	0.00 €	0.00 €
2017	0.00 €	0.00 €
2018	3 159 298.95 €	3 159 298.95 €
2019	0.00 €	0.00 €
2020	0.00 €	0.00 €
2021	0.00 €	0.00 €
2022	0.00 €	0.00 €
2023	393 491.83 €	0.00 €
2024	0.00 €	0.00 €
2025	0.00 €	0.00 €
2026	0.00 €	0.00 €
2027	0.00 €	0.00 €
2028	240 974.16 €	319 487.08 €
2029	0.00 €	0.00 €
2030	0.00 €	0.00 €
2031	0.00 €	0.00 €
2032	0.00 €	0.00 €
2033	0.00 €	195 653.70 €
Total	3 793 764.94 €	3 674 439.73 €
Proveito		119 325.21 €

Os custos anuais de substituição/reforço em cada cenário foram transferidos para o ano inicial utilizando a taxa de atualização de 6,34% já referida. Os valores anuais assim obtidos foram adicionados dando origem aos custos totais incluídos na penúltima linha da Tabela anterior. Finalmente, o benefício decorrente da adoção de Tarifas Dinâmicas resulta da diferença entre os valores totais referentes aos dois cenários.

Pela análise da Tabela 5.2 é possível verificar que o benefício resultante é explicado pelo diferimento de investimentos comparando os dois cenários. Neste estudo, foi prolongado o plano em análise até ao ano 2033, uma vez que no ano 2030 se verifica a sinalização de necessidade de um investimento que apenas entrará em serviço e será contabilizada após 3 anos. Nestas condições o proveito final ronda os 119 325 €, essencialmente resultante do adiamento do ano de entrada em serviço de dois transformadores.

A finalizar, a Figura 5.1 apresenta a evolução do custo de investimento em substituição e reforço de equipamentos ao longo do período analisado nos dois cenários estudados, sem Tarifas Dinâmicas a azul e com Tarifas Dinâmicas a vermelho tracejado.

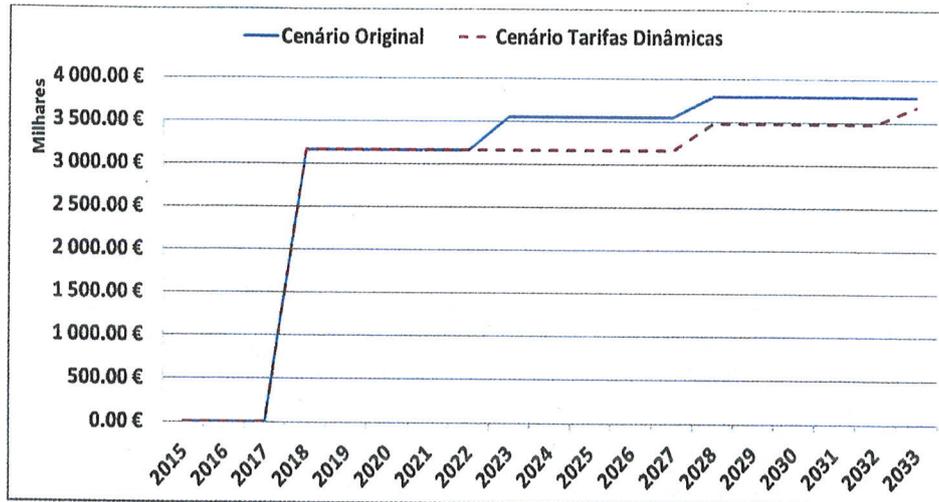


Figura 5.1 - Evolução de investimentos para cenários com e sem introdução de tarifas dinâmicas 2015-2030

5.2. Abordagem II: custos incrementais

A Abordagem II baseia-se nos custos incrementais de capacidade das redes refletindo os custos adicionais devidos a acréscimos de procura das redes elétricas. Se, em vez de se utilizarem incrementos de consumo nomeadamente nos períodos de consumo mais elevado, forem consideradas reduções de consumo nesses períodos induzidas pela utilização de Tarifas Dinâmicas será possível estimar custos evitados de investimento em ativos de rede por nível de tensão. Acresce que a utilização de Tarifas Dinâmicas poderá induzir reduções de consumos em períodos de ponta dando origem a custos evitados de investimento. Por sua vez, esses consumos são transferidos para horas laterais, eventualmente fora do período de ponta, dando origem a incrementos de custos. Desta forma, o benefício obtido em cada ano decorre da diferença entre custos evitados em períodos de ponta e incrementos de custos em períodos fora da ponta. Como se compreende, se a transferência de consumo induzida pela adoção de Tarifas Dinâmicas se realizar de uma hora de ponta para horas laterais igualmente de ponta, o custo evitado e os incrementos de custo serão iguais pelo que o benefício obtido nesse período será nulo.

A Tabela 5.3 apresenta os referidos custos incrementais utilizados nesta metodologia tal como se encontram reportados em [10] pela ERSE. Estes valores foram atualizados anualmente à taxa de 2.5% ao longo do período de 2015 a 2030 que foi analisado.

Tabela 5.3 - Custos incrementais das redes de transporte e de distribuição, por unidade de energia, em cada período horário, para 100 horas de ponta - ERSE.

		Custos incrementais (100 horas de ponta) €/MWh	
		Períodos I e IV	Períodos II e III
	Período horário		
MAT	Ponta	157.43	157.36
	Cheias	1.12	1.08
	Vazio normal	0.99	0.97
	Super vazio	0.83	0.89
AT	Ponta	176.14	176.07
	Cheias	1.02	0.98
	Vazio normal	0.77	0.75
	Super vazio	0.60	0.63
MT	Ponta	832.43	832.24
	Cheias	5.55	5.42
	Vazio normal	4.80	4.76
	Super vazio	4.28	4.38
BT	Ponta	1055.61	1055.23
	Cheias	18.86	18.61
	Vazio normal	17.48	17.38
	Super vazio	15.88	16.04

Como se pode verificar pela análise da Tabela 5.3 a valorização da redução de investimentos através dos custos incrementais discrimina o nível de tensão em que se verifica o deslocamento de consumo, assim como o período horário e trimestral desse deslocamento. Nestas condições, as diferenças de consumos entre os cenários sem e com introdução de tarifas dinâmicas em cada período horário e em cada nível de tensão foram multiplicadas pelos custos incrementais, dando origem a proveitos anuais. Os valores anuais foram então atualizados à taxa de 6,34 % e a soma de todos esses valores parcelares conduziu ao benefício total de 131 558,62 €.

