

**REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO**  
**DO SETOR ELÉTRICO**  
**DOCUMENTO JUSTIFICATIVO**

Junho 2014

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ESTRUTURA TARIFÁRIA.....</b>	<b>5</b>
2.1	Tarifas dinâmicas .....	5
2.1.1	Tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT .....	8
2.1.2	Tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira .....	13
2.2	Opções Tarifárias das Tarifas de Acesso às Redes .....	16
2.3	Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira .....	18
2.3.1	Ciclo semanal .....	18
2.3.1.1	Custos marginais de energia na ilha de São Miguel.....	20
2.3.1.2	Custos incrementais de redes na ilha de São Miguel.....	21
2.3.1.3	Custos marginais totais de fornecimento na ilha de São Miguel.....	23
2.3.2	Mecanismo de convergência.....	25
2.3.3	Opções Tarifárias .....	26
2.4	Alterações decorrentes de legislação nacional.....	27
2.4.1	Critérios de repercussão dos CIEG.....	27
2.4.1.1	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição.....	29
2.4.1.2	Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	30
2.4.2	Extinção TVCF reguladas em BTN .....	31
2.5	Tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável pelo operador da rede de transporte aos produtores .....	33
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS.....</b>	<b>37</b>
3.1	REN .....	38
3.1.1	Mecanismo de custos incrementais na atividade de TEE .....	38
3.1.2	Custos de referência do investimento na atividade de TEE .....	41
3.1.3	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte.....	44
3.2	EDP Distribuição .....	45
3.2.1	Incentivo aos investimentos em redes inteligentes.....	45
3.2.2	Incentivo à melhoria da qualidade de serviço .....	50
3.3	Comercializador de Último Recurso .....	51
3.3.1	Custos de referência para a aquisição de energia no CUR.....	51
3.4	EDA e EEM.....	52
3.4.1	Aquisição de Energia e de Combustíveis nas Regiões Autónomas .....	52
3.4.1.1	Revisão da forma de aceitação dos custos permitidos com a aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas.....	52
3.4.1.2	Mecanismo de Aquisição Eficiente de Combustíveis nas Regiões Autónomas.....	55
3.5	Alterações transversais às empresas.....	58
3.5.1	Princípios de determinação do custo de capital – Controlo de Endividamento.....	58
3.5.2	Regras na determinação do custo de capital – Mecanismo de controlo da rentabilidade dos ativos.....	60

---

3.5.3	Custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	63
3.5.4	Planos de Promoção do Desempenho Ambiental .....	67
<b>4</b>	<b>ENQUADRAMENTO GERAL DOS PROCEDIMENTOS E AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS REGULAMENTOS .....</b>	<b>71</b>
	<b>ANEXO .....</b>	<b>73</b>
I.	Diagramas de cargas na rede de distribuição – Açores (São Miguel).....	73
II.	Diagramas classificados de geração por tecnologia – Açores (São Miguel) .....	76
III.	Diagramas de geração por tecnologia e por tipo de dia – Açores (São Miguel).....	78

## 1 INTRODUÇÃO

A ERSE submete a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrange o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento da Operação das Redes (ROR) do setor elétrico.

O quadro regulamentar do setor elétrico, aprovado em 2011, incorporou já uma parte substancial das regras comuns para o mercado interno de eletricidade estabelecidas no terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em 13 de julho de 2009. Todavia, a completa transposição das diretivas que integram o referido terceiro pacote energético, bem como a adoção de outras medidas, através da publicação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, veio introduzir no quadro legal novas especificidades que importa consagrar a nível regulamentar.

Por outro lado, a publicação, ainda neste âmbito, do regime sancionatório do setor energético, através da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, vem exigir um conjunto de adequações no quadro regulamentar da ERSE, no sentido de assegurar a sua coerência com o referido regime bem como a eficácia deste importante instrumento legal.

O início de um novo período de regulação em 2015 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos atuais regulamentos, com o objetivo de melhorar a clareza e a eficácia dos regulamentos, justificam também a presente proposta de revisão regulamentar.

As justificações para as principais alterações propostas ao Regulamento Tarifário apresentam-se neste documento de discussão.

Das diversas matérias tratadas importa salientar as seguintes:

- Introdução de tarifas dinâmicas;
- Opções tarifárias de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais das Regiões Autónomas;
- Alterações na estrutura tarifária decorrentes de legislação nacional;
- Tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável aos produtores;
- Custo de capital dos operadores de rede;
- Incentivo ao investimento em redes inteligentes;
- Custos de referência para aquisição de energia elétrica pelo CUR;
- Mecanismo de custos incrementais e de referência na atividade de Transporte de energia elétrica (TEE);

- Aplicação de custos de referência aos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica;
- Custos com a aquisição de energia e Mecanismo de aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas;
- Planos de promoção do desempenho ambiental;
- Incentivo à melhoria da qualidade de serviço;
- Incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

Nas várias matérias tratadas apresentam-se propostas concretas e justificadas que são incluídas na proposta de articulado do Regulamento Tarifário que acompanha o presente documento de discussão. Nalgumas matérias é efetuada uma discussão de propostas solicitando-se explicitamente a contribuição dos interessados através da colocação de questões específicas. Nesse sentido, o articulado dos artigos associados às matérias colocadas à discussão terá de ser posteriormente revisto em conformidade.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações agora propostas ao articulado do RT, sendo que para os textos eliminados se adotou a forma “rasurado” (~~artigo~~) e o novo articulado foi sombreado a **amarelo**. A numeração do novo articulado efetuou-se mediante a inclusão de letras por ordem alfabética.

Anexam-se ao presente documento dois estudos sobre tarifas dinâmicas submetidos à ERSE pela EDP Distribuição, “Introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes”, e pela Empresa de Eletricidade dos Açores (EDA), “Estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas na EDA – Relatório sumário”.

De acordo com o artigo 10.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, podem ser enviadas para esta Entidade contribuições escritas até 8 de agosto de 2014, preferencialmente por correio eletrónico para o endereço [revregeletricidade2014@erse.pt](mailto:revregeletricidade2014@erse.pt), ou por correio ou fax, para os seguintes endereços:

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 - 1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)) onde se encontra também o presente documento justificativo e as propostas de revisão do articulado dos regulamentos.

No dia 14 de julho de 2014 terá lugar, nas instalações da ERSE, uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as partes interessadas na revisão dos regulamentos do setor elétrico. O programa da Audição Pública será oportunamente divulgado na página da ERSE na Internet.

Após a consulta pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um documento justificativo das soluções adotadas, que integra a análise dos comentários recebidos.





## 2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

### 2.1 TARIFAS DINÂMICAS

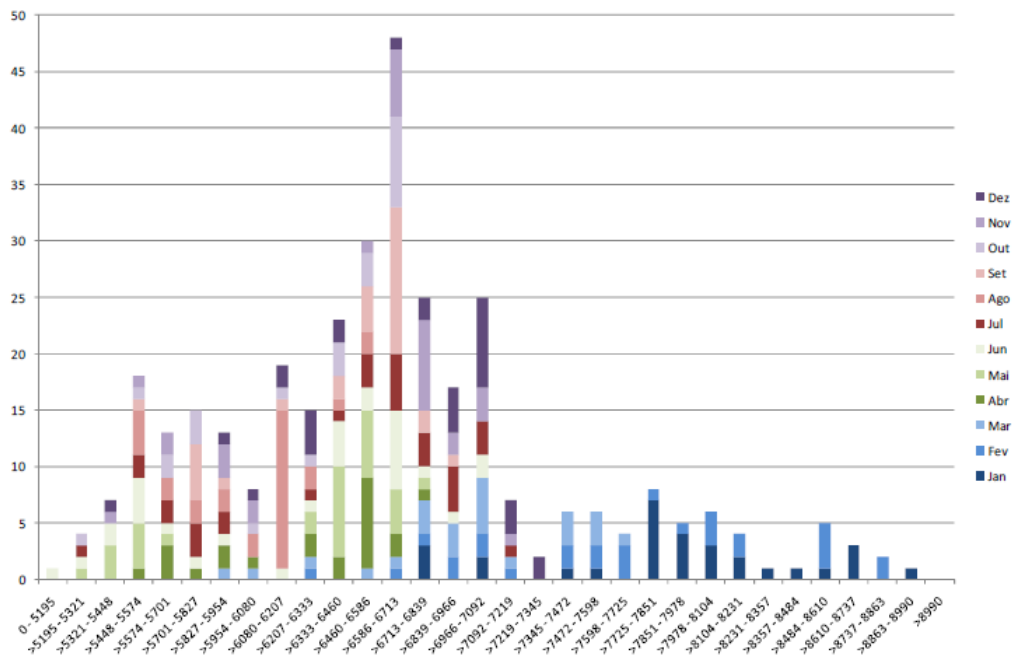
No contexto da transição para um sistema energético mais sustentável e descentralizado a estrutura das tarifas enfrenta enormes desafios. Uma oferta cada vez mais variável, devido ao crescente peso da produção de origem renovável, com um caráter intermitente, não controlável, justifica o interesse de promover maior flexibilidade da procura.

A experiência demonstra que os operadores de redes e os agentes de mercado tradicionalmente escolhem o lado da oferta (produção e redes) para investir em nova capacidade de geração, soluções de armazenamento e nova capacidade de transporte e de distribuição, de modo a assegurar o fornecimento e entrega de energia. Investimentos do lado da procura, por exemplo associados à transferência de cargas ou soluções de armazenamento, são geralmente ignorados.

É desejável alterar o paradigma adotado no planeamento e despacho, em que a oferta segue uma procura rígida e inelástica para um novo paradigma em que a procura segue em parte a oferta. A atuação do lado da procura não deve, nem pode, ser ignorada, constituindo um desafio que se coloca ao setor elétrico. A estrutura das tarifas é fundamental na resposta a este desafio, devendo incentivar quer uma utilização racional de energia (eficiência energética), quer uma participação ativa da procura (flexibilizar a procura) na gestão do sistema.

A atual estrutura de tarifas, com diferenciação por período horário procura, através de sinais preço, transferir consumo dos períodos de ponta para os períodos de menor consumo. Todavia, o atual período de horas de ponta é um período bastante alargado, aproximadamente 1000 horas, sendo as redes fundamentalmente pagas pelo consumo efetuado neste período de maior procura. Na medida em que o período horário é muito alargado resulta um preço por unidade de energia relativamente atenuado para refletir o custo do investimento em redes para fazer face à procura nos períodos críticos de ponta, registados efetivamente em poucas horas do ano.

O período de horas de ponta das tarifas em vigor é totalmente pré-definido para o ano seguinte, contudo a identificação dos momentos em que ocorrem os períodos críticos de ponta de consumo, não é normalmente previsível com grande detalhe, já que estes períodos estão tipicamente associados à ocorrência de, por exemplo, picos de temperatura. A Figura 2-1 apresenta a distribuição das pontas máximas diárias na rede de distribuição, por mês, em 2011, mostrando que estas ocorrem em poucos dias do ano e concentradas nos meses de Janeiro a Março. Em 2011 a procura de eletricidade no sistema de distribuição foi maior ou igual do que 8104 MW em 17 dias, o que significa que a procura de eletricidade atingiu 90% do valor máximo atingido no ano (8990 MW) apenas em 5% do tempo.

**Figura 2-1 - Pontas máximas diárias na rede de distribuição, por mês (2011)**

Fonte: EDP Distribuição

Assim, considera-se vantajosa a introdução de esquemas tarifários mais flexíveis, em particular de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, que permitem que a procura, incentivada por sinais de preço mais adequados aplicados nas circunstâncias críticas, de redes ou de produção, acompanhe as variações da oferta.

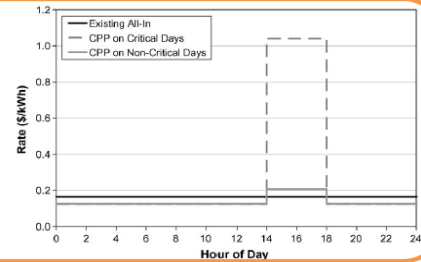
As tarifas dinâmicas permitem uma maior flexibilidade da procura, proporcionando: (i) um mecanismo alternativo para minimizar os custos de uso das redes, uma vez que potenciam as reduções na ponta do consumo e diminuem a urgência de alguns investimentos nas redes, (ii) um mecanismo alternativo de gestão do sistema, minimizando os impactos da variabilidade da produção renovável em termos de segurança na operação do sistema elétrico, (iii) benefícios para todos os consumidores associados com redução de custos de investimentos em redes e ativos de geração e dos custos de operações do sistema, e (iv) benefícios para os consumidores que consigam deslocalizar os seus consumos das pontas, possibilitando que observem reduções nas suas faturas.

Existem vários tipos de tarifas dinâmicas que podem ser adotados, sendo apresentados na Figura 2-2 exemplos de tarifas dinâmicas.

**Figura 2-2 - Tipos de tarifas dinâmicas**

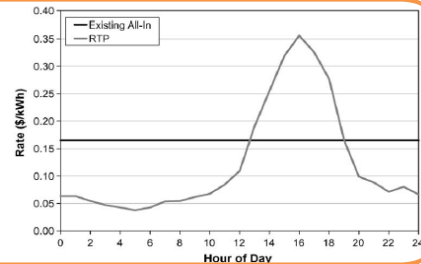
**Critical Peak Pricing (CPP)**

Preços pré-definidos muito elevados durante os designados períodos críticos, resultantes de preços anormalmente elevados no mercado grossista, picos de consumo na rede (devidos a temperaturas muito elevadas no Verão ou muito reduzidas no Inverno). Estes períodos não estão definidos à partida sendo notificados com uma antecedência reduzida (normalmente um dia) e podem ir de 1 a 8 horas, sendo o mais comum entre 2 a 4 horas.



**Real Time Pricing (RTP)**

Preços variáveis numa base horária ou outra de curto prazo, tipicamente ligados a variações nos preços do mercado grossista.

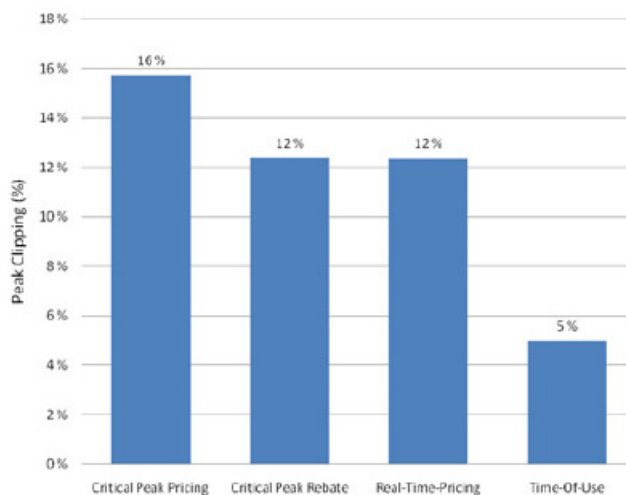


**Peak Time Rebates (PTR) ou Critical Peak Rebates (CPR)**

Tal como o CPP, este modelo oferece sinais no preço para incentivar o cliente a reduzir o seu consumo de eletricidade durante pontas determinadas de forma dinâmica. No entanto, em vez de um maior preço durante o período crítico, usam-se descontos ou bonificações aplicados à redução do consumo durante o período crítico.

Estudos demonstram que as tarifas dinâmicas permitem responder melhor aos períodos críticos de ponta da rede, com um potencial de redução do consumo muito superior ao das tradicionais tarifas com diferenciação horária (*time-of-use*) atualmente existentes em Portugal, Figura 2-3.

**Figura 2-3 - Redução da ponta por tipo de tarifa**



Fonte: "The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison; Short name: Empower Demand", Vaasaett, 2011

Isto deve-se ao facto dos períodos críticos serem definidos mais perto da sua ocorrência, o que possibilita a adoção de períodos de ponta mais curtos, permitindo uma maior diferenciação de preços entre períodos e transmitindo sinais preço mais fortes, quando comparado com as tarifas com diferenciação por período horário.

As tarifas dinâmicas permitem assim, promover uma maior gestão da procura, que beneficia quer o sistema elétrico como um todo, quer os consumidores que adiram a estas opções. O Conselho Tarifário da ERSE no seu parecer à proposta de Tarifas e Preços para 2014 identifica precisamente a estrutura tarifária como um dos desafios que se irá colocar à regulação, referindo as tarifas dinâmicas.

Na revisão regulamentar que antecedeu o período regulatório 2012-2014 a ERSE lançou a discussão pública a estrutura das tarifas de acesso às redes, introduzindo o tema das tarifas dinâmicas. Estava ciente dos desafios que se iriam colocar ao setor elétrico e procurou antecipar as disposições previstas na Diretiva 2012/27/UE, relativa à eficiência energética, que então se encontrava em discussão, e que veio a ser adotada pela União Europeia a 25 de outubro de 2012, estabelecendo no seu Anexo XI: *“Network or retail tariffs may support dynamic pricing for demand response measures by final customers, such as: (a) time-of-use tariffs; (b) critical peak pricing; (c) real time pricing; and (d) peak time rebates”*.

Na sequência da referida discussão pública estabeleceu-se no Regulamento Tarifário que os operadores das redes deveriam enviar à ERSE estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias.

A EDP Distribuição e a EDA apresentaram à ERSE estudos relativos à introdução de tarifas dinâmicas, que contribuirão para a discussão do tema na presente revisão regulamentar. Na sequência destes estudos a ERSE vem agora propor a obrigação dos operadores apresentarem à ERSE um Plano para a realização de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em Portugal Continental e de Tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

### 2.1.1 TARIFAS DINÂMICAS DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

Na sequência da disposição do Regulamento Tarifário que solicita que os operadores das redes enviem à ERSE estudos sobre a viabilidade da introdução de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes, a EDP Distribuição realizou o referido estudo, que se apresenta no documento anexo “Introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes”.

O estudo apresentado pela EDP apresenta um conjunto de experiências internacionais de tarifas dinâmicas e analisa o potencial de aplicação de tarifas dinâmicas em Portugal continental, apresentando como principais conclusões:

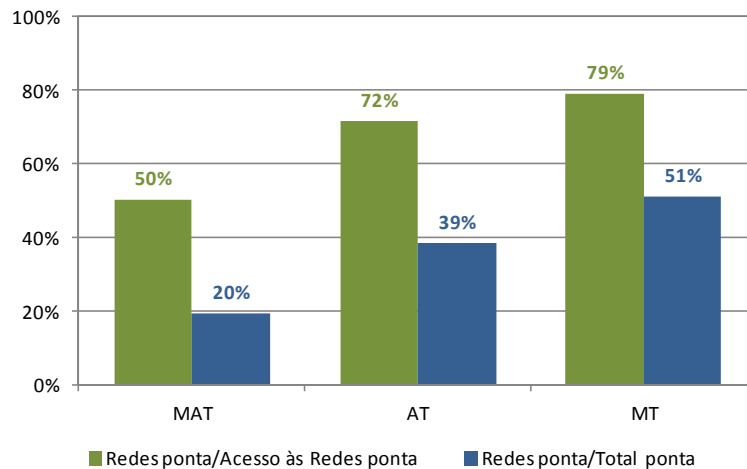
- Os clientes de MAT, AT e MT, responsáveis por 46% do consumo, estarão mais preparados para aderir a iniciativas que envolvam tarifas dinâmicas, visto que estão mais acostumados a estruturas tarifárias complexas e têm formas de contagem mais evoluídas.
- Apesar das tarifas de acesso terem um peso mais pequeno no total da fatura dos clientes de MAT, AT e MT, o seu elevado consumo energético e capacidades de contagem já existentes parecem indicar que seja relevante estudar qual é o potencial de variação do consumo entre a ponta e fora de ponta.
- A redução potencial do investimento em redes devido à redução do consumo nas pontas associada à introdução de tarifas dinâmicas necessita de ser quantificada.
- A separação de atividades na cadeia de valor, trás dificuldades acrescidas na implementação de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes. Em Portugal, o comercializador é a entidade que fatura a energia ao cliente final, sendo essencial clarificar as relações e obrigações entre Operador de Rede de Distribuição (ORD), Comercializador e consumidor.
- A eventual introdução de tarifas dinâmicas deve ser precedida de uma análise detalhada dos custos e benefícios.
- A realização de pilotos antes de uma aplicação mais generalizada de tarifas dinâmicas é aconselhável, permitindo testar e afinar as soluções mais adequadas.

A ERSE concorda com a EDP Distribuição, considerando que a implementação de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes deve começar pelos níveis de tensão onde existam equipamentos de medida que minimizem os custos de implementar esta nova opção tarifária. Assim, propõe-se que a introdução de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes comece pelos níveis de tensão onde já existe telecontagem, nomeadamente MAT, AT e MT<sup>1</sup>. Este universo de consumidores permitiria abranger cerca de 24 mil clientes, representando 46% do consumo nacional. Estes consumidores estarão mais preparados para aderir a iniciativas que envolvam tarifas dinâmicas, uma vez que estão habituados a estruturas tarifárias complexas. Adicionalmente dispõem de telecontagem, sendo possível obter e processar as leituras a cada 15 minutos.

Apesar das tarifas de redes representarem em MAT, AT e MT cerca de 5%, 10% e 21% da sua fatura, respetivamente, nos períodos de ponta o peso das redes na fatura de acesso às redes destes consumidores é bastante significativo, 50%, 72% e 79% em MAT, AT e MT, respetivamente (Figura 2-4). Juntando ao acesso às redes a componente de energia em horas de ponta, este peso continua a ser significativo, existindo um potencial de redução da fatura em horas de ponta, para o cliente, não desprezável.

---

<sup>1</sup> Não se inclui BTE, uma vez que a rede de BT apresenta um comportamento bastante distinto das redes dos níveis de tensão superiores.

**Figura 2-4 - Peso das redes na fatura de acesso às redes e na fatura total, no período de ponta**

Dadas as conclusões do estudo apresentado pela EDP Distribuição a ERSE considera que a introdução das tarifas dinâmicas deve ser precedida de uma análise benefício-custo e da implementação de projetos piloto, conforme sugerido no estudo apresentado pela EDP Distribuição. Assim, estabelece-se no RT que o operador da rede de distribuição de Portugal continental apresente à ERSE até 30 de abril de 2015, um plano para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT. Na elaboração do Plano devem ser envolvidos o operador da rede de transporte e os comercializadores.

O Plano terá que ser aprovado pela ERSE, devendo incluir uma análise benefício-custo e tratar um conjunto de aspetos chave que têm que ser considerados na implementação de tarifas dinâmicas, nomeadamente:

#### 1. Tipologia de tarifa dinâmica

Existem vários tipos de tarifas dinâmicas que podem ser escolhidas, dependendo do contexto, dos objetivos, das elasticidades e de um conjunto específico de restrições. Exemplos de tarifas dinâmicas são o *Critical Peak Pricing* (CPP), *Real Time Pricing* (RTP), *Peak Time Rebates* (PTR) ou *Critical Peak rebates* (CPR). No Quadro 2-1 apresentam-se as vantagens e desvantagens normalmente associadas a estes três tipos de tarifas dinâmicas.

**Quadro 2-1 – Vantagens e desvantagens das tarifas dinâmicas**

Tarifas dinâmicas	Vantagens	Desvantagens
<b>Critical Peak Pricing (CPP)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- De fácil compreensão para os consumidores que já têm tarifas dependentes do uso.</li> <li>- Sinal preço muito forte, que incentiva a deslocação do consumo, com grandes benefícios para o consumidor em termos de redução da fatura.</li> <li>- Os designados eventos críticos são períodos muito curtos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se o preço na ponta for percecionado como excessivamente elevado pode ser de difícil aceitação.</li> <li>- Pode ser percecionado por alguns clientes como intrusiva, pelo facto dos clientes serem contactados sempre que se dá um evento crítico.</li> <li>- Custo de implementação, devido à necessidade de calcular parâmetros, adaptar a faturação, comunicar com os clientes e determinar os eventos críticos.</li> <li>- A incerteza dos períodos implica maior incerteza na recuperação das receitas.</li> </ul>
<b>Peak Time Rebates (PTR) ou Critical Peak Rebates (CPR)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Enquanto todas as outras formas de tarifas implicam risco de aplicação de preços elevados, o PTR contém uma proteção no valor que o consumidor irá pagar que não existe nos outros modelos.</li> <li>- Um desconto é mais facilmente aceite do que um aumento.</li> <li>- Conceito mais fácil de compreender para os consumidores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Requer o cálculo de um consumo de referência para cada cliente, para que os descontos possam ser aplicados.</li> <li>- Preocupações sobre a possibilidade de clientes inflacionarem o seu consumo esperado para receberem um desconto mais alto.</li> </ul>
<b>Real Time Pricing (RTP)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Maior precisão na forma como os preços refletem os custos.</li> <li>- Sinal de preço dinâmico que responde às mudanças das condições de mercado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- É a forma mais complexa de tarifas dinâmicas e portanto mais difícil de implementar e mais cara.</li> <li>- Sem tecnologias de automação é difícil para os clientes responder às mudanças de preço numa base horária.</li> <li>- Preços mais voláteis na factura final do cliente.</li> </ul>

## 2. Número de períodos críticos no ano

Número máximo de vezes que o período crítico pode ser declarado num ano.

