

# CONSULTA PÚBLICA

n.º 61

## Documento Justificativo da Proposta de Alteração ao Regulamento Tarifário (RT)

SETOR ELÉTRICO



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	Aperfeiçoamento da estrutura tarifária em Portugal e introdução de tarifas dinâmicas em Portugal continental.....	5
2.2	Introdução de sazonalidade nos preços da energia ativa para consumidores em BTE.....	7
2.3	Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas.....	9
2.4	Aperfeiçoamento do cálculo da Tarifa Social de Venda a Clientes Finais.....	11
2.5	Introdução de sazonalidade nas tarifas de acesso às redes em BTN e nas Tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.....	13
2.6	Tarifa de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão.....	14
2.7	Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador .....	16
2.8	Estudo sobre a disponibilização do ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas.....	18
2.9	Alteração da faturação da potência contratada para a iluminação pública com telecontagem.....	20
2.10	Pequenos aperfeiçoamentos.....	22
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS.....</b>	<b>23</b>
3.1	Temas transversais.....	23
3.1.1	Enquadramento da nomenclatura regulatória para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos .....	23
3.1.2	Alteração do tempo de duração dos períodos regulatórios para quatro anos.....	24
3.1.3	Simplificação do Regulamento Tarifário para o tornar mais permeável a alterações aplicáveis às fórmulas de cálculo dos proveitos permitidos .....	26
3.1.4	Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade pela introdução do princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas.....	27
3.1.5	Auditorias.....	32
3.2	REN Trading .....	33
3.2.1	Revisão mecanismo de incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e Tejo Energia, aplicado ao Agente Comercial .....	33
3.3	Operador Logístico de Mudança de Comercializador .....	36
3.3.1	Criação da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador .....	36
3.4	REN .....	38
3.4.1	Criação de um incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT que integrará o atual mecanismo de incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU) revisto.....	38

---

3.4.2	Revisão do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência.....	49
3.4.3	Alargamento da regulação por incentivos à atividade de gestão global do sistema com aplicação de uma metodologia do tipo <i>revenue cap</i> aos custos de exploração.....	50
3.5	EDP D.....	52
3.5.1	Aplicação de uma metodologia de aceitação de custos totais, TOTEX, à atividade de distribuição de energia elétrica no Continente, preferencialmente ao nível da BT.....	52
3.6	EDP D, EDA e EEM.....	60
3.6.1	Aperfeiçoamento do incentivo ao investimento em redes inteligentes no Continente e alargamento às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	60

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1- Preço marginal de fornecimento em BT, em percentagem do máximo anual .....	8
Figura 3-1 - Proveitos permitidos e evolução dos custos reais (simulação exemplificativa 1) .....	30
Figura 3-2 - Proveitos permitidos e evolução dos custos reais (simulação exemplificativa 2) .....	31
Figura 3-3 - Comparação de margens unitárias associadas à utilização do gás natural do contrato do tipo <i>take-or-pay</i> existente entre a REN Trading e a Galp .....	35
Figura 3-4 - Custos com o processo de gestão de mudança de comercializador .....	37
Figura 3-5 - Evolução do imobilizado bruto e do imobilizado remunerado da atividade de TEE .....	39
Figura 3-6 - Evolução dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	41
Figura 3-7 - Evolução do imobilizado bruto da rede de transporte e do valor acumulado de participações e subsídios .....	42
Figura 3-8 - Comparação do peso das participações e subsídios na atividade de Transporte face à atividade de Distribuição em AT e MT .....	43
Figura 3-9 - Evolução do imobilizado totalmente amortizado considerado no incentivo MEEFVU .....	44
Figura 3-10 - Evolução do incentivo MEEFVU .....	44
Figura 3-11 - Evolução do investimento transferido para exploração e das amortizações do exercício da atividade de TEE .....	45
Figura 3-12 - Evolução do imobilizado bruto, imobilizado líquido, amortizações acumuladas e participações e subsídios acumulados da atividade de TEE .....	46
Figura 3-13 - Proposta de incentivo à racionalização económica dos investimentos .....	47
Figura 3-14 - Custos com OPEX - REN .....	51
Figura 3-15 - Ativo líquido DEE (EDPD, EDA e EEM) e TEE (REN) (índice 2009=100, preços correntes) .....	54
Figura 3-16 - Investimento/Energia transportada ou distribuída (índice 2003=100, preços correntes) .....	55
Figura 3-17 - Investimento/Energia transportada ou distribuída (índice 2008=100, preços correntes) .....	55
Figura 3-18 - TOTEX (índice 2009=100, preços correntes) .....	56
Figura 3-19 - SAIDI DEE e TEE .....	57



## 1 INTRODUÇÃO

O quadro regulamentar do setor elétrico, aprovado em 2014, permitiu proceder à transposição das diretivas que integram o terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em 13 de julho de 2009, bem como a adoção de outras medidas determinadas pelos Decretos-Lei n.º 215-A/2012 e n.º 215-B/2012, ambos de 8 de outubro, que vieram introduzir no quadro legal novas especificidades. Foram também contempladas alterações que permitiram adequações no quadro regulamentar da ERSE no âmbito do regime sancionatório do setor energético, aprovado através da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro.

Mais recentemente, no dia 30 de novembro de 2016, foram publicadas pela Comissão Europeia novas propostas legislativas, designadas por “*Clean Energy for all Europeans*”, as quais preveem profundas alterações às disposições do 3.º Pacote de Energia, e por consequência ao direito nacional, designadamente aos Decretos-Lei portugueses. Contudo, este processo legislativo comunitário não deverá estar concluído antes de 2018-2019, com datas de aplicação e implementação subsequentes para as diferentes medidas. Estas alterações deverão ser consideradas numa revisão regulamentar futura. Apesar disso, alguns dos princípios e tendências já identificáveis na presente discussão comunitária são avançados na atual revisão regulamentar.

O 3.º pacote de diretivas prevê a aprovação de um conjunto alargado de códigos de rede europeus que têm vindo a ser gradualmente aprovados e a entrar em vigor. Assim, as presentes propostas de revisão regulamentar consideram o novo contexto da regulamentação europeia, quando aplicável.

Com as presentes propostas de revisão regulamentar, a ERSE completa a transposição das diretivas europeias, no quadro regulamentar nacional do setor elétrico e dos códigos de rede europeus recentemente aprovados, sendo esse um marco assinalável no processo de integração dos mercados europeus e do mercado ibérico em particular.

As propostas procuram, igualmente, refletir a experiência acumulada nos últimos vinte anos na regulação do setor elétrico, que potencia uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória. Finalmente, as propostas de revisão regulamentar procuram garantir a necessária coerência com algumas alterações recentemente introduzidas na regulação do setor do gás natural através da sua última 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:

- Aperfeiçoamento da estrutura tarifária em Portugal e introdução de tarifas dinâmicas em Portugal continental;

- Introdução de sazonalidade nos preços da energia ativa das tarifas de acesso às redes em BTE e nas tarifas de venda a clientes finais em BTE em Portugal continental e nas Regiões Autónomas;
- Introdução de sazonalidade nas tarifas de acesso às redes em BTN e nas tarifas de venda a clientes finais em BTN em Portugal continental e nas Regiões Autónomas;
- Aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas;
- Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais;
- Definição das tarifas de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão;
- Aprovação da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador;
- Disponibilização do ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas;
- Alteração da faturação da potência contratada para a iluminação pública com telecontagem;
- Enquadramento da nomenclatura regulatória para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos;
- Alteração do tempo de duração dos períodos regulatórios para quatro anos;
- Simplificação do RT para o tornar mais permeável a alterações aplicáveis às fórmulas de cálculo dos proveitos permitidos;
- Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade pela introdução do princípio geral de que os custos sujeitos a metas de eficiência são definidos tendo em conta o desempenho das empresas reguladas;
- Auditorias;
- Revisão mecanismo de incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e Tejo Energia, aplicado ao Agente Comercial;
- Criação da atividade de operação logística de mudança de comercializador;
- Criação de um incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT que integrará o atual mecanismo de incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU) revisto;
- Revisão do mecanismo de valorização dos novos investimentos da RNT a custos de referência;
- Alargamento da regulação por incentivos à atividade de gestão global do sistema com aplicação de uma metodologia do tipo *Revenue Cap* aos custos de exploração;
- Aplicação de uma metodologia de aceitação de custos totais, TOTEX, à atividade de distribuição de energia elétrica no continente, preferencialmente ao nível da BT;



- Aperfeiçoamento do incentivo ao investimento em redes inteligentes no continente e alargamento às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Cada proposta é apresentada e contextualizada neste documento, sendo ainda referidos os artigos afetados para uma leitura guiada da proposta de alteração do articulado do Regulamento.

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

Os objetivos e procedimentos da presente consulta pública podem ser consultados no documento de enquadramento disponibilizado pela ERSE para o efeito.



## 2 ESTRUTURA TARIFÁRIA

### 2.1 APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA EM PORTUGAL E INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A 6 de Março de 2017 a ERSE lançou a 59.<sup>a</sup> consulta pública, intitulada “Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas”, que prevê a realização de quatro projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária em Portugal. De acordo com o planeamento apresentado na consulta pública está a prevista a realização dos projetos-piloto durante o ano 2018, seguida de uma avaliação final no início de 2019. Se a avaliação final indicar um benefício líquido das alterações propostas, existe a intenção de as introduzir como novas opções tarifárias para o ano de 2020, que representa o último ano do próximo período regulatório.

Assim sendo, pretende-se rever o RT para poder passar da fase piloto para a implementação generalizada, sob a forma de novas opções tarifárias, ainda no decorrer do próximo período regulatório, caso os resultados da avaliação final dos projetos-piloto venham a indicar benefícios líquidos para o sistema elétrico nacional.

Os quatro projetos-piloto apresentados na consulta pública são os seguintes:

- (1) Aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em Portugal Continental;
- (2) Introdução de uma Tarifa Dinâmica no Acesso às Redes em Portugal Continental;
- (3) Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores;
- (4) Aperfeiçoamento da Tarifa de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

Os grupos de consumidores abrangidos pelos projetos-piloto, e que se pretendem manter numa futura implementação generalizada, são os consumidores em MAT, AT e MT em Portugal Continental e os consumidores em MT e BTE nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A implementação destes projetos-piloto ficou prevista na revisão do RT do setor elétrico de 15 de dezembro de 2014. Os planos de implementação apresentados pelos operadores das redes de distribuição incluíram análises benefício-custo preliminares que influenciaram a escolha em introduzir tarifas dinâmicas apenas em Portugal Continental, mas não nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Em alternativa são propostos projetos-piloto de aperfeiçoamento da atual estrutura tarifária para as Regiões Autónomas. Adicionalmente é ainda proposto para Portugal Continental realizar um segundo projeto-piloto que visa igualmente fazer um aperfeiçoamento da estrutura atual da Tarifa de Acesso às Redes.

Em relação à tarifa dinâmica, pretende-se introduzir em Portugal Continental uma estrutura do tipo *Critical Peak Pricing*, na qual os consumidores são notificados com uma antecedência curta (um ou dois dias) sobre a ocorrência de horas críticas<sup>1</sup>. Estas horas críticas implicarão uma tarifa de acesso às redes para a energia ativa mais elevada, situação comparada pela aplicação de preços mais reduzidos nas restantes horas. A metodologia para prever os períodos críticos será desenvolvida pela EDP Distribuição.

Os detalhes das alterações a testar nos projetos-piloto, ainda em análise, incluem entre outros aspetos:

- a) Aumento da sazonalidade (dividir o ano em 3 a 4 épocas, em vez da divisão atual em inverno e verão);
- b) Aumento do número de períodos horários por dia (hexa-horário no Continente, penta-horário nas RAs);
- c) Alteração do conceito de horas de ponta de forma a estar mais aderente aos períodos de ponta da rede;
- d) Alteração da localização e/ou duração dos períodos tarifários;
- e) Maior diferenciação dos preços das tarifas da energia ativa dos novos períodos tarifários;
- f) Introdução de tarifas dinâmicas em Portugal Continental (com um reduzido número de horas críticas por ano, por exemplo 100 horas);
- g) Introdução de ciclo semanal nas Regiões Autónomas.

Na sequência da implementação dos projetos-piloto e da análise benefício-custo e dos resultados alcançados, propõe-se a possibilidade de serem introduzidos os aperfeiçoamentos testados na estrutura tarifária, designadamente tarifas dinâmicas de acesso às redes.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

1. Aperfeiçoamento da estrutura tarifária em Portugal.
2. Introdução de tarifas dinâmicas em Portugal continental.
3. Introdução de flexibilidade necessária no RT, durante o decorrer do período regulatório 2018-2020, por forma a permitir uma implementação generalizada da nova estrutura tarifária testada nos projetos-piloto.