Capítulo 6

Custos de Implementação das Tarifas Dinâmicas

Os custos de implementação das tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel identificados pela EDA, para um universo de 10 clientes MT, são apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Custos de Implementação de tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel.

Agregado	Entidade Atual	Sistema	Âmbito	Previsão
SISTEMAS INFORMÁTICOS	CGI	SAP IS-U	Configuração de tarifas	60 000.00 €
			Alteração de Relatórios	
			Alteração Layout Fatura	
			Alteração Exportador BW	
			Integração com EDM	
	A Determinar	MDM (Metering Data Management)	Implementação de Solução de Gestão de Dados de Contagem	450 000.00 €
	A Determinar	EDM (Energy Data Management)	Implementação de Solução de Gestão de Dados de Energia	450 000.00 €
	GLOBALEDA	INTERNET + AppOnLine	Adaptação da Página e App	15 000.00 €
	GLOBALEDA/CGI	EDAonLine	Adaptação da Aplicação	10 000.00 €
	NOVABASE/CGI	SAP BW	Alteração Relatórios BW	2 500.00 €
EnergyICT	EIServer	Configuração para Tarifas Dinâmicas	15 000.00 €	
		Configuração ou Integração com EDM		
		Configuração de Extratores		
		Licenciamento Adicional	500.00 €	
		Custos com Inclusão de Novas Marcas	7 500.00 €	
COMUNICAÇÕES	VODAFONE	APN (GPRS)	Configuração para comunicação bidirecional	2 500.00 €
	GLOBALEDA/SEGMA	PLC	Acesso aos Locais de Consumo	50 000.00 €
	GLOBALEDA	F.D.	Acesso aos Locais de Consumo	50 000.00 €
Totais				1 113 000.00 €

Relativamente a custos anuais de exploração decorrentes da introdução de tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel, estão previstos custos relacionados com gastos em comunicações, 17 000 €/ano, e gastos com manutenção de sistemas, 15 000 €/ano. Deste modo, a Tabela 6.2 apresenta os referidos custos para o período temporal de 2015-2030, tendo estes valores referentes ao ano inicial sido atualizados anualmente à taxa de 2.5%, tendo em seguida sido calculado o respetivo NPV utilizando a taxa de atualização de 6.34%.

Tabela 6.2 - Custos de Exploração após implementação de tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel.

	Comunicações	Manutenção
2015	17 000.00	15 000.00
2016	16 386.12	14 458.34
2017	15 794.41	13 936.24
2018	15 224.06	13 433.00
2019	14 674.31	12 947.92
2020	14 144.41	12 480.37
2021	13 633.65	12 029.69
2022	13 141.33	11 595.29
2023	12 666.79	11 176.58
2024	12 209.39	10 772.99
2025	11 768.50	10 383.97
2026	11 343.53	10 009.00
2027	10 933.91	9 647.57
2028	10 539.08	9 299.19
2029	10 158.51	8 963.39
2030	9 791.68	8 639.71
Totais	209 409.67 €	184 773.24 €
	394 182.91 €	

Combinando a informação incluída na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2, o custo total identificado pela EDA Eletricidade dos Açores S.A. relativo à implementação de tarifas dinâmicas na ilha de S. Miguel ascende a 1 507 182.91 €.

Capítulo 7

Análise de Benefício Custo

Neste Capítulo será realizada a Análise Benefício Custo relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas na ilha de S. Miguel, considerando o período de implementação 2015-2030. Esta análise baseia-se nas 100 horas mais carregadas do ano de 2014 e considera um nível de 5% do consumo em Média Tensão e BTE como estando disponível para ser deslocado nas horas identificadas como mais carregadas para horas laterais.

A Tabela 7.1 resume os valores estimados ao longo deste estudo no que respeita a benefícios e custos decorrentes da implementação de tarifas dinâmicas.

Tabela 7.1 - Análise Benefício Custo para o período 2015-2030.

Proveitos		Totais	
	<i>Custos de Produção e Contratação de Reservas</i>	0.00 €	132 651.05 €
	<i>Perdas nas Redes</i>	1 092.43 €	
	<i>Diferimento de Investimentos</i>	131 558.62 €	
Custos		Totais	
	<i>Implementação</i>	1 113 000.00 €	1 507 182.91 €
	<i>Exploração</i>	381 529.92 €	
		Diferencial	
		- 1 374 531.86 €	

Como se verifica pela análise dos resultados constantes na Tabela 7.1 é expectável que a implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas na tarifa de venda a clientes finais na ilha de S. Miguel, considerando uma análise assente nas 100 horas mais carregadas do ano de 2014 e uma flexibilidade de 5% do consumo em MT e BTE, tenha um impacto económico negativo de cerca de 1 374 530 € durante o horizonte 2015-2030. Em relação a este valor, assinala-se a finalizar que os custos de implementação e adaptação de sistemas informáticos fornecidos pela EDA e apresentados no Capítulo 6, Tabela 6.1, se referirem apenas a valores relativos a um universo de 10 clientes em MT. Os valores apresentados sofrerão certamente incrementos se forem alargados para mais consumidores MT ou para os clientes alimentados em BTE. Nestas condições, é razoável admitir que o custo total será mais elevado que o que foi utilizado nesta análise e que, portanto, o valor final da Análise de Benefício Custo possa ser mais negativo.

Capítulo 8

Conclusões

Este documento reporta os resultados obtidos com a Análise de Benefício Custo relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas nas Tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha de S. Miguel.

Esta análise decorre do estabelecido na revisão do Regulamento Tarifário realizada em 2014 que originou a publicação de um novo texto em dezembro desse ano estabelecendo-se no número 1 do artigo 51 que “cabe à ERSE a aprovação das regras para a implementação de projetos-piloto de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE a apresentar pela entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA” estabelecendo o número 3 desse artigo que “na sequência da aprovação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas ... a ERSE pode aprovar Tarifas Dinâmicas de Venda Clientes Finais em MT e BTE”. Por outro lado, num dos documentos complementares ao Regulamento Tarifário, a ERSE estabelece que a entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE um Plano para a implementação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, especificando o número 1 do artigo 3 desse documento que esse Plano deverá incluir uma análise benefício-custo preliminar.

Nestas condições, este documento corresponde à Análise de Benefício Custo referida e no seu âmbito foram avaliados diversos possíveis benefícios decorrentes da adoção de tarifas dinâmicas na Ilha de S. Miguel, nomeadamente o seu impacto nos custos de produção e de contratação de reservas, na redução das perdas nas redes e no diferimento de investimentos. A análise realizada permitiu concluir que o benefício mais significativo decorria do possível adiamento da entrada em serviço de dois transformadores, sendo negligenciáveis ou muito reduzidos os impactos nos custos de produção, no custo de contratação de reservas e nas perdas. Por outro lado, a EDA Eletricidade dos Açores SA forneceu estimativas relativas a custos de implementação referentes ao ano inicial e custos de exploração ao longo do horizonte em estudo. No seu conjunto, estes custos ultrapassam largamente os benefícios estimados em cerca de 1 375 k€.