## 3. Duração dos períodos críticos

Duração (geralmente em horas) de cada período crítico. Os períodos devem cobrir a ponta e ser os mais curtos possíveis facilitando assim a deslocação dos consumos para os períodos de menor preço.

## 4. Antecedência de notificação

Antecedência mínima de notificação dos consumidores. A notificação normalmente é feita no dia anterior, mas existem também situações de notificação com menor antecedência.

## 5. Tipo de notificação

As notificações podem ser feitas por sms, email, telefone, website ou servidor dedicado.

## 6. Níveis de preços

Deve ser determinado o número de patamares de preços e o nível, devendo os preços estar alinhados com os valores dos custos incrementais/custos marginais. O sinal de preço deve ser significativo e dar

oportunidade a poupanças relevantes para o consumidor, por forma a incentivá-lo a deslocar o seu consumo.

#### 7. Natureza de obrigação

A participação do consumidor neste tipo de tarifas pode ser obrigatória, voluntária ou por defeito (opt-out, sendo aplicadas quando o cliente não indica explicitamente que não pretende esta opção). A ERSE considera que a participação deve ser voluntária.

#### 8. Critério de desencadeamento

Definição dos critérios para despoletar um evento crítico. Normalmente são baseados em temperatura ou condições de sistema, sendo despoletados pelo operador da rede de distribuição, mas também podem ser despoletados pelo ORT ou comercializador ou outra entidade relevante.

#### 9. Participação dos comercializadores

Considerando que são os comercializadores que refletem os sinais preços das tarifas de acesso às redes e os custos de geração de energia e de gestão de sistemas (balanço) nas faturas dos clientes, considera-se fundamental o seu envolvimento no desenho e implementação deste tipo de tarifas.

#### 10. Clientes elegíveis

É necessário definir quem são os clientes elegíveis e segmentar a oferta. Normalmente é feita a distinção entre clientes domésticos ou empresariais, e dimensão, mas é necessário ter em conta os equipamentos de contagem instalados, entre outros fatores. Conforme referido a ERSE considera que a introdução deste tipo de opções tarifárias deve começar pelos clientes de MAT, AT e MT, por forma a mitigarem-se os custos de implementação deste tipo de tarifas.

A escolha de determinada opção em cada uma das dimensões apresentadas tem consequências, e pode condicionar o sucesso deste tipo de tarifas, conforme se mostra no estudo apresentado pela EDP Distribuição, no documento Anexo “Introdução de tarifas dinâmicas no Acesso às Redes”.

Na análise benefício-custo que vier a ser realizada devem ser considerados um conjunto de custos e benefícios resultantes da implementação deste tipo de tarifas. Geralmente a introdução de tarifas dinâmicas tem associados custos da infraestrutura de contagem e do sistema de telecontagem, custos com sistemas de informação, custos de faturação e atendimento ao cliente, custos de marketing e custos com a formação de colaboradores. Em relação aos benefícios devem ser considerados os custos evitados de energia, custos evitados de redes (investimentos e custos operacionais), perdas evitadas nas redes, melhoria da qualidade de serviço, benefícios ambientais (emissões de CO<sub>2</sub>, entre outros) e prestação de serviços de sistema. Os custos e benefícios aqui referidos não são exaustivos, podendo e devendo ser incluídos outros custos e benefícios considerados relevantes.



A separação de atividades na cadeia de valor, trás dificuldades acrescidas na implementação de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes. Por um lado, os clientes em MAT estão ligados à rede do operador da rede de transporte, sendo importante estudar o comportamento desta rede envolvendo o operador da rede de transporte no Plano a elaborar. Por outro lado, as tarifas de acesso à rede são aplicadas pelo ORD aos comercializadores, os quais deverão posteriormente refletir esse custo nos clientes finais. Os comercializadores estão obrigados a informar os clientes sobre o valor dos acessos na fatura e apesar de ser provável que os comercializadores reflitam os sinais de preço do acesso nas suas ofertas, de forma a minimizar riscos, dada a liberdade de fixação de preços é de considerar a possibilidade de os comercializadores optarem por não refletir as tarifas dinâmicas nos preços finais da eletricidade. Em tal caso os clientes não levariam a cabo nenhuma ação baseada em sinais de preço.

Adicionalmente, e na medida em que as tarifas dinâmicas permitem também evitar, para além dos custos associados com o acesso às redes, custos da componente de energia de mercado associados com a geração de energia e a gestão de sistema (balanço), importa envolver no processo de desenho e implementação deste tipo de tarifas os comercializadores.

Assim, para o sucesso desta iniciativa é crucial o envolvimento do operador da rede de transporte e dos comercializadores na elaboração do Plano que a EDP Distribuição deve apresentar à ERSE.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. Estabelecer a obrigação do operador da rede de distribuição de Portugal continental apresentar à ERSE um Plano para a realização de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, com vista à introdução de tarifas dinâmicas de Acesso nestes níveis de tensão.
2. O referido Plano deve ser enviado à ERSE até 30 de abril de 2015.

Em termos regulamentares, a proposta leva à introdução do artigo 37-A.<sup>o</sup> e altera o artigo 145.<sup>o</sup> do Regulamento Tarifário.

## 2.1.2 TARIFAS DINÂMICAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT E BTE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

Na sequência da disposição do Regulamento Tarifário que solicita que os operadores das redes enviem à ERSE estudos sobre a viabilidade da introdução de tarifas dinâmicas de Acesso às Redes, a Empresa de Eletricidade dos Açores (EDA) solicitou à KEMA (DNV-GL) a realização de um estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo dinâmicas na EDA, cujo relatório sumário se apresenta no documento anexo “Estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas na EDA – Relatório sumário”. Uma vez que na Região Autónoma dos Açores

continuarão a existir tarifas de venda a clientes finais reguladas o estudo analisa a possibilidade de introdução de tarifas de venda a clientes finais dinâmicas.

O estudo apresenta uma análise benefício-custo para a introdução de tarifas dinâmicas, do tipo *Critical Peak Pricing* (CPP), nas quatro ilhas dos Açores com maior representatividade em termos de consumidores, S. Miguel, Terceira, Flores e Faial, que em conjunto representam mais de 70% do total de consumidores de eletricidade. Estas são também as que têm maior relevância das energias renováveis no mix energético das várias ilhas.

Na quantificação de custos e benefícios foram considerados 3 cenários:

- Cenário 1: aplicação de tarifas de tipo CPP apenas para os consumidores em MT e em BTE.
- Cenário 2: aplicação de tarifas de tipo CPP a todos os tipos de consumidores (MT, BTE e BTN), sendo considerados os custos associados à introdução de uma infraestrutura avançada de contagem, mas não sendo considerados os respetivos benefícios para a comercialização do acesso às redes (por exemplo, benefícios associados à eliminação de custos de leitura, controlo de fraude, melhoria da qualidade de serviço, etc.).
- Cenário 3: aplicação de tarifas de tipo CPP a todos os tipos de consumidores (MT, BTE e BTN), não sendo considerados nem os custos, nem os benefícios para a comercialização do acesso às redes associados à introdução de uma infraestrutura avançada de contagem.

Da análise efetuada a KEMA conclui que S. Miguel é a única das 4 ilhas analisadas, onde a introdução de tarifas dinâmicas revela um benefício superior ao custo, quer no cenário 1, quer no cenário 3. Quando todo o tipo de consumidores são considerados na análise benefício-custo (cenário 3), assumiu-se que os consumidores de BTN já teriam contadores inteligentes instalados antes da decisão de introduzir tarifas de tipo CPP. Todavia, a instalação de contadores inteligentes na BTN requer, segundo o estudo da KEMA, a realização de uma análise benefício-custo que dê uma indicação global sobre o seu potencial valor nos Açores.

Para as restantes 3 ilhas o custo é sempre superior ao benefício em qualquer um dos cenários analisados. Estes resultados vão de encontro ao esperado nas ilhas mais pequenas e com um número reduzido de consumidores, como as Flores e o Faial.

Para todas as ilhas, as poupanças em capacidade de transporte e distribuição são as que têm um maior peso no total dos benefícios. No caso do Cenário 1, os custos dos sistemas de tecnologias de informação e comunicação (operação e manutenção) correspondem a cerca de 36% dos custos totais incorridos (em S. Miguel e Terceira) e representam cerca de 42% dos custos totais incorridos (nas Flores e Faial).

Importa referir que os resultados são uma função dos pressupostos assumidos quanto a um conjunto de variáveis. A KEMA considera importante a realização de estudos de elasticidade preço-procura uma vez que não existem atualmente estudos nos Açores que investiguem a reação dos consumidores a alterações de preços da eletricidade. A análise de custo-benefício realizada beneficiaria igualmente do uso de perfis de consumo típicos para os Açores tal como já existe para Portugal continental. Além disso, uma vez que estimativas dos custos (marginais ou incrementais) de transporte e distribuição não se encontram disponíveis para os Açores devido a dificuldades em obter informação desagregada considera-se importante desenvolver estudos no sentido de obter tais estimativas.

Deste modo, a KEMA recomenda que a introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas seja precedida da realização de projetos-piloto, uma vez que estes constituem bons indicadores dos impactos em implementações em grande escala.

Tendo em conta as conclusões do estudo da KEMA a ERSE considera que se deve avançar com a realização de projetos-piloto para a introdução de tarifas dinâmicas nos níveis de tensão onde já existe telecontagem generalizada, MT e BTE. Apesar de o estudo apresentado ser relativo à Região Autónoma dos Açores, consideramos que os projetos piloto devem ser realizados também na Região Autónoma da Madeira. Uma vez que continuarão a existir tarifas de venda a clientes finais reguladas nos Açores e na Madeira, os projetos piloto devem focar-se na introdução de tarifas de venda a clientes finais dinâmicas.

Deste modo, propõe-se que seja estabelecida no RT a obrigação da EDA e da EEM apresentarem à ERSE, até 30 de abril de 2015, um Plano para a realização de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, nas respetivas Regiões Autónomas. O plano terá que ser aprovado pela ERSE.

Este plano deve conter uma análise benefício-custo e tratar um conjunto de dimensões que têm que ser consideradas na implementação de tarifas dinâmicas, nomeadamente: (i) tipologia de tarifa dinâmica; (ii) número de períodos críticos no ano; (iii) duração dos períodos críticos; (iv) antecedência de notificação; (v) tipo de notificação; (vi) níveis de preços; (vii) natureza de obrigação; (viii) critério de desencadeamento; (ix) clientes elegíveis. Veja-se o capítulo 2.1.1, para uma descrição mais detalhada sobre o que deve ser tratado em cada uma destas dimensões.

Na análise benefício-custo que vier a ser realizada devem ser considerados um conjunto de custos e benefícios resultantes da implementação deste tipo de tarifas. Geralmente a introdução de tarifas dinâmicas tem associados custos da infraestrutura de contagem e do sistema de telemetria, custos com sistemas de informação, custos de faturação e atendimento ao cliente, custos de marketing e custos com a formação de colaboradores. Em relação aos benefícios devem ser considerados os custos evitados de energia, custos evitados de redes (investimentos e custos operacionais), perdas evitadas nas redes, melhoria da qualidade de serviço, benefícios ambientais (emissões de CO<sub>2</sub>, entre outros). Os custos e

benefícios aqui referidos não são exaustivos, podendo e devendo ser incluídos outros custos e benefícios considerados relevantes.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

3. Estabelecer a obrigação da EDA apresentar à ERSE um Plano para a realização de projetos piloto que visem a introdução de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Região Autónoma dos Açores, com vista à introdução de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais nestes níveis de tensão.
4. Estabelecer a obrigação da EEM apresentar à ERSE um Plano para a realização de projetos piloto que visem a introdução de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Região Autónoma da Madeira, com vista à introdução de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais nestes níveis de tensão.
5. Os referidos Planos devem ser enviados à ERSE até 30 de abril de 2015.

Em termos regulamentares, a proposta leva à introdução dos artigos 44-A.º e 48-A.º e altera os artigos 153.º e 157.º do Regulamento Tarifário.

## 2.2 OPÇÕES TARIFÁRIAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

A diferenciação de preços, baseados em custos marginais, procura fornecer aos agentes económicos os sinais adequados sobre as opções de consumo, fomentando-se a eficiência económica do sistema elétrico e a maximização do bem-estar social.

A disponibilização de novas opções tarifárias para os clientes domésticos, designadamente, pela criação da opção tarifária tri-horária para os clientes com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e superiores a 3,45 kVA remonta a 2008, no âmbito da consulta pública aos Regulamentos Tarifário e de Relações Comerciais do setor elétrico<sup>2</sup>. Desde essa altura, que os clientes com potências contratadas compreendidas entre 3,45 kVA e 20,7 kVA têm à sua disposição 3 opções tarifárias, simples, bi-horária e tri-horária.

A ERSE propõe, na presente revisão regulamentar, a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para os níveis de potência inferiores a 3,45 kVA, englobando assim a totalidade dos escalões de potência definidos para a BTN. Na definição de períodos tarifários existe um

---

<sup>2</sup> Cujas publicações ocorreram através do Despacho nº 22 393/2008, de 14 de Agosto, D.R. (II série) de 29 de Agosto. Os documentos relativos à consulta pública estão disponíveis na página na internet da ERSE em [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/25\\_1.aspx](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/25_1.aspx).

compromisso entre eficiência económica e simplicidade e clareza das tarifas. Visando a concretização deste equilíbrio haverá a considerar os seguintes aspetos:

- A tecnologia de qualquer equipamento de medição a instalar, em qualquer cliente, permite a medição dos diferentes períodos horários, pelo que, na ausência de impedimentos tecnológicos não há razões que afastem a proposta de alargamento das opções tarifárias bi e tri-horárias aos clientes com potências contratadas entre 1,15 kVA e 2,3 kVA;
- A oferta destas opções tarifárias permite aumentar a opção de escolha dos consumidores e contribuir para a existência de ofertas comerciais distintas no mercado retalhista, na medida em que os comercializadores têm também mais opções de contagem;
- Face à liberalização do mercado energético e na ausência de restrições tecnológicas não se encontra fundamento para limitar as opções de escolha dos clientes, em função da potência contratada. Desta forma, atribui-se ao mercado e aos consumidores a decisão sobre a gestão adequada dos seus consumos, em iguais circunstâncias com os demais clientes de potências contratadas superiores a 3,45 kVA;
- Acresce que a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias a estas potências contratadas permite aos clientes de iluminação pública beneficiar de opções tarifárias distintas da simples, mais adequadas à sua curva de consumo ou diagrama de carga.

Sobre o último ponto, importa referir o elevado número de circuitos de iluminação pública com potência contratada até 2,3 kVA, que correspondem a cerca de 24% das instalações de iluminação pública (cerca de 13 300) representando 5% do consumo total da iluminação pública.

A proposta de extensão das opções bi e tri-horárias refere-se à tarifa de acesso às redes, permitindo aos comercializadores em regime de mercado poder oferecer novas opções tarifárias, nestes segmentos se o desejarem.

Estas opções tarifárias não estarão disponíveis para os clientes a quem seja aplicável a tarifa transitória, pelo que a disponibilização das opções tarifárias bi e tri-horárias, para potências contratadas inferiores a 3,45 kVA, constituirá mais um incentivo de adesão ao mercado liberalizado. Apesar disso, considera-se que deverão ser disponibilizadas nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

6. A extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, no âmbito da tarifa de acesso às redes, aos escalões de potência contratada 1,15 kVA e 2,3 kVA.
7. Esta extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias deverão também ser disponibilizadas nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Esta alteração tem impacto nos artigos 37.º do Regulamento Tarifário.

## **2.3 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA**

### **2.3.1 CICLO SEMANAL**

As tarifas e preços da energia elétrica devem ter uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais de forma a incentivar-se uma utilização eficiente da energia elétrica e dos recursos do sistema.

Por imposição legal as tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas são convergentes com as tarifas no continente. Apesar disso os períodos tarifários são determinados de forma a que exista uma aderência das tarifas à estrutura dos custos subjacente às mesmas. Consequentemente, os períodos horários em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas são determinados tendo em consideração as especificidades elétricas de cada região, designadamente no que respeita à evolução do seu diagrama de carga e parque electroprodutor.

Estas especificidades nomeadamente ao nível do tipo de tecnologias existentes em cada parque electroprodutor, bem como os padrões de consumo aplicáveis conduziram aos períodos horários atualmente em vigor.

Os períodos horários aplicáveis em cada ano são definidos na diretiva que aprova as tarifas e preços a vigorarem em cada ano. Para tal, toma-se em consideração as durações de cada período horário, para cada um dos ciclos de contagem, definidas no Regulamento Tarifário, que prevê a existência de dois ciclos de contagem em Portugal Continental, o ciclo semanal e o ciclo diário, e de um ciclo de contagem nas Regiões Autónomas, o ciclo diário.

O ciclo semanal caracteriza-se por uma definição dos períodos horários em três categorias: os dias úteis, os sábados e os domingos. Inclui a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno). No ciclo semanal os feriados nacionais são considerados como períodos de vazio nas opções tetra-horárias de MAT, AT e MT (ciclo semanal com feriados).

**Figura 2-5 - Ciclo semanal****Portugal Continental**

Hora legal de Inverno	Hora legal de Verão
<b>Segunda a Sexta-feira</b>	<b>Segunda a Sexta-feira</b>
Ponta: 5 h / dia	Ponta: 3 h / dia
Cheias: 12 h / dia	Cheias: 14 h / dia
Vazio normal: 3 h / dia	Vazio normal: 3 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
<b>Sábados</b>	<b>Sábados</b>
Cheias: 7 h / dia	Cheias: 7 h / dia
Vazio normal: 13 h / dia	Vazio normal: 13 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia
<b>Domingos</b>	<b>Domingos</b>
Vazio normal: 20 h / dia	Vazio normal: 20 h / dia
Super vazio: 4 h / dia	Super vazio: 4 h / dia

O ciclo diário caracteriza-se por uma definição (duração e localização) dos períodos horários igual para todos os dias da semana, i.e., não é apresentada diferenciação entre os dias úteis e os fins-de-semana. Neste ciclo, apenas é considerada a distinção dos dois períodos de Hora Legal (Verão e Inverno).

**Figura 2-6 - Ciclo diário****Portugal Continental e Regiões Autónomas**

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

Os períodos horários em vigor para as Regiões Autónomas foram aprovados em Dezembro de 2002 com incidência nas tarifas de 2003 e encontram-se devidamente justificados no documento “Localização dos períodos horários das tarifas de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira” anexo ao documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2003”. Desde essa data os períodos horários têm-se mantido inalterados nas Regiões Autónomas.

A inexistência do ciclo de contagem semanal nas Regiões Autónomas conduziu a que o Conselho Tarifário salientasse, no seu Parecer sobre a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2013” no ponto 7 de II/E2, a necessidade da ERSE vir a prever a existência do ciclo semanal nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

O documento “Estrutura Tarifária do setor elétrico em 2014” efetuou uma análise preliminar acerca da introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas, tendo-se então perspetivado a discussão desta matéria na consulta pública da revisão regulamentar do setor elétrico.

Essa análise preliminar mostrou alguma alteração na procura e nos diagramas de carga entre os anos de 2010 e 2012, dificultando o estabelecimento de novos períodos horários para as Regiões Autónomas, dada a incerteza associada. Salientou-se, na altura, a importância de integrar a caracterização dos diagramas de carga ao nível da rede de distribuição em Baixa Tensão, sendo estes fornecimentos dominantes no contexto das Regiões Autónomas.

Na sequência dessa análise a EDA enviou informação adicional ao nível dos consumidores em MT com telecontagem de modo a obter-se os diagramas de carga em BT. A análise dos diagramas de carga é apresentada em anexo.

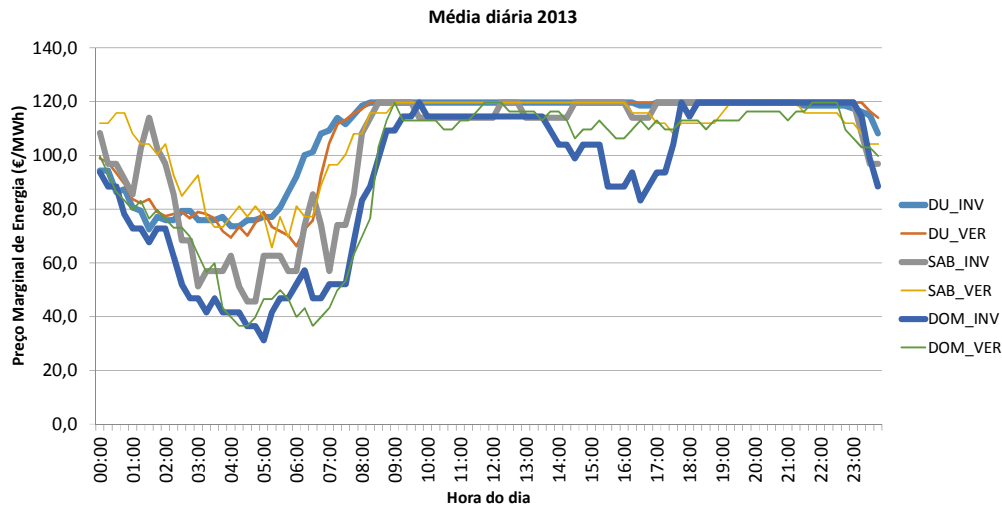
### 2.3.1.1 CUSTOS MARGINAIS DE ENERGIA NA ILHA DE SÃO MIGUEL

O despacho económico dos grupos geradores é efetuado de modo a assegurar que o diagrama de cargas seja satisfeito ao menor custo. Os grupos geradores de custos variáveis mais elevados são os últimos a ser chamados para satisfazer a procura. O preço marginal de energia corresponde ao custo variável em cada período de 15 minutos do grupo gerador de custos variáveis mais elevados que é chamado a satisfazer a procura. A procura incremental é satisfeita por geração de energia a partir desse grupo gerador marginal sendo o preço marginal da energia determinado pelo seu custo variável.

A Figura 2-7 apresenta o diagrama de custos marginais de energia, por tipo de dia, na ilha de São Miguel em 2013, considerando-se que os grupos geradores térmicos à base de fuelóleo são o grupo marginal sempre que a sua contribuição para a satisfação da procura seja superior ao limiar de 30%. Considera-se que para valores de penetração inferiores a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico. Este pressuposto de considerar que abaixo do limiar de 30% o custo marginal não é marcado pela tecnologia térmica, traduz também uma perspetiva de médio e longo prazo na medida em que com a penetração espetável de geração eólica e geotérmica esta situação tende a acentuar-se.

Da análise da figura verifica-se que nos períodos de menor procura, períodos de vazio, observam-se custos marginais de energia substancialmente inferiores ao custo variável dos grupos térmicos, quer nos meses de inverno, quer nos meses de verão, devido à penetração da geração geotérmica. Adicionalmente, verifica-se alguma diferenciação entre os custos marginais dos domingos de inverno face aos restantes dias.