Esta alteração tem impacto no anexo II do RT e nos artigos 39.º, 51.º e 58.º do RT.

<sup>1</sup> No âmbito da consulta pública referente às Tarifas Dinâmicas foi testada uma duração anual de 100 horas críticas.

## 2.2 INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NOS PREÇOS DA ENERGIA ATIVA PARA CONSUMIDORES EM BTE

Atualmente o RT prevê para os níveis de tensão MAT, AT e MT que os preços de energia ativa apresentem diferenciação em períodos tarifários distintos com possibilidade de diferenciação trimestral dos preços. Para BTE o RT contempla a existência de 4 períodos tarifários sem qualquer diferenciação trimestral na energia ativa. As alterações ora propostas visam introduzir diferenciação trimestral para os clientes em BTE, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.<sup>2</sup> Estas alterações terão impacto na Tarifa de Acesso às Redes, na Tarifa Transitória de Venda a Clientes Finais em Portugal Continental e na Tarifa de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas, todas para os fornecimentos em BTE.

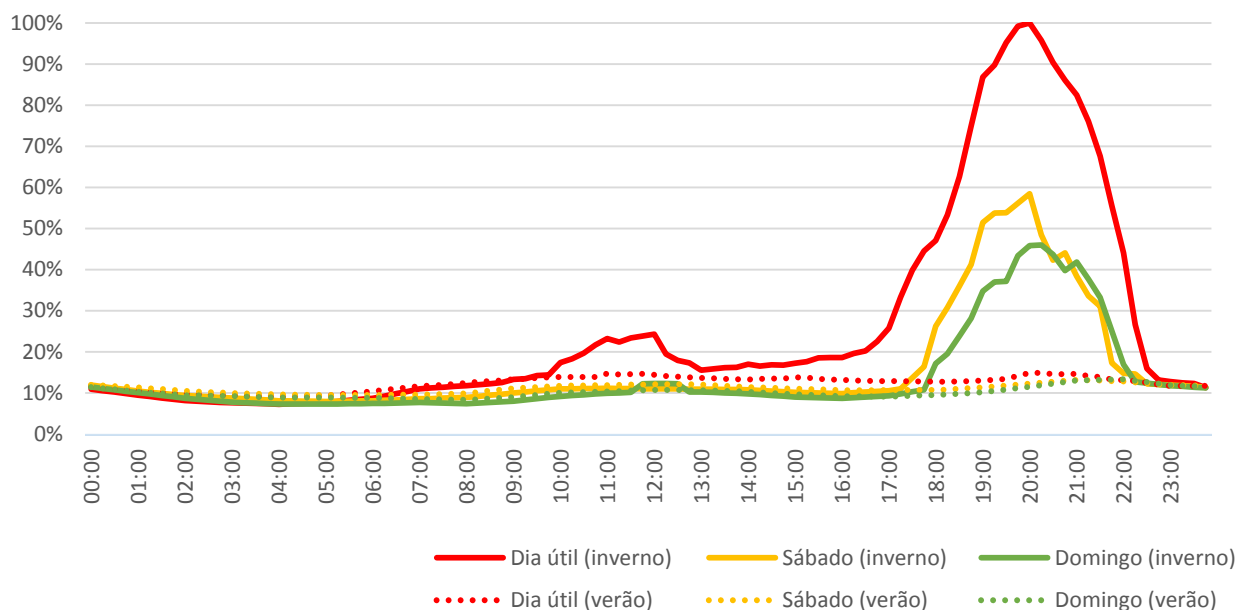
Pretende-se assim promover uma maior harmonização tarifária entre as opções tarifárias em BTE e as opções tarifárias em MAT, AT e MT. Adicionalmente este aperfeiçoamento das tarifas em BTE permite uma melhor adequação dos preços das tarifas aos custos causados promovendo-se a eficiência económica na utilização da energia e das redes de energia elétrica.

A Figura 2-1 ilustra a sazonalidade nos custos marginais de fornecimento para as entregas em BT, incluindo por isso os níveis BTE e BTN. Para além de revelar a diferenciação semanal destes custos, distinguindo claramente os dias úteis dos sábados e domingos, também é notória a desigualdade entre os períodos de inverno e verão.<sup>3</sup> As diferenças entre o verão e o inverno são motivadas sobretudo pela componente do uso das redes. A diferenciação sazonal nos custos de fornecimento justificam a introdução de maior sazonalidade em BTE na energia ativa enquanto variável de faturação.

---

<sup>2</sup> Importa referir que atualmente só se publicam preços diferenciados para a energia ativa entre o período húmido (trimestres 1 e 4) e o período seco (trimestres 2 e 4) embora o RT permita a existência de preços diferenciados por trimestre.

<sup>3</sup> A metodologia utilizada para determinar os custos incrementais pelo uso das redes segue a metodologia utilizada no âmbito da consulta pública n.º 59 da ERSE, intitulada “Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas” (março 2017).

**Figura 2-1- Preço marginal de fornecimento em BT, em percentagem do máximo anual**

Nota: Os valores subjacentes a estas percentagens, medidos em €/MWh, incluem a tarifa de uso das redes e os preços de energia do OMIE, excluindo por isso a parcela do uso global do sistema. Os custos incrementais pelo uso das redes refletem o diagrama de carga líquida em BT (igual ao consumo menos a geração distribuída em BT). Os valores utilizados para a carga líquida são referentes a 2014 e os preços de OMIE são médias do período 2008-2015 (e que incluem o efeito de perdas até BT).

A introdução gradual de sazonalidade nos preços de energia ativa em BTE, em linha com a atual estrutura tarifária em MAT, AT e MT, será efetuada no processo anual de aprovação de tarifas de modo a garantir-se a mitigação de impactes tarifários diferenciados por tipo de cliente.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

4. Introdução de diferenciação trimestral nos preços de energia ativa para entregas em BTE nas tarifas de acesso às redes, nas tarifas transitórias de venda a clientes finais e nas tarifas de venda a clientes finais das Regiões Autónomas.

Esta alteração tem impacto nos artigos 37.º, 49.º, 56.º e nos Quadros 14 e 16 do RT.

### 2.3 APERFEIÇOAMENTO DO MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

As variações nas tarifas de venda a clientes finais (TVCF) das regiões autónomas estão sujeitas à aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas de referência no Continente, por forma a minimizar os impactes tarifários por cliente, decorrentes da alteração da estrutura de preços das tarifas.

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 2014. O processo de extinção das tarifas reguladas em BTN em Portugal continental tornou 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, as tarifas aditivas em Portugal continental (que emulam os preços no mercado retalhista) passaram a ser o referencial de convergência das TVCF nos Açores e na Madeira, para a totalidade dos fornecimentos em MT, BTE e BTN.

O RT em vigor estabelece que as tarifas nas regiões autónomas devem respeitar o princípio da convergência tarifária com Portugal continental, sendo que o valor a recuperar pela aplicação das TVCF de cada Região Autónoma, não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental às quantidades previstas em cada região autónoma.

Esta disposição tem condicionado a aplicação do mecanismo de convergência, tendo-se observado em alguns anos variações tarifárias médias nas regiões autónomas inferiores às de Portugal continental, em resultado de estruturas de consumo diferenciadas, conforme apresentado no Quadro 2-1.

**Quadro 2-1 – Variações tarifárias da BTN nas Regiões Autónomas e em Portugal continental**

	Portugal continental	Região Autónoma dos Açores	Região Autónoma da Madeira
<b>2015</b>	3,3%	4,2%	4,2%
<b>2016</b>	2,5%	0,0%	0,3%
<b>2017</b>	1,2%	1,0%	1,1%

Os consumidores de Portugal continental estão a suportar parte dos custos observados nas regiões autónomas, nomeadamente os custos com a convergência tarifária, através das tarifas de uso global do sistema. Por razões de coerência e compreensão por parte dos consumidores do processo de convergência tarifária aconselha-se a introdução de aperfeiçoamentos no atual mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais das regiões autónomas, de modo a garantir-se uma maior harmonização entre as variações tarifárias das regiões autónomas e de Portugal continental.

Nesse sentido, propõe-se introduzir no atual mecanismo de convergência tarifária com Portugal continental, uma disposição que estabeleça que a determinação das tarifas de venda a clientes finais nos Açores e na Madeira deve garantir em simultâneo: (i) que o valor a recuperar por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais na região autónoma em causa não deve ser inferior ao que resulta da aplicação dos preços de venda a clientes finais em Portugal continental, às quantidades previstas para a respetiva região autónoma; e (ii) uma variação tarifária harmonizada com a variação tarifária observada em Portugal continental.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

5. Aperfeiçoar o mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes por forma a garantir variações tarifárias nas regiões autónomas semelhantes às de Portugal continental.

Esta alteração tem impacto nos artigos 149.º, 150.º, 152.º e 153.º do RT.



## 2.4 APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO DA TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/72/EC, de 13 de julho

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, criou a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos do RT, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. O Despacho n.º 11946-A/2016, de 6 de outubro, estabeleceu para 2017 um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais. Este desconto é veiculado através da tarifa social de acesso às redes, o que permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica, representando em 2017 um desconto médio de 49% nas tarifas de acesso às redes.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo<sup>4</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social. O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo atualmente a cerca de 700 mil clientes.

A ERSE estabelece a tarifa social de acesso às redes e as tarifas sociais de venda a clientes finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso, nos termos do RT.

O desconto social a aplicar às tarifas de venda a clientes finais coincide com o desconto nas tarifas sociais de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Este desconto é determinado por diferença entre as tarifas de acesso às redes e as correspondentes tarifas sociais de acesso às redes, incidindo preferencialmente no preço de potência contratada em €/kVA, de modo a promover-se uma utilização racional de energia.

---

<sup>4</sup> Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5.808, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, até um máximo de 10

Considerando que as tarifas de acesso às redes não estão sujeitas a qualquer mecanismo de atenuação de variações tarifárias por termo tarifário, a determinação dos descontos sociais deverá ser efetuada mitigando-se variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Atualmente já existe um mecanismo de mitigação das variações tarifárias no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, através do mecanismo de limitação de acréscimos resultantes da convergência para tarifas aditivas, previsto no artigo 147.º do RT.

Pretende-se alargar a aplicação do mecanismo já existente e aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso ao cálculo das tarifas sociais, com o objetivo de mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Nestas circunstâncias o desconto resultante a aplicar nas tarifas sociais de acesso às redes a adotar no desenho das tarifas sociais de venda a clientes finais a aplicar por todos os comercializadores deverá ser determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente nas tarifas sociais de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada, em €/kVA, de modo a promover-se uma utilização racional de energia. Acresce que o desconto deverá ser idêntico para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter-se a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

6. Aplicar o mecanismo de convergência aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso ao cálculo das tarifas sociais.
7. Manter a preferência de aplicação do desconto nos preços de potência contratada, em €/kVA.

Esta alteração tem impacto nos artigos 40.º e 147.º do RT.

## **2.5 INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BTN E NAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

Pretende-se promover uma maior harmonização tarifária, entre os diferentes níveis de tensão, ao introduzir alterações em BTN equivalentes às alterações introduzidas nos clientes em BTE, através da alteração proposta no ponto 2.2.

Atualmente o RT prevê para BTN a existência de 3 períodos tarifários, sem qualquer diferenciação trimestral na energia ativa. As alterações agora propostas visam introduzir diferenciação trimestral nos preços de energia (período I, II, III e IV), das tarifas de acesso às redes dos clientes em BTN e das tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN, em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas, à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores (ver Figura 2-1). Esta sazonalidade será aplicável nas opções tarifárias bi-horária e tri-horária, na BTN.

Esta situação permite a adoção de preços diferenciados associados a trimestres diferentes e conseqüentemente a definição de tarifas com sazonalidade na energia ativa. Este tipo de tarifas permite uma melhor adequação dos preços das tarifas aos custos causados promovendo-se a eficiência económica na utilização da energia e das redes de energia elétrica.

Estas tarifas serão assim compostas por um termo de potência dependente do escalão de potência, em €/dia, e termos de energia, em €/kWh, com preços diferenciados em três ou dois períodos horários e com diferenciação trimestral (período I, II, III e IV).