A implementação dos projetos piloto previstos no Regulamento Tarifário aprovado em dezembro de 2014 poderá permitir aferir o grau de adesão dos consumidores em MT e BTE de S. Miguel às opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas, bem como validar algumas das conclusões que agora se apresentam. Em todo o caso, assinala-se que dificilmente poderão ser confirmados os benefícios decorrentes do diferimento de investimentos visto que esses ganhos se referem a anos posteriores a 2023 enquanto os projetos piloto referidos terão um horizonte temporal muito mais reduzido. Por outro lado, não pode deixar de se assinalar que a implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas implicará custos a incorrer no ano inicial que são significativos e que, só por si, excedem o valor dos benefícios que se estimar poder obter em todo o período analisado. Nestas condições, e tendo em conta os resultados obtidos, a implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas na Ilha de S. Miguel deverá ser cuidadosamente ponderada.

Bibliografia

- [1] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council on energy efficiency, Official Journal of the European Union, 25 de abril de 2012.
- [2] A. K. David, Y. Z. Li, "Effect of Inter-Temporal Factors on the Real Time Pricing of Electricity", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, no. 1, pp. 44 - 52, fevereiro de 1993.
- [3] A. K. David, Y. C. Lee, "Dynamic Tariffs: Theory of Utility-consumer Interaction", IEEE Transaction on Power Systems, vol. 4, no. 3, pp. 904 - 911, agosto de 1989.
- [4] J. Rawlins, C. O'Connor, L. Fidao, "Time-of-Use Pricing", Carbon Trust, prepared to the Brazilian Regulatory Agency for the Electrical Energy, abril de 2012.
- [5] M. Parsa Moghaddam, A. Abdollahi, M. Rashidinejad, "Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets", Applied Energy, vol. 88, issue 9, setembro de 2011.
- [6] A. Faruqui, D. Harris, R. Hledik, "Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU's smart grid investment", Energy Policy, vol. 38, issue 10, outubro de 2010.
- [7] N. O'Connell, P. Pinson, H. Madsen, M. O'Malley, "Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, novembro de 2014.
- [8] Smart Energy Demand Coalition, "Mapping Demand Response in Europe Today", available in <http://www.smartenergydemand.eu>, consultado em janeiro de 2016.
- [9] EDF, "Option TEMPO", <http://residential.edf.com/energy-at-home/offers/electricity/tarif-bleu-56121.html>. Assess in January 2016.
- [10] ERSE, "Custos Incrementais das redes de transporte e de distribuição de eletricidade", ERSE, Lisboa, Abril de 2015.

Proposta de Implementação de Projetos Piloto na Ilha de S. Miguel

1. Âmbito e objetivos

A ERSE divulgou em julho de 2014 o Documento Justificativo da Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico bem como a respetiva proposta regulamentar que foi colocada em consulta pública. Em dezembro de 2014, foi publicado o novo articulado do Regulamento Tarifário e documentos complementares, indicando-se no número 1 do artigo 51 que *“cabe à ERSE a aprovação das regras para a implementação de projetos-piloto de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE a apresentar pela entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA”* estabelecendo o número 3 desse artigo que *“na sequência da aprovação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas ... a ERSE pode aprovar Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE”*.

Por outro lado, num dos documentos complementares ao Regulamento Tarifário, a ERSE estabelece que a entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA deve enviar à ERSE até 31 de outubro um Plano para a implementação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, especificando o número 1 do artigo 3 desse documento que esse Plano deverá *“conter informação fundamentada sobre as seguintes matérias (...) Tipologia de tarifa dinâmica, Número de períodos críticos por ano, Duração dos períodos críticos, Antecedência de notificação, Tipo de notificação, Níveis de preços, Natureza de obrigação, Critério de desencadeamento, Participação dos comercializadores, Clientes elegíveis”*. O número 2 do artigo 3 desse documento complementar especifica ainda que esse Plano deve incluir uma análise benefício-custo preliminar. Finalmente, em julho de 2015 a ERSE entendeu adiar a data limite para a submissão do Plano para Implementação de Tarifas Dinâmicas de 31 de outubro de 2015, para 30 de junho de 2016.

A EDA apresentou à ERSE, em 4 de abril de 2016, o relatório elaborado pelo INESC, intitulado *“ESTUDO DE BENEFÍCIO CUSTO RELATIVO À IMPLEMENTAÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT E BTE NA ILHA DE S. MIGUEL”*. O relatório conclui que:

“... é expectável que a implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas na tarifa de venda a clientes finais na ilha de S. Miguel, considerando uma análise assente nas 100 horas mais carregadas do ano de 2014 e uma flexibilidade de 5% do consumo em MT e BTE, tenha um impacto económico negativo de cerca de 1 374 530 € durante o horizonte 2015-2030. Em relação a este valor, assinala-se a finalizar que os custos de implementação e adaptação de sistemas informáticos fornecidos pela EDA e apresentados no Capítulo 6, Tabela

6.1, se referirem apenas a valores relativos a um universo de 10 clientes em MT. Os valores apresentados sofrerão certamente incrementos se forem alargados para mais consumidores MT ou para os clientes alimentados em BTE. Nestas condições, é razoável admitir que o custo total será mais elevado que o que foi utilizado nesta análise e que, portanto, o valor final da Análise de Benefício Custo possa ser mais negativo.”

Face aos resultados obtidos, a EDA apresenta no ponto 3 uma alternativa à implementação de tarifas dinâmicas, que julga ser, atualmente, a opção que poderá contribuir para a linearização do diagrama de cargas e o reforço da utilização de energias renováveis.

2. Estrutura tarifária em vigor na RAA

A estrutura tarifária da RAA, prevê, em conformidade com o Artigo 35.º do Regulamento Tarifário (Dezembro 2014):

- i. três níveis de tensão, designadamente MT, BTE e BTN;
- ii. períodos trimestrais para a MT;
- iii. diferenciação entre hora legal de verão e inverno;
- iv. quatro períodos horários para a MT e BTE (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio);
- v. ciclo diário e um ciclo diário opcional para a MT e BTE;
- vi. três períodos horários para a BTN (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio);
- vii. tarifas de energia para a BTN com opções simples, bi-horária e tri-horária;
- viii. Não existe a opção de ciclo semanal.