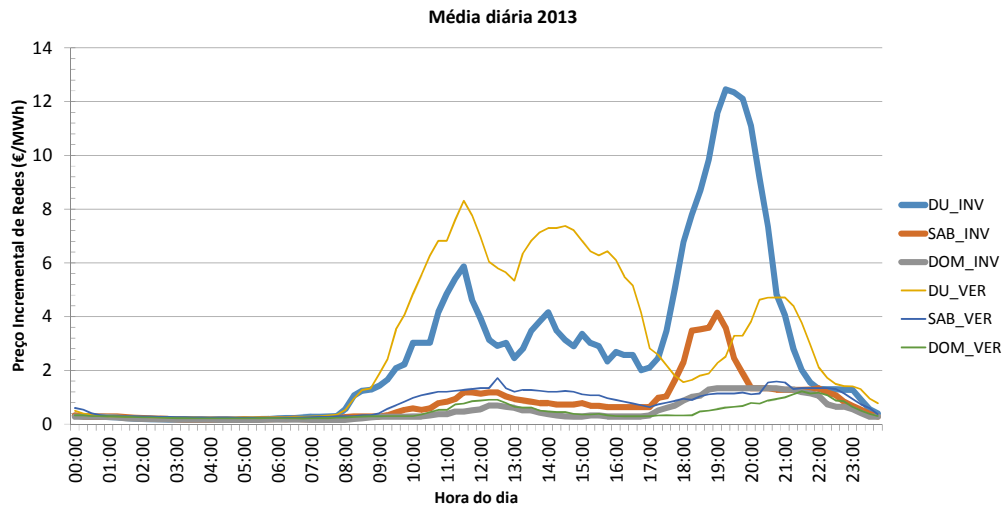


**Figura 2-7 - Diagrama de custos marginais de energia, por dia tipo, em São Miguel**

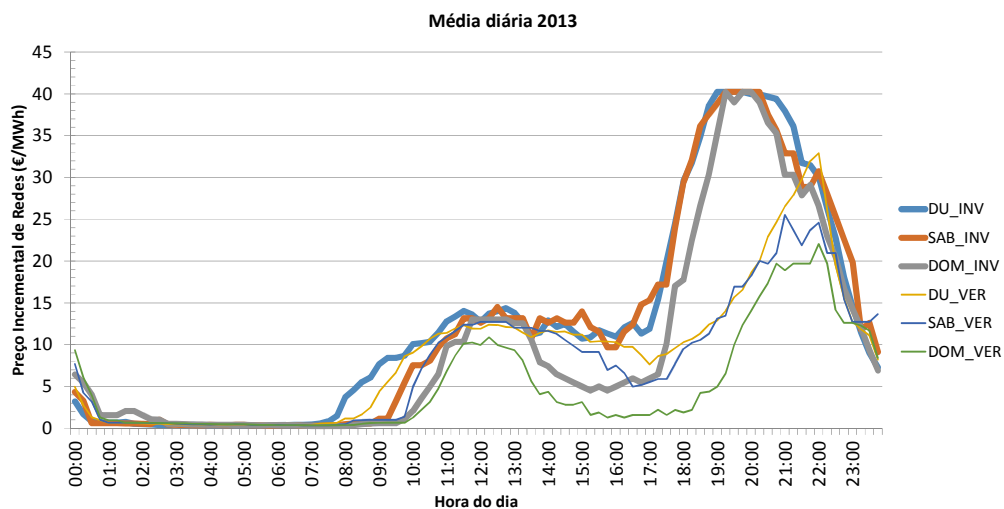
### 2.3.1.2 CUSTOS INCREMENTAIS DE REDES NA ILHA DE SÃO MIGUEL

Para determinar os custos incrementais de redes partiu-se da análise da curva classificada do diagrama de cargas da ilha de São Miguel em 2013, apresentado no anexo. A comparação do número de horas de cada um dos períodos horários do respetivo ano com cada uma das referidas curvas classificadas de carga permitiu atribuir uma classificação de pertença a um dado período horário a cada um dos valores do diagrama de cargas. Considera-se que os preços das tarifas de uso das redes em 2013 são uma proxy adequada para o custo incremental de redes a aplicar a cada período de quinze minutos de cada ano. Os custos incrementais das redes são os preços em vigor nas tarifas de uso das redes em 2013 para as variáveis de faturação de energia em cada período horário e o correspondente preço de potência em horas de ponta devidamente convertido para um preço de energia em horas de ponta. À semelhança, o preço de potência contratada é convertido para preços de energia em horas de ponta e cheias.

A Figura 2-8 apresenta o diagrama de custos incrementais da rede de média tensão, por tipo de dia, na ilha de São Miguel em 2013. É possível verificar a relevância dos custos incrementais de acesso às redes na ponta noturna (final do dia) dos dias úteis de inverno, observando-se diferenças apreciáveis ao nível semanal. Os dias úteis de verão apresentam também relevância destacando-se valores elevados nas horas intermédias do dia. Os custos incrementais nos sábados e domingos são substancialmente inferiores aos dos dias úteis.

**Figura 2-8 - Diagrama de custos incrementais da rede de MT, por dia tipo, em São Miguel**

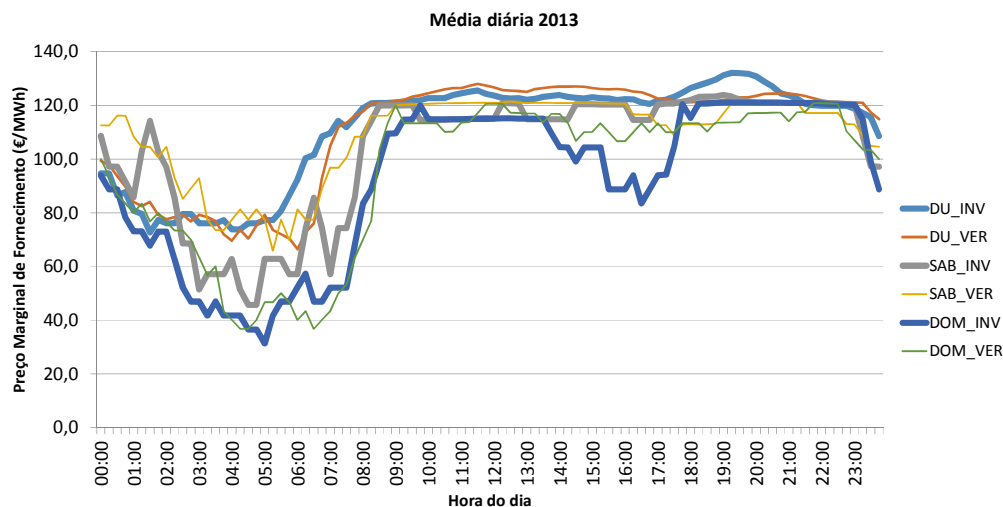
A Figura 2-9 apresenta o diagrama de custos incrementais de rede em baixa tensão por tipo de dia na ilha de São Miguel em 2013. A análise à Figura 2-9 permite constatar que os custos incrementais da rede de baixa tensão entre os dias uteis e os sábados são semelhantes. Por outro lado, os custos incrementais da rede de baixa tensão dos domingos apresentam diferenças face aos restantes dias, assumindo valores inferiores.

**Figura 2-9 - Diagrama de custos incrementais da rede de BT, por dia tipo, em São Miguel**

### 2.3.1.3 CUSTOS MARGINAIS TOTAIS DE FORNECIMENTO NA ILHA DE SÃO MIGUEL

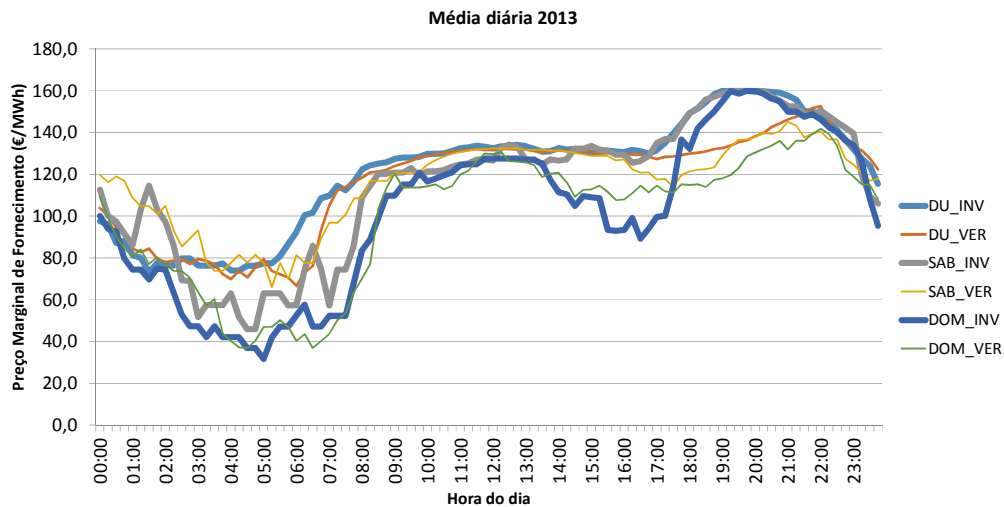
A Figura 2-10 apresenta os custos marginais totais de fornecimento em média tensão, por tipo de dia, na ilha de São Miguel, em 2013. A Figura 2-10 permite inferir que os custos marginais totais de média tensão apresentam apreciável diferenciação ao longo do dia. No entanto, ao nível da semana esta diferenciação é reduzida com exceção do domingo de inverno.

**Figura 2-10 - Diagrama de custos marginais totais de fornecimento na MT, por dia tipo, em São Miguel**



A Figura 2-11 apresenta os custos totais marginais de fornecimento em baixa tensão, por tipo de dia, na ilha de São Miguel, em 2013. Analisando a Figura 2-11 verificam-se que os custos marginais totais de baixa tensão apresentam apreciável diferenciação ao longo do dia. Ao nível da semana esta diferenciação é reduzida com exceção dos domingos, designadamente de inverno.

**Figura 2-11 - Diagrama de custos marginais totais de fornecimento na BT, por dia tipo, em São Miguel**



A análise apresentada não revela diferenciação semanal significativa ao nível dos custos marginais de energia ou dos custos incrementais de redes de média tensão e de baixa tensão. Verifica-se que existe uma estrutura muito clara do tipo diário.

Importa referir que a introdução do ciclo semanal sem a existência de fortes evidências de diferenciação semanal resultará em um agravamento da subsídio cruzada entre sistemas.

É, no entanto, de salientar que a análise efetuada é aplicada apenas para a ilha de São Miguel e para o ano de 2013, sendo consequentemente uma análise preliminar e incompleta, que deverá ser estendida a outras ilhas da região autónoma dos Açores ou da Madeira e para outros anos.

Propõe-se assim a possibilidade de vir a considerar nas Regiões Autónomas a introdução de períodos horários com ciclo semanal. A concretização desta possibilidade é todavia condicionada à apresentação de estudos justificativos por parte das respetivas empresas sobre a adequabilidade da aplicação de períodos horários com ciclo semanal.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

8. Introdução da possibilidade de as Regiões Autónomas disporem de períodos horários com ciclo semanal. Esta possibilidade é condicionada à apresentação de estudos justificativos por parte das respetivas empresas sobre a adequabilidade da aplicação de períodos horários com ciclo semanal.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 34.º do Regulamento Tarifário.

### 2.3.2 MECANISMO DE CONVERGÊNCIA

A extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em Portugal continental decorre das diretivas do mercado interno de energia. Este processo de extinção encontra-se em implementação gradual desde janeiro de 2011. Assim sendo, os preços finais de energia elétrica para a totalidade dos consumidores em Portugal continental serão eventualmente determinados pelo mercado liberalizado para todos os segmentos de consumidores.

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira não se perspetiva uma evolução semelhante, existindo uma derrogação da aplicação das diretivas europeias ao abrigo do estatuto de pequena rede isolada. Consequentemente, os comercializadores de último recurso continuam a desempenhar o papel de fornecedor em todos os segmentos de consumo.

A convergência tarifária entre os Açores, a Madeira e o Continente foi objeto de uma redefinição no âmbito da discussão e aprovação dos regulamentos do setor elétrico em 2011.

Na sequência do referido o Regulamento Tarifário determina o seguinte: «A estrutura dos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA em MT e BTE deve resultar da estrutura dos preços de venda a clientes finais de Portugal continental, aplicáveis a fornecimentos em MT e BTE, respetivamente, determinados tendo em conta: (i) os resultados da monitorização dos preços de eletricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010, (ii) as variações das tarifas de Acesso às Redes e (iii) as variações dos preços de energia nos mercados grossistas.» [n.º 4 do art. 130.º]

Neste sentido o referencial de preços de energia elétrica em MT e BTE que deve orientar a convergência tarifária é consequentemente o resultado da observação dos preços no mercado retalhista em Portugal continental.

Em linha com o já efetuado para MT e BTE, e atendendo ao facto que as tarifas transitórias no continente são passíveis de agravamento, a extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN torna necessário a modificação do referido articulado do Regulamento Tarifário de modo a integrar os fornecimentos em BTN.

O processo de extinção das tarifas reguladas em BTN em Portugal continental torna necessário estender à BTN o mecanismo de convergência tarifária, entre os Açores, a Madeira e o Continente, previsto para a MT e a BTE. Assim, propõe-se a utilização das tarifas aditivas em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

Complementarmente, e de modo a acautelar impactos tarifários nas Regiões Autónomas, é pertinente clarificar que a aplicação do mecanismo de convergência seja passível de ser efetuada de forma agregada para todos os fornecimentos.

Face ao exposto a ERSE propõe:

9. Extensão à BTN do mecanismo de convergência tarifária, entre os Açores, a Madeira e o Continente, previsto para a MT e a BTE, utilizando-se as tarifas aditivas em Portugal continental como referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.
10. Clarificação que a aplicação do mecanismo de convergência seja passível de ser efetuada de forma agregada para todos os fornecimentos.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 30.º, 130.º, 131.º, 133.º e 134.º do Regulamento Tarifário.

### 2.3.3 OPÇÕES TARIFÁRIAS

No âmbito da presente proposta de alteração regulamentar a ERSE propõe a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias, na tarifa de acesso às redes, para todos os escalões de potência contratada inferiores a 3,45 kVA.

Em Portugal continental a proposta é aplicável às tarifas de acesso às redes remetendo assim para o mercado a decisão sobre a disponibilização e adesão a novas condições comerciais, concretizadas em ofertas de opções tarifárias distintas da simples, que é a única vigente nos escalões de potência referidos.

Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, com exceção dos argumentos inerentes ao mercado liberalizado, todos os demais fundamentos que justificam a proposta de extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias aos escalões de potência contratada inferior a 3,45 kVA são semelhantes aos indicados no capítulo 0.

Cabendo ao Regulamento Tarifário estabelecer as disposições específicas que concretizam o princípio da convergência tarifária<sup>3</sup>, a ERSE propõe a extensão das opções tarifárias, no âmbito das tarifas de venda a clientes finais referidas para os escalões de potência inferior a 3,45 kVA, considerando que:

- A tecnologia de qualquer equipamento de medição a instalar, em qualquer cliente, permite a medição dos diferentes períodos horários, pelo que, na ausência de impedimentos tecnológicos não há razões que afastem a proposta de alargamento das opções tarifárias bi e tri-horárias aos clientes com potências contratadas entre 1,15 kVA e 2,3 kVA;

---

<sup>3</sup> Nos termos do n.º 2 do artigo 66.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

- A oferta destas opções tarifárias permite aumentar a opção de escolha dos consumidores em igualdade de circunstâncias com os demais clientes de escalões de potência superior;
- A extensão a estas potências contratadas permite aos clientes de iluminação pública beneficiar de opções tarifárias distintas da simples, mais adequados ao seu diagrama de carga.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

11. Extensão das opções tarifárias bi e tri-horária às potências contratadas de 1,15 kVA e 2,3 kVA, no âmbito da tarifa de venda a clientes finais.

Esta alteração tem impacto nos artigos 42.º, 44.º, 46.º e 48.º do Regulamento Tarifário.

## 2.4 ALTERAÇÕES DECORRENTES DE LEGISLAÇÃO NACIONAL

### 2.4.1 CRITÉRIOS DE REPERCUSSÃO DOS CIEG

A Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, veio estabelecer critérios de repercussão dos CIEG por nível de tensão e tipo de fornecimento e por período horário, afetando a forma de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes.

Esta Portaria alterou a metodologia de cálculo dos termos de energia das parcelas II e III da tarifa de Uso Global do Sistema, definindo a forma de repartição dos sobrecustos com a convergência tarifária, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, bem como a distribuição, por nível de tensão ou tipo de fornecimento, de forma diretamente proporcional à energia entregue no ponto de consumo, dos sobrecustos com a PRE não renovável<sup>4</sup>, dos sobrecustos com os CAE, dos encargos com a garantia de potência, dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, dos custos de sustentabilidade, dos custos com os terrenos e dos custos com o PPEC. O Quadro 2-2 apresenta a alteração nos critérios de imputação dos CIEG, indicando os critérios estabelecidos na portaria e os critérios anteriormente adotados pela ERSE.

<sup>4</sup> Não abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

**Quadro 2-2 - Critérios de imputação dos CIEG, por nível de tensão**

CIEG abrangidos pela Portaria	Critério de repercussão Portaria 332/2012	Anterior critério de repercussão	Alteração de Critério?
Sobrecustos com a PRE NFER Sobrecustos com os CAE Custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 Custos com os terrenos do domínio público hídrico Custos com o PPEC	Repartição dos CIEG em função da energia entregue no ponto de consumo.	Repartição dos CIEG em função do consumo referido à saída da rede de transporte.	Sim
Sobrecustos com a PRE FER	Repartição dos CIEG em função do número de clientes, entre MAT, AT, MT e BT.	Repartição dos CIEG em função do número de clientes, entre MAT, AT, MT, BTE, BTN > e BTN <.	Sim
Encargos com os CMEC	Repartição dos CIEG em função da potência contratada.	Repartição dos CIEG em função da potência contratada.	Não
Encargos com a garantia de potência	Repartição dos CIEG em função da energia entregue no ponto de consumo. Custos são alocados às horas de ponta e cheias e vazio.	Repartição dos CIEG em função do consumo referido à saída da rede de transporte. Alocava os custos apenas às horas de ponta e cheias.	Sim
Sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	A repartição por nível de tensão é definida anualmente por portaria.	Repartição dos CIEG em função do consumo referido à saída da rede de transporte.	Sim
Custos de sustentabilidade	Repartição dos CIEG em função da energia entregue no ponto de consumo.	Repartição refletia o grau de contribuição de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento para os desvios de energia e contribuía para a estabilidade das tarifas de acesso	Sim

Adicionalmente, a referida portaria define que a afetação de determinados CIEG dentro de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento é feita de forma modulada, em função dos consumos efetuados em cada período horário. Concretamente estabelece uma modulação de 1,3 para os preços de energia de ponta e de 1,15 para os preços de energia de cheias, relativamente aos preços médios dos seguintes CIEG: sobrecustos com a PRE, sobrecustos com os CAE, encargos com a garantia de potência, custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, custos com a convergência tarifária, custos com os terrenos e custos com o PPEC.

Atualmente existem duas tarifas de uso global do sistema, a tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) aplicada pelo operador da rede de transporte (ORT) ao operador da rede de distribuição em MT e AT (ORD) e a tarifa de Uso Global do Sistema aplicada pelos ORD às suas entregas.

O Regulamento Tarifário em vigor define que as tarifas de Uso Global do Sistema são compostas por três parcelas (UGS I, UGS II e UGS III).

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema.

A parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema permite recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e os custos para a manutenção do equilíbrio contratual.



A parcela III permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência.

#### 2.4.1.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR PELOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O atual Regulamento Tarifário estabelece:

- A parcela I, que apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema, incluindo os ajustamentos de faturação entre o ORT e o ORD. A parcela I é composta por um preço de energia, sem diferenciação por período horário.
- Os termos de energia da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema recuperam o conjunto de proveitos da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT (ver capítulo 0), relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, adicionados dos sobrecustos da produção em regime especial, dos ajustamentos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes, dos défices associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT e de BTN de 2006 e de 2007 respetivamente, das medidas tomadas no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto, relativas ao adiamento dos desvios de energia de 2007 e 2008 e dos sobrecustos da produção em regime especial de 2009, todos a recuperar pelo operador da rede de distribuição. Também se incluem nos proveitos da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema os custos de sustentabilidade do sistema.
- A parcela III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias e permite recuperar os custos com o mecanismo de garantia de potência.

Com a publicação da Portaria n.º 332/2012 a ERSE passou a aprovar a tarifa de UGS a aplicar pelo ORD, de acordo com a Portaria, deixando de publicar a parcela III desta tarifa, uma vez que os custos decorrentes do mecanismo de garantia de potência passaram a ter um critério de imputação semelhante a um conjunto de custos incluídos na parcela II. Importa agora adaptar o regulamento a esta portaria, alterando os artigos onde é definida a metodologia de cálculo da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo ORD às entregas a clientes, nomeadamente: (i) o cálculo dos preços da parcela II deve ser efetuado de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 332/2012; (ii) eliminar a parcela III da tarifa de UGS, que recuperava os custos de garantia de potência apenas em horas de ponta e cheias, uma vez que estes estão agora a ser recuperados da mesma forma que um conjunto de CIEGs incluídos na parcela II da UGS.

Face ao exposto a ERSE propõe:

12. Alterar a redação do Regulamento Tarifário, estabelecendo que o cálculo dos preços da parcela II é efetuado de acordo com o estabelecido na Portaria n.º 332/2012
  13. Eliminar a parcela III da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, passando o custo de garantia de potência a ser recuperado na parcela II.
- Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 54.º, 81.º, 82º e 122.º do Regulamento Tarifário.

#### 2.4.1.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA A APLICAR PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

O atual Regulamento Tarifário estabelece:

- A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT é composta por três parcelas (UGS I, UGS II e UGS III).
- A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.
- A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, nomeadamente os sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, os custos com a ERSE, autoridade da concorrência, gestão do PPDA, custos com a concessionária da zona piloto. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.
- No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC.
- Por último, a parcela III é composta por preços de energia em horas de ponta e em horas cheias e permite recuperar os custos com a garantia de potência associados à promoção da disponibilidade das centrais existentes e de nova capacidade de produção. A estrutura dos preços de energia da parcela III reflete a estrutura do diferencial entre o custo marginal de produção e o custo marginal de energia.

A Portaria n.º 332/2012 de afetação dos CIEG implicou alterações na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Todavia, a tarifa de UGS a

aplicar pelo ORT ao ORD continuou a ser calculada de acordo com o estabelecido no RT, remetendo-se para a revisão regulamentar a discussão pública desta matéria.

Uma vez que esta tarifa só é aplicada ao ORD, não sendo aplicada aos consumidores, considera-se ser de manter a forma simplificada de cálculo das parcelas I e II da tarifa aplicada pelo ORT, em que os CIEG são recuperados através de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

Elimina-se a parcela III da tarifa de UGS, uma vez que deixa de fazer sentido o ORT continuar a faturar ao ORD estes custos apenas em horas de ponta e cheias, quando este os fatura às suas entregas em horas de ponta, cheias e vazio.

Face ao exposto a ERSE propõe:

14. Eliminar a parcela III da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT, passando o custo de garantia de potência a ser recuperado na parcela II.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 54.º, 74.º, 76.º, 120.º e procede à eliminação do artigo 78.º do Regulamento Tarifário.

#### 2.4.2 EXTINÇÃO TVCF REGULADAS EM BTN

O Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro estabeleceu o procedimento aplicável à extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em Muita Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), Média tensão (MT) e Baixa Tensão Especial (BTE). Este diploma foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março que alargou aos clientes em Baixa Tensão Normal (BTN) os procedimentos de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais, adotando mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis, nomeadamente no que respeita ao relacionamento comercial e às tarifas e preços. Nos termos destes diplomas, até 31 de dezembro de 2015, está prevista vigência das tarifas transitórias, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos clientes em BTN, que não escolham comercializador no mercado liberalizado.

No que respeita aos clientes em AT, MT, BTE e BTN (com potência contratada compreendida entre 10,35 e 41,4 kVA) está prevista a vigência de tarifas transitórias até 31 de dezembro de 2014, em conformidade com o disposto na Portaria n.º 27/2014, de 4 fevereiro, aplicável por remissão do Decreto-Lei n.º 13/2014, de 22 de janeiro que altera o Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro. No que respeita aos clientes em MAT já se encontra concluído o processo de liberalização, pelo que só lhe são aplicáveis os preços de mercado. De igual forma, será eliminada do Regulamento a disposição transitória referente à tarifa transitória de iluminação pública, que foi aplicável até 2012 (artigo 186.º).

O Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março prevê ainda que os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer eletricidade a clientes finais economicamente vulneráveis que assim optarem, nos termos a estabelecer por diploma legal.