No que respeita às tarifas simples, quer de acesso às redes quer de venda a clientes finais, opta-se pela não introdução desta diferenciação trimestral, preservando-se a simplicidade de aplicação destas tarifas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

8. Introdução de sazonalidade nas tarifas de acesso às redes em BTN, das opções tarifárias bi-horária e tri-horária em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.
9. Introdução de sazonalidade nas tarifas de venda a clientes finais em BTN, das opções tarifárias bi-horária e tri-horária em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Esta alteração tem impacto nos artigos 38.º, 43.º, 44.º, 48.º, 50.º, 55.º, 57.º, 63.º, 71.º, 76.º e 78.º do RT.

## **2.6 TARIFA DE ACESSO PARA OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO**

Atualmente, o RRC prevê dois tipos de relacionamento comercial entre o operador de rede em Alta Tensão e Média Tensão (adiante designado por ORD AT/MT) e os operadores de rede exclusivamente em baixa tensão que são também comercializadores de último recurso (adiante designados por ORD BT).

Nos termos do artigo 64.º do RRC e no âmbito da faturação das tarifas de acesso às redes, o ORD AT/MT fatura ao ORD BT as parcelas relativas às entregas aos clientes dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT e a parcela relativa às entregas a clientes em BT de comercializadores ou agentes de mercado na área geográfica. Para aplicação destas faturações é necessário que as quantidades relativas às entregas a clientes dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT e demais clientes de outros comercializadores ou agentes de mercado, sejam medidas nos pontos de entrega a clientes em BT<sup>5</sup>.

No âmbito da faturação das tarifas de acesso às redes para as entregas a clientes dos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT e em alternativa à medição das quantidades nos pontos de entrega a clientes em BT, está prevista a possibilidade do ORD BT poder ser faturado pelo ORD AT/MT por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT às quantidades medidas nos seus Postos de Transformação, com os ajustamentos decorrentes das entregas a clientes de outros comercializadores diferentes do ORD/CUR BT e da produção de energia renovável recebida na rede<sup>6</sup>. Esta modalidade de faturação é aplicável na circunstância das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao ORD BT serem faturadas de forma direta pelo ORD MT/AT ou por comercializador que abasteça comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão, nos termos previstos pelo artigo 260.º, n.º 4.

Esta solução teve por principal objetivo, por um lado, manter as regras históricas em vigor e aplicáveis aos operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT que, simultaneamente são comercializadores de último recurso, e por outro lado, preservar a simplicidade do processo de faturação e comunicação entre operadores da rede, considerando a diferença de estrutura e gestão dos ORD BT. Contudo, sem descurar a informação necessária ao funcionamento do processo, designadamente informação sobre as quantidades relativas à produção de energia renovável e as entregas a clientes de outros comercializadores, verifica-se que esta foi a solução que reuniu maior adesão por parte dos ORD e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.

Volvidos 6 anos da aplicação deste regime é necessário proceder a melhoramentos do funcionamento da regra designadamente clarificando que o seu objeto tem por destinatários os operadores das redes de

---

<sup>5</sup> Conforme estabelecido no artigo 64.º, nos números 2 e 3.

<sup>6</sup> Conforme estabelecido no artigo 64.º, no número 4

distribuição exclusivamente em baixa tensão que simultaneamente exercem atividades de comercialização de último recurso. A alteração que se propõe visa igualmente melhorar a aderência desta modalidade de faturação aos pagamentos que resultariam da aplicação da 1.ª modalidade, designadamente no que respeita à repercussão e transferência dos CIEGs ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.

Assim, propõe-se a aprovação de uma nova tarifa de acesso às redes para os ORD BT a qual será calculada pela inclusão das seguintes componentes: uso da rede de transporte (URT) e uso da rede de distribuição em alta tensão (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em média tensão (URD MT), adicionada da tarifa de uso global do sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.

Pretende-se com esta nova tarifa de acesso garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEGs pagos pelos clientes aos ORD BT garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração permite ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia, no que respeita à tarifa de acesso às redes.

Esta alteração tem impactos no valor da faturação do acesso às redes entre o ORD AT/MT e os ORD BT e entre o ORD AT/MT e os comercializadores que abasteçam comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão, que tenham optado pela faturação por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT. Na sua aplicação pelo ORD AT/MT não se identificaram impactos significativos.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

10. Aprovação de uma nova modalidade de tarifa de acesso às redes para os ORD BT a qual será calculada pela inclusão das seguintes componentes: Uso da rede de transporte (URT) e uso da rede de distribuição em alta tensão (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em média tensão (URD MT), adicionada da tarifa de uso global do sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.

11. Alteração do artigo 64.º do RRC visando clarificar que esta opção de faturação só está disponível para ORD BT que atuem simultaneamente como comercializadores de último recurso.

Esta alteração tem impacto nos artigos 20.º 22.º, novo 22.ºA, 196.º do RT e no artigo 64.º do Regulamento das Relações Comerciais.

## 2.7 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março aprovou o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC) de eletricidade e gás. Nos termos do referido diploma, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural. Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural, serem uma das formas de financiamento desta atividade (art. 6.º, n.º1, al. c).

Considerando os princípios aplicáveis ao cálculo e à fixação das tarifas, previstos no artigo 61.º do diploma base do setor elétrico, o cálculo e a fixação das tarifas reguladas aplicáveis às diversas atividades devem ser transparentes quer na sua formulação quer na sua fixação, garantindo a inexistência de subsidiação cruzadas entre atividades e entre clientes, através da adequação das tarifas aos custos e da adoção do princípio da aditividade tarifária. Decorre ainda da lei, o direito dos consumidores realizarem a mudança de comercializador sem custos diretos associados à mudança.

Neste contexto, considerando que a atividade do OLMC passa a ser executada por entidade diferente dos operadores das redes, conforme transitoriamente está definido, o RT deverá refletir esta alteração através da criação de uma nova tarifa visando a sua explicitação e clarificação da separação desta atividade da atividade de operação das redes.

As diferentes tarifas por atividade do sector elétrico devem refletir os custos dessas atividades e os preços dessas tarifas devem ser determinados com base na estrutura dos custos marginais ou incrementais associados. Considerando as características das atividades relativas ao OLMC, o custo mais relevante estará associado à plataforma informática que deverá estar dimensionada para responder ao número de solicitações decorrentes de ambos os setores regulados (eletricidade e gás natural).

Atualmente, o custo das atividades de mudança de comercializador no gás natural está repercutido na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte, e no setor elétrico, é repercutido através da tarifa de uso da rede de distribuição. A alteração proposta neste documento só afeta o setor elétrico.

Face aos objetivos indicados, propõe-se a criação de uma tarifa de OLMC, em secção própria no RT, prevendo-se a possibilidade de ser diferenciada por nível de tensão, considerando a natureza essencialmente fixa dos custos do OLMC, a tarifa do OLMC deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por preços tarifários fixos (euros por mês), dependentes do nível de tensão e tipo de fornecimento. Esta estrutura seria mais aderente aos custos e por isso permitiria a alocação mais eficiente dos custos pelos vários utilizadores.

Todavia, esta opção teria como inconveniente a criação de uma nova variável de faturação (termo tarifário fixo), a incluir na tarifa de acesso às redes para MAT, AT, MT e BTE. Esta opção seria assim impactante ao nível dos sistemas comerciais de faturação dos operadores de redes e dos comercializadores, sendo a materialidade do novo termo fixo a introduzir bastante reduzida. A forma de ultrapassar esta dificuldade será adotar como variável de faturação a energia ativa. Nestas circunstâncias, a estrutura desta tarifa será determinada através de preços de energia diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento. Os preços de energia a aplicar devem garantir uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação dos termos fixos.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

12. Criação de uma nova secção no Cap. VI, relativa a atividade do OLMC
13. Criação de nova secção no Cap. V do RT, relativa à Metodologia de Cálculo da tarifa do OLMC.
14. Adoção de uma tarifa de OMLC com estrutura monómia com preços de energia ativa diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Esta alteração tem impacto nos artigos 18.º, 20.º, 22.º, 22.ºA, 25.º, 26.º, 27.º, 64.ºA, 64.ºB, 64.ºC, 64.ºD, 139.º A do RT e artigos 122.º e 123.º do Regulamento de Relações Comerciais.

## 2.8 ESTUDO SOBRE A DISPONIBILIZAÇÃO DO CICLO SEMANAL EM BTN NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Em resposta à Consulta Pública da ERSE n.º 59, com o título “Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas”, o Conselho Tarifário recomendou no seu parecer que se introduzisse já no próximo período regulatório de 2018-20 o ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas como opção tarifária, no sentido de promover uma maior uniformidade tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas. A mesma recomendação também foi submetida pela EDA, pela EEM e pela DECO em resposta a essa consulta pública.<sup>7</sup>

Atualmente nas Regiões Autónomas os clientes em BTE e MT podem optar entre dois ciclos de contagem, o ciclo diário e o ciclo diário opcional. No entanto, um cliente em BTN das Regiões Autónomas apenas tem à sua disposição o ciclo diário. Como é visível no Quadro 2-2, os clientes em BTN nas Regiões Autónomas são atualmente os únicos consumidores em Portugal que não dispõem de dois ciclos de contagem.

**Quadro 2-2 - Tipologia de ciclos de contagem para efeitos de definição dos períodos horários**

PORTUGAL CONTINENTAL	REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES	REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA
Consumidores em MAT, AT e MT: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Semanal opcional</li> </ul>	Consumidores em MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> <li>• Ciclo Diário opcional</li> </ul>	Consumidores em MT e BTE: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> <li>• Ciclo Diário opcional</li> </ul>
Consumidores em BTE e BTN; <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Semanal</li> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>	Consumidores em BTN: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ciclo Diário</li> </ul>

MAT – Muito Alta Tensão; AT – Alta Tensão; MT – Média Tensão; BTE – Baixa Tensão Especial e BTN – Baixa Tensão Normal.

De forma a criar uma igualdade de alternativas face aos outros níveis de tensão e a promover uma maior uniformidade tarifária entre o Continente e as Regiões Autónomas será realizado pela ERSE um estudo aprofundado para a introdução de um ciclo semanal nas Regiões Autónomas para fornecimentos em BTN.

Neste âmbito importa referir que este estudo aprofundado não irá abranger os consumidores em MT e BTE das Regiões Autónomas uma vez que está em curso a implementação dos projetos-piloto durante o

<sup>7</sup> Neste âmbito importa destacar que a EEM submeteu no seu plano de implementação para os projetos-piloto referidos na consulta pública evidências de uma diferenciação semanal dos perfis de consumo em BTN. A informação referente ao ano de 2015 realça a preponderância dos consumos em BTN nos dias úteis.



ano 2018 previstos pela Consulta Pública n.º 59, que preveem, entre outros aspetos, estudar a introdução de um ciclo de contagem semanal em MT e BTE nestes dois tipos de fornecimento.

A aplicação do princípio da uniformidade tarifária em sentido estrito, por comparação com o Continente, obrigaria nas Regiões Autónomas a descontinuar em MT os ciclos diários por substituição com ciclos semanais e a descontinuar em BTE um dos dois ciclos diários por introdução de um ciclo semanal. Tal medida teria impactes significativos num conjunto de consumidores, o que obriga a um estudo cauteloso sobre as medidas a tomar. Em BTN a introdução do ciclo semanal será livre de impactes significativos, uma vez que se traduz na adição de um ciclo de contagem opcional.

Por último, importa referir que a introdução do ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas deverá ser efetuada garantindo-se durações dos períodos horários (ponta, cheias, vazios) em linha com as respetivas durações do ciclo semanal existente em Portugal Continental. Os resultados do estudo referido integrarão o processo de aprovação das tarifas e preços para 2018.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

15. Introduzir o ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas. A localização dos períodos horários será determinada mediante estudo a integrar o processo de aprovação das tarifas e preços.

Esta alteração tem impacto no artigo 35.º do RT.

## **2.9 ALTERAÇÃO DA FATURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA COM TELECONTAGEM**

No que respeita às suas características de ligação, os circuitos de iluminação pública (IP) são fornecimentos em baixa tensão e, por essa razão, o seu tratamento tarifário é equiparado ao dos restantes clientes que estejam ligados no mesmo nível de tensão. Decorre da lei a obrigação de aplicação de tarifas de energia elétrica de forma não discriminatória e uniforme em todo o território nacional. Uma das concretizações deste princípio é a inexistência de tarifas que distingam consoante o uso ou tipo de consumidor, privilegiando-se conceitos tarifários associados às características dos respetivos fornecimentos, para os quais é possível identificar custos e utilizações da rede elétrica semelhantes, de forma não discriminatória, independentemente do uso que o consumidor final dê à energia consumida.