3. Proposta de novas opções tarifárias

Tendo em conta a estrutura tarifária atualmente em vigor na RAA, as conclusões obtidas através do relatório elaborado pelo INESC, intitulado **“Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na ilha de S. Miguel”**, e considerando os perfis de consumo nos diversos níveis de tensão e as tecnologias de produção existentes em S. Miguel, propõe-se a introdução de novas opções tarifárias em BTN, por um lado, e em MT e BTE, por outro, tal como se enumera em seguida:

BTN – incluir um período de super vazio bem como o ciclo semanal. Em regime permanente, e se esta opção tarifária vier a ser aprovada pela ERSE, o valor da tarifa do período de horas de ponta a aplicar aos clientes aderentes a esta nova opção

deverá sofrer uma elevação em relação ao valor atual de modo que por essa via se possa compensar a redução de proveitos devida à transferência de consumos para o super vazio.

MT e BTE – incluir um período de super ponta, especialmente nos meses de verão a localizar preferencialmente entre o final da manhã e o início da tarde. Em regime permanente, e se estas opções tarifárias vierem a ser aprovadas pela ERSE, a neutralidade desta medida do ponto de vista dos proveitos da EDA poderá ser assegurada reduzindo o valor da tarifa a aplicar no período de horas de ponta aos clientes aderentes face ao valor atual.

Em regime permanente, isto é, após a realização dos projetos piloto e se estas opções tarifárias vierem a ser aprovadas pela ERSE, fica garantida a neutralidade destas medidas nos proveitos da EDA não havendo qualquer tipo de subsidiação cruzada entre consumidores de diferentes níveis de tensão, tal como estabelece o artigo 5º do Regulamento Tarifário.

Deverão ainda ser adequados os períodos horários de acordo com os níveis de consumo em cada nível de tensão e ilha. Por exemplo, conforme Gráfico 1, verifica-se que as horas de maior consumo em MT se localizam nos meses de verão e nos períodos de final da manhã e início da tarde. Desta forma, esses períodos, ou pelo menos parte deles, deveriam passar a ser incluídos no período de super ponta já referida.

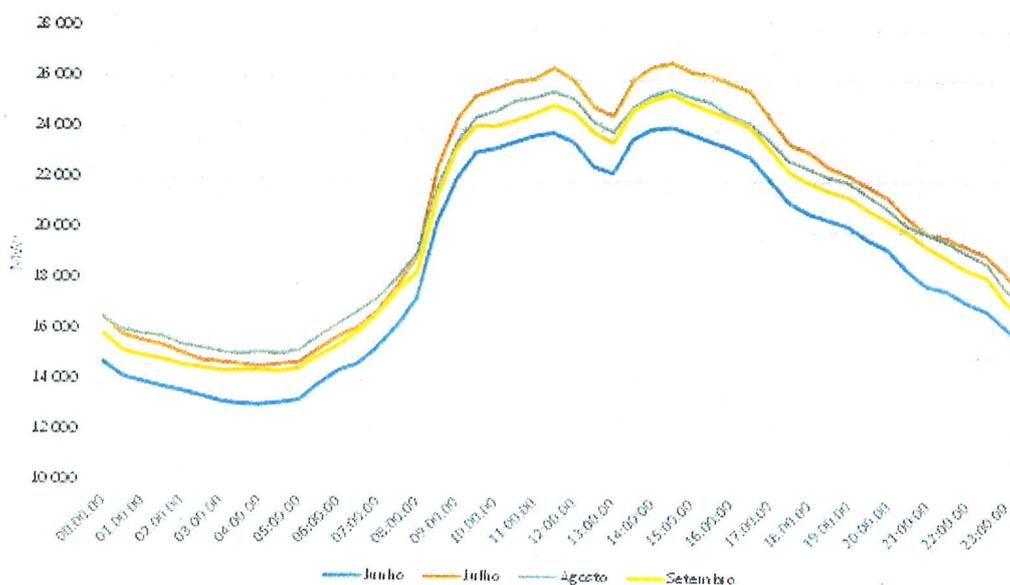


Gráfico 1 – Perfis de consumo MT – São Miguel

Em contrapartida, na BTN os períodos de maior consumo, conforme Gráfico 2, localizam-se nos meses de inverno ao final da tarde e início da noite. Desta forma, neste nível de tensão as horas de ponta deverão incluir estes períodos horários.

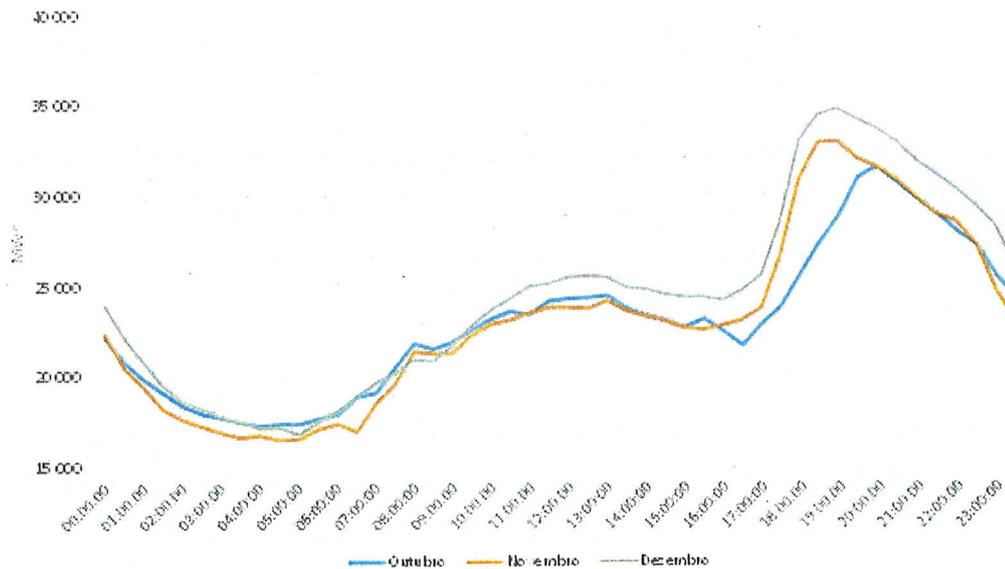


Gráfico 2 – Perfis de consumo BTN – São Miguel

Na adaptação dos períodos horários, para além dos consumos por nível de tensão também assume elevada importância a dispersão geográfica dos diversos sistemas elétricos da Região. Seguidamente apresentam-se para as ilhas de São Miguel (Gráficos 3 e 4), Faial (Gráficos 5 e 6) e Flores (Gráficos 7 e 8), comparações entre os diagramas de carga (período de verão e inverno) e os períodos horários em vigor.