Constitui competência da ERSE a aprovação das tarifas transitórias (n.º 3 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 75/2012), devendo a ERSE proceder, com a periodicidade mínima trimestral, à apreciação da evolução das condições de mercado com impacto nos pressupostos e parâmetros subjacentes à definição das tarifas transitórias, por forma a determinar a atualização do fator de agravamento das tarifas transitórias, sempre que tal se justifique. A receita proveniente do fator de agravamento é repercutida a favor dos consumidores de eletricidade através da tarifa de uso global do sistema (UGS), em termos a regular pela ERSE.

O referido regime legal que determina a extinção das tarifas de venda a clientes finais prevê que a tarifa transitória resulte da soma das tarifas de energia, de acesso às redes e de comercialização, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento, o qual visa induzir a adesão gradual às formas de contratação oferecidas no mercado.

A metodologia de cálculo da tarifa transitória de energia dos comercializadores de último recurso está prevista, conjuntamente, no artigo 118.º e no artigo 137.º do Regulamento Tarifário (RT) aprovado pelo Regulamento n.º 496/2011, de 27 de junho, e alterado pelas Diretivas n.º 6/2011, de 15 de dezembro (publicada em D.R em 22 de dezembro) e Diretiva ERSE n.º 24/2013, de 13 de dezembro.

Estas disposições preveem a sua aplicação aos clientes em MAT, para os quais esta tarifa já não é aplicável, e é omissa sobre a metodologia de cálculo da tarifa transitória aplicável em BTN. No que respeita aos parâmetros de decisão relativos à aprovação da tarifa transitória a mesma é objeto de consulta ao Conselho Tarifário no âmbito do processo tarifário anual e revista trimestralmente, se necessário, pela ERSE que avalia a evolução das condições de mercado.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

15. Alterar a redação do Regulamento Tarifário atualizando o regime nele previsto no sentido de retirar as referências à tarifa transitória aplicável aos clientes em MAT.
16. Prever, no RT, os pressupostos e metodologia de aprovação das tarifas transitórias para clientes em BTN, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 75/2012.
17. Previsão do processo trimestral de decisão relativo à atualização do fator de agravamento das tarifas transitórias, em conformidade com o Decreto-Lei n.º 75/2012.

Estas alterações têm impacto nos artigos n.º 17.º, 19.º, 20.º, 24.º, 25.º, 28.º, 29.º, 38.º, 39.º, 40.º, 50.º, 51.º, 58.º, 70.º, 81.º, 90.º, 91.º, 118.º, 127.º, 128.º, 129.º, 136.º (corresponde ao novo artigo 125.ºA), 137.º (corresponde ao novo artigo 127.º-A). Eliminação do artigo 186.º do Regulamento Tarifário.

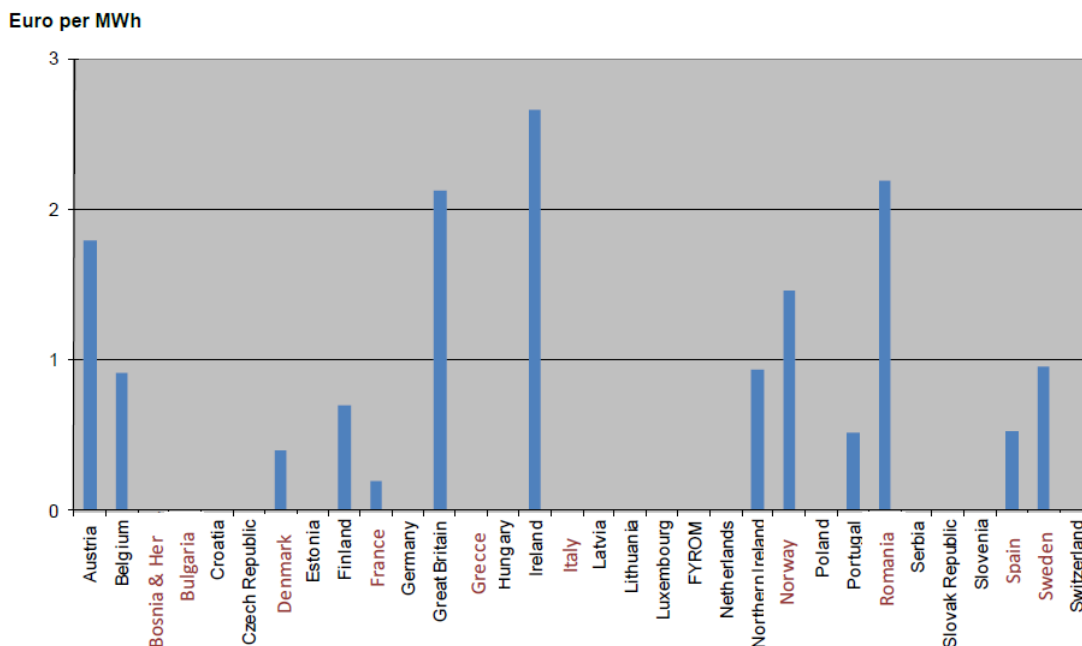
## **2.5 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL PELO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE AOS PRODUTORES**

O Regulamento Tarifário estabelece na tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo operador da rede de transporte (ORT) um preço de entrada na rede aplicável aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial (PRE), ligados à rede nacional de transporte (RNT) e à rede nacional de distribuição (RND). Encontra-se excecionada deste pagamento a produção que se encontra ligada à rede em BT.

Esta tarifa, normalmente designada por componente G (por ser afeto à geração) é composta por preços de energia que podem apresentar diferenciação por nível de tensão e por período horário, tendo sido estabelecida pela ERSE em 2012, após a discussão na consulta pública à revisão regulamentar que ocorreu em 2011. A introdução desta tarifa em Portugal decorreu da introdução em Espanha de um pagamento de 0,5 €/MWh exigido a todos os produtores, pela entrada na rede transporte e de distribuição, com o objetivo de se assegurar uma harmonização Ibérica.

Em Portugal aplica-se um valor médio de 0,5 €/MWh, com uma diferenciação entre períodos de vazio e períodos de fora de vazio, representando a parcela a pagar pela entrada na rede pelos produtores, em 2014, 24 milhões de euros, cerca de 7% dos proveitos permitidos da atividade de transporte de energia elétrica.

A situação a nível europeu é diversa no que se refere ao pagamento de tarifas de uso da rede de transporte pela produção, conforme se ilustra na Figura 2-12, sendo que na maioria dos países não é cobrado qualquer encargo à produção.

**Figura 2-12 - Componente G paga pelos produtores na Europa, em 2013, em termos médios**

Fonte: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013.

No Quadro 2-3 apresenta-se informação sobre a repartição dos custos das redes de transporte entre o consumo e a produção nos países em que as tarifas de transporte são aplicadas quer ao consumo, quer à produção.

**Quadro 2-3 - Países Europeus com tarifas de transporte pagas pela produção**

País	Repartição Produção/Consumo	
	Produção	Consumo
Áustria	20 %	80 %
Bélgica	9%	91%
Dinamarca	4 %	96 %
Espanha	13%	87%
Finlândia	15 %	85 %
França	2 %	98 %
Grã-Bretanha	27 %	73 %
Irlanda	25 %	75 %
Irlanda do Norte	25 %	75 %
Noruega	34 %	66 %
Portugal	7 %	93%
Roménia	18 %	82%
Suécia	25 %	75 %

Fonte: ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2013.

Alguns países utilizam um termo de energia para faturar a componente G, enquanto que outros utilizam um termo de potência, conforme se ilustra no quadro seguinte.

**Quadro 2-4 - Variáveis de faturação componente G utilizadas na Europa**

País	Variável de faturação
Dinamarca	Energia
Espanha	Energia
Finlândia	Energia
França	Energia
Grã-Bretanha	Potência
Irlanda	Potência
Irlanda do Norte	Potência
Portugal	Energia
Roménia	Energia
Suécia	Potência

O Regulamento 838/2010/UE, que estabelece orientações relativas ao mecanismo de compensação entre operadores de redes de transporte e uma abordagem regulamentar comum para a fixação dos encargos de transporte, define uma gama de valores considerados adequados para a componente G a pagar pelos produtores: estabelece como regra geral preços entre 0 e 0,5 €/MWh, permitindo exceções para a Dinamarca, Suécia e Finlândia (entre 0 e 1,2 €/MWh) e para a Irlanda, Grã-Bretanha e Irlanda do Norte (entre 0 e 2,5 €/MWh).

O referido Regulamento estabelece também que a ACER deve monitorizar a adequabilidade das tarifas e que deve, até 1 de janeiro de 2014, enviar à Comissão Europeia a sua opinião sobre a gama de valores adequada para as componentes G a vigorar entre 2015 e 2018.

A ACER enviou à Comissão Europeia, a 15 de abril de 2014, a sua opinião sobre a componente G a ser aplicada a partir de 1 de janeiro de 2015<sup>5</sup>. A ACER considera que componentes G baseadas na energia (€/MWh) não devem ser utilizadas para recuperar custos de infraestrutura, apenas podendo ser utilizadas componentes G sobre energia para recuperar os custos de perdas do sistema e os custos relacionados com serviços auxiliares.

A ACER considera que podem ser utilizadas componentes G sobre a capacidade (capacidade instalada ou potência de ponta), em €/MW, ou um valor fixo (*lump-sum*), desde que as mesmas reflitam os custos que estes causam nas redes.

Na opinião da ACER prevê-se um período de transição (não superior a 2 anos) nos Estados Membros em que sejam necessárias alterações significativas ao nível atual de tarifas.

Esta proposta da ACER contribuirá para que as a componente G afetem o menos possível o funcionamento dos mercados grossistas, evitando distorções nos preços grossistas. Contudo, a opção

<sup>5</sup> [http://www.acer.europa.eu/official\\_documents/acts\\_of\\_the\\_agency/opinions/opinions/acer\\_opinion\\_09-2014.pdf](http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/opinions/opinions/acer_opinion_09-2014.pdf)

por cobrar potência, em €/MW, ou por cobrar um valor fixo (lump sum) aconselha a aplicação de valores diferenciados por tecnologia, para não prejudicar as tecnologias com menores utilizações, que são fundamentais para funcionar como backup da geração renovável (hídricas com bombagem e ciclo combinado). A não adoção de valores diferenciados por tecnologia poderia também prejudicar as eólicas em regime de mercado, porque estas também têm utilizações reduzidas, sendo que a única tecnologia favorecida seria a tecnologia de base, como por exemplo, o nuclear.

A eliminação da componente G, deixando de ser cobrada a entrada nas redes aos produtores, tem impactes nos consumidores, uma vez que esta representa aproximadamente 7% dos proveitos permitidos.

A Comissão Europeia poderá proceder a uma alteração do Regulamento 838/2010/UE, em resultado da opinião da ACER. Assim, propõe-se promover desde já a discussão pública sobre qual a modalidade de tarifa aplicável aos produtores de energia elétrica que os agentes do setor consideram mais adequada, partilhando a visão da ACER.

Face ao exposto a ERSE altera a redação do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Relações Comerciais, no sentido de prever que as variáveis de faturação relativas à tarifa aplicável aos produtores de energia elétrica possam ser alteradas em sub-regulamentação, decorrentes de eventual revisão do Regulamento 838/2010/UE.

Para o efeito, as variáveis de faturação da tarifa aplicável aos produtores podem ser aprovadas em sub-regulamentação, ao abrigo do regime simplificado, nos termos do artigo 9.º dos Estatutos da ERSE.

A manutenção da situação atual tem a vantagem de estar harmonizada com Espanha. Qualquer alteração que venha a ser efetuada terá de ter em conta o contexto ibérico, devendo em conjunto com o regulador Espanhol (CNMC) ser encontrada uma solução harmonizada.

Assim, considera-se relevante ouvir desde já a opinião dos agentes sobre o tipo de tarifa que considera mais adequada para repercutir os custos de acesso às redes aos produtores (componente G).

Face ao exposto, a ERSE propõe:

18. Incluir no RT e no RRC, uma disposição no sentido de prever que as variáveis de faturação relativas à tarifa aplicável aos produtores de energia elétrica possam ser alteradas em sub-regulamentação, decorrentes de eventual revisão do Regulamento 838/2010/UE.

Em termos regulamentares as propostas alteram o artigo n.º 58.º do Regulamento Tarifário e artigos n.º 40.º, 48.º e 167.º do Regulamento de Relações Comerciais.



### 3 PROVEITOS PERMITIDOS

A regulação económica procura constantemente adaptar-se aos desenvolvimentos nos setores a ela sujeita, à necessária e contínua melhoria das práticas regulatórias e a sua adaptação ao contexto económico-financeiro em que os vários *stakeholders* estão inseridos.

As revisões regulamentares do sector elétrico têm-se pautado quer pela estabilidade regulatória quer pela transparência de atuação, com vista a garantir a diminuição do risco percebido destas atividades, com o conseqüente reflexo no controlo da remuneração dos ativos regulados, e a melhoria contínua da sua atuação através da participação dos vários *stakeholders*.

A proposta de revisão do regulamento tarifário em apreço, no que respeita à definição dos custos e proveitos permitidos, reflete uma conjugação de motivos enquadrados pelos eixos evidenciados na Figura 3-1.

**Figura 3-1 – Principais eixos das propostas apresentadas**



Passados 16 anos, repartidos em 6 períodos regulatórios, a ERSE procura constantemente a melhoria do quadro regulatório dos setores sob os quais exerce o seu âmbito de regulação, e neste caso em particular, no Setor Elétrico. Nos últimos períodos regulatórios, houve a preocupação de alargar a regulação por incentivos a algumas das atividades tradicionalmente reguladas por custos aceites. Neste novo período pretende-se aperfeiçoar a aplicação da regulação por incentivos face ao desempenho que

as entidades reguladas apresentaram. Propõem-se, também, algumas melhorias a metodologias já plasmadas no Regulamento Tarifário.

De uma forma transversal às várias atividades reguladas a ERSE pretende implementar mecanismos, ao nível do custo de capital, que permitam controlar o nível de endividamento e a evolução da rentabilidade dos ativos. Estas soluções passam, por um lado, pela monitorização da estrutura de capital e, conseqüentemente, do grau de endividamento das empresas reguladas e dos grupos empresariais em que as mesmas se inserem, com a preocupação de garantir a sustentabilidade financeira do sector e, por outro lado, pelo desenvolvimento de um mecanismo de controlo da rentabilidade dos ativos regulados acima ou abaixo do definido para o período regulatório tendo em conta o custo de capital das atividades reguladas.

Existem, também, algumas metodologias que embora já tenham sido aplicadas em períodos regulatórios anteriores, carecem de revisão, devido, por um lado, à avaliação dos seus impactes e, por outro, à alteração das circunstâncias em que as mesmas se aplicam. Neste âmbito, enquadram-se as alterações a introduzir ao nível dos incentivos ao investimento inovador na rede de distribuição, o mecanismo de custos incrementais na atividade de Transporte de Energia Elétrica e o mecanismo de aquisição eficiente de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Finalmente, propõe-se introduzir alterações em metodologias, que embora já plasmadas no Regulamento tarifário, não foram objeto de aplicação no passado. Neste particular, enquadram-se, o mecanismo de definição de custos de referência para a aquisição de energia pelo Comercializador de Último Recurso, nos termos do número 8, do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, a definição de custos de referência para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica, nos termos do número 9, do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, e a forma de aceitação dos custos com a aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas doas Açores e da Madeira.

As propostas de alteração regulamentar incidem nas atividades reguladas da REN, da EDP D, da EDP SU, da EDA e da EEM.

## **3.1 REN**

### **3.1.1 MECANISMO DE CUSTOS INCREMENTAIS NA ATIVIDADE DE TEE**

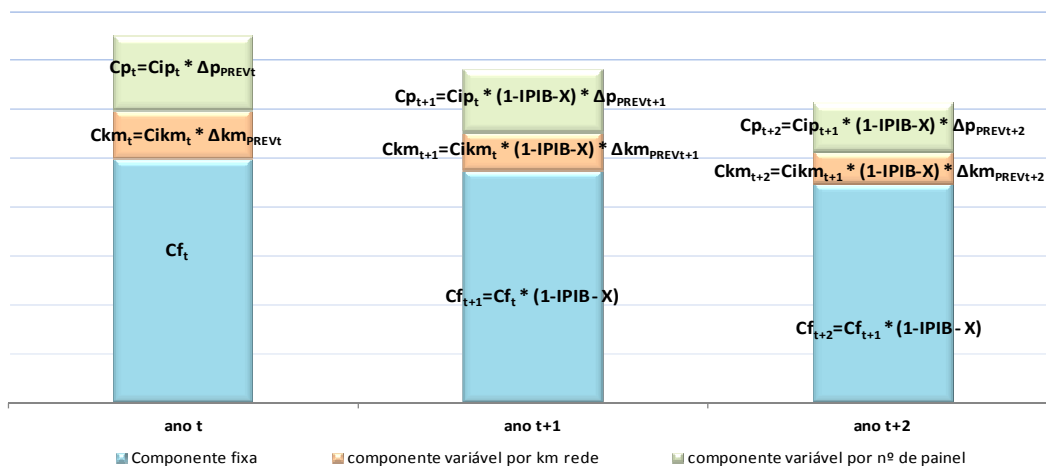
#### **ENQUADRAMENTO**

Os custos operacionais aceites para a atividade de Transporte de Energia Elétrica são determinados, desde 2009, em função de um mecanismo de custos incrementais. Este assenta numa parcela fixa que evolui anualmente em função de IPIB-X e de duas parcelas variáveis que variam em função do

incremento ocorrido na extensão da rede de transporte e do número de painéis das subestações. O custo incremental associado a cada parcela evolui anualmente em função de IPIB-X, enquanto, as variáveis físicas são as previstas pelo Operador da Rede de Transporte.

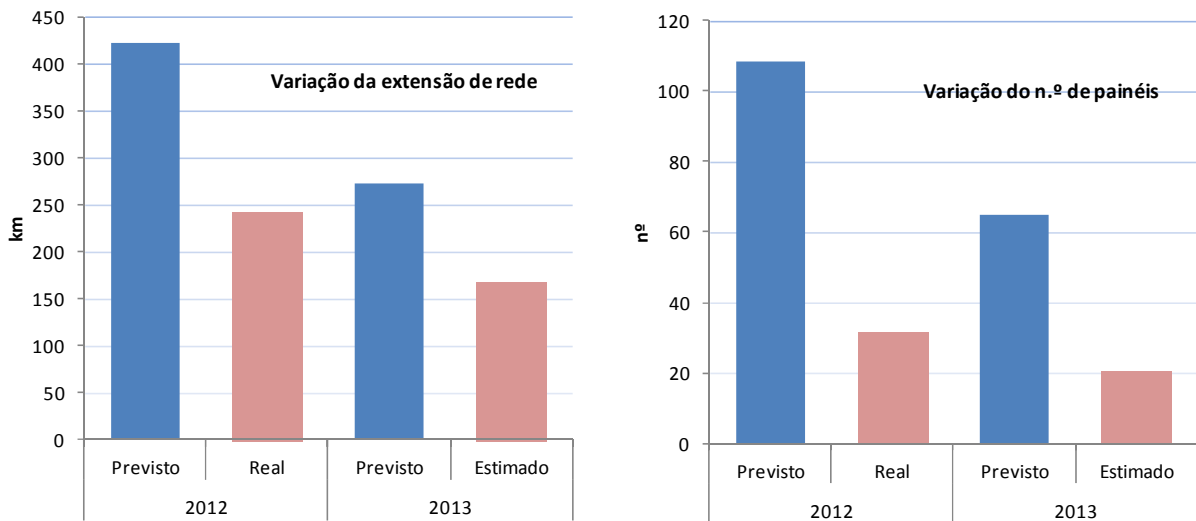
A Figura 3-2 apresenta a metodologia de custos incrementais aplicada ao longo do período regulatório 2012-2014

**Figura 3-2 – Metodologia de custos incrementais aplicada no período regulatório 2012-2014**



A metodologia aplicada tem conduzido a distorções ao nível dos proveitos, pois estes não evoluem em função do crescimento real da atividade quando medida pela evolução dos quilômetros de rede e do número de painéis em subestações, mas sim em função dos valores previsionais apresentados pela empresa em t-1.

A Figura 3-3 apresenta, para os anos de 2012 e de 2013 os indutores de custos considerados em previsões e os valores reais, no caso de 2012, e estimado, no caso de 2013.

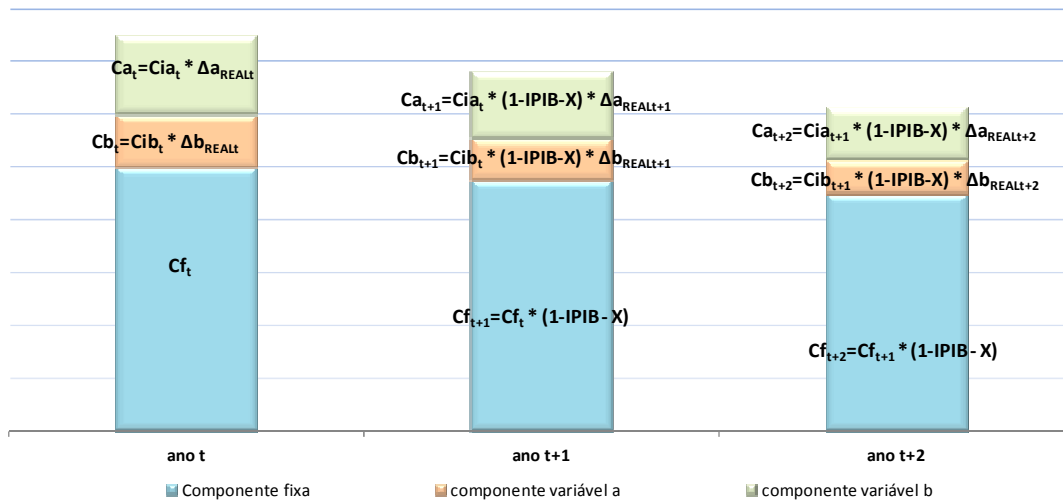
**Figura 3-3 – Variação prevista e real/estimada dos indutores de custo em 2012 e 2013**

Pode constatar-se que os valores previstos são consideravelmente superiores. Como foi referido anteriormente, de acordo com a atual metodologia de custos incrementais estes valores não são objeto de ajustamento com base em valores reais, resultando em distorções no que se refere à percepção que se tem relativamente à evolução da atividade da empresa.

#### PROPOSTA

Assim, a ERSE pretende alterar o mecanismo de custos incrementais, para que o mesmo passe a contemplar, um ajustamento *ex post* em função do incremento real das variáveis físicas utilizadas para medir a atividade do Operador da Rede de Transporte. Haverá, também, uma simplificação da metodologia e no Regulamento Tarifário deixarão de ser mencionadas as variáveis físicas a utilizar para medir a atividade da empresa, que serão definidas em sede de fixação de parâmetros.

A metodologia a aplicar é apresentada na Figura 3-4.

**Figura 3-4 – Metodologia de custos incrementais a aplicar no período regulatório 2012-2014**

Face ao exposto, a ERSE propõe:

19. Simplificação do mecanismo de custos incrementais, retirando do Regulamento Tarifário a referência aos indutores de custos a utilizar.
20. Ajustar o OPEX da atividade, dois anos depois, com base nos valores reais dos indutores de custo.

Em termos regulamentares, a proposta altera o número 2 do artigo 79.º do Regulamento Tarifário.

### 3.1.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA DO INVESTIMENTO NA ATIVIDADE DE TEE

#### ENQUADRAMENTO

O mecanismo dos custos de referência para os investimentos na rede de transporte foi introduzido no período regulatório de 2009-2011. Este mecanismo foi publicado em setembro de 2010, pelo Despacho n.º 14430/2010, embora tenha tido aplicação retroativa a 2009.