Todavia, os fornecimentos em IP apresentam algumas características que os distinguem dos restantes clientes em BTN, designadamente o facto de, nos circuitos de IP, dispensarem o disjuntor de corte e proteção para efeitos de faturação, contrariamente ao que se verifica nos restantes clientes em BTN. Por estas razões, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), ponto 39.2, estabelecem-se regras especiais que permitem calcular a potência contratada utilizada nos circuitos de IP. Com base nesta regra de estimacão procede-se à faturação dos circuitos de IP em BT.

Desde 2012, que foi regulamentada a obrigação de instalação de contadores em telecontagem<sup>8</sup> nos circuitos de IP. Por via dessa regulamentação, cerca de 99% das instalações IP que beneficiam de contadores com telecontagem. Esta situação possibilita a medição da potência aparente<sup>9</sup> efetivamente utilizada por cada circuito, nos mesmos moldes verificados para a medição da potência ativa nos clientes em BTE, MT e demais níveis de tensão, situação que dispensa a aplicação da regra supra referida para estimar a potência contratada.

Neste contexto, a ERSE propõe para os circuitos de IP que tenham telecontagem e se encontrem nas opções tarifária bi ou tri-horária, a aplicação de uma tarifa em BTN com um preço de potência aparente em euros por kVA. No que respeita à faturação da energia, deverão ser aplicados os correspondentes preços de energia por período horário em BTN, à energia medida em cada período horário (no caso de uma opção tarifária tri-horária, os preços apresentarão diferenciação entre horas de ponta, cheias e vazias).

---

<sup>8</sup> Resulta conjuntamente da redação do artigo 239.º, n.º 7 do Regulamento de Relações Comerciais e do ponto 38 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados de energia elétrica em Portugal continental, aprovado pela Diretiva n.º 5/2016, de 26 de fevereiro.

<sup>9</sup> A potência aparente é determinada pela raiz quadrada da soma dos quadrados da potência ativa e da potência reativa.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

16. Alteração da regra de faturação da potência contratada para pontos de ligação de circuitos de iluminação pública dotados de telecontagem em BTN, com opções tarifárias bi ou tri-horárias.

Esta alteração tem impacto nos artigos 38.º, 44.º, 50.º e 57.º do RT e artigos 109.º, 126.º e 247.º do Regulamento de Relações Comerciais.

## 2.10 PEQUENOS APERFEIÇOAMENTOS

- No número 3 do Artigo 37.º explicita-se a aplicação do ciclo diário ou do ciclo semanal, na faturação das tarifas de acesso às redes em BTE.
- No número 3 do Artigo 38.º explicita-se a aplicação do ciclo diário ou do ciclo semanal, na faturação das tarifas de acesso às redes em BTN.
- No número 4 do Artigo 44.º explicita-se a aplicação do ciclo diário ou do ciclo semanal, na faturação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN, em Portugal continental.
- Será retirado o número 3 do Artigo 63.º, o número 3 do Artigo 67.º, o número 6 do Artigo 71.º, o número 5 do Artigo 76.º, o número 5 do Artigo 77.º e o número 3 do Artigo 79.º, por forma a obter-se uma maior simplificação dos respetivos artigos.
- No número 1.a) do Artigo 44.º, no número 1.a) do Artigo 50.º e no número 1.a) do Artigo 57.º substitui-se “Termo tarifário fixo” por “Preços de potência contratada”.

### 3 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES REGULADAS

#### 3.1 TEMAS TRANSVERSAIS

##### 3.1.1 ENQUADRAMENTO DA NOMENCLATURA REGULATÓRIA PARA EFEITOS DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Dado as significativas modificações ocorridas nas normas contabilísticas que implicaram alterações do léxico contabilístico e financeiro e do relato financeiro das empresas, revela-se essencial melhor enquadrar a nomenclatura regulatória para efeitos do cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas. Acresce que as novas realidades e desenvolvimentos do setor têm originado uma maior complexidade ao nível das operações de investimento e operacionais, reportadas pelas empresas reguladas que obrigam a reforçar junto dos *stakeholders* as diferenças existentes entre o normativo de reporte de informação económico e financeiro e o normativo contabilístico. Pelos motivos acima expostos, importa que o RT produza uma clarificação da interpretação dada pela ERSE às diferentes rúbricas associadas a essas componentes de forma a servir de linhas orientadoras no reporte e análise destas operações durante o processo regulatório

Assim, as alterações efetuadas ao RT vão no sentido de permitir uma convergência entre o normativo contabilístico nacional e o internacional, sendo expetável que as atuais modificações perdurem nos próximos períodos económicos. Esta atualização permite uma comunicação mais fluida e eficaz com os diversos *stakeholders*, em particular, com as empresas reguladas e com os auditores financeiros.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

17. Evidenciar a especificidade do processo regulatório, que envolve a utilização de terminologia singular que pode apresentar alguma similitude com a terminologia do normativo contabilístico em vigor, mas que é distinta do mesmo. Esta nota é acompanhada da inclusão no RT de um conjunto de termos de utilização específica no contexto regulatório, mas que apresentam ou apresentavam similitude com termos das normas contabilísticas com significados semelhantes, por exemplo “rendimentos” em lugar de “proveitos” ou distintos, como por exemplo os “ajustamentos”.
18. Esclarecimento da interpretação regulamentar, igualmente ao nível do artigo 3º “Siglas e Definições”, de alguns conceitos comuns aos normativos contabilísticos e regulamentares, de forma a servir de linhas orientadoras no reporte e análise destas operações durante o processo regulatório. Explicita-se, por exemplo, que os custos de exploração não incluem qualquer tipo de custos financeiros, mesmo quando integrados em rubricas associadas a gastos operacionais (ex.: juros incluídos nos custos com benefícios pós-emprego) ou interpretação dada ao conceito de ativo entrado em exploração.

Esta alteração tem impacto no artigo 3.º do RT.

### 3.1.2 ALTERAÇÃO DO TEMPO DE DURAÇÃO DOS PERÍODOS REGULATÓRIOS PARA QUATRO ANOS

Desde o início da regulação do Setor Elétrico em Portugal a duração dos períodos regulatórios é de três anos (com exceção do ano de 2005 em que o período regulatório teve a duração de um ano), o que tem permitido uma monitorização atenta da evolução do contexto regulatório e, conseqüentemente, a adaptação das atuação da ERSE às condicionantes externas e ao desempenho das empresas face às metas anteriormente definidas.

A adaptação do quadro regulatório ao contexto vigente e ao desempenho das empresas pode ser efetuada pela ERSE recorrendo às revisões das metodologias regulatórias plasmadas no RT ou, no quadro das metodologias existentes, através da revisão dos parâmetros regulatórios, tais como as taxas de remuneração, os indutores de custos ou ainda as metas de eficiência. A revisão das metodologias regulatórias constitui um instrumento de adaptação do quadro regulatório mais disruptivo, que se justifica quando é patente a insuficiência da resposta dada pelas metodologias existentes à data para responder aos objetivos traçados ou quando alterações do quadro técnico, legal ou económico assim o impõem. A revisão dos parâmetros regulatórios constitui um instrumento mais flexível, com vista a tornar as metodologias já existentes mais eficazes e adaptadas ao desempenho das empresas. Assim, os processos de revisão regulamentar, materializados na revisão das metodologias regulatórias, e de definição dos parâmetros regulatórios não têm que coincidir.

Passados cerca de vinte anos desde o início da regulação do setor elétrico, setor este que se caracteriza por um elevado grau de maturidade, a maior parte das metodologias e dos princípios regulatórios aplicados encontram-se devidamente consolidadas. Antevê-se, assim, atualmente a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória. Com o objetivo de promover essa estabilidade regulatória a ERSE propõe que os períodos regulatórios do Setor Elétrico passem a ter a duração de quatro anos. Tal contribuirá para que as empresas possam ter uma maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas, designadamente, permitindo-lhes delinear com maior certeza as suas estratégias de atuação e de ajuste das suas atividades às exigências regulatórias.

A definição dos parâmetros regulatórios continuará a ser efetuada no início de cada período regulatório, a cada quatro anos.

No entanto, considera-se que este alargamento dos períodos regulatórios não pode ser transferido para o período de vigência dos parâmetros em todas as situações, designadamente nas atividades de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão e de Comercialização de Energia Elétrica. Nessas atividades, introduz-se a particularidade de ocorrer uma revisão dos parâmetros regulatórios passados dois anos do início de cada período regulatório. A necessidade de introduzir esta possibilidade deve-se a fatores distintos.

No caso da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão, reflete duas situações. Por um lado, reflete a introdução no próximo período regulatório, com início em 2018, de uma metodologia de regulação por TOTEX que poderá motivar a necessidade de recalibração dos parâmetros após dois anos, após se proceder à análise do desempenho do concessionário face aos parâmetros definidos. Por outro lado, a necessidade de rever os parâmetros após dois anos tem em conta o fim do período de atribuição da totalidade das concessões das redes de distribuição em Baixa Tensão à EDP Distribuição, que poderá originar o aparecimento de novos concessionários. Tal situação obrigará a rever os parâmetros de regulação do atual concessionário, EDP Distribuição, face à alteração das bases de ativos e de custos, bem como o estabelecimento de parâmetros para os novos concessionários, em função dos ativos que lhe forem atribuídos e dos custos de exploração estimados para a sua atividade.

Ao nível da atividade de Comercialização de Energia Elétrica há uma necessidade de reavaliação dos parâmetros regulatórios em intervalos de tempo inferiores aos quatro anos, propostos para a duração dos períodos regulatórios, dado o fim das tarifas transitórias para fornecimentos de eletricidade aos clientes finais com consumos em baixa tensão normal reguladas, atualmente fixado a 31 de dezembro de 2020, e o correspondente e necessário *“phasing out”* da atividade de Comercialização de Energia Elétrica.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

19. Adaptar a redação do RT à nova realidade, passando a contemplar a duração dos períodos regulatórios de quatro anos com a particularidade das atividades de Distribuição de Energia em Baixa Tensão e de Comercialização de Energia Elétrica, em que ocorrerão revisões dos parâmetros após dois anos do início do período regulatório.

Esta alteração tem impacto nos artigos 88.º, 94.º, 100.º, 102.º, 105.º, 106.º, 110.º, 113.º, 114.º e 156.º do RT.

### 3.1.3 SIMPLIFICAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO PARA O TORNAR MAIS PERMEÁVEL A ALTERAÇÕES APLICÁVEIS ÀS FÓRMULAS DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O RT inclui em diversas parcelas das fórmulas que o integram, referências a legislação específica, que em certos casos já foi revogada ou alterada por outros diplomas. Importa, pois, tornar a redação do RT, sempre que possível mais genérica, não mencionando diretamente os diplomas legais que estão na origem das parcelas de cálculo dos proveitos permitidos.

Transversalmente às diversas matérias tratadas, foi realizado um trabalho de simplificação e/ou atualização das referências legislativas que percorrem o RT, tendo em consideração a necessidade de assegurar a calculabilidade e previsibilidade da situação jurídica dos destinatários perante a constante evolução das normas em que se fundamenta a aplicação do presente regulamento.

Nesta perspetiva procedeu-se à alteração da redação de algumas disposições do RT de modo a que este se torne mais adaptável às revisões legislativas, sem existir a necessidade constante da adequação da sua redação à legislação em vigor, simplificando-o no que concerne às remissões legislativas.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

20. Adaptar a redação do RT, retirando sempre que possível referências a diplomas específicos e tornando-o mais permeável a alterações legislativas.

Esta alteração tem impacto nos artigos 85.º, 90.º, 92.º, 96.º, 97.º, 99.º, 100.º, 101.º, 134.º, 160.º, 171.º, 187.º e 202.º do RT.



### 3.1.4 SUBSTITUIÇÃO DO MECANISMO DE MONITORIZAÇÃO DAS TAXAS DE RENTABILIDADE PELA INTRODUÇÃO DO PRINCÍPIO GERAL DE QUE OS CUSTOS SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA SÃO DEFINIDOS TENDO EM CONTA O DESEMPENHO DAS EMPRESAS REGULADAS

#### ENQUADRAMENTO

A ERSE, na definição dos proveitos<sup>10</sup> permitidos das atividades reguladas, tem como um dos principais objetivos a otimização do *trade-off* entre a redução de custos e a não redução, ou melhoria, da qualidade de serviço nas suas diferentes vertentes. Entre as diferentes metodologias regulatórias, as mais comuns são: a tradicional, e mais antiga, metodologia regulatória conhecida como *cost of service*, ou *rate of return*, e a metodologia baseada em incentivos (como são os exemplos das metodologias do tipo *price-cap*, *revenue-cap* e mecanismos de partilha de ganhos e perdas do tipo *Sliding Scale*). Na maioria das atividades reguladas do setor elétrico e do gás natural, a ERSE aplica metodologias de definição dos proveitos/rendimentos baseadas em incentivos do tipo *price-cap* e *revenue-cap*, em especial na componente associada do OPEX<sup>11</sup>.