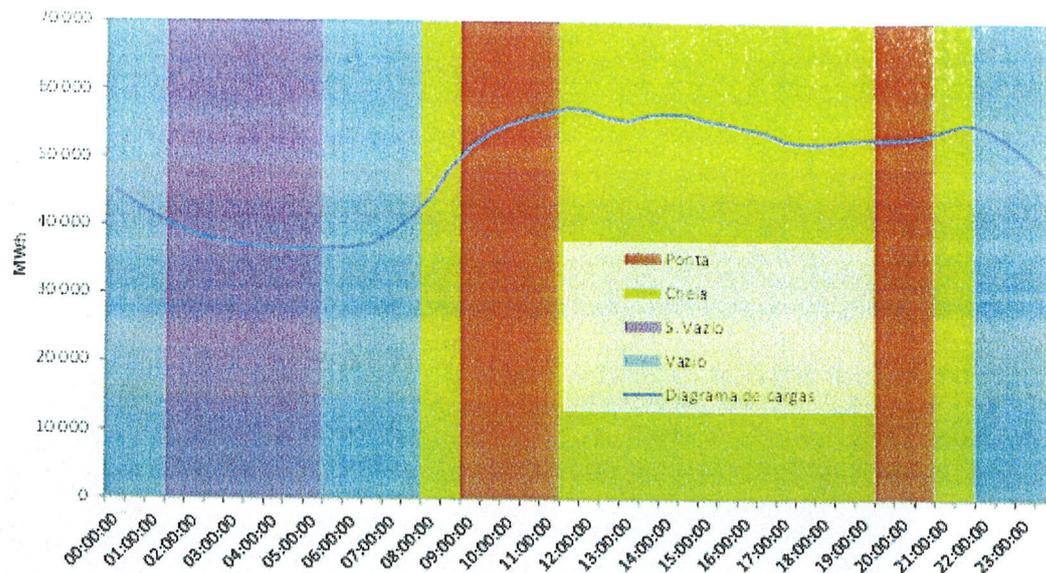


Gráfico 3 – Diagrama de cargas São Miguel – horário verão

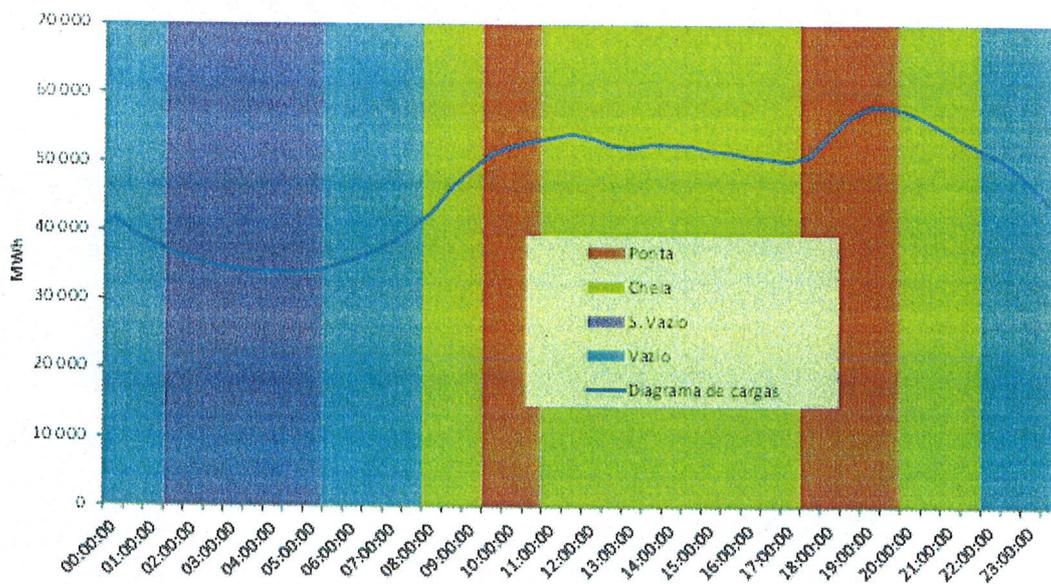


Gráfico 4 – Diagrama de cargas São Miguel – horário inverno

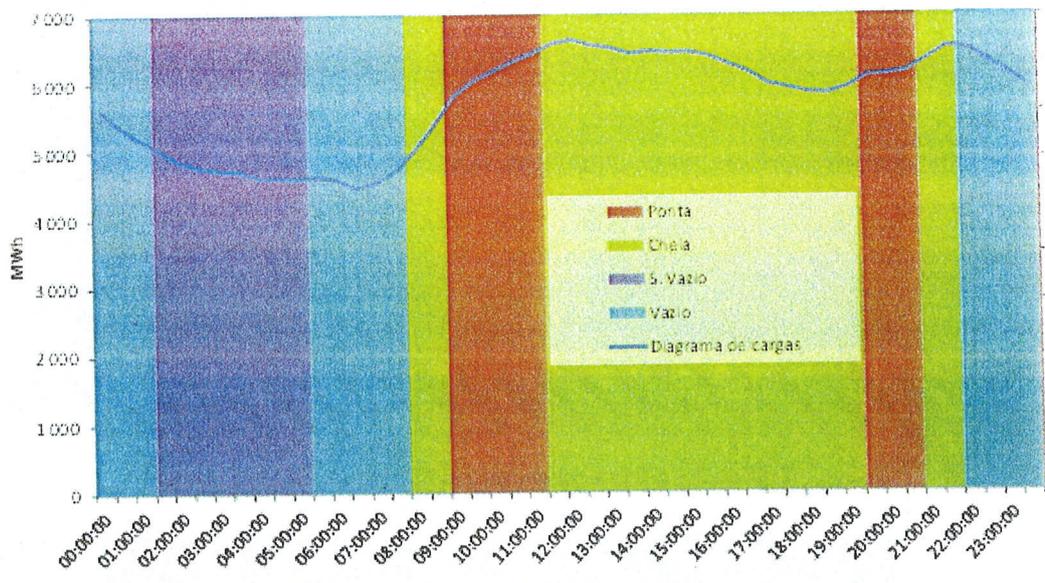


Gráfico 5 – Diagrama de cargas Faial – horário verão

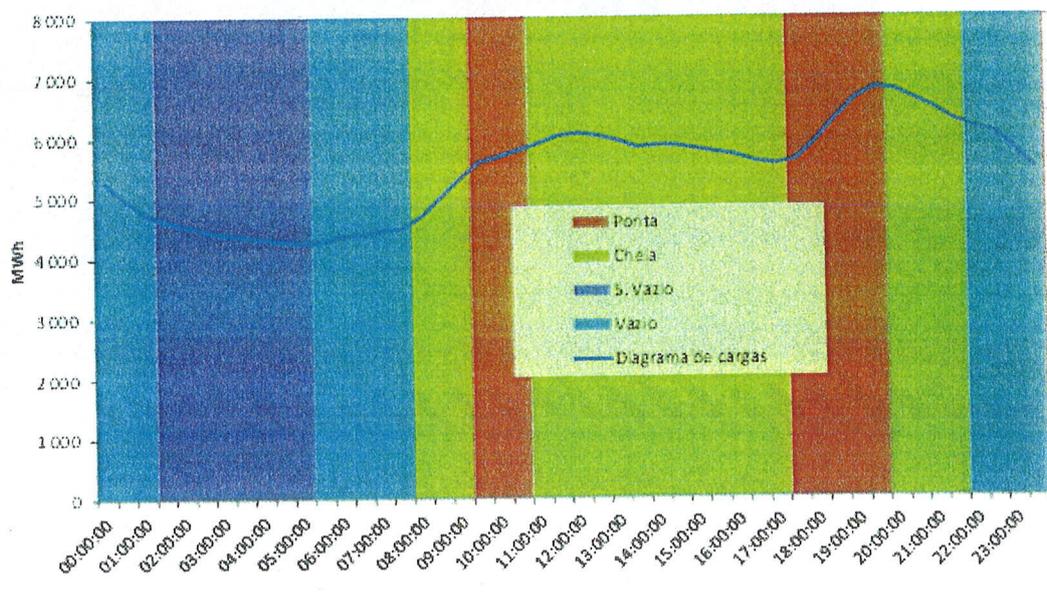


Gráfico 6 – Diagrama de cargas Faial – horário inverno

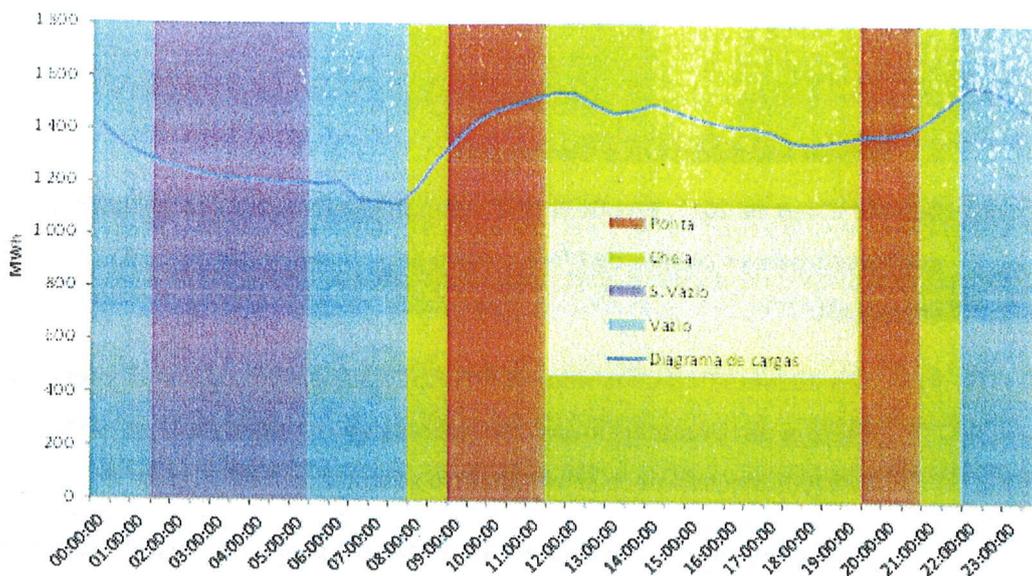


Gráfico 7 – Diagrama de cargas Flores – horário verão

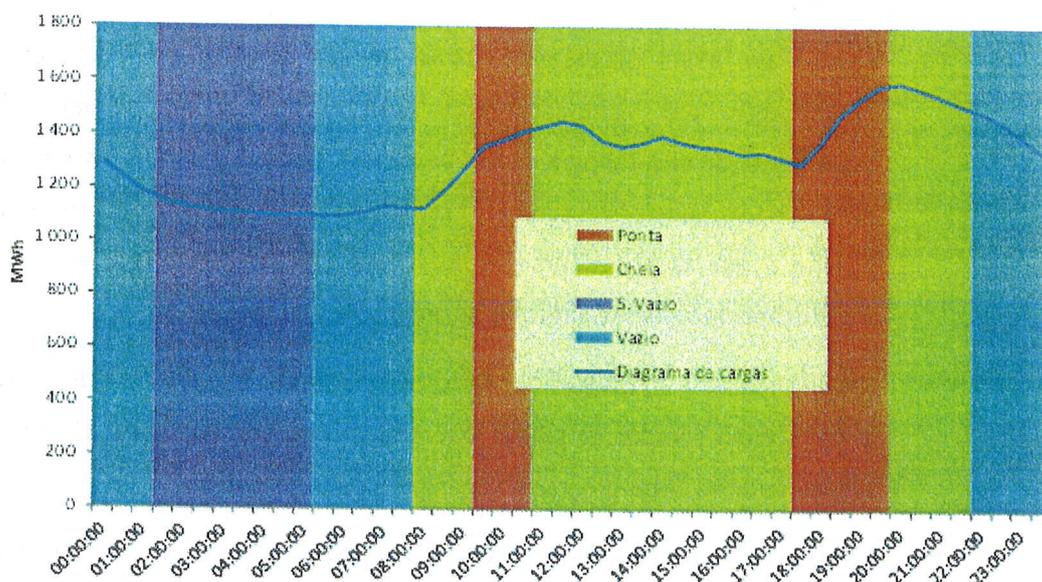


Gráfico 8 – Diagrama de cargas Flores – horário inverno

Com estas medidas, será possível transmitir sinais mais adequados aos consumidores dos diferentes níveis de tensão, devidamente sintonizados tendo em conta os perfis de consumo, e sem prejudicar os proveitos da EDA.

4. Clientes envolvidos nos projetos piloto

Durante o ano de 2017, propõe-se que sejam implementados dois projetos piloto, um deles direcionado para os clientes de BTN e o outro para os clientes em MT e BTE, tal como se indica em seguida:

P1 - Clientes em BTN já envolvidos no Projeto Cliente Eficiente. Estes clientes encontram-se já dotados de telecontagem com contadores com contagem de 15 em 15 min – 20 clientes. Adicionalmente propõe-se um universo adicional de mais 30 clientes.