Ao nível do Regulamento Tarifário, a introdução deste mecanismo traduziu-se na criação de duas bases de ativos regulados para a atividade de Transporte de Energia Elétrica e na separação da respetivas fórmulas de cálculo do custo com capital, nos seguintes termos:

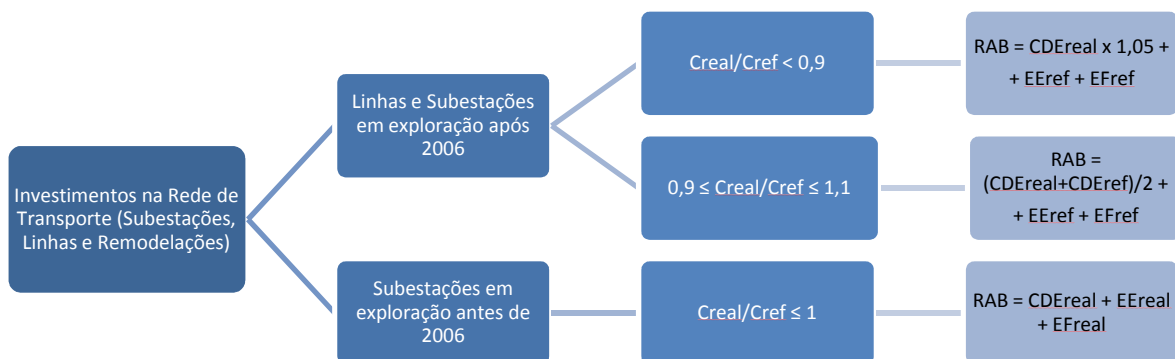
- a) Base de ativos a custos de referência, onde estão incluídos os ativos respeitantes ao investimento considerado eficiente à luz do mecanismo em vigor. Em resultado da aplicação do mecanismo de custos de referência, a valorização destes ativos pode ser diferente do seu valor real escriturado nas contas estatutárias. Esta base de ativos é remunerada com um prémio de 1,5% no RoR;

- b) Base de ativos a custos aceites, onde estão incluídos os restantes ativos, com valorização a custos reais. Esta base de ativos é remunerada com o RoR base.

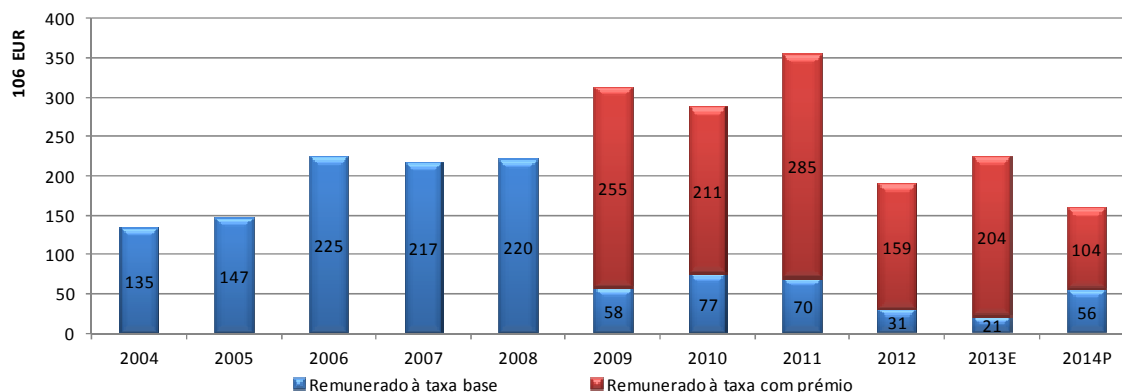
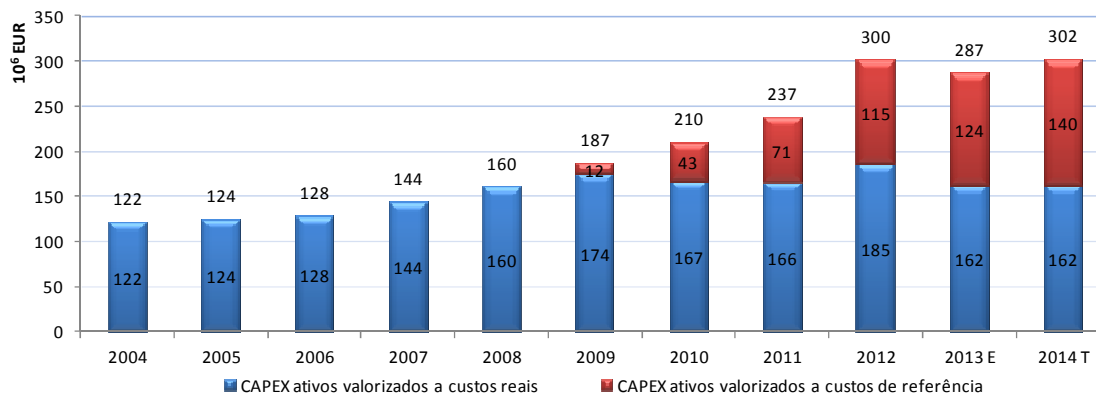
O mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência incorpora os resultados de um estudo realizado em 2009 por um consultor independente, que procedeu à classificação e custeio das tipologias de investimento na rede de transporte em Portugal, tendo por base dados históricos de investimentos do operador da rede de transporte. Adicionalmente, este estudo definiu a metodologia de atualização dos custos de referência, recorrendo a índices económicos e a índices de matérias-primas. Sobre os custos de investimento abrangidos pelo mecanismo de custos de referência são aplicados fatores de eficiência.

Os princípios base para verificar a eficiência do investimento, consagrados no Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, suportam-se numa comparação dos custos reais com os respetivos custos de referência atualizados, atendendo às tipologias e quantidades físicas que caracterizam o investimento. Para cada obra ou projeto é calculado um rácio entre o custo real e o custo de referência, que determina a valorização a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar. A Figura 3-5 esquematiza o valor a atribuir ao ativo, para os casos em que o investimento é considerado eficiente.

**Figura 3-5 – Determinação do RAB por aplicação do mecanismo de custos de referência**



As figuras seguintes ilustram os resultados da aplicação do mecanismo de valorização dos investimentos do ORT a custos de referência desde 2009, no que respeita aos investimentos transferidos para exploração e ao custo com capital, desagregado por ativos valorizados com e sem prémio no RoR.

**Figura 3-6 – Evolução do investimento transferido para exploração da atividade de TEE****Figura 3-7 – Evolução do CAPEX da atividade de TEE**

## PROPOSTA

Ao longo dos últimos 5 anos foram identificadas algumas imprecisões e até limitações que podem ser desde processuais até tecnológicas. Por este motivo, propõe-se a alteração do mecanismo, com incidência na regulamentação complementar que o suporta. No Regulamento Tarifário deverá ser mantida a separação de bases de ativos entre custos de referência e custos reais, para permitir uma remuneração diferenciada dos investimentos eficientes face aos outros investimentos, por forma a sustentar os resultados já alcançados em termos da evolução dos custos por investimento.

Os objetivos da alteração do mecanismo de custos de referência, em sede de regulamentação complementar, terão as seguintes linhas principais que serão evidenciadas num documento de análise da sua aplicação no período 2009 a 2014:

- Introdução de um processo de atualização dos custos de referência das tipologias, baseado numa análise retroativa sobre a partilha de ganhos entre a empresa e os consumidores;

- b) Atualização do estudo do consultor de modo a que as tipologias de investimento a custos de referência contemplem novas tecnologias a introduzir na Rede Nacional de Transporte;
- c) Clarificação da forma de aplicação do mecanismo e correção de omissões e imprecisões;
- d) Revisão dos parâmetros em consonância.

Nesta abordagem à revisão da regulamentação complementar do mecanismo de custos de referência serão ponderados os seguintes aspetos:

- e) A partilha entre empresa e consumidores dos ganhos de eficiência no investimento ocorridos até à data;
- f) O esforço efetuado pela empresa e pelo regulador para a implementação de sistemas e procedimentos associados ao mecanismo;
- g) O facto dos investimentos terem, a partir de 2014, a chancela do Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Transporte sujeito a consulta pública e aprovação pelo membro do Governo responsável pela área da energia;

Face ao exposto, a ERSE propõe:

- 21. Manutenção do mecanismo de custos de referência.
- 22. Proceder à alteração do Despacho da ERSE n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, que suporta o mecanismo, a qual produzirá efeitos para os investimentos transferidos para exploração a partir de 1 de janeiro de 2015.

Em termos regulamentares, a proposta não altera qualquer artigo do Regulamento Tarifário.

### 3.1.3 INCENTIVO À DISPONIBILIDADE DA REDE DE TRANSPORTE

O Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT) determina no artigo 117º, quanto ao incentivo à disponibilidade da rede de transporte, que a definição da forma de cálculo deste incentivo e dos respetivos parâmetros são definidos em sub-regulamentação.

Igualmente, neste caso, a sub-regulamentação referida no RT para o cálculo desse incentivo encontra-se atualmente prevista no nos artigos 23º e 86º do RQS e no Procedimento nº 7 do MPQS.<sup>6</sup>

---

<sup>6</sup> A informação relativa ao incentivo à disponibilidade da rede de transporte consta do Despacho n.º 18138/2009, de 5 de Agosto, bem como dos parâmetros de regulação para o período de 2012-2014.



O procedimento nº 7 do MPQS veio assim definir o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT previsto no Artigo 23.º do RQS.

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT de eletricidade aplica-se ao operador da RNT e tem como objetivo promover a fiabilidade enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho da RNT, sendo que o MPQS se traduz atualmente na sub-regulamentação que prevê este mecanismo.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

23. Alterar o nº 2, do artigo 117º do RT de forma a adequar o mesmo ao previsto do RQS e no MPQS.

## 3.2 EDP DISTRIBUIÇÃO

### 3.2.1 INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDES INTELIGENTES

#### ENQUADRAMENTO

A atribuição de incentivos regulatórios para o desenvolvimento das “redes inteligentes”<sup>7</sup> é um dos vetores que pode potenciar novos comportamentos dos agentes do setor elétrico, em particular dos consumidores ligados às redes de distribuição. Por outro lado, antevê-se a possibilidade de criação de novos serviços no setor elétrico, ao nível da distribuição, que se suportarão neste novo paradigma das redes e que serão prestados por agentes com um comportamento ativo, sob gestão do operador da rede de distribuição. Refira-se como exemplos, a gestão de áreas de rede com forte integração de produção distribuída, o *demand-response*, o carregamento massificado de veículos elétricos, a oferta de serviços de sistema ao nível da rede de distribuição (por exemplo, regulação de tensão) e o armazenamento de energia em pequena escala. Na base deste conceito estarão as tecnologias de comunicação e os sistemas de informação, que permitirão aos operadores da rede de distribuição a colocação em prática de uma gestão ativa da rede, suportada por informação em tempo real.

O incentivo ao investimento em “redes inteligentes” foi introduzido no período de regulação 2012-2014 e inseria-se no contexto acima descrito. De uma forma sucinta, o incentivo pretendia premiar o operador da rede de distribuição pela sua iniciativa de investimento em “redes inteligentes”, mediante um prémio

---

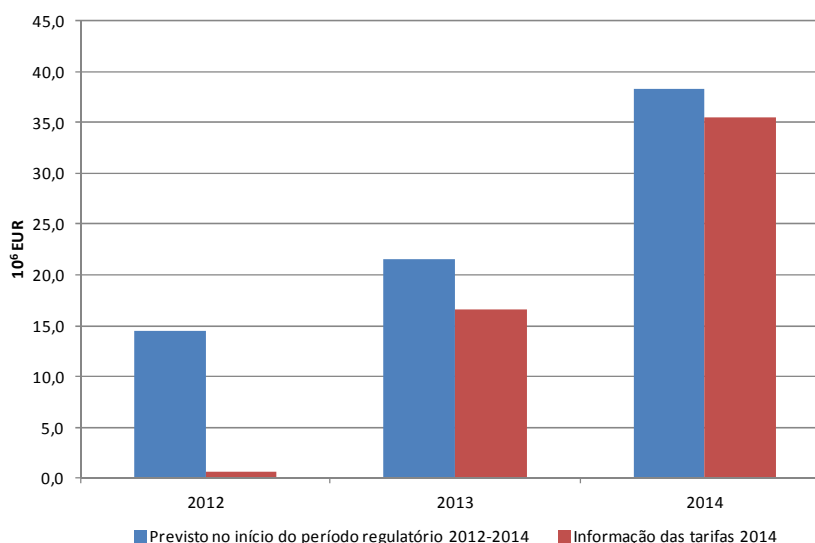
<sup>7</sup> Definição de *smart grids* adotada pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) – “*Smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure economically-efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety*”.

na taxa de remuneração dos ativos correspondentes, que teria como contrapartida um acréscimo na meta de eficiência aplicada aos custos de exploração aceites para efeitos regulatórios. Para um determinado nível de investimento em “redes inteligentes”, o incentivo pretende ser neutro para o consumidor.

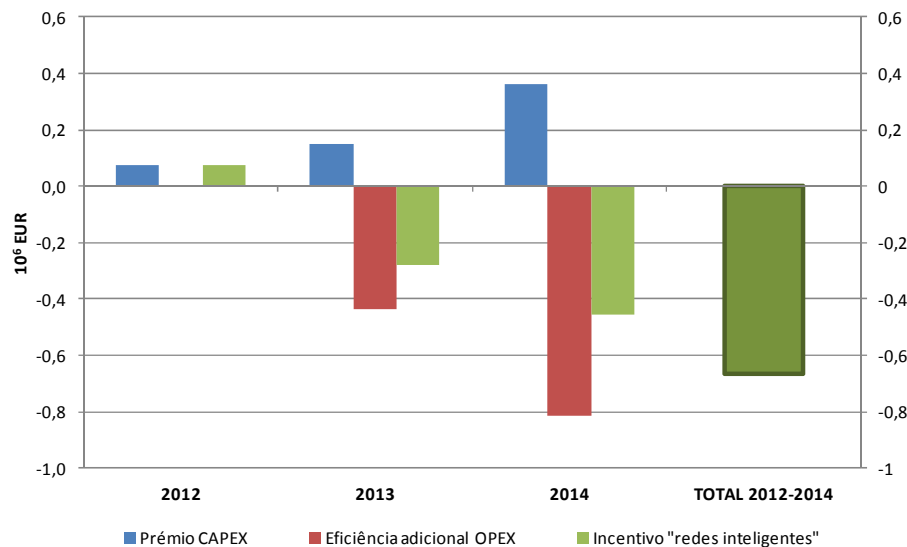
Os dados disponíveis em 2011 mostravam que uma parcela significativa do investimento desta natureza estava centrada na instalação de contadores inteligentes e na respetiva infraestrutura de comunicações e tecnologias de informação. Nessa data, a EDP Distribuição tinha uma expectativa elevada quanto ao número de contadores inteligentes a instalar, designadamente por via do alargamento do projeto *Inovgrid*. Importa referir que estes equipamentos constituem uma peça importante no desenvolvimento das “redes inteligentes”, por serem o ponto de acesso às transferências de informação entre os consumidores e outros agentes do setor elétrico, possibilitando a sua participação ativa.

No entanto, os dados disponíveis em 2014 mostram que o ritmo de implementação dos investimentos em “redes inteligentes” não atingiu os níveis previstos pelo operador da rede de distribuição em 2011, o que levou a um desalinhamento dos objetivos do incentivo. Refira-se que os dados utilizados na calibração *ex-ante* deste incentivo foram os previstos pela EDP Distribuição no início do período regulatório 2012-2014. Devido ao diferencial entre o nível de investimento previsto e o realizado e aceite pela ERSE, verifica-se que os ganhos da empresa com o prémio na taxa de remuneração serão inferiores à redução dos proveitos resultante da eficiência adicional exigida no OPEX, cujo parâmetro foi fixado no início do período regulatório e se manteve inalterado até 2014. As figuras seguintes ilustram o diferencial entre a previsão e valor aceite do investimento, bem como o resultado no período regulatório da aplicação do incentivo ao investimento em “redes inteligentes”.

**Figura 3-8 – Investimento em “redes de inteligentes” transferido para exploração de 2012 a 2014 (valores previstos no início do período regulatório e valores de tarifas 2014)**



**Figura 3-9 – Aplicação do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” no período regulatório 2012-2014 (valores de tarifas 2014)**



## PROPOSTA

Nesta revisão regulamentar propõe-se manter as linhas gerais deste incentivo, ou seja a atribuição de um prémio na remuneração de ativos em “redes inteligentes” como contrapartida da redução nos custos de exploração que podem proporcionar. Contudo, serão introduzidas alterações na calibração dos parâmetros do incentivo e na determinação do resultado da sua aplicação, de modo a:

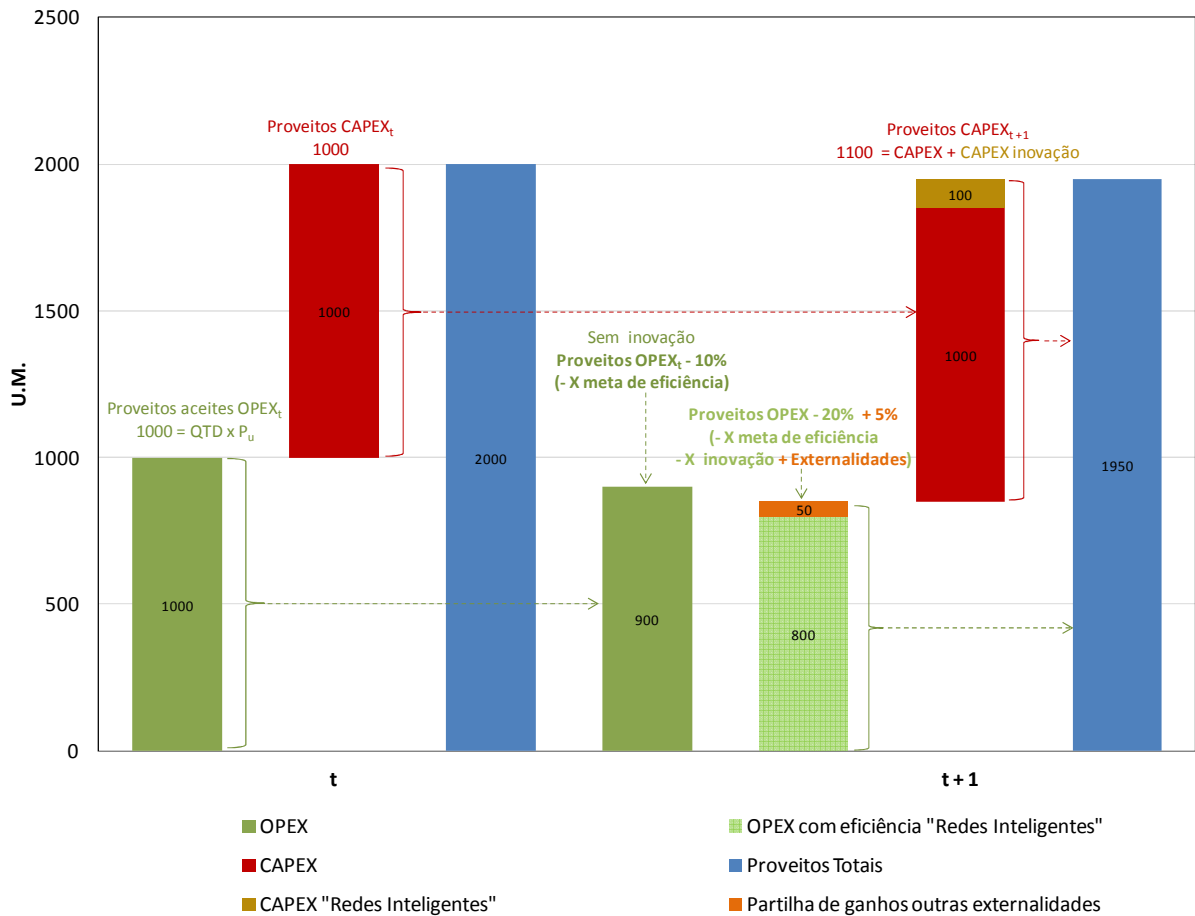
- Efetuar um ajustamento *ex-post* dos fatores de eficiência adicionais do OPEX, tendo em conta o investimento em “redes inteligentes” efetivamente realizado e aceite pelo regulador;
- Considerar e valorizar as externalidades positivas para o Sistema Elétrico Nacional, que decorrem dos investimentos em redes inteligentes e que extravasam os ganhos operacionais do operador da rede de distribuição. Estas externalidades positivas serão avaliadas qualitativamente em três vertentes: (i) redução de perdas nas redes e melhoria da qualidade de serviço, (ii) recolha e acesso a mais informação da rede e (iii) adiamento de investimentos suportado por um melhor conhecimento da rede;
- Introdução de princípios para a avaliação de investimentos em “redes inteligentes” e sua aceitação na base de ativos correspondente. Estes princípios estarão relacionados com: i) os eixos das externalidades positivas, ii) o risco tecnológico ou aplicacional associado aos investimentos e iii) o facto dos investimentos não terem obrigações legais ou regulamentares associadas;

- Aceitação de um intervalo de tempo mais alargado, entre a entrada em exploração dos investimentos em “redes inteligentes” e a obtenção dos ganhos operacionais que lhes estão associados;
- Limitação da duração do incentivo para cada projeto específico e do período em que é exigida eficiência adicional a ele associada;
- Reporte de informação adequado ao desenho do incentivo, designadamente para que haja uma desagregação da mesma por projetos candidatos a serem classificados como investimento em “rede inteligente” e para que seja possível aplicar as limitações temporais referidas no ponto anterior.

Conforme se observou no período regulatório anterior, os contadores inteligentes, as infraestruturas de comunicação e os sistemas de informação associados, constituíam uma parte significativa do investimento em “redes inteligentes” proposto pelo operador da rede de distribuição. No pressuposto de que este tipo de investimentos continuará a ser proposto pela empresa como “rede inteligente”, a decisão que vier a ser tomada pelo Governo para o *roll out* da instalação de contadores inteligentes terá um impacto importante no resultado de aplicação deste incentivo. Neste contexto, importa referir que, na medida em que estes equipamentos possam ser massificados, por serem o standard, e estarem, eventualmente, sujeitos a metas legais para a sua instalação, o entendimento da ERSE é que nesta situação os mesmos não deverão continuar a beneficiar de um prémio regulatório.

A figura seguinte ilustra de forma esquemática os efeitos nos proveitos permitidos da atividade de DEE resultantes da aplicação deste incentivo após a revisão proposta.

Figura 3-10 – Efeitos do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” nos proveitos permitidos



Ao nível do Regulamento Tarifário será mantida a separação das bases de ativos em “rede convencional” e em “rede inteligente” para permitir uma remuneração diferenciada destas naturezas de investimentos, bem como os fatores de eficiência adicionais associados ao investimento em “redes inteligentes”, na formulação do cálculo dos custos de exploração aceites. As alterações acima referidas serão introduzidas em sede de fixação de parâmetros e do horizonte temporal da sua vigência.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

24. Adequar o incentivo ao investimento em “redes inteligentes” de modo a:

- Promover a iniciativa de investimento do operador da rede de distribuição em “redes inteligentes”, assegurando um ajustamento *ex-post* do incentivo em função do investimento desta natureza efetivamente realizado e aceite pela ERSE;
- Aceitar os investimentos em “redes inteligentes” que se enquadrem nos princípios de inovação a definir, designadamente incorporando na sua avaliação as externalidades positivas dos mesmos numa perspetiva global do sistema;

- Responsabilizar a empresa pelo risco de falha tecnológica, adaptando em conformidade a taxa de remuneração dos ativos em “redes inteligentes”;
  - Introduzir uma limitação na duração do incentivo para cada projeto específico e do período em que é exigida eficiência adicional a ele associada.
25. Reconhecer os ganhos de eficiência para os consumidores decorrentes dos investimentos em “redes inteligentes”, reduzindo custos operacionais como contrapartida destes investimentos, aplicando uma meta de eficiência adicional ao OPEX, tendo em conta a integração de investimentos em “rede inteligente” na base de ativos regulada.
26. Exigir um reporte de informação adequado à proposta de alteração do incentivo, designadamente para que haja uma desagregação da mesma por projetos em “rede inteligente”.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 145.º e 173.º do Regulamento Tarifário.

### 3.2.2 INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O Regulamento Tarifário do setor elétrico (RT) determina no artigo 113º, quanto ao incentivo à melhoria da qualidade de serviço, que a forma de cálculo deste incentivo e dos respetivos parâmetros é definida em documento complementar.

Com a publicação em Novembro de 2013 do Regulamento nº 455/2013, que aprovou o Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico (RQS) e o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS), o incentivo à melhoria da qualidade de serviço passou a encontrar-se prevista nos artigos 22º e 86º do RQS e o Procedimento nº 6 do MPQS.

O Procedimento nº 6 do MPQS veio definir a forma de cálculo deste incentivo e dos respetivos parâmetros, traduzindo-se atualmente no documento complementar que prevê o cálculo do valor em questão.<sup>8</sup>

Face ao exposto, a ERSE propõe:

27. Alterar o nº 3, do art.º 113 do RT de forma adequar o RT ao previsto no RQS e no MPQS.

---

<sup>8</sup> A informação relativa ao incentivo à melhoria da qualidade de serviço consta igualmente dos parâmetros de regulação para o período de 2012-2014.