No que respeita aos proveitos permitidos especificamente associados ao CAPEX<sup>12</sup>, a ERSE define a taxa a aplicar ao valor do ativo líquido a remunerar, tendo em conta o custo médio ponderado do capital. Na definição do custo do capital, o Regulador deve garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, tendo em conta o verdadeiro custo de oportunidade dos investidores, dando o sinal adequado às empresas em termos de incentivo ao investimento. Uma taxa de remuneração dos ativos superior ao custo de oportunidade dos investidores poderá levar a um incentivo para sobre investir (efeito Averch-Johnson), com o conseqüente aumento dos custos, sem o correspondente retorno para os consumidores. Uma relação inversa entre o custo de capital e a taxa de remuneração terá um efeito oposto.

A definição do custo de capital no contexto de incerteza, que tem caracterizado o sistema financeiro nacional desde o pedido de ajuda financeira do Estado Português ocorrido em 2011, levou à definição de um mecanismo de indexação desta taxa à evolução das *yields* das OT, definido *ex-ante*, com vista a garantir que a taxa de remuneração das atividades reguladas reflita a evolução do enquadramento económico e financeiro para o período de regulação.

Nas metodologias de definição dos proveitos/rendimentos baseadas em incentivos, a ERSE define, no início de cada período regulatório, *ex-ante*, os diferentes parâmetros necessários à implementação desta metodologia, para cada atividade regulada, nomeadamente o valor das bases de custo, as metas de

---

<sup>10</sup> Este termo tem correspondência no normativo contabilístico atual ao de rendimento.

<sup>11</sup> *Operational Expenditure*, que corresponde aos custos de exploração.

<sup>12</sup> *Capital expenditures*, que corresponde aos custos com capital (remuneração e amortização dos investimentos entrados em exploração).

eficiência, os “indutores” de custos que correspondem às variáveis não diretamente controláveis pela empresa que justificam a evolução dos custos. O valor final (real) dos proveitos permitidos é objeto de ajustamento *ex-post*, tendo em conta a evolução de algumas variáveis, designadamente os indutores de custos e a inflação.

Contudo, quer o CAPEX, quer o OPEX, são calibrados no início do período regulatório, para o período de duração do mesmo, sendo feita uma avaliação dos possíveis desvios no final de cada período regulatório, numa avaliação contínua de desempenho das empresas. Em resultado dos desvios observados entre o desempenho real das empresas e os valores finais definidos pelo Regulador, em termos de OPEX e CAPEX, a taxa de remuneração real dos ativos regulados pode ser diferente da taxa de remuneração definida pela ERSE.

Tendo em conta a diferença que pudesse existir entre a taxa de remuneração real dos ativos regulados e a taxa de remuneração definida, quer por motivos de melhor ou pior desempenho das empresas, quer por fatores exógenos às empresas, ou ainda por má “calibração” dos mecanismos regulatórios, a ERSE definiu, no anterior período regulatório, um mecanismo de limitação *ex-post* da taxa de remuneração, tendo em conta a evolução real de desempenho das atividades reguladas, quer em termos de OPEX, quer em termos de CAPEX. Com este mecanismo, pretendeu-se, assim, evitar a criação de rendas imprevistas nas atividades reguladas, que são potenciadas pelo contexto de assimetria de informação que caracteriza a relação entre a empresa regulada e o regulador. O mecanismo acabou por não ser integralmente implementado (para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos o parâmetro a aplicar estava igualado a zero), tendo-se restringido à monitorização da rentabilidade efetiva da empresa face à rentabilidade subjacente ao custo de capital definido para o período regulatório.

Passados três anos após a aplicação desta metodologia, outras questões têm ganho importância, que se justapõem ao controlo da remuneração efetiva das empresas. A estagnação da procura de energia elétrica tem pressionado a evolução tarifária das atividades de acesso às redes, que se caracterizam por terem custos fixos proporcionalmente elevados. Neste contexto, os *stakeholders* do setor elétrico em geral, e os clientes de energia elétrica em particular, são cada vez mais exigentes. Este cenário poderá vir a intensificar-se com os desafios organizacionais e tecnológicos que enfrentam as empresas de transporte e de distribuição de energia elétrica, que poderão obrigar a desacoplar, parcialmente, o nível de investimento nas infraestruturas de redes da evolução da procura, pelo que a exigência dos clientes de energia elétrica em obterem “*value for money*” assumirá maior relevância.

A atuação regulatória é assim, com mais frequência, escrutinada pelos *stakeholders* do setor elétrico, abrangendo diferentes dimensões que juntam ao controlo dos custos e à promoção da qualidade de serviço, a garantia de que os resultados alcançados pelas empresas reguladas são partilhados com os clientes. O controlo das rendas excessivas é apenas uma das facetas deste último desiderato.

**PROPOSTA**

A ERSE tem respondido aos desafios acima referidos, alargando a regulação por incentivos à quase totalidade das atividades reguladas, como também tem dado uma maior importância à monitorização e à divulgação do desempenho das empresas reguladas. No entanto, importará, igualmente, reforçar um conjunto de mensagens divulgadas junto dos *stakeholders*. Entre estas mensagens destacam-se o facto dos rendimentos/proveitos obtidos pelas empresas por aplicação das tarifas reguladas estarem associados ao desempenho que estas conseguirem alcançar face aos objetivos previamente definidos pelo regulador ou, ainda, o facto das taxas de rentabilidade destas empresas refletirem, de um modo geral, o seu custo de capital, visto que os ganhos obtidos, designadamente decorrentes da diminuição dos seus custos, serem partilhados com os clientes.

O passo seguinte no processo de maior e mais transparente responsabilização das empresas pelos resultados alcançados, que se propõe neste ponto, é o de introduzir no RT o princípio de partilha dos ganhos entre empresas e clientes do setor elétrico.

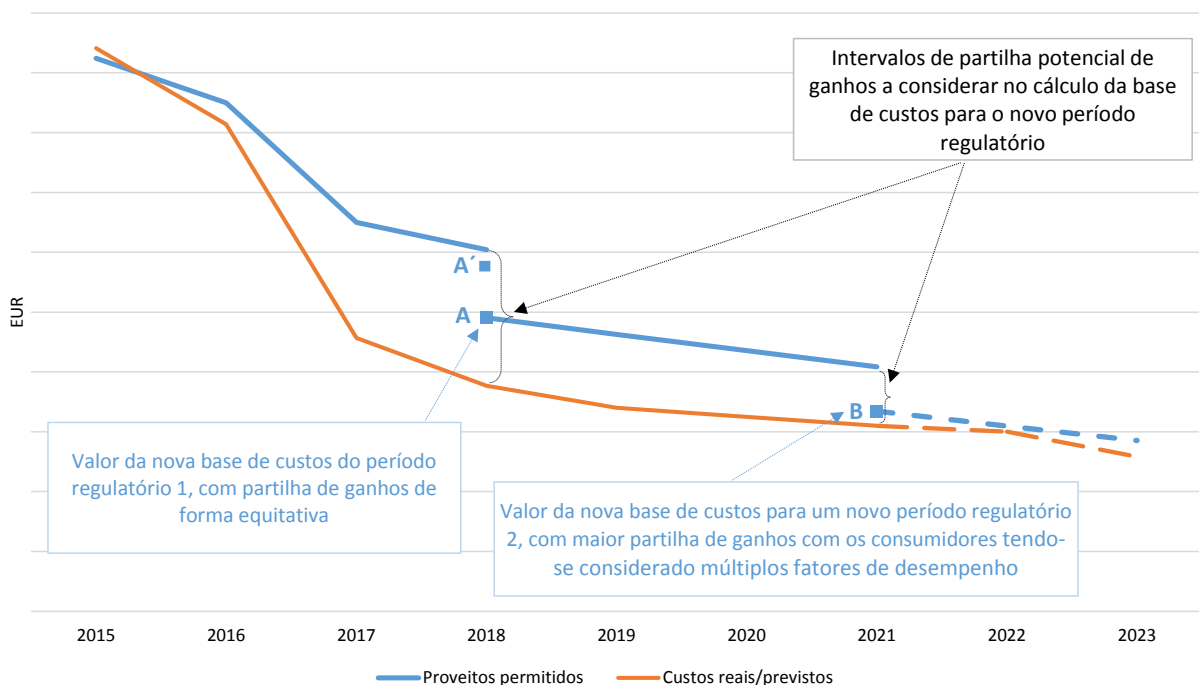
Em paralelo, propõe-se retirar do RT o mecanismo de sujeição dos proveitos permitidos à rentabilidade real das atividades reguladas. Esta proposta não pressupõe que se considere pouco relevante o controlo da rentabilidade dos ganhos das empresas. Pelo contrário, num contexto de pressão tarifária sobre o acesso às redes, associada à diminuição/estagnação da procura de energia elétrica distribuída, considera-se este desiderato bastante relevante. Contudo, a complexidade e a diversidade da atuação regulatória aconselham a que sejam definidos princípios mais gerais que reflitam a regulação por incentivos e não mecanismos rígidos assentes em cálculos pré-definidos. Acresce que o mecanismo é limitado na sua incidência, não respondendo ao carácter multidimensional da atuação regulatória.

Ao sistematizar e tornar mais transparentes as práticas atualmente já seguidas na definição de alguns parâmetros regulatórios, em particular das “bases de custos”, esta proposta visa contribuir para que a ação regulatória responda à crescente exigência de “*value for money*” por parte dos *stakeholders*. O estabelecimento deste princípio poderá também contribuir, a prazo, para uma maior sujeição dos rendimentos permitidos das empresas reguladas à sua capacidade em alcançarem os objetivos estabelecidos pelo regulador, no sentido de otimizarem o desenvolvimento das suas atividades, garantido a sua sustentabilidade económica e ambiental. Esta proposta prefigura uma orientação mais *output-based* das metodologias de definição dos proveitos permitidos, tendência que se tem observado em vários países europeus e que é aconselhada pelo CEER/ACER.

Com efeito, como já tem sido prática do Regulador, e com o objetivo de definir a base de custos, no início de cada período regulatório o Regulador analisa o desempenho operacional real registado pela empresa regulada no passado face aos proveitos permitidos associados ao OPEX aceites em tarifas, e estabelece um “ponto de partida” que represente uma partilha de ganhos (ou perdas) entre a empresa e o consumidor (Figura 3-1).

Caso a empresa se tenha revelado eficiente, o Regulador pode definir um ponto de partida (e/ou de chegada, através das metas de eficiência a atingir ao longo do período regulatório) que atribua parte dos ganhos aos consumidores, permitindo simultaneamente à empresa reter parte desses ganhos de eficiência. No exemplo apresentado, no primeiro momento de definição da base de custos (ponto “A”) esta encontra-se no ponto médio entre os custos reais da empresa e os custos definidos em proveitos permitidos, sendo contudo possível considerar uma divisão dos ganhos de eficiência obtidos com diferentes graus de partilha dos ganhos/perdas. Além de ganhos de eficiência, na definição da base de custos para cada período regulatório o regulador poderá considerar outras variáveis de desempenho, como por exemplo a qualidade de serviço ou outras (nível de perdas, investimento inovador, etc.). Na Figura 3-1 são também apresentados dois exemplos teóricos que representam esta situação: o ponto “A” e o ponto “B”. O ponto “A” é um exemplo teórico de um valor definido para a base de custos alternativo ao ponto “A”, ao qual estariam considerados outros fatores, como por exemplo da qualidade de serviço. O ponto “B” é um valor definido para a base de custos que considera, a título exemplificativo, uma degradação de alguns fatores de desempenho, como a qualidade de serviço, havendo uma partilha de ganhos positivamente enviesada para o lado do consumidor.