Nestas condições, a realização deste projeto piloto não implica custos especiais de implementação, à exceção dos custos relacionados com a recolha e o tratamento de informação provenientes da telecontagem assim como a aquisição de 30 contadores inteligentes.

P2 - Clientes em BTE – 50 clientes. Assinala-se que os clientes em BTE dispõem já de telecontagem com contadores com contagem de 15 em 15 min, pelo que a implementação deste programa não acarretará custos específicos. Assinala-se que para efeito deste projeto piloto apenas é necessário coletar o valor dos consumos por período horário o que se poderá traduzir numa redução de custos face aos que poderiam eventualmente existir se a recolha se realizar de 15 em 15 min;

- Clientes em MT – 30 clientes. Tal como em relação aos clientes em BTE, todos os clientes em MT estão dotados de telecontagem com contagem de 15 em 15 min. De novo, a implementação deste programa não implica custos especiais.

Para além destes aspetos, apresentam-se em seguida alguns elementos adicionais sobre a configuração destes projetos piloto:

- Forma de adesão – voluntária;
- Faturação e prémio – faturação mensal com consumos reais, utilizando os períodos tarifários atualmente em vigor e as tarifas reguladas. Emissão de uma nota de crédito a considerar no mês seguinte resultante da aplicação das novas opções tarifárias sendo que esta nota de crédito terá sempre um valor não negativo. Garante-se assim que os clientes envolvidos não verão a sua fatura acrescida por aplicação das novas opções tarifárias em relação ao que já pagaram com as regras atualmente em vigor. No sentido de adotar uma postura pedagógica e de procurar induzir alterações dos padrões de consumo dos clientes será enviada uma comunicação aos clientes se o valor das suas notas de crédito corresponder a valores não positivos.

5. Justificação

Deslocação dos consumos para o vazio – BTN - super vazio e ciclo semanal

O dia 17 de dezembro do ano 2015 teve a ponta entre as 18 e as 19 h verificando-se que esta situação foi fortemente influenciada pelos consumos em BTN. Esta localização temporal de consumos tem vindo a constituir-se num padrão nos anos mais recentes pelo que a utilização de tarifas dinâmicas ou de uma super ponta em MT não contribuiria para resolver este problema. Nestas condições seria importante adotar medidas especificamente direcionadas para a BTN, onde se concentra mais de metade do consumo da RAA (2015), que poderão estar associadas com a introdução de um período de super vazio. Pretende-se assim contribuir para preencher mais o vazio do diagrama de carga, assegurando por outro lado que a energia transferida para esse período tem origem nos atuais períodos de ponta de BTN.

Por outro lado, seria igualmente importante a disponibilização de um ciclo semanal para BTN para melhor adequar as tarifas aos custos marginais de produção e para induzir transferências de consumos para o fim de semana e assim utilizar os grupos térmicos de uma forma mais eficiente. Em S. Miguel não é possível aumentar mais a geotermia porque o consumo do vazio é insuficiente, isto é, a potência da geotermia + hídricas + eólicas é excessiva para os vazios. Com efeito, a capacidade instalada da geotermia é de 23 MW, das hídricas é de 5 MW e do parque eólico é de 9 MW, sendo que o valor médio do consumo nos períodos de vazio em sábados e domingos é inferior a 30 MW.

De outra forma, é igualmente importante conferir igual tratamento a todos os clientes quer no Continente quer nas Regiões Autónomas, disponibilizando não apenas o ciclo diário em BTN mas igualmente o ciclo semanal. Com esta medida pretende-se contribuir para traduzir de forma mais completa a igualdade de tratamento e de oportunidades estabelecida nas alíneas a) e b) do artigo 5º do Regulamento Tarifário.

Impacto nos proveitos regulados – por um lado, a deslocação de consumos para um eventual super vazio poderá reduzir os proveitos obtidos pela EDA por via da redução do consumo nos períodos de ponta, facto que poderá ser colmatado com o respetivo aumento da tarifa neste período horário, procurando-se atingir um efeito neutro. Durante a realização do projeto piloto P1, referido anteriormente, o impacto desta medida nos proveitos regulados não será significativo dado que o número de clientes envolvidos será reduzido. Em todo o caso, e tendo em conta os resultados obtidos, será possível aferir a viabilidade desta opção tarifária e conduzir

um exercício de extrapolação de modo a estimar o valor desse impacto se esta opção tarifária vier a ser disponibilizada de forma mais generalizada.

A introdução do ciclo semanal poderia eventualmente ser acompanhada pelo aumento das horas cheias (nos dias úteis) por mais uma hora (até às 23h).

Em regime permanente, e no sentido de trazer ganhos para o sistema, assinala-se que parte desse aumento de consumo no período de super vazio poderá ser alimentado por renováveis. Seria então possível obter reduções de custos de produção pela menor utilização de grupos térmicos (bem como reduzir o número arranques e paragens e o consequente desgaste) nos períodos de ponta, bem como uma maior utilização de renováveis nos períodos de vazio e super vazio. Nesta altura, e tendo em conta a redução do preço do petróleo, esta redução de custos não seria visível, mas se se admitir que esta redução de preços é conjuntural, então a prazo os ganhos em termos de custos de produção poderão ser significativos. Uma medida deste tipo seria igualmente vantajosa em termos ambientais tendo em conta as emissões evitadas, por via do aumento da utilização de renováveis.

Criação de um período de super ponta em MT e BTE

Os consumos nestes níveis de tensão representam cerca de metade do consumo total da ilha de São Miguel e, nos anos mais recentes, têm determinado as pontas anuais que têm ocorrido em julho e agosto entre o final da manhã e o início da tarde. Admite-se que esta tendência se possa manter ou mesmo reforçar nos próximos anos devido ao incremento da atividade turística, que se verifica ser consideravelmente mais intensa de junho a setembro. Um período de super ponta localizada nomeadamente nos meses de verão nos períodos do final da manhã até ao início da tarde pode contribuir para reduzir os níveis de utilização de equipamentos de rede, desde que as horas de super ponta sejam adequadamente escolhidas, nomeadamente, nos meses de verão dentro do período horário das 10:00 às 14:00.