### 3.3 COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

#### 3.3.1 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE ENERGIA NO CUR

##### ENQUADRAMENTO

O número 8, do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012 atribui à ERSE a responsabilidade de elaboração de um relatório anual indicando os preços recomendados para o fornecimento de energia elétrica em BT, o qual, de acordo com o referido diploma, resulta do somatório das tarifas de acesso, com os custos de referência da atividade de comercialização e com os custos médios de referência para as aquisições de energia elétrica.

Os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso conforme previsto no número 10, do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012.

Os principais aspetos que condicionam de uma forma genérica os custos de aquisição de energia por parte de um comercializador decorrem de: i) o funcionamento dos mercados grossistas a vista e a prazo, ii) o perfil de consumo da carteira de clientes e a capacidade de previsão deste consumo, iii) a dimensão da carteira.

O atual Regulamento Tarifário, publicado em Diários da República, 2.ª série, em 19 de agosto de 2011, já prevê um mecanismo de cálculo de um preço de referência. O mesmo é determinado de acordo com os números 2, 3 e 4 do artigo 88.º, do referido regulamento.

Com esse mecanismo pretendia-se, entre outros aspetos, garantir que o exercício da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE), por parte do Comercializador de Último Recurso (CUR):

- Não fosse um fator de instabilidade na evolução das tarifas e na transmissão do sinal preço aos consumidores;
- Não fosse um entrave à liberalização do mercado e à sustentabilidade da atividade de comercialização no mercado liberalizado;
- Fomentasse o eficiente funcionamento dos mercados grossistas;
- Anulasse a vantagem competitiva do CUR face aos restantes comercializadores.

No entanto, este mecanismo foi apenas parcialmente aplicado por depender da publicação, posterior, de Regulamentação Complementar.

**PROPOSTA**

Face ao peso crescente do mercado liberalizado e ao fim das tarifas de vendas a clientes finais considera-se oportuno rever e simplificar a metodologia de forma a adequá-la à realidade atual, adaptando o Regulamento Tarifário às novas necessidades, de modo a:

- Acomodar o enquadramento legal, designadamente o estabelecido no número 10, do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012;
- Considerar os progressos alcançados em termos de liberalização de mercado;
- Definir claramente o preço de referência, no seguimento da prática atual, que estabelece o preço de mercado para efeitos tarifários, tendo como referência o mercado de futuros.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

28. Adequar o Regulamento Tarifário passando o fator de partilha de risco entre Comercializador de Último Recurso e consumidores a estar internalizado no preço de referência do Comercializador de Último Recurso.

Alteração dos números 2, 3 e 4, do artigo 88.º do Regulamento Tarifário

**3.4 EDA E EEM****3.4.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA E DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS****3.4.1.1 REVISÃO DA FORMA DE ACEITAÇÃO DOS CUSTOS PERMITIDOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS****ENQUADRAMENTO**

De acordo com o número 2 do artigo 93.º e do número 2 do artigo 100.º do Regulamento Tarifário publicado em Diário da República, em 19 de agosto de 2011, a ERSE deve proceder à fixação anual de um preço limite para efeitos de cálculo da parcela de aquisição de energia elétrica aos centros produtores não vínculos do sistema público das Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM).

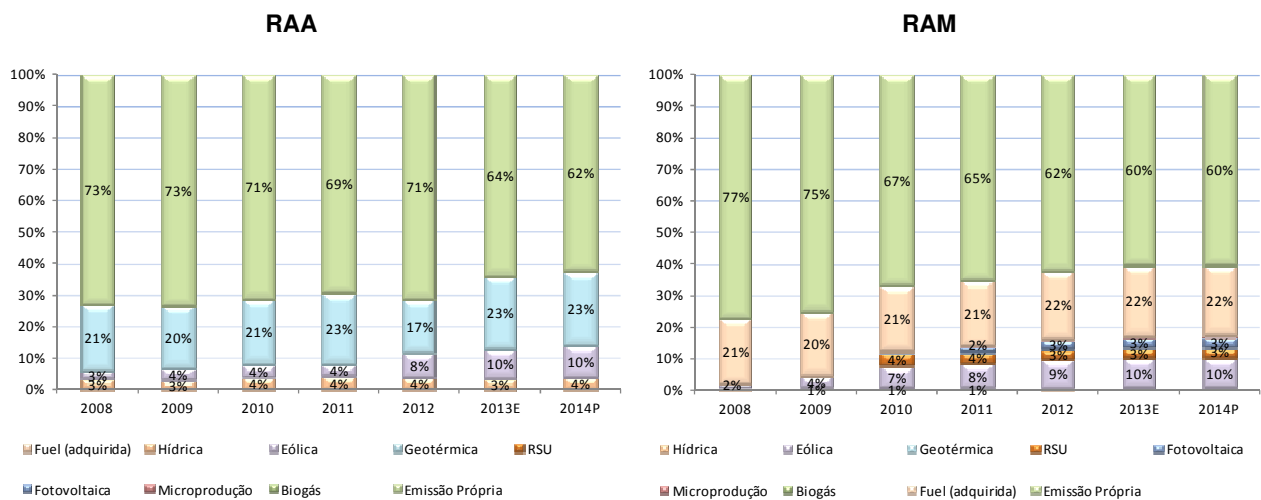


Na prática, estes limites não têm sido fixados formalmente pela ERSE pois verificou-se, no passado, que os preços de aquisição de energia praticados nas Regiões Autónomas, nomeadamente a proveniente de fontes renováveis, eram vantajosos comparativamente ao custo da produção convencional.

Contudo, nos últimos anos, ocorreu nas Regiões Autónomas uma diversificação do *mix* de produção de energia a partir de fontes renováveis, nomeadamente a energia fotovoltaica, a microprodução e a energia proveniente da queima de resíduos sólidos urbanos (RSU), a par do crescente peso das energias renováveis no *mix* energético de cada Região.

A Figura 3-11 apresenta o *mix* energético das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com base em valores reais para o período 2008 a 2012, a estimativa para 2013 e a previsão para 2014.

**Figura 3-11 – Mix energético das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**



A figura permite verificar o peso cada vez maior que a produção de energia a partir de fontes renováveis tem nas Regiões Autónomas, em particular na RAA, onde, em 2012, atingiu os 29%, prevendo-se que atinja os 38%, em 2014. Na RAM estes valores são consideravelmente mais baixos, com o peso da energia produzida a partir de fontes renováveis a atingir os 16% em 2012 e prevendo-se que possa atingir os 17%, em 2014.

Por outro lado, já foi manifestada à ERSE, em diversas ocasiões a possibilidade de instalação de outras fontes de energias renováveis nas Regiões Autónomas, nomeadamente:

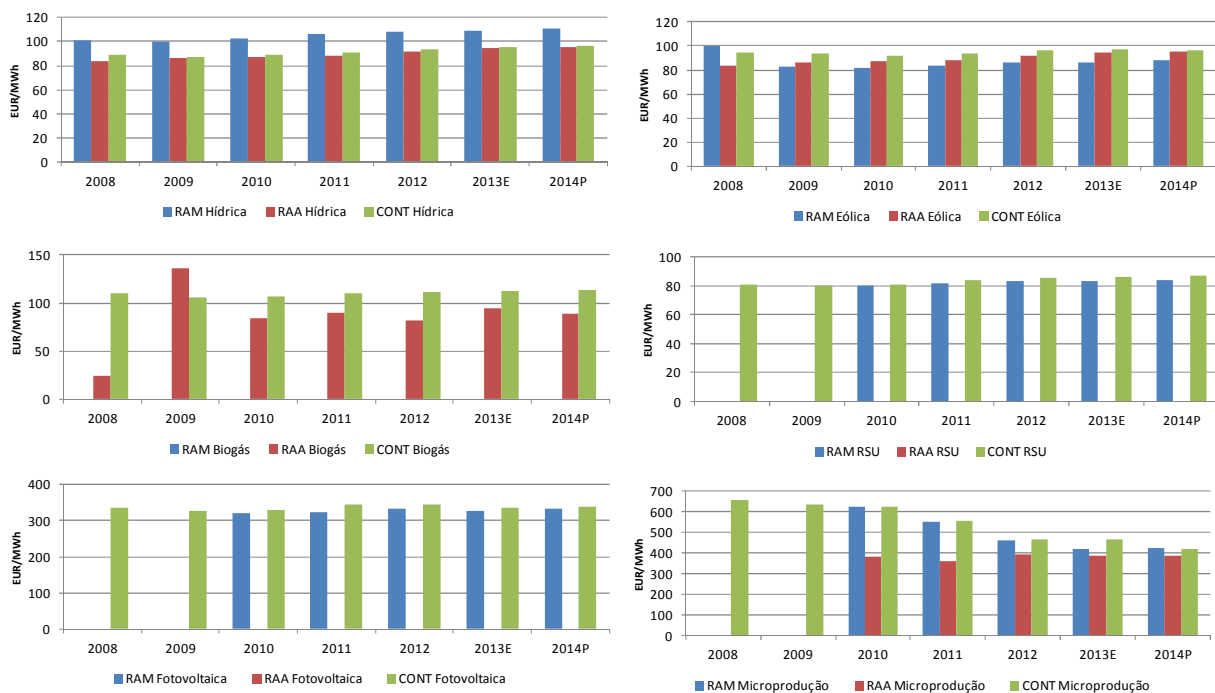
- Instalação de uma central de tratamento de resíduos com valorização energética na ilha de São Miguel nos Açores, associada a uma central hídrica com bombagem;

- Implementação do projeto *Yunicos*, na ilha Graciosa, nos Açores, que aumentará de forma significativa o peso da produção a partir de fontes renováveis nesta ilha;
- Queima de biomassa na central de tratamento de resíduos sólidos urbanos da Madeira, mediante alteração da remuneração do produtor.

Além da diversificação do *mix* de produção verificam-se, também, algumas disparidades nos custos de aquisição de energia produzida a partir de fontes renováveis, entre as duas Regiões Autónomas e, entre estas, e o Continente.

A Figura 3-12 permite observar, por tecnologia os preços de aquisição da energia produzida a partir de fontes renováveis, praticados em cada uma das Regiões Autónomas e no Continente, com base em valores reais para o período 2008 a 2012, estimados para 2013 e previstos para 2014.

**Figura 3-12 – Custos de energia produzida a partir de fontes renováveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e no Continente**



Verifica-se, que para as mesmas tecnologias existem discrepâncias entre os preços praticados nas Regiões Autónomas e no Continente, e mesmo entre a RAA e a RAM.

**PROPOSTA**

De forma a permitir uma melhor atuação regulatória, apenas deverão ser aceites os custos de aquisição de energia aos produtores não vinculados das Regiões Autónomas, considerados eficientes. Neste sentido deverá haver um nivelamento do limite máximo dos custos com energia a aceitar, nas Regiões Autónomas, por cada tecnologia utilizada.

Refira-se, que não compete à ERSE interferir em aspetos de política energética das Regiões Autónomas, no entanto, pretende-se instituir o princípio da não aceitação de determinados custos de aquisição de energias renováveis, para efeitos de convergência tarifária, quando a introdução de nova tecnologia implique agravamento do custo de produção face ao *mix* de custos anterior.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

29. Instituir no Regulamento Tarifário o princípio de que os custos associados à introdução de novas tecnologias de produção renovável poderão não ser aceites na base de custos sempre que o *mix* de custos daí resultante seja superior ao *mix* anterior à introdução dessa tecnologia.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 93.º e 100.º do Regulamento Tarifário.

**3.4.1.2 MECANISMO DE AQUISIÇÃO EFICIENTE DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS****ENQUADRAMENTO**

No período regulatório compreendido entre 2009 e 2011, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo. Este princípio encontra-se vertido nos artigos 94.º e 101.º do Regulamento Tarifário publicado em Diário da República em 19 de agosto de 2011.

Neste sentido foi contratado a um consultor independente um estudo que visou a definição de custos eficientes em toda a cadeia de valor do processo de aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas:

- Aquisição;
- Margem de comercialização;
- Transporte;

- Descarga;
- Armazenamento.

Os custos eficientes definidos no âmbito da metodologia foram aplicados pela ERSE nos ajustamentos aos custos com fuelóleo, da RAA e da RAM, relativos aos anos de 2010 a 2012.

No decorrer do último período regulatório (2012-2014) ocorreram determinados fatores que obrigam à revisão do mecanismo, nomeadamente de aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas, nomeadamente:

- As componentes e metodologias de formação do preço do fuelóleo consumido pela EEM e aceite pela ERSE deverão ser revistas tendo em conta que a duração do contrato de fornecimento terminou a 31 de dezembro de 2013, período após o qual o contrato poderá ser renovado. Neste sentido, a EEM deverá facultar à ERSE, a informação do novo contrato no sentido de se avaliarem as condições de aquisição de fuelóleo estabelecidas;
- No período regulatório 2012 a 2014, a EDA procedeu à instalação de grupos de produção a fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge. É necessário determinar os custos de transporte, descarga e armazenamento das infraestruturas dessas ilhas.
- Em 2014 verificou-se a introdução de gás natural na Madeira para a produção de eletricidade.

A Figura 3-13 apresenta o *mix* de produção própria das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

**Figura 3-13 – Estrutura da produção própria de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**



Os gráficos permitem verificar que o *mix* de produção a fuel e gasóleo, na RAA, mantém-se praticamente inalterado desde de 2008, representando cerca de 12%, ao longo do período. Estes valores não

contemplam, ainda, as previsões de transferência de produção a gasóleo para fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge.

Na RAM pode-se constatar a introdução de gás natural em 2014, que representa cerca de 21% da produção prevista.

Por outro lado o próprio desenho do mecanismo poderá ter que ser repensado. Assim, o Regulamento Tarifário em vigor previa a aplicação anual de um fator de eficiência aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo. Na prática, este nunca foi aplicado tendo em conta que foram definidos no início do período regulatório, custos eficientes a aplicar aos processos de descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo em cada ilha<sup>9</sup>.

Registe-se igualmente que ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo a ERSE poderá estar a dar um sinal errado no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA's.

## PROPOSTA

Assim, o mecanismo de aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas deverá ser alterado, em função da nova realidade. Assim, pretende-se a revisão do conceito de imposição de metas de eficiência associados aos custos com descarga, transporte e armazenamento de fuelóleo nas RA's através da atualização do estudo, "*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase Activity*", efetuado pela Kema, em 2011, com incidência nos seguintes aspetos:

- Atualização dos custos de referência para a aquisição, transporte e margem de comercialização de fuelóleo, bem como das componentes do custo, no caso das instalações que foram alvo do estudo do estudo inicial;
- Determinação, no caso da EDA, os custos teóricos para as novas instalações nas ilhas onde foram instalados grupos a fuelóleo, Santa Maria e São Jorge;
- Segregação dos custos associados às instalações da EEM que consumiam fuelóleo e passaram a consumir gás natural para a produção de eletricidade;
- Avaliação do impacte do novo contrato de aquisição de combustíveis da EEM nos custos definidos no âmbito do estudo inicial.

---

<sup>9</sup> Vide documento "Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas" de agosto de 2011.

- No estudo inicial, não foi possível identificar com clareza todos os ativos da EEM, afetos à atividade de armazenamento de combustíveis, bem como identificar os seus custos de operação. A atualização do estudo deverá incidir, também, nesta componente.

Além dos trabalhos de atualização, o âmbito do estudo será alargado aos custos incorridos com a aquisição de gasóleo e de gás natural, por forma a determinar:

- Os custos eficientes de aquisição, transporte e comercialização desses combustíveis;
- Determinação de metas de eficiência associadas aos custos com descarga, transporte e armazenamento desses combustíveis.

Registe-se que este exercício é particularmente importante no contexto atual de introdução do gás natural na RAM, tendo em conta o seu potencial impacto nos sectores elétrico e de gás natural nacionais.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

30. Atualização do estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase Activity*”, efetuado pela Kema, em 2011, alargando o seu âmbito ao gasóleo e ao gás natural para produção de eletricidade;
31. O estudo deverá passar a contemplar, no caso da EDA as ilhas que passarão a consumir fuelóleo, Santa Maria e São Jorge;
32. Rever o fator de eficiência a aplicar anualmente aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 93.º, 94.º, 100.º e 101.º do Regulamento Tarifário.

### **3.5 ALTERAÇÕES TRANSVERSAIS ÀS EMPRESAS**

#### **3.5.1 PRINCÍPIOS DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – CONTROLO DE ENDIVIDAMENTO**

##### **ENQUADRAMENTO**

No início de cada período regulatório, a ERSE define o custo de capital a aplicar às várias atividades reguladas. Este deve refletir o risco do negócio associado a cada atividade a par da respetiva estrutura

---

de capital, garantindo em simultâneo a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores.

Uma estrutura de capital ótima corresponderá à estrutura que maximiza o valor da empresa por minimizar o seu custo de capital. Assim, o regulador ao definir o custo de capital das empresas reguladas poderá incentivá-las a escolher a melhor estrutura de capital.

A estrutura de capital das empresas é, portanto, um fator determinante no cálculo do custo de capital. Como, de um modo geral, o custo do capital alheio é inferior ao custo do capital próprio, o recurso ao endividamento para financiar a sua atividade faz sentido até um certo limite pois permite baixar o custo de capital.

Assim, é prática comum entre os reguladores europeus dos sectores das *utilities*, em particular energia e gás natural, aplicarem estruturas de capitais teóricas para a definição do custo de capital de modo a desincentivar as empresas a alterarem as respetivas estruturas de capital e, desta forma, a aumentarem o seu custo de capital, gerando com esta prática ganhos partilhados pelas empresas e pelo Sistema. No caso português, tal prática foi aplicada nos períodos regulatórios anteriores. Neste quadro, as empresas reguladas por beneficiarem de uma certa estabilidade em termos regulatórios e terem um risco concorrencial muito reduzido recorrem mais ao capital alheio. Este facto reflete-se na estrutura das atividades das empresas reguladas que têm rácios de dívida mais elevados do que as restantes empresas. Assim, as empresas podem criar soluções financeiras que alavancam fortemente a sua estrutura de capital, não só na sua vertente regulada.

No entanto, a partir de um determinado nível, o endividamento acarreta riscos acrescidos de falência e de insolvência. No caso em concreto das empresas reguladas, o nível de endividamento elevado, que não tem reflexo na estrutura de capital implícita na taxa de remuneração, poderia afastar o custo de capital real da atividade, da taxa de remuneração mais alta que foi definida para o período regulatório. Na prática, isto poderá corresponder a financiar as atividades não reguladas através das atividades reguladas, gerando subsidialidades cruzadas indesejáveis. Refira-se, que em 2011 o nível médio de endividamento<sup>10</sup> das empresas reguladas do Setor Elétrico ascendeu a 78% e em 2012 fixou-se nos 79%.

## PROPOSTA

As práticas acima descritas têm sido observadas nas empresas reguladas do setor elétrico. Dado o elevado e crescente grau de alavancagem dessas empresas, a ERSE pretende, no período regulatório 2015-2017, implementar no regulamento tarifário deste sector o princípio da consideração de custos de

---

<sup>10</sup> Média da EDPD, REN ; EEM e EDA, medido pelo rácio entre o passivo e o capital + passivo.

financiamento e estruturas de capital eficientes, à semelhança do que já foi adotado no regulamento tarifário do sector do gás natural. Este princípio visa incentivar a redução da alavancagem das empresas reguladas, cujo ativo é remunerado á taxa de custo de capital definido pela ERSE.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

33. Aplicar no Regulamento Tarifário do setor elétrico o princípio de custos de financiamento e estruturas de capital eficientes, à semelhança do que já foi adotado no Regulamento Tarifário do setor do gás natural

Em termos regulamentares, a proposta está contemplada no artigo 12.º do Regulamento Tarifário.

### 3.5.2 REGRAS NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – MECANISMO DE CONTROLO DA RENDIBILIDADE DOS ATIVOS

#### ENQUADRAMENTO

Na definição do custo de capital, o Regulador Setorial deve garantir que o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas seja assegurado, dando em simultâneo um sinal adequado para que as empresas adotem as decisões mais racionais no que se refere à obtenção dos seus fundos, em função da conjuntura económica nacional.

É neste quadro que a ERSE define, no início de cada período regulatório, o custo de capital das atividades reguladas, para que esse reflita o verdadeiro custo de oportunidade dos investidores e garanta a estabilidade regulatória e do controlo de risco para as consumidores e empresas.

Nem sempre existe uma igualdade de facto entre a taxa de remuneração real dos ativos regulados e a taxa de remuneração definida para o período regulatório. Esta diferença pode ocorrer por diversos motivos:

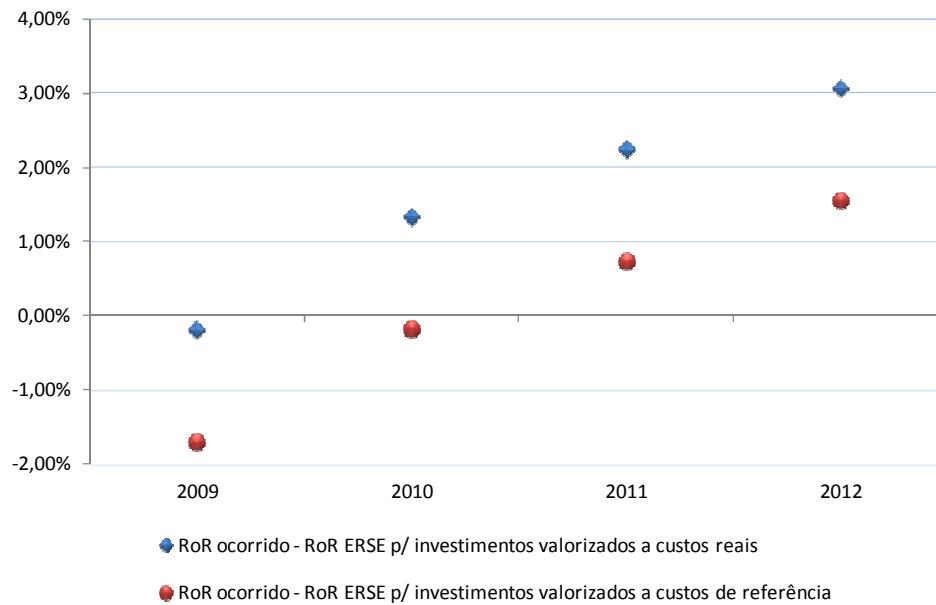
- Fatores exógenos às empresas associados às condições macroeconómicas tecnológicas e ambientais ou ainda legais;
- O melhor ou pior desempenho das empresas face aos mecanismos regulatórios definidos;
- Má “calibração” dos mecanismos regulatórios, isto é, impacte desproporcionado dos incentivos decorrente dos prémios ou penalidades que lhes possam estar associados.

Continuando com o exemplo das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), a Figura 3-14 e Figura 3-15 apresentam o diferencial entre as das taxas de



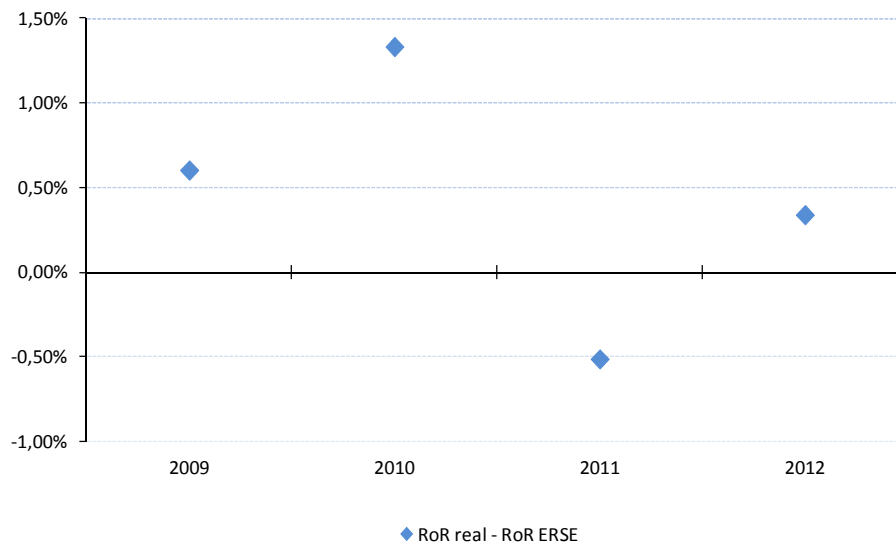
remuneração ocorridas nas atividades de TEE e de DEE, no período 2009-2012 (último ano com valores reais), e as taxas definidas pela ERSE.