**Figura 3-1 - Proveitos permitidos e evolução dos custos reais  
(simulação exemplificativa 1)**

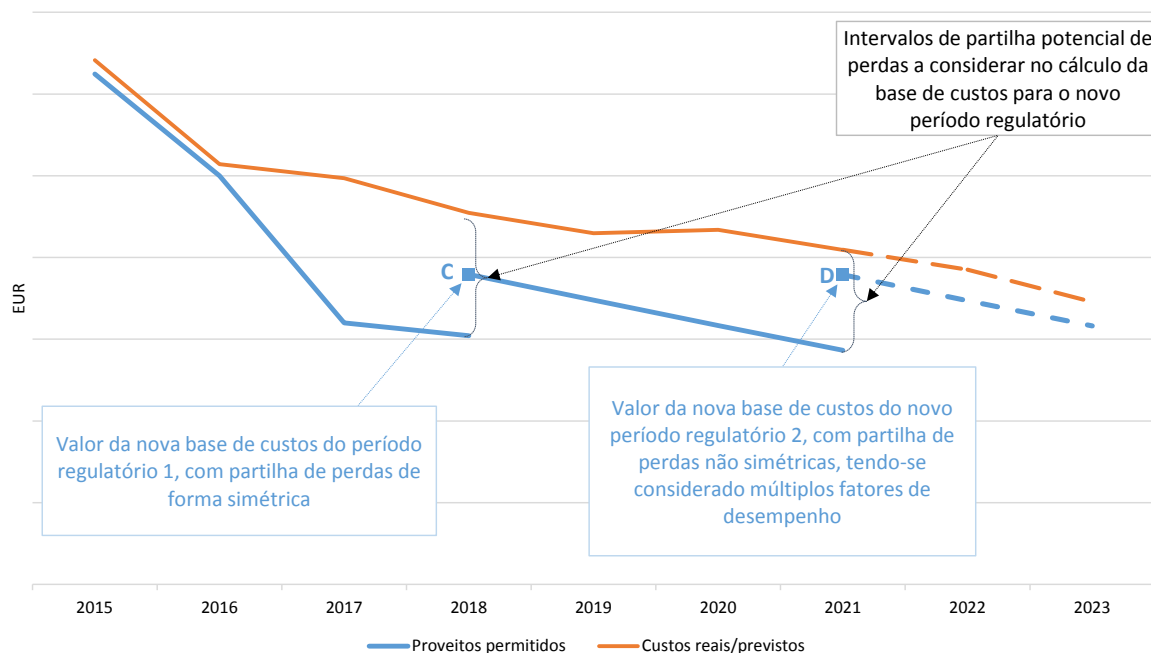


Fonte: ERSE

Poderá também ocorrer uma situação inversa entre custos reais e proveitos permitidos, como a apresentada na Figura 3-3. Note-se que este processo de regulação, ao estabelecer novas bases de

custos no início de cada período regulatório, exige um esforço contínuo por parte da empresa regulada (sempre num quadro de manutenção do seu equilíbrio económico-financeiro) de modo a atingir os níveis de desempenho que vão sendo estabelecidos para diversas variáveis.

**Figura 3-2 - Proveitos permitidos e evolução dos custos reais (simulação exemplificativa 2)**



Fonte: ERSE

Através desta alteração pretende-se que o RT passe agora a refletir o princípio geral desta partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores, garantindo aos diferentes *stakeholders*, tanto empresas como consumidores, uma clara e transparente distribuição dos ganhos de eficiência alcançados pela empresa.

Este princípio contribui igualmente para que a definição dos proveitos permitidos esteja crescentemente associada a um leque vasto de variáveis de desempenho que, para além da eficiência dos custos operacionais, incluam, igualmente, outras dimensões, tais como o planeamento e a gestão otimizados das infraestruturas, a qualidade de serviço técnica ou comercial, a integração de novos agentes, etc..

A introdução deste princípio será acompanhada de outras ações, designadamente em termos de divulgação do desempenho das empresas e de demonstração aos *stakeholders* de que os proveitos obtidos pelas empresas reguladas estão assentes na promoção de um desempenho eficiente por parte das empresas e na partilha dos ganhos entre estas e os clientes.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

21. Incluir no artigo 5.º do RT o princípio geral da partilha justa entre empresas e clientes dos resultados alcançados face a metas definidas, que se concretiza, nas atividades sujeitas a regulação por incentivos, na consideração do desempenho das empresas no cálculo dos proveitos permitidos do primeiro ano dos períodos regulatórios.
22. Retirar do RT o mecanismo que sujeita os proveitos permitidos à rentabilidade real das atividades reguladas, isto é, o mecanismo de controlo *ex-post* da rentabilidade real das atividades reguladas que se encontra estabelecido na Secção XV - Mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos.

Esta alteração tem impacto no artigo 5.º e no artigo 133.º do RT.

### 3.1.5 AUDITORIAS

Em diversas auditorias enviadas à ERSE, nomeadamente as que acompanham a informação financeira para efeitos tarifários, o auditor não expressa uma opinião sobre o Relatório e Contas para efeitos de Regulação, resguardam-se nos procedimentos de exame efetuados.

Nestas situações, o auditor desresponsabiliza-se pela qualidade e pela fiabilidade da informação rececionada, retirando, em parte, utilidade à auditoria. Assim, é necessário incutir nos auditores a necessidade de os mesmos se responsabilizarem de uma forma mais clara nas opiniões que emitem sobre a informação económica e financeira que é enviada à ERSE pelas empresas reguladas. Este processo é, por demais, essencial para que seja garantido um maior rigor na avaliação da informação com cariz económico e financeiro decorrente do processo tarifário, bem como para garantir que este processo seja transparente e harmonizado para as diferentes atividades reguladas do setor elétrico.

Propõe-se, assim, que:

23. O RT passe a incluir um texto que especifique o teor e os procedimentos associados aos procedimentos de carizes económico e financeiro, obrigando a que auditoria inclua uma opinião do auditor para poder ser considerado no processo tarifário. Este texto poderá ter uma redação em linha com:

“As auditorias de cariz económico e financeiro que suportam as contas reguladas a enviar à ERSE previstas no presente regulamento deverão garantir a execução de todos os procedimentos considerados necessários, de acordo com as Normas e as Diretrizes de Revisão/Auditoria aceites em Portugal, no quadro da legislação que regulamenta a atividade de auditoria, que permitam expressar uma opinião profissional e independente. As contas reguladas não serão consideradas para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos, caso as auditorias ou relatórios que as suportam não expressarem uma opinião profissional e independente ou tiverem escusa de opinião.”

Esta alteração implica a introdução do artigo 15-A.º no RT e nos artigos relativos à informação periódica a fornecer à ERSE pelos diferentes operadores ou atividades (ver, por ex. o n.º 2 do artigo 157.º do RT).

## 3.2 REN TRADING

### 3.2.1 REVISÃO MECANISMO DE INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE DAS CENTRAIS DA TURBOGÁS E TEJO ENERGIA, APLICADO AO AGENTE COMERCIAL

A Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, reviu o incentivo para a gestão otimizada dos CAE da Turbogás e da Tejo Energia, de modo a promover uma gestão integrada destas duas centrais pelo Agente Comercial (REN Trading) e a permitir uma avaliação *a posteriori* do seu desempenho nesta tarefa. No caso particular da central da Turbogás, tem-se assumido que a gestão otimizada do respetivo CAE não inclui possíveis ganhos resultantes de diferentes utilizações do gás natural disponível face à sua utilização para produção de energia elétrica na central.

No entanto, a gestão da central da Turbogás tem a particularidade do gás natural que a abastece estar enquadrado por um contrato do tipo *take-or-pay*, celebrado com a Galp, que obriga ao consumo de quantidades mínimas de gás natural em horizontes temporais distintos. Assim, em certas circunstâncias em que possa ocorrer incumprimento destes limiares definidos no contrato, a central da Turbogás produzirá energia elétrica mesmo quando as receitas provenientes da sua venda não cobrem os custos variáveis, de modo a evitar penalidades contratuais.

Neste quadro, a ERSE tem acompanhado a negociação entre a REN Trading e a Galp dos consumos mínimos de gás natural estipulados pelo AGC, no sentido da sua revisão em baixa ou flexibilização, com

vista a reduzir o número de horas em que esta central tem de produzir energia elétrica com preços de mercado que não cobrem os respetivos custos variáveis de produção. Até à presente data, quando os volumes contratuais de gás natural são reduzidos por mútuo acordo, o volume remanescente é gerido pela Galp, que assume os riscos da sua comercialização noutros mercados.

Neste contexto, está correntemente a ser avaliada a possibilidade e viabilidade da REN Trading gerir as quantidades de gás natural, para além da sua utilização em exclusivo na central da Turbogás para produção de eletricidade. A necessidade de avaliar esta possibilidade resultou da ponderação dos seguintes fatores:

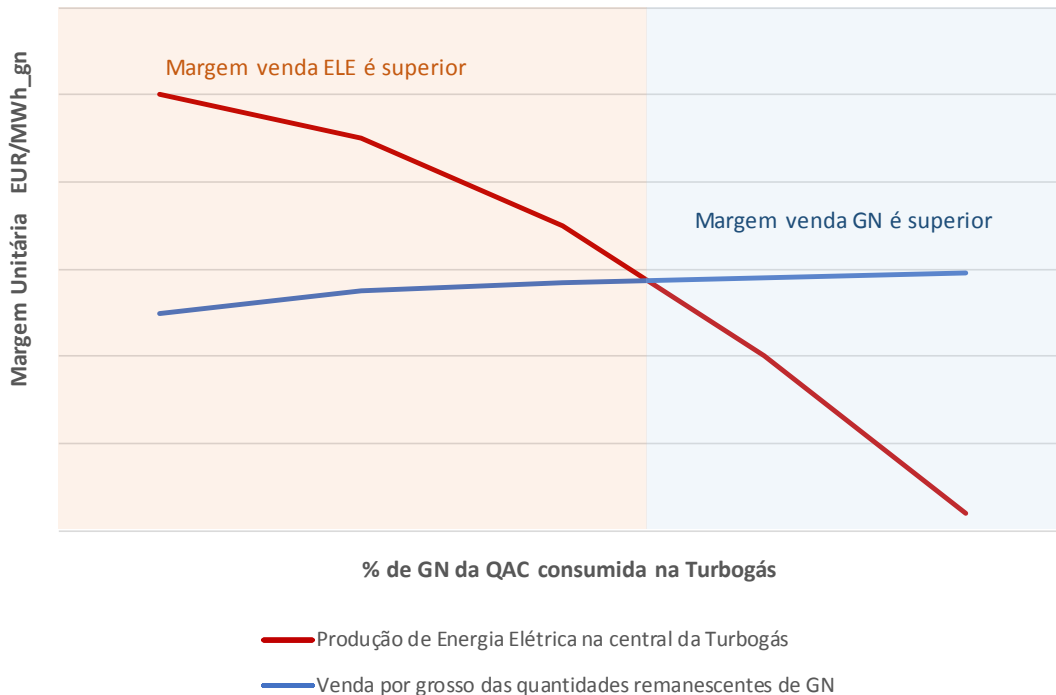
- Baixa competitividade da central de ciclo combinado da Turbogás no contexto Ibérico;
- Eventual existência de margens comerciais para a revenda de uma parte do gás natural, uma vez que o preço do gás natural fornecido no âmbito deste contrato depende do preço do petróleo, por estar associado aos contratos de longo prazo ainda existentes no Sistema Nacional de Gás Natural, que não reflete forçosamente os preços de gás natural de outros mercados grossistas.

Para este efeito, está a ser desenvolvido um estudo por um consultor independente, onde é analisada a viabilidade económica de diferentes utilizações do gás natural em diferentes cenários de evolução dos mercados das *commodities*, os recursos que poderão ser necessários para adequar a atividade da REN Trading a este propósito, os riscos inerentes e os potenciais benefícios ou perdas líquidos que possam resultar para o Setor Elétrico e para o Setor do Gás Natural. O referido estudo fará também a avaliação de eventuais condicionantes jurídicas, tendo em conta o contexto em que a REN Trading exerce a sua atividade.

Os resultados preliminares deste estudo apontam para uma maior estabilidade das margens da comercialização de gás natural face à comercialização de eletricidade na Península Ibérica, dado que as primeiras são menos sensíveis à evolução dos preços do Brent e existem outras variáveis que afetam de forma mais notória os mercados grossistas de eletricidade do que os de gás natural. Adicionalmente, no caso específico da margem unitária de venda de eletricidade produzida pela Turbogás, existe uma forte dependência da quantidade de gás natural consumida anualmente por imposição contratual. A figura seguinte ilustra conceptualmente os aspetos acima referidos.