Impacto nos proveitos regulados – o preço da tarifa no período de super ponta deverá ser bastante mais elevado que o preço no atual período de ponta. Apesar de algum consumo se poder deslocar do período de super ponta para períodos laterais, continuará a haver consumo no período de super ponta podendo, por esta via, promover-se o acréscimo dos proveitos obtidos pela EDA. Durante a realização do projeto piloto P2 referido anteriormente este impacto será reduzido dado o pequeno número de clientes envolvidos. Em regime permanente, e no sentido de promover a neutralidade desta medida do ponto de vista dos proveitos obtidos pela

EDA, o preço da tarifa no período de ponta deverá ser reduzido, estimando-se que esta redução face aos valores atuais não será muito elevada. Em todo o caso, os resultados obtidos com a implementação deste projeto piloto poderão ser utilizados para melhor estimar o valor desta redução de modo a assegurar a neutralidade da medida do ponto de vista dos proveitos obtidos pela EDA.

Evolução prospetiva do diagrama de cargas

Num momento de alteração de paradigmas de consumo, com a introdução de novos elementos que contribuirão para dar nova forma ao diagrama de cargas, como por exemplo a substituição da iluminação convencional por LEDS, a substituição previsível, nas ilhas, de aquecimento de águas a gás por termoacumuladores e o incremento de veículos elétricos, a introdução de um período de super vazio ao nível da BT, contribuirá para induzir comportamentos que contribuam para uma maior linearização do diagrama de carga, que podemos antever através do Gráfico 9.

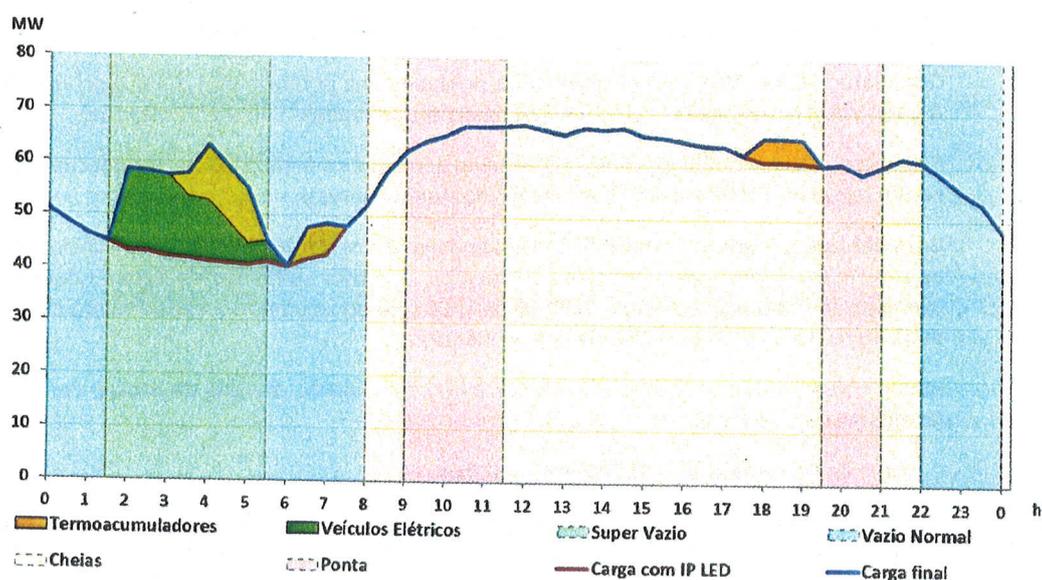


Gráfico 9 – Diagrama de cargas São Miguel – Evolução prospetiva

Pressupostos considerados na evolução prospetiva do Diagrama de cargas de São Miguel (Gráfico 9)

a) Evolução da produção/carga

Valores de evolução previstos em maio de 2016 para o período 2016-2021 (sem considerar o impacto da central hídrica reversível), mantendo-se até 2030 a taxa de evolução prevista para o último ano.

b) 2- Redução do consumo da iluminação pública (passagem para LED)

O consumo de iluminação pública (IP) em 2015 foi de 16.210 MWh;

Considerou-se uma média diária de 12 horas noturnas, o que resulta numa potência média de 3,7 MW;

Com a substituição das luminárias tradicionais VSAP (com lâmpadas de vapor de sódio de alta pressão) por luminárias do tipo LED (com díodos emissores de luz), prevê-se uma redução de consumo de cerca de 70%, sem considerar a redução gradual do fluxo luminoso ao longo do período noturno;

Contudo, com a substituição da tecnologia das luminárias de IP prevê-se a reposição dos pontos de IP atualmente desligados ao abrigo do Programa Poupança Energética de Iluminação Pública. Estima-se que este aumento corresponda a um acréscimo de 11% do número de luminárias;

Em termos da regulação do fluxo luminoso (*dimming*) da IP com tecnologia LED consideraram-se as parametrizações atualmente aplicadas em São Miguel: no verão temos 100% da intensidade até às 22h, 80% até às 24h, e 50% até amanhecer.

Foram consideradas as horas de ligação e desligação da IP de acordo com a duração do período noturno na altura do ano.

c) 3- Aumento do n.º de termoacumuladores

O número total de termoacumuladores considerado foi de 6.000 unidades;

Considerou-se que 50% das unidades totais possuem uma potência de 1,5 kW (equivalentes ao modelo Ariston Velis) e as restantes com 2 kW (equivalentes ao modelo Vulcano Primeaqua);

Considerou-se uma utilização da água quente no período da manhã (50% dos termoacumuladores) e outra no fim da tarde/início da noite (80% dos termoacumuladores);

Considerou-se programação horária no funcionamento dos termoacumuladores (funcionando apenas em dois períodos diários, anteriores aos momentos de maior utilização de águas quentes, evitando os períodos de ponta do tarifário): das 3h00 às 8h00 (pré-aquecimento + aquecimento durante os banhos matinais) e das 17h30 às 19h30 (pré-aquecimento);

Foram considerados consumos energéticos para aquecimento de água de acordo com a altura do ano (temperatura ambiente).

d) 4- Aumento do n.º de veículos elétricos

O número total de veículos elétricos considerado foi de 6.000 automóveis ligeiros em 2030, correspondente a cerca de 10% do total do parque automóvel previsto;

Considerou-se uma quilometragem anual de 18.000 km (49 km/dia);

Considerou-se as seguintes características típicas:

- Autonomia: 199 km;
- Energia armazenada: 24 kWh;
- Consumo a carregar: 3,6 kW;
- Energia carga: 28,8 kWh.

O carregamento apenas seria realizado no período noturno (pelos próprios consumidores);

No processo de carregamento foram considerados variados níveis de carga dos carros (entre 50 e 80%), e que a maioria do parque seria colocada a carregar todos os dias (cerca de 2/3 por dia).