**Figura 3-14 – Diferencial entre as taxas ocorridas e as taxas definidas pela ERSE para a atividade de TEE<sup>11</sup>**



<sup>11</sup> RoR ocorrido = (Proveitos Permitidos Aceites s/ Ajustamentos - Custos operacionais líquidos incluindo amortizações) / RAB Real, que corresponde à taxa ocorrida.

RoR ERSE – Remuneração de capital definido pela ERSE para cada ano

**Figura 3-15 – Diferencial entre a taxa ocorrida e a taxa definida pela ERSE para a atividade de DEE**

Verifica-se, de um modo geral, um desajustamento entre as taxas de remuneração reais e as taxas de remuneração definidas pela ERSE, quer no caso da atividade de TEE, quer no caso da atividade de DEE. Estes desajustamentos refletem um conjunto de fatores com impactes em sentido contrário, como sejam: i) a aplicação do mecanismo de custos de referência na atividade de TEE, ii) o desempenho das empresas face às metas de redução de custos impostas, iii) o desvio da procura de energia elétrica face ao previsto, que não garante a recuperação dos custos de exploração das empresas.

## PROPOSTA

Existem vários fatores, de natureza técnica, económica e financeira, exógenos às empresas, que podem condicionar a sua rentabilidade independentemente do seu desempenho económico. Por outro lado, existe um conjunto de mecanismos regulatórios que são ferramentas essenciais para atingir vários objetivos pretendidos e que ultrapassam a redução dos custos associados às redes, que também podem levar ao desfasamento entre a rentabilidade das empresas e a taxa definida para o período regulatório.

No entanto, para além de um determinado limite não é desejável, nem compreensível, que atividades reguladas que funcionem em regime de monopólio e, de um modo geral, enquadradas por concessões e licenças de serviço público, apresentem taxas de remuneração marcadamente inferiores ou superiores ao definido pelo regulador, tendo em vista o custo de capital das atividades reguladas.

Assim, no sentido de controlar efeitos conjugados que possam gerar situações de ganhos ou perdas indesejáveis, propõe-se desenvolver um mecanismo que permite limitar as rendibilidades sobre os ativos de todas as atividades reguladas.

No entanto, de modo a garantir a eficácia do processo regulatório nas suas várias vertentes, a limitação proposta não poderá limitar totalmente a aplicação dos mecanismos em vigor, nomeadamente os que não se restringem ao controlo dos custos, tendo em conta as externalidades positivas para todo o sistema que lhe estão associadas.

Esta metodologia permitirá controlar o impacto na rentabilidade de atividades com as características de concessões de serviço público que possam decorrer de efeitos exógenos às empresas, regulatórios ou não, dependente do seu desempenho.

Desta forma, a ERSE propõe a implementação de um mecanismo de limitação *ex-post* da taxa de remuneração. A metodologia proposta é simétrica refletindo-se numa diminuição do risco regulatório e, consequentemente, no custo de capital.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

34. O mecanismo de limitação *ex-post* da taxa de remuneração será efetuado com base numa formulação da seguinte natureza:

$$ror_f = ror_v + \alpha(ror_p - ror_v)$$

**$ror_f$  – Taxa de remuneração aceite**

**$ror_v$  – Taxa de remuneração verificada**

**$ror_p$  – Taxa de remuneração permitida**

**$\alpha$  – Fator de partilha de benefícios/perdas entre consumidores e empresa**

35. De forma a não anular os sinais pretendidos pelos diferentes incentivos (de cariz económico-financeiros ou técnicos),  $\alpha$  deverá ser inferior a 0,5, sendo fixado em sede de regulamentação complementar.

Em termos regulamentares, a proposta consubstancia-se na introdução do artigo 117-AA.<sup>o</sup> do Regulamento Tarifário.

### 3.5.3 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### ENQUADRAMENTO

##### Caracterização da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE)

Tendo por base a necessidade de monitorização e avaliação da razoabilidade dos custos que têm sido imputados à atividade de comercialização ao longo dos últimos anos, e com especial enfoque no atual

período regulatório, a ERSE realizou uma análise preliminar com o objetivo de caracterizar a atual situação da atividade de CEE.

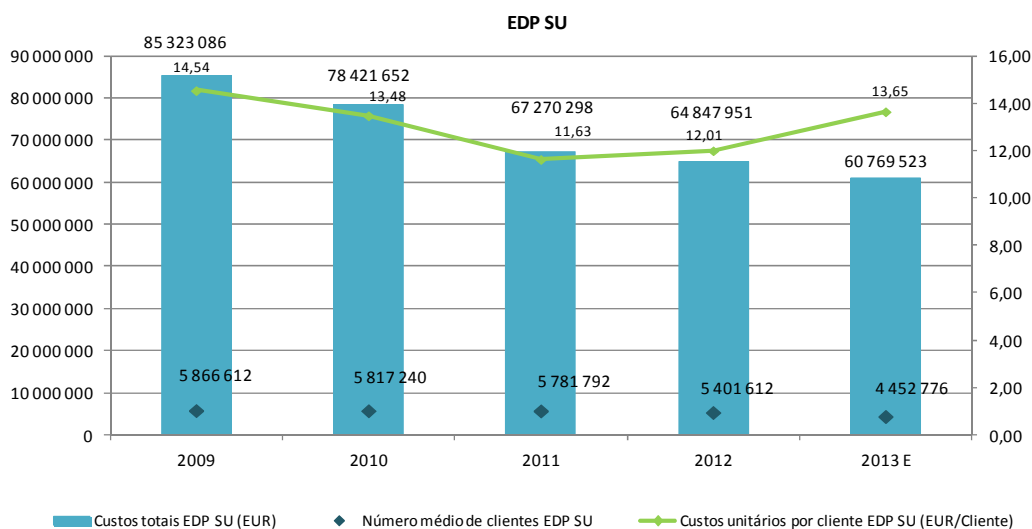
Esta análise, pese embora meramente indicativa e sujeita a aprofundamento aquando da preparação do próximo período regulatório, permitiu desde logo concluir que os custos unitários por cliente são sensíveis a fatores como a redução/fim da atividade das empresas, bem como a sua dimensão, localização, dispersão do negócio e maturidade.

Refira-se, neste particular, o processo de extinção de tarifas da atividade de CEE do Continente, o qual acarreta alterações significativas ao nível da estrutura de custos da EDP SU.

Por outro lado, não são igualmente de negligenciar as especificidades das empresas que desenvolvem a sua atividade nas Regiões Autónomas e a consequente necessidade de adequar as respetivas condições técnicas de laboração ao seu perfil geográfico.

As figuras infra apresentam uma breve caracterização da atividade de comercialização no Continente e nas Regiões Autónomas (RA's).

**Figura 3-16 – Caracterização da atividade de comercialização no Continente**

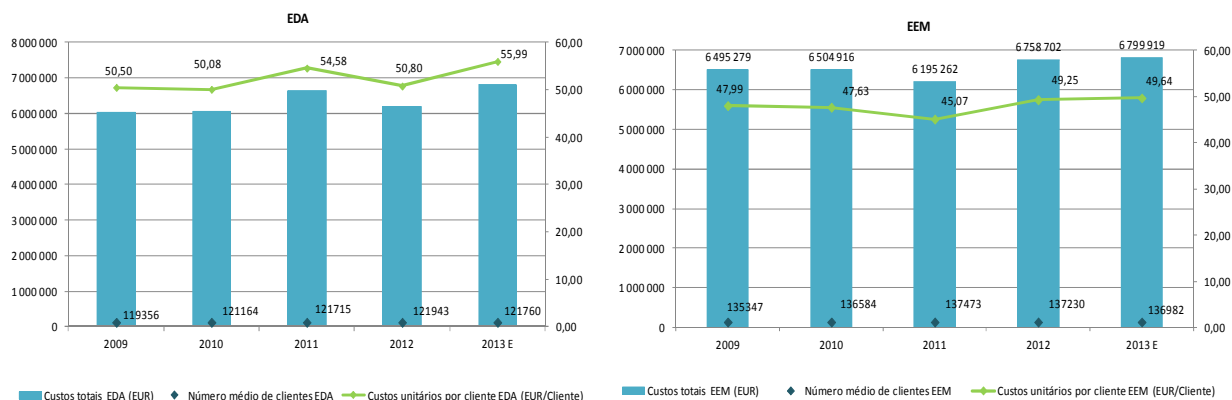


Fonte: Questionário realizado à EDP SU no âmbito do levantamento de custos afetos à atividade de CEE

O processo de extinção de tarifas tem conduzindo a uma tendência decrescente dos proveitos permitidos aceites para a atividade de CEE da EDP SU, conforme se pode observar pelo gráfico supra, a par do decréscimo do número médio de clientes, o que se reflete, igualmente, numa diminuição dos custos unitários por cliente aceite até 2012.

No entanto, estima-se que em 2013 se tenha verificado um aumento dos custos unitários por cliente, na medida em que a evolução dos custos de estrutura da empresa afetos à atividade de comercialização não acompanha o ritmo de saída de clientes para o mercado.

**Figura 3-17 – Caracterização da atividade de comercialização nas RA's**



Fonte: Questionário realizado às RA's no âmbito do levantamento de custos afetos à atividade de CEE

No que se refere à realidade das RA's, é possível observar que os custos unitários por cliente incorridos se revelam significativamente superiores aos incorridos no Continente, motivados pela sua dimensão, mas, sobretudo, pela sua localização e respetiva escala e condições de laboração distintas.

Contrariamente ao verificado no Continente, os custos incorridos (totais e unitários) pelas RA's com a atividade de CEE revelam um perfil irregular, não observando qualquer tendência decrescente.

Acresce referir ainda o comportamento distinto evidenciado entre as RA's no que respeito aos custos unitários por cliente, sobretudo motivado pela existência (ou não) de dispersão geográfica da atividade e das consequentes especificidades técnicas de laboração.

#### Definição de custos de referência para a atividade de CEE

Adicionalmente à necessidade de realização destas análises por parte da ERSE, com o objetivo de avaliar e monitorizar a atividade de CEE, surge, no quadro legal vigente, o dever de se definirem custos de referência para a atividade de comercialização.

Deste modo, nos termos do artigo 50.º do Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro, a ERSE deverá definir custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente, conforme o número 9 do mesmo artigo.

Estes custos deverão traduzir-se não só i) no cumprimento do quadro legal, como ii) na criação de uma base sustentada para a definição do OPEX unitário para a atividade de comercialização, e iii) na

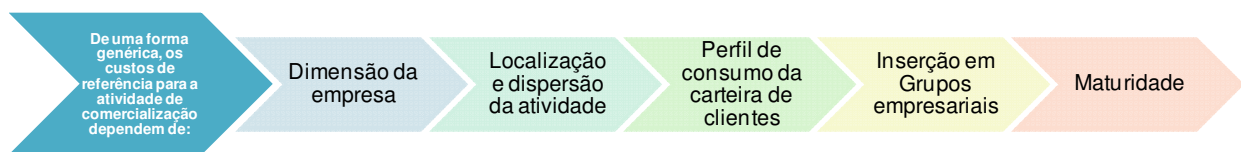
possibilidade de harmonização das metodologias de cálculo entre as empresas reguladas do Continente e das RA's (nomeadamente no que respeita aos indutores de custo).

Assim, pretende-se definir valores de referência que permitam conciliar duas situações distintas, conforme as identificadas anteriormente:

- Redução/fim da atividade de comercialização no Continente, a um ritmo que poderá não ser coincidente com a saída dos clientes;
- Diferentes perfis de empresas, no que respeita à sua escala e condições de laboração distintas.

Com efeito, adicionalmente ao processo de extinção de tarifas, existe um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as posicionam com diferentes perfis, e que por conseguinte não podem ser alheios à definição dos custos de referência:

**Figura 3-18 – Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de CEE**



Deste modo, a definição de custos de referência tem em vista expurgar estes efeitos e, bem assim, explicar as diferenças entre estes custos e os custos reais das empresas comercializadoras, tendo em conta:

- Fatores externos às empresas (condições técnico-económicas de laboração, fim da atividade e eventuais custos ociosos, entre outros); e
- Fatores controláveis pelas empresas.

## PROPOSTA

Face ao exposto, pretende-se a utilização consistente e clara do conceito de custos de referência para a atividade de comercialização, a qual deverá consubstanciar-se:

- Na harmonização das metodologias de cálculo do OPEX entre as empresas reguladas do Continente e das RA's, através da definição de custos de referência para a atividade de comercialização;

- Na definição sustentada do OPEX para o Continente e para as RA's, através da internalização:
  - Dos custos de referência previamente definidos para a atividade de comercialização; e
  - Das especificidades das empresas, no que concerne ao fim da sua atividade ou às suas condições técnicas de laboração;
- E, ainda, na reorganização do Regulamento Tarifário, nomeadamente do atual artigo 92.º, que deverá reposicionar-se com um artigo base, antecedendo as metodologias de cálculo dos custos de exploração das atividades de comercialização do Continente e das RA's.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

36. Reposicionamento, no RT, do atual artigo 92.º (custos de referência das atividade de comercialização) para artigo 89-A.º; e

37. Rever a redação:

Do artigo 90.º (custos de exploração da atividade de comercialização do Continente), em linha com as alterações do artigo 92.º; bem como

Do n.º 3 dos artigos 96.º e 103.º (custos de exploração aceites pela ERSE para a atividade de comercialização de energia elétrica nas RA's), em linha com as alterações aos artigos 90.º e 92.º.

Em termos regulamentares, a proposta altera os artigos 90.º, 92.º, 96.º e 103.º do Regulamento Tarifário.

### 3.5.4 PLANOS DE PROMOÇÃO DO DESEMPENHO AMBIENTAL

A relação da ERSE com as questões ambientais é de carácter indireto, pois, embora a ERSE não tenha competências diretas na área, entre as suas atribuições encontra-se a contribuição para a progressiva melhoria das condições ambientais dos setores regulados<sup>12</sup>.

Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) do setor elétrico são instrumentos de regulação previstos no RT destinados a promover a melhoria do desempenho ambiental dos operadores das infraestruturas<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> Conforme os Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na sua redação atual dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2013, de 25 de junho, no seu artigo 3.º, número 2, alínea d).

<sup>13</sup> As entidades que podem apresentar candidaturas aos PPDA são: operador da rede de transporte em Portugal Continental; operadores das redes de distribuição em Portugal Continental, com exceção dos operadores de rede exclusivamente em BT; concessionária do transporte e distribuição na RAA; concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM.

A principal motivação para a existência deste tipo de incentivos relaciona-se com a necessidade de assegurar que a regulação económica a que as empresas estão sujeitas não tenha efeitos perversos no seu desempenho ambiental. Pretende-se evitar que os desejáveis ganhos de eficiência das empresas sejam suportados pelo agravamento do seu desempenho ambiental ou exercício de responsabilidade social, designadamente na sua vertente ambiental.

Os PPDA podem ainda servir como ferramentas de comunicação internas ou externas às empresas, auxiliando na organização e visibilidade das suas atividades na melhoria do seu desempenho ambiental.

Em síntese, com os PPDA pretendem-se atingir os seguintes objetivos principais:

- Melhorar o desempenho ambiental das empresas no setor elétrico;
- Minimizar os efeitos que podem ser induzidos por certos tipos de regulação económica para que em simultâneo com a redução de custos se incentivem as empresas a adotar medidas que melhorem o seu desempenho ambiental;
- Permitir um entendimento, *a priori*, entre a empresa e o regulador sobre o exercício da responsabilidade social da empresa em matéria de ambiente;
- Auxiliar as empresas na comunicação ambiental.

Os PPDA começaram a ser aplicados no setor elétrico em Portugal Continental em 2002. Em 2006, a sua aplicação foi estendida às empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Em 2008, este instrumento de regulação principiou a sua aplicação também no setor do gás natural.

Em 2009 iniciou-se uma nova geração de PPDA do setor elétrico, com a entrada em vigor de novas regras. Entre estas são de salientar a introdução de concorrência entre empresas para seleção dos melhores projetos, a realização de ações de monitorização a medidas aprovadas e a criação do Painel de Avaliação dos PPDA.

As funções do Painel de Avaliação incluem a emissão de opinião sobre a seleção das medidas, os relatórios de execução e as ações de monitorização ambiental. Importa referir que o Painel de Avaliação se trata de um verdadeiro fórum de conciliação de interesses, sendo constituído por cinco elementos, designadamente representantes das empresas, de associações de consumidores e de organizações não governamentais de ambiente e ainda especialistas de reconhecido mérito na área de ambiente, apoiando a ERSE na tomada de decisões informadas e justas, aumentando o grau de exigência da qualidade dos PPDA.

Em termos de execução das medidas dos PPDA, os valores registados entre 2009 e 2011 foram de cerca de 6 milhões de euros por ano. Os montantes aprovados para consideração nas tarifas foram



ligeiramente inferiores<sup>14</sup>. Foram ainda considerados custos de gestão<sup>15</sup> dos PPDA, que representaram cerca de 0,7% do montante efetivamente executado com as medidas aprovadas.

Quanto aos benefícios dos PPDA, ainda que estes não tenham sido monetizados, fruto da sua complexa valorização económica, os resultados obtidos foram avaliados quer em termos qualitativos (planeamento de atividades, existência e funcionamento de parcerias, divulgação, custo-eficácia e continuidade), quer quantificados em termos de indicadores específicos (de realização e de eficiência), os quais globalmente foram avaliados positivamente<sup>16</sup>.

Em 2011, a ERSE lançou uma consulta pública com vista à revisão das regras dos PPDA<sup>17</sup> para o período regulatório seguinte (2012-2014), que pretendia refletir sobre a experiência anterior (de 2009 e 2010) e ainda introduzir nas regras dos PPDA as melhorias identificadas, mantendo o modelo em vigor.

Nessa altura, parte dos comentários recebidos, ainda que valorizando a utilidade da existência dos PPDA como instrumento regulatório, apelavam a uma revisão do seu modelo, incluindo uma reflexão sobre a existência de um programa com o âmbito e características do PPDA. Assim, este momento de revisão regulamentar do setor elétrico aparenta ser o momento adequado a essa reflexão, uma vez que os PPDA se encontram consagrados como instrumento regulatório no regulamento tarifário do setor.

Face ao exposto, a ERSE considera apropriado colocar em consulta pública uma série de questões de resposta aberta, que permitam a reflexão em sentido amplo sobre os PPDA ou outro instrumento que vise a promoção do desempenho ambiental no setor elétrico, assim beneficiando de uma audiência diversa e com contributos certamente positivos para esse fim.

Deste modo, propõem-se as seguintes questões:

38. Faz sentido um instrumento regulatório destinado à promoção da melhoria do desempenho ambiental do setor elétrico?
39. Se sim, o instrumento vigente responde adequadamente?
40. Há necessidade de proceder a alterações? Se sim, quais?
41. Os custos com a melhoria do desempenho ambiental das entidades responsáveis pela operação das infraestruturas devem ter reflexo direto nos proveitos permitidos?
42. De que modo se deve avaliar a bondade e a eficácia, em termos ambientais, dessas ações?

<sup>14</sup> Nomeadamente porque em sede de análise de candidaturas algumas foram aprovadas com financiamento parcial.

<sup>15</sup> Incluem os custos associados à atividade do Painel de Avaliação (pareceres de avaliação das candidaturas e pareceres sobre os relatórios de execução, custos de deslocação para reuniões) e os custos associados às ações de monitorização (deslocações e alojamento).

<sup>16</sup> Os relatórios anuais de execução dos PPDA podem ser consultados em <http://www.erse.pt/pt/desempenhoambiental/ppda/sectorelectrico/Paginas/PPDA20092011.aspx>.

<sup>17</sup> Documentação disponível em [http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/34\\_1.aspx](http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/34_1.aspx).



#### **4 ENQUADRAMENTO GERAL DOS PROCEDIMENTOS E AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DOS REGULAMENTOS**

O atual Regulamento Tarifário do setor elétrico prevê diversos tipos de auditorias, designadamente auditorias financeiras e auditorias complementares. Enquanto as primeiras estão vocacionadas para a supervisão e fiscalização das atividades sujeitas a regulação económica, as segundas abarcarão outros aspetos regulamentares visando a adequada fiscalização da aplicação do Regulamento Tarifário.

O artigo 9.º do atual Regulamento de Relações Comerciais prevê a realização de auditorias, designadas por auditorias de verificação do cumprimento das disposições regulamentares do setor elétrico, as quais devem ser realizadas por auditores externos independentes e de reconhecida idoneidade. Este artigo estabelece ainda um conjunto de regras, nomeadamente a periodicidade e as matérias sobre as quais devem incidir as auditorias previstas, podendo a ERSE, sempre que considere necessário e fundamentando o seu pedido, solicitar às empresas a realização de auditorias extraordinárias. Às auditorias complementares, previstas no RT, é aplicável o regime previsto no RRC.

Por determinação dos respetivos Estatutos a ERSE é competente para a realização de auditorias e outras ações de fiscalização às entidades que se encontram sujeitas à sua regulação, detendo os poderes de inquérito e inspeção definidos pelos regimes legais referentes à Lei-quadro das entidades administrativas competentes com funções de regulação da atividade económica (Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto) e à Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro que aprova o regime sancionatório do setor energético.

A proposta de alteração visa a harmonização e a padronização dos procedimentos de fiscalização de forma horizontal a todas as matérias, garantindo-se a aplicação correta e transparente das competências de fiscalização, bem como facilitará, enquanto instrumento, os procedimentos sancionatórios, se aplicáveis.

Esta alteração visa ainda garantir, no que respeita aos procedimentos de realização das auditorias e outras ações de fiscalização, a aplicação de um conjunto de princípios e regras gerais uniformes. Estes procedimentos, inerentes à realização de ações de fiscalização, passarão a constar de um manual específico e transversal a todos os regulamentos.

A alteração proposta não altera o enquadramento e regime vigente das auditorias financeiras previstas para efeitos de supervisão e fiscalização das contas reguladas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

43. A previsão no RT de norma geral sobre fiscalização da aplicação do Regulamento, em observância da lei, designadamente a Lei-quadro das entidades reguladoras, prevendo a aprovação pela ERSE de ações de fiscalização, sem prejuízo de o poder fazer sempre que justificado.
44. Aprovação de um manual de procedimentos específico que integrará os procedimentos e regras gerais uniformes às ações de fiscalização a realizar.

Esta alteração tem impacto nos artigos 15.º e 191.º e introdução de um novo artigo 191.º A do Regulamento Tarifário.

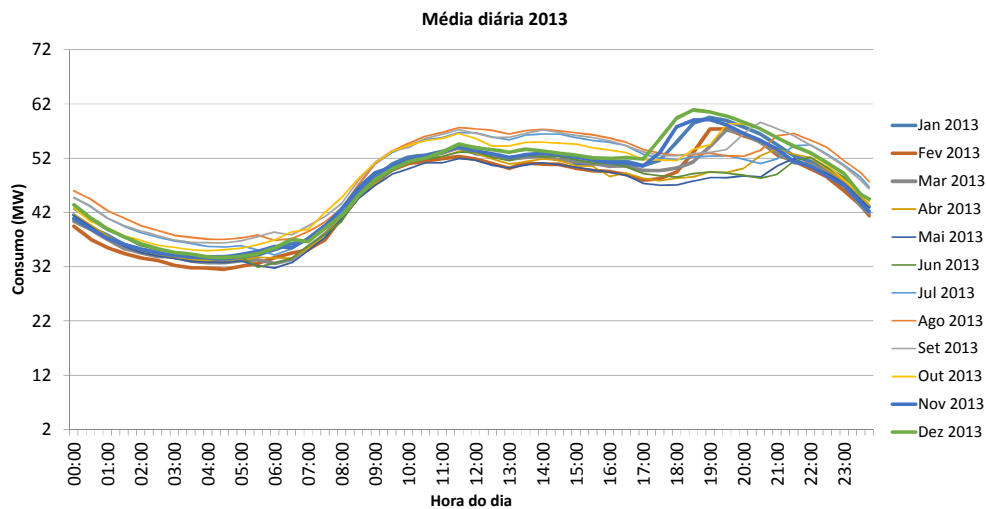
## ANEXO

A empresa Eletricidade dos Açores forneceu à ERSE informação referente à evolução da potência nas diversas centrais do parque electroprodutor da Região Autónoma dos Açores em 2013. A análise que se apresenta neste ponto centra-se na ilha com maior procura, ou seja, São Miguel.