**Figura 3-3 - Comparação de margens unitárias associadas à utilização do gás natural do contrato do tipo *take-or-pay* existente entre a REN Trading e a Galp**



Além de alterações regulamentares que poderão decorrer do estudo mencionado, foram identificados nos três anos de aplicação do mecanismo publicado pela Diretiva n.º 2/2014 os seguintes aspetos, que requerem uma clarificação ou introdução de melhorias na implementação do incentivo I<sub>CAE</sub>:

- Identificar de forma clara as rúbricas de custos aceites, e as excluídas, do cálculo da margem operacional das centrais com CAE geridas pela REN Trading;
- As negociações da quantidade anual de gás contratado e dos limites inferiores e superiores do consumo de gás aplicáveis à central da Turbogás introduzem alterações na gama de possíveis resultados a obter pela REN Trading na gestão do CAE associado a esta central. Por este motivo, deverá ser internalizado no incentivo ICAE a dependência da margem operacional em relação às condições de exploração, designadamente em relação à Quantidade Anual Contratada (QAC) de gás natural.

Neste quadro, propõe-se a revisão do incentivo I<sub>CAE</sub>, tendo em conta não só o desempenho da REN Trading na gestão dos dois CAE, mas também as melhorias acima identificadas e as conclusões do estudo em curso sobre a otimização da utilização do gás natural disponível e não consumido pela central da Turbogás. A concretizar-se esta segunda premissa, implicará também a inclusão de nova parcela na fórmula de cálculo dos proveitos da REN Trading.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

24. Manter a partilha entre a REN Trading e os consumidores dos benefícios obtidos com a otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia elétrica, através do incentivo ICAE, o qual, em função dos resultados do estudo em curso, poderá vir a incorporar a otimização da utilização do gás natural à disposição da REN Trading e não consumido pela central da Turbogás. Consequentemente, a Diretiva n.º 2/2014 poderá vir a ser alvo de alteração em conformidade.
25. Incluir uma parcela adicional no cálculo dos proveitos permitidos do Agente Comercial, referente ao diferencial de custo resultante da otimização de recursos que não estejam no âmbito dos contratos de aquisição de energia elétrica.

Esta alteração tem impacto no artigo 83.º do RT.

### **3.3 OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

#### **3.3.1 CRIAÇÃO DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

Com a liberalização do mercado elétrico os consumidores de baixa tensão normal (BTN) passaram em 2006 a ter a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de eletricidade, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador de eletricidade.

O Orçamento de Estado para 2017 reforçou a necessidade de criação de um operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), conforme já previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro e mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

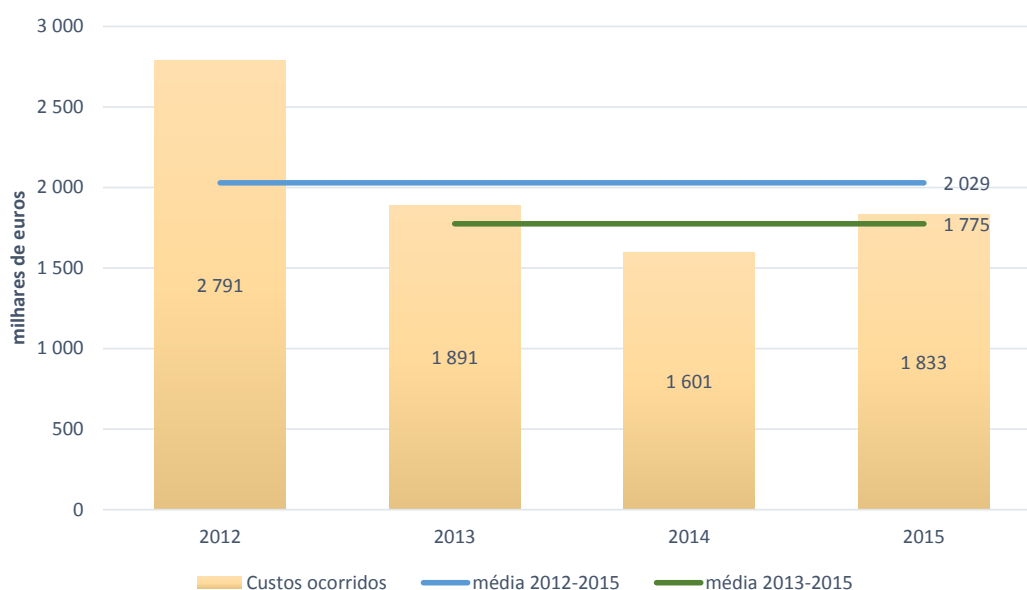
A legislação determina, também, que o OLMC deverá ser um operador comum ao SEN e ao SNGN. O Decreto-Lei n.º 38/2017 determina também, que a criação do OLMC não pode agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.

A atividade do OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo cliente final, a seu pedido, bem como as de colaborar na transparência dos respetivos mercados, disponibilizando aos clientes finais o acesso fácil à informação a que têm direito, nomeadamente a operacionalização das mudanças de comercializador, a gestão e manutenção da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e a prestação de informação personalizada aos consumidores de energia.

A atividade de OLMC apesar de estar previsto na lei que deva ser desempenhada por um operador independente constituído para o efeito, atualmente, no setor elétrico, essa atividade encontra-se atribuída à EDP D, na qualidade de Operador da Rede de Distribuição.

A EDP D, no desempenho da atividade de OLMC, incorreu entre 2012 e 2015 no nível de custos apresentado na figura abaixo.

**Figura 3-4 - Custos com o processo de gestão de mudança de comercializador**



Fonte: Relatórios e contas de 2013, 2014 e 2015 da EDP Distribuição

É necessário adequar o RT à legislação existente com a criação da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, à semelhança do que já acontece no Setor do Gás Natural. Importa igualmente identificar e alocar os gastos e os rendimentos por setor, elétrico e de gás natural, de modo a evitar subsídição cruzadas entre setores.

Apesar da necessidade de garantir que não aumentam os custos para os consumidores de eletricidade, conforme determinado no artigo 172.º da Lei 42/2016, de 28 de dezembro, que aprova o Orçamento de Estado para 2017 e no artigo 6.º do Decreto-Lei n.º 38/2017, a inexistência de um histórico que permita aferir o nível de custos do OLMC como operador independente é uma dificuldade com que a ERSE se deparou para estabelecer a forma de regulação para o OLMC.

Assim, a ERSE optou por propor um tipo de regulação por custos aceites ao nível do CAPEX e por incentivos, com a aplicação de uma metodologia de *revenue cap* ao nível do OPEX. A base de custos será calibrada tendo em conta o valor médio dos custos incorridos com a EDP D, nos últimos três anos com a atividade de OLMC. Simultaneamente esses custos serão retirados da base de custos da EDP D para

garantir que não há um acréscimo de custos para o consumidor final, em cumprimento da legislação em vigor.

Com a criação de um histórico que permita melhor avaliar o nível de custos e o desempenho do novo operador, como entidade autónoma, poder-se-á futuramente melhor calibrar a base de custos a aceitar em cada ano.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

26. Criação da figura de OLMC ao nível de uma nova secção do RT, com uma regulação por custos aceites ao nível do CAPEX e com a aplicação de um *revenue cap* ao nível do OPEX.

Esta alteração tem impacto na criação dos artigos 83-A.º, 93-A.º, 161-A.º e 161-B.º, do RT.

### 3.4 REN

#### 3.4.1 CRIAÇÃO DE UM INCENTIVO À RACIONALIZAÇÃO ECONÓMICA DOS CUSTOS COM OS INVESTIMENTOS DO OPERADOR DA RNT QUE INTEGRARÁ O ATUAL MECANISMO DE INCENTIVO À MANUTENÇÃO EM EXPLORAÇÃO DE EQUIPAMENTO EM FIM DE VIDA ÚTIL (MEEFVU) REVISTO

##### ENQUADRAMENTO

Desde 2009 que o operador da rede de transporte é sujeito a metodologias de regulação por incentivos, com vista à promoção de maior eficiência nos custos de investimento e nos custos de exploração aceites para efeitos regulatórios, que são transferidos para as tarifas de uso da rede de transporte.

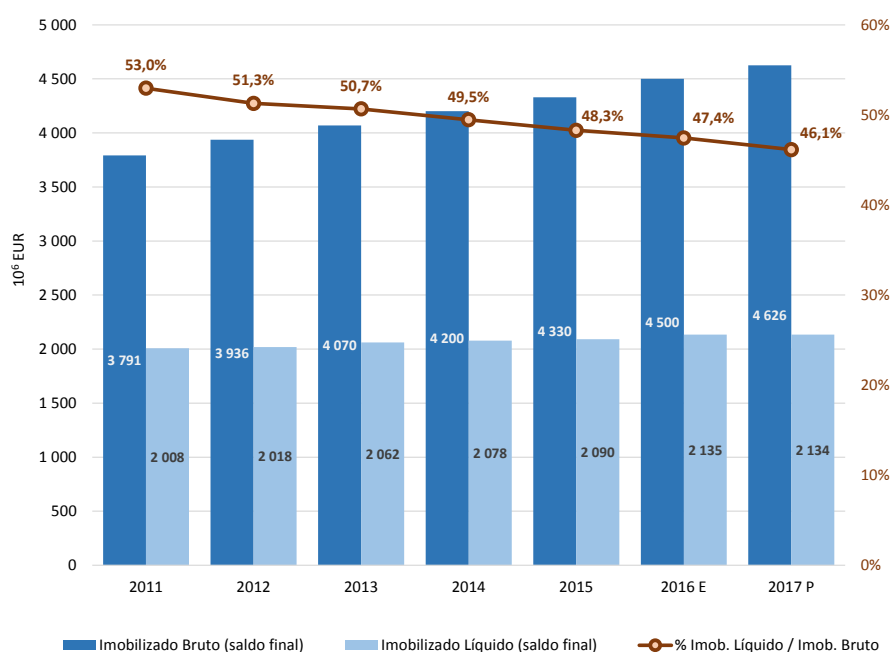
No que respeita aos custos de exploração, estes são determinados desde 2009 através de uma metodologia do tipo *price cap* que considera o custo unitário de operação e manutenção dos ativos de rede, a evolução deste custo unitário com base num indicador macroeconómico e a eficiência imposta pelo regulador. Os indutores de custo considerados nesta metodologia são a extensão total das linhas de transporte e o número de painéis em exploração nas subestações. Adicionalmente, foi introduzido o incentivo à disponibilidade da rede de transporte, com o objetivo de minimizar os impactos em indicadores de qualidade de serviço que pudessem advir de esforços da empresa na promoção da eficiência dos custos.

No que respeita aos custos de investimento, foram introduzidas metodologias de regulação por incentivos aplicáveis aos novos investimentos, designadamente o mecanismo de valorização de investimentos na

Rede Nacional de Transporte a custos de referência, mas também incentivos aplicáveis a ativos existentes, como seja o incentivo ao prolongamento da exploração de ativos totalmente amortizados que se encontrem em condições técnicas adequadas, designado por incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU). Adicionalmente, na revisão do RT ocorrida em 2011, foi introduzido na formulação dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica uma parcela destinada à aceitação dos custos incorridos com a captação e gestão dos subsídios ao investimento. Esta alteração resultou de uma proposta da REN e esta natureza de custos não é considerada na metodologia de *price cap* a que esta atividade está sujeita para os custos operacionais, sendo portanto neutra para a eficiência da empresa na perspetiva regulatória.

A Figura 3-5 ilustra a forma como o imobilizado bruto e o imobilizado líquido remunerado têm evoluído, bem como a relação entre eles. Nesta figura apresenta-se o rácio entre o imobilizado líquido remunerado nas tarifas e o imobilizado bruto em exploração.