### I. DIAGRAMAS DE CARGAS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO – AÇORES (SÃO MIGUEL)

A Figura I- 1 apresenta os diagramas de carga agregados diários para cada um dos meses do ano de 2013 da ilha de São Miguel. É possível verificar que nos meses de inverno a ponta noturna (final do dia) salienta-se assumindo valores elevados, os períodos intermédios de horas cheias apresentam valores de potência inferiores aos registados no verão e os períodos de vazio são também menos preenchidos. No período da noite verifica-se o crescimento da ponta noturna ao final do dia, típico de diagramas de carga dominados por consumos em baixa tensão, iniciando-se a ponta mais tarde no verão, devido ao efeito da hora solar. É interessante notar que os diagramas de carga nos meses de verão são mais preenchidos apresentando utilizações da potência mais elevadas, justificadas por uma atividade económica sazonal ligada ao turismo e por condições mais favoráveis no início do período noturno.

**Figura I- 1 - Diagrama de carga na rede de distribuição de MT, por mês, em 2013**

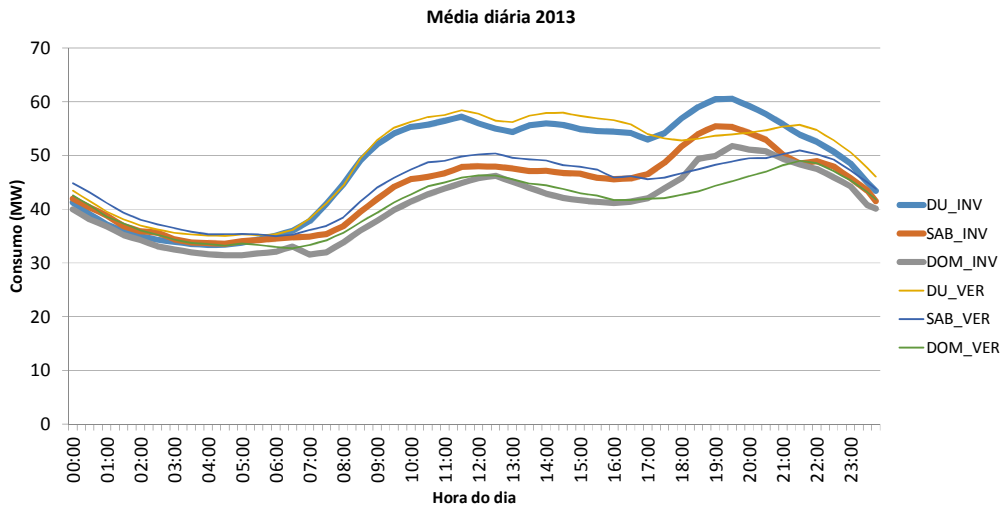


Na Figura I- 2 apresentam-se os diagramas de carga agregados diários na ilha de São Miguel em 2013, por tipo de dia, a saber: dias úteis de inverno e verão (DU\_INV e DU\_VER), sábados de inverno e de verão (SAB\_INV e SAB\_VER) e domingos e feriados de inverno e de verão (DOM\_INV e DOM\_VER).

Verifica-se que os diagramas de carga são mais preenchidos em todos os tipos de dias nos meses de verão comparativamente com os meses de inverno, apesar das pontas de inverno serem superiores às pontas de verão.

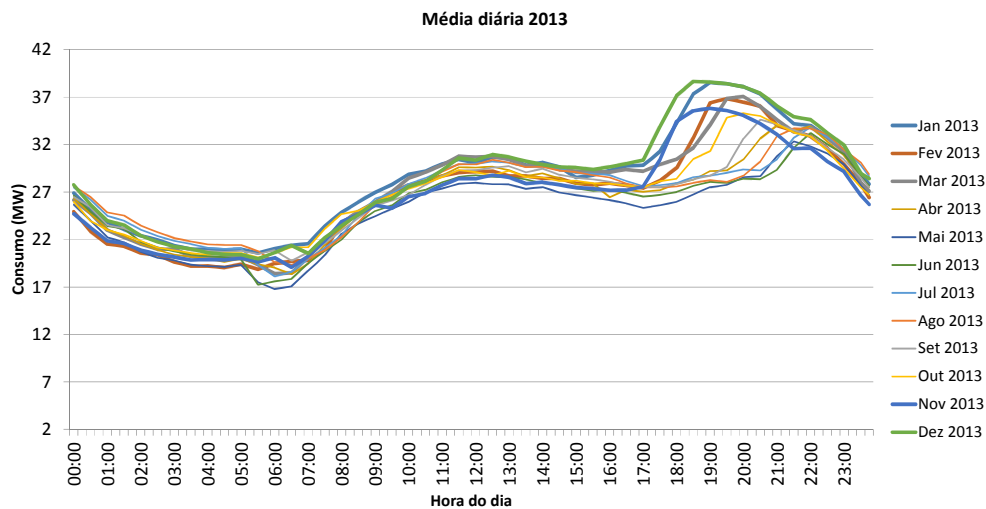
Verifica-se um menor consumo aos sábados e domingos comparativamente com os dias úteis, quer no verão, quer no inverno.

**Figura I- 2 - Diagrama de carga na rede de distribuição de MT, por tipo de dia, em 2013**



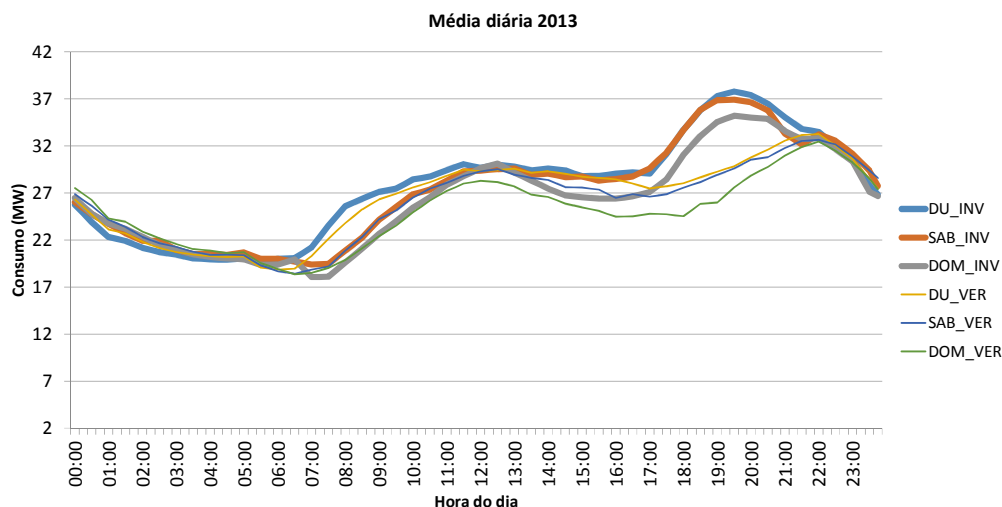
A Figura I- 3 apresenta a média diária da carga na rede de BT para cada um dos meses do ano de 2013 da ilha de São Miguel. É possível verificar nos meses de inverno que a ponta noturna salienta-se assumindo valores elevados. Com o aprofundamento do período de verão chega a curva mergulha e desloca-se para a direita devido ao efeito da hora solar.

**Figura I- 3 - Diagrama de carga na rede de distribuição de BT, por mês**



Na Figura I- 4 apresenta-se a média diária da carga na rede de BT em 2013, por tipo de dia, a saber: dias úteis de inverno e verão, sábados de inverno e de verão e domingos e feriados de inverno e de verão. Na rede de BT verifica-se uma menor diferenciação por tipo de dia, comparativamente com a rede de MT.

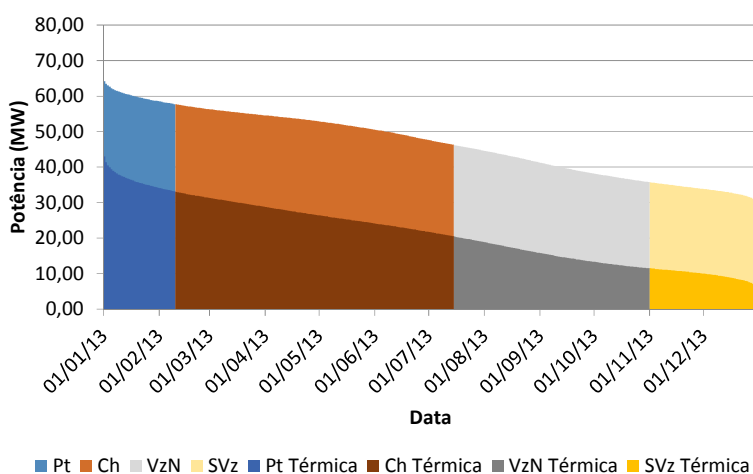
**Figura I- 4 - Diagrama de carga na rede de distribuição de BT, por tipo de dia**



## II. DIAGRAMAS CLASSIFICADOS DE GERAÇÃO POR TECNOLOGIA – AÇORES (SÃO MIGUEL)

O sistema electroprodutor da ilha de São Miguel é caracterizado pela existência de diversos grupos térmicos a fuelóleo (Térmica), 1 central térmica a biogás (Biogás), 2 centrais geotérmicas (Geotérmica), diversas centrais hidráulicas (Hídrica) e parques eólicos (Eólica). Na Figura II- 1 apresenta-se a curva classificada da carga e da produção térmica na ilha de São Miguel da Região Autónoma dos Açores para o ano de 2013. Identificam-se os períodos de ponta, cheias, vazio normal e supervazio. É possível verificar que a utilização da potência da tecnologia térmica é menor do que a do diagrama de carga agregado.

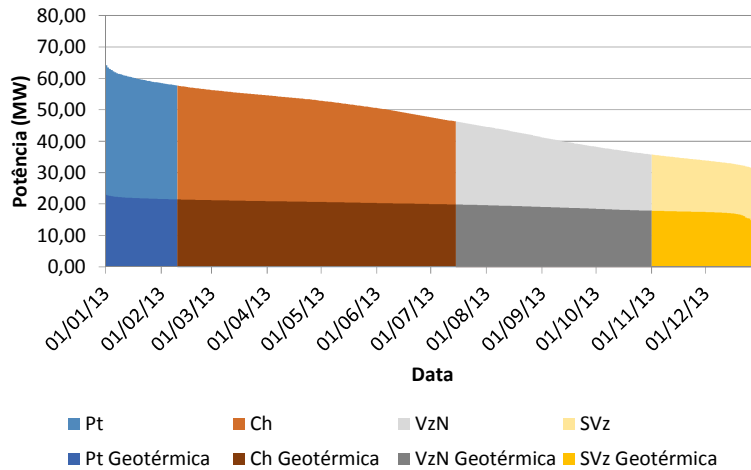
**Figura II- 1 - Diagrama classificado de carga e produção térmica, em 2013**





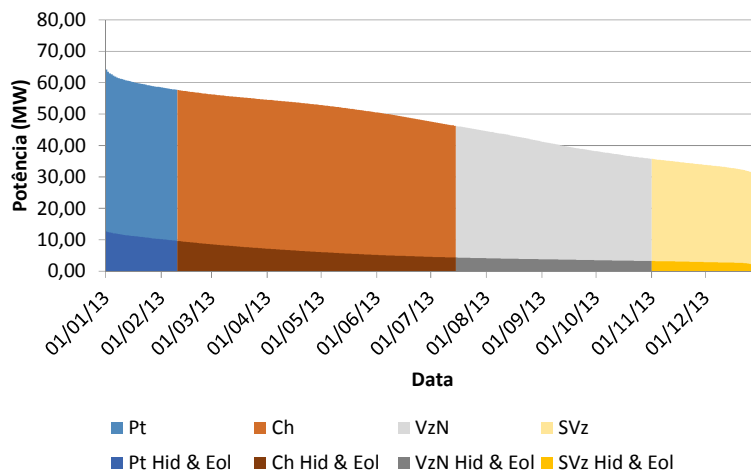
Na Figura II- 2 apresenta-se a curva classificada da carga e da produção geotérmica para o ano de 2013, identificando-se os períodos de ponta, cheias, vazio normal e supervazio. É possível verificar que a utilização da potência da tecnologia geotérmica é praticamente constante ao longo do ano.

**Figura II- 2 - Diagrama classificado de carga e produção geotérmica, em 2013**



Na Figura II- 3 apresenta-se a curva classificada da carga e da produção hídrica e eólica para o ano de 2013. É possível verificar que a utilização da potência desta tecnologia renovável é menor que a utilização do diagrama agregado.

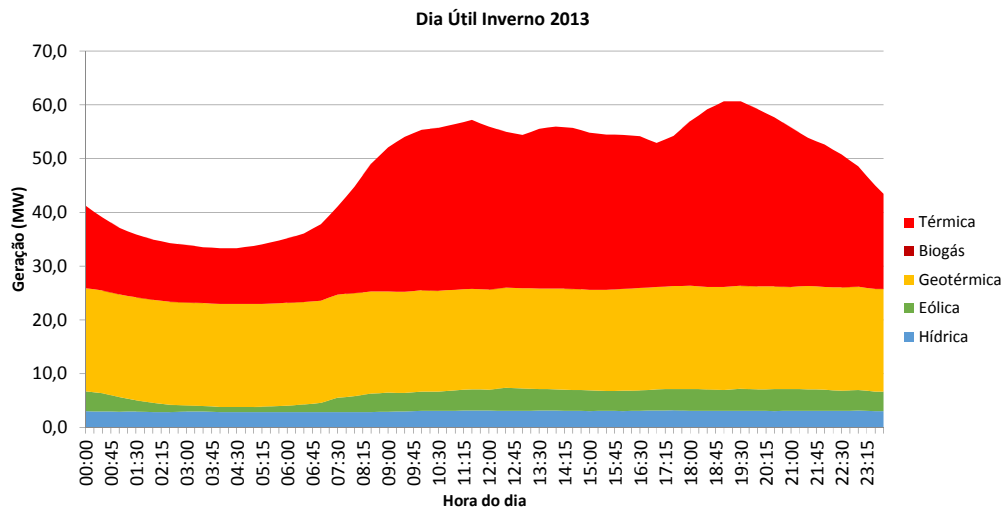
**Figura II- 3 - Diagrama classificado de carga e produção hídrica e eólica, em 2013**



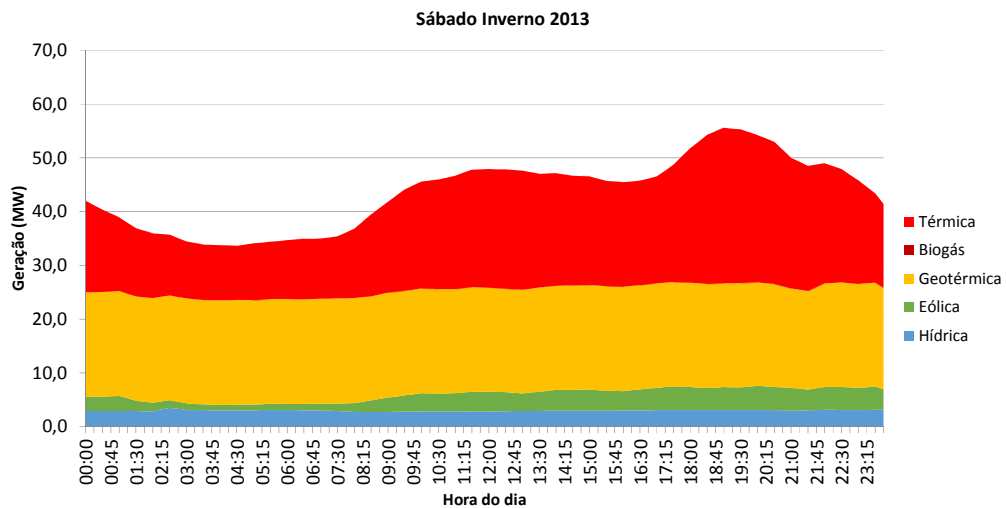
### III. DIAGRAMAS DE GERAÇÃO POR TECNOLOGIA E POR TIPO DE DIA – AÇORES (SÃO MIGUEL)

Nas figuras seguintes apresentam-se os diagramas de carga de produção por tipo de tecnologia para cada um dos 6 dias típicos (dias úteis, sábados e domingos de inverno e dias úteis, sábados e domingos de verão) todos para o ano de 2013. Verifica-se alguma estabilidade em termos energéticos da produção eólica e hidráulica, uma estabilidade acentuada da geotermia e uma grande penetração da tecnologia térmica à base de fuelóleo designadamente nos dias úteis, quer de inverno, quer de verão.

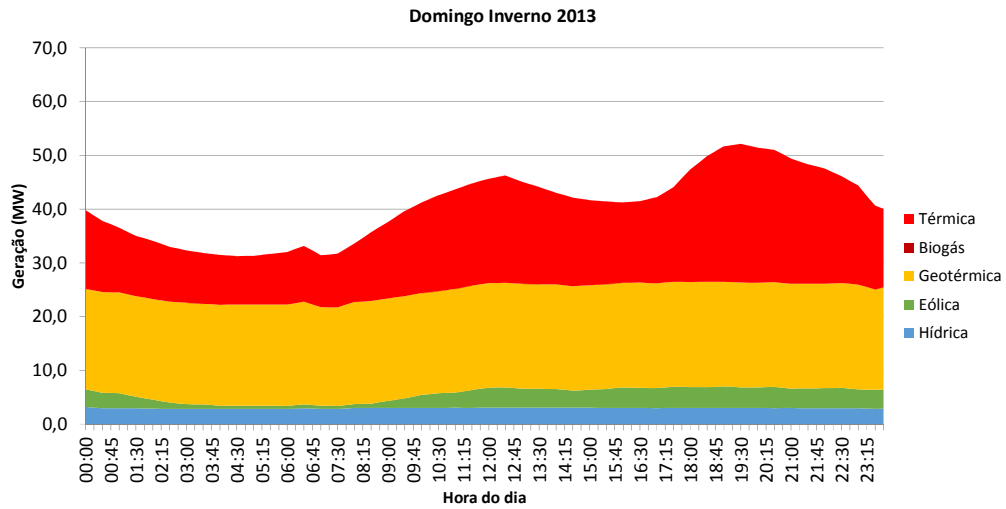
**Figura III- 1 – Diagrama de produção nos dias úteis de inverno, em 2013**



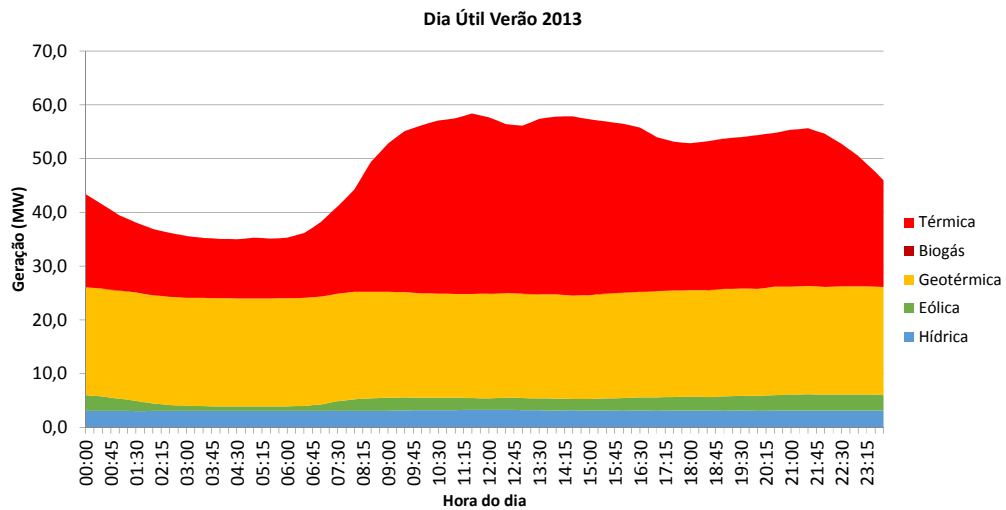
**Figura III- 2 – Diagrama de produção nos sábados de inverno, em 2013**

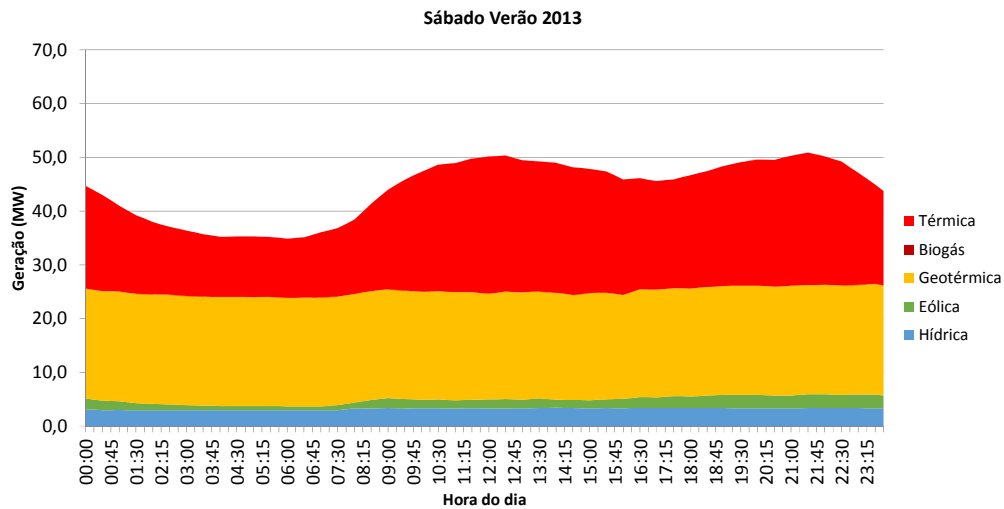
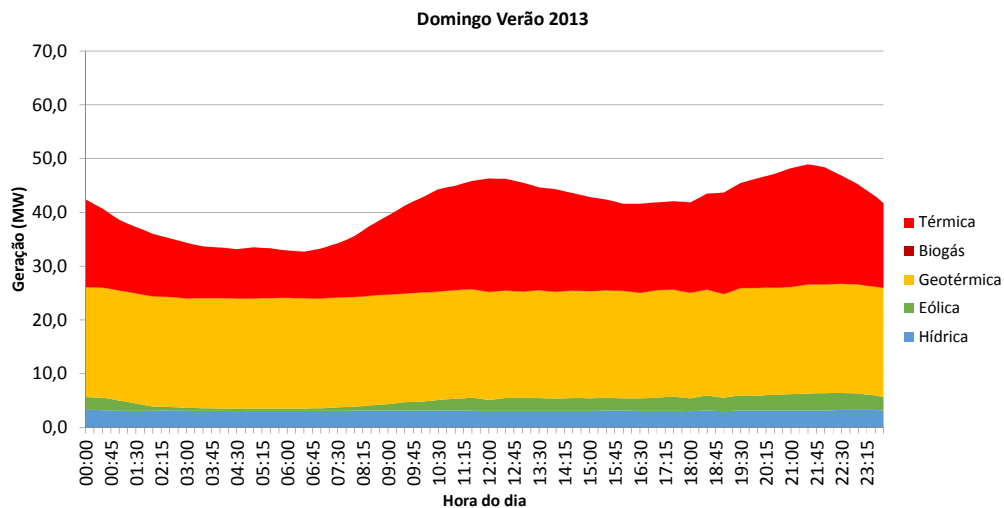


**Figura III- 3 – Diagrama de produção nos domingos de inverno, em 2013**



**Figura III- 4 – Diagrama de produção nos dias úteis de verão, em 2013**



**Figura III- 5 – Diagrama de produção nos sábados de verão, em 2013****Figura III- 6 – Diagrama de produção nos domingos de verão, em 2013**

A análise das figuras anteriores mostra que o custo marginal é predominantemente marcado pelo custo variável mais elevado dos grupos a fuelóleo. Considerando que os grupos existentes apresentam rendimentos semelhantes é espectável que para um número muito elevado de horas do ano o custo marginal seja igual ao custo variável dos grupos térmicos queimando fuelóleo. Num número reduzido de horas em que a produção de origem renovável e geotérmica é dominante a geração térmica é apenas chamada para assegurar a estabilidade de curto prazo do sistema elétrico. Neste número de horas curto o custo marginal do sistema será próximo de zero.