**Figura 3-5 - Evolução do imobilizado bruto e do imobilizado remunerado da atividade de TEE**

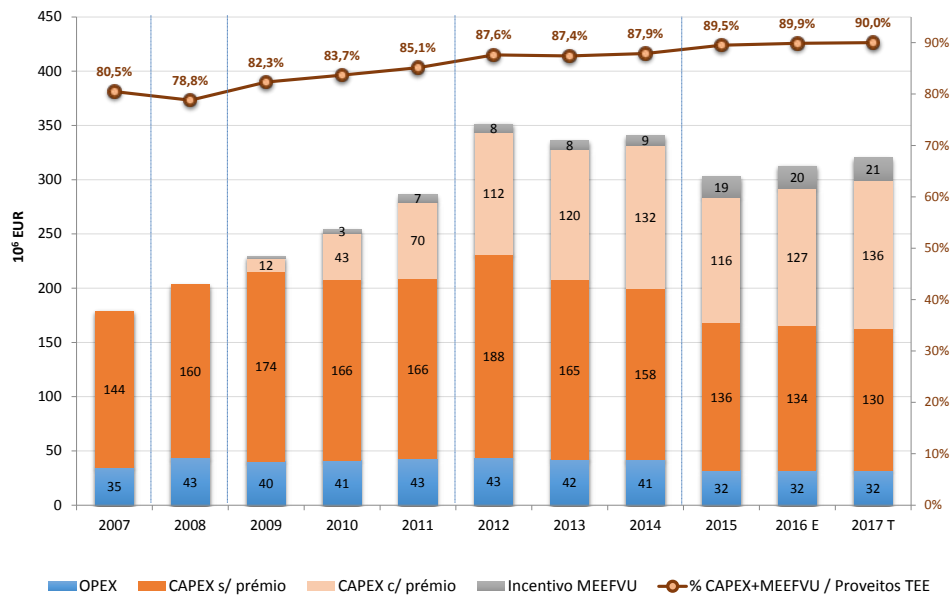


Nesta figura é perceptível uma quase estagnação do imobilizado líquido remunerado nas tarifas de uso da rede de transporte, apesar do aumento do imobilizado bruto. Numa análise em conjunto com a Figura 3-11 conclui-se que, a partir de 2015, o valor das amortizações do exercício se aproximou do valor do imobilizado transferido anualmente para exploração, que, com participações e subsídios praticamente nulas, resulta em alterações pouco significativas do imobilizado líquido remunerado.

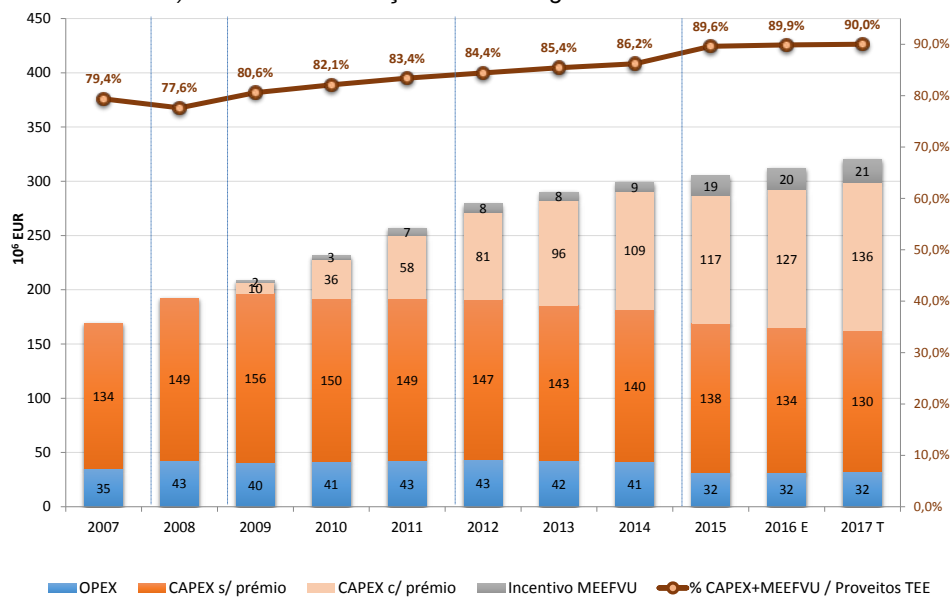
A Figura 3-6 mostra a evolução dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, em dois cenários para as taxas de remuneração dos ativos. O primeiro apresenta a evolução dos proveitos a recuperar pela atividade de Transporte de Energia Elétrica, desagregados consoante o tipo de custos a que dizem respeito, e que foram efetivamente pagos pelos clientes de energia elétrica. O segundo cenário neutraliza o efeito da variação da taxa de remuneração dos ativos regulados, evidenciando a evolução do contributo dos investimentos entrados em exploração nos custos suportados pelos consumidores. Nestas figuras é patente o peso crescente do custo com capital da atividade de transporte de energia elétrica, que se observa desde o ano 2008.

Figura 3-6 - Evolução dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

a) Com taxa de remuneração considerada no cálculo tarifário



b) Taxa de remuneração constante igual à de Tarifas 2017



Nota: As parcelas de CAPEX excluem os ajustamentos t-1

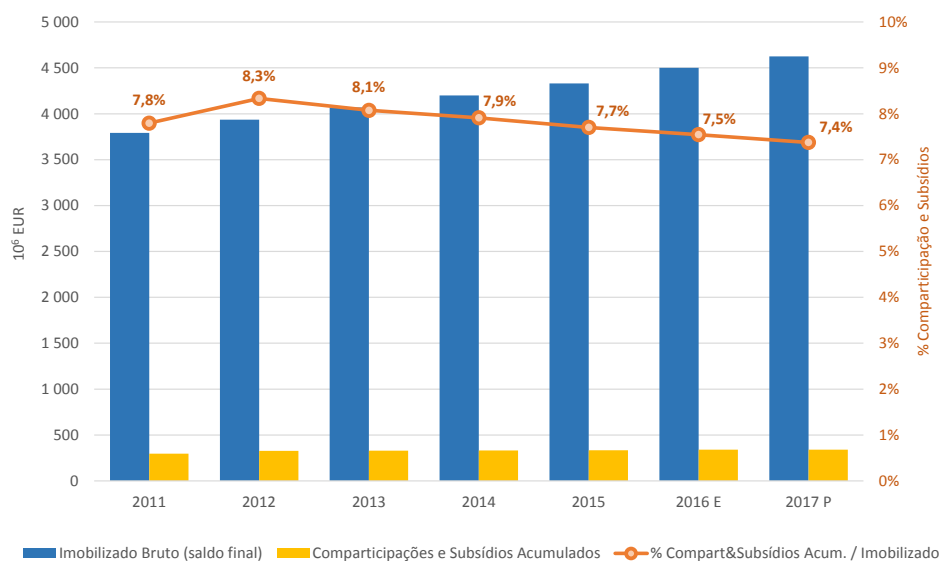
Apesar das atuais metodologias de regulação por incentivos aplicadas aos custos com investimentos na rede de transporte, as particularidades das atividades desenvolvidas pelo operador da RNT limitam a atuação da regulação em termos de aceitação dos custos com investimentos após a entrada em exploração dos ativos. Neste contexto, nesta proposta de revisão regulamentar pretende-se reforçar o quadro de regulação por incentivos, aplicável à atividade de transporte de energia elétrica, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades reais do sistema e a sua concretização minimizando os

custos transferidos para as tarifas de acesso. Sucintamente, este objetivo corresponderá à otimização da relação entre o imobilizado bruto em exploração e o imobilizado líquido remunerado pelas tarifas de uso da rede de transporte. Naturalmente, esta otimização não poderá interferir nas obrigações da concessão de serviço público atribuída ao operador, nas condições de segurança da rede e na qualidade de serviço prestada pelo operador.

Para melhor enquadrar esta proposta de incentivo, importa primeiramente analisar a evolução do imobilizado afeto à rede de transporte e os fatores explicativos da relação entre o imobilizado bruto e o imobilizado líquido remunerado pelas tarifas de uso da rede de transporte. As figuras que se seguem ilustram alguns aspetos relevantes para esta análise.

A Figura 3-7 mostra a evolução das participações e subsídios, do imobilizado bruto e o rácio entre ambos.

**Figura 3-7 - Evolução do imobilizado bruto da rede de transporte e do valor acumulado de participações e subsídios**



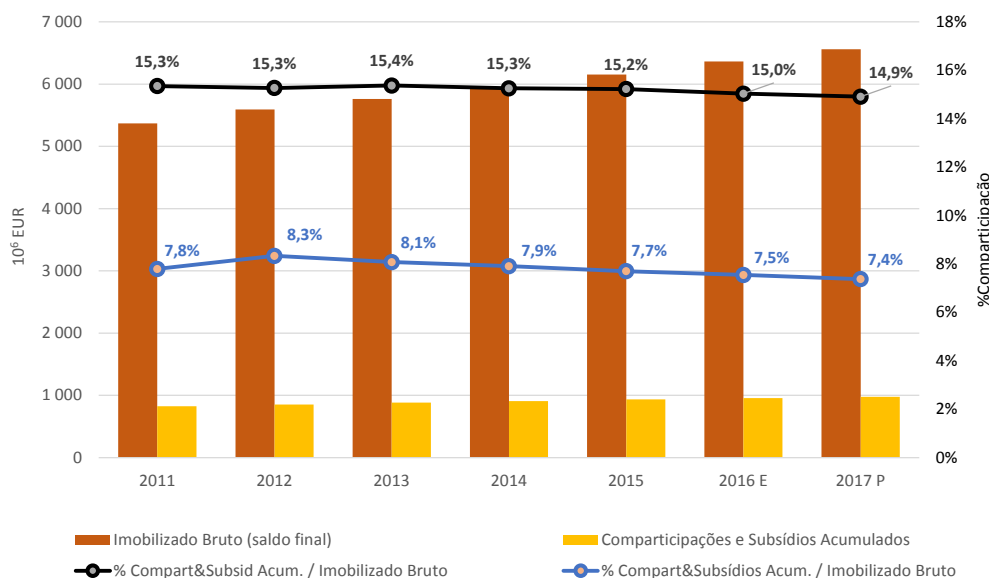
Na figura acima é perceptível uma redução gradual do peso das participações e subsídios desde 2012. Este efeito decorre, por um lado, da redução do número de ligações à rede de transporte, principalmente de produtores em regime especial, com a conseqüente redução das participações incorporadas no imobilizado, e por outro lado, reflete uma menor capacidade do operador em obter subsídios ao investimento, designadamente subsídios comunitários a fundo perdido.

Como se pode observar na Figura 3-8, o peso das participações e subsídios no imobilizado da rede de transporte é cerca de metade do que se observa na rede de distribuição em AT e MT, o que se justifica



parcialmente devido às comparticipações de novas ligações de produtores e consumidores, que no caso da rede de distribuição têm sido em maior quantidade face ao ocorrido na rede de transporte.

**Figura 3-8 - Comparação do peso das comparticipações e subsídios na atividade de Transporte face à atividade de Distribuição em AT e MT**

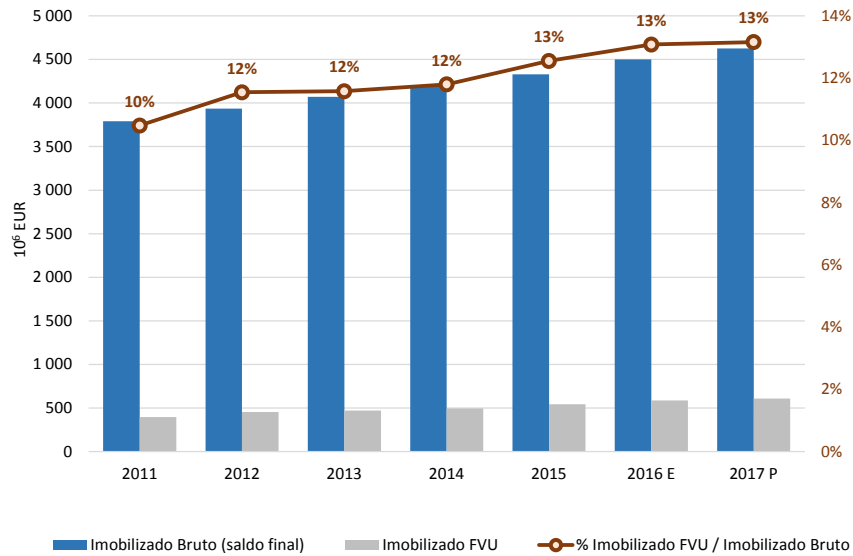


Note-se contudo que a redução de comparticipações e subsídios na rede de transporte ocorreu apesar do mecanismo, acima referido, de aceitação dos custos associados à captação e gestão de subsídios fora das metas de eficiência. Refira-se que, desde a introdução deste mecanismo até à presente data, a empresa não apresentou qualquer custo desta natureza.

No que respeita à aplicação do incentivo MEEFVU, a Figura 3-9 mostra uma evolução crescente do peso dos ativos considerados no seu cálculo face ao imobilizado bruto da atividade de transporte<sup>13</sup>. No entanto, o que se pretende mostrar com esta análise é que o incentivo MEEFVU tem catalisado o operador da rede transporte para uma abordagem à gestão eficiente dos ativos de rede, contendo, em certa medida, o expansionismo observado nos novos investimentos entre 2005 e 2011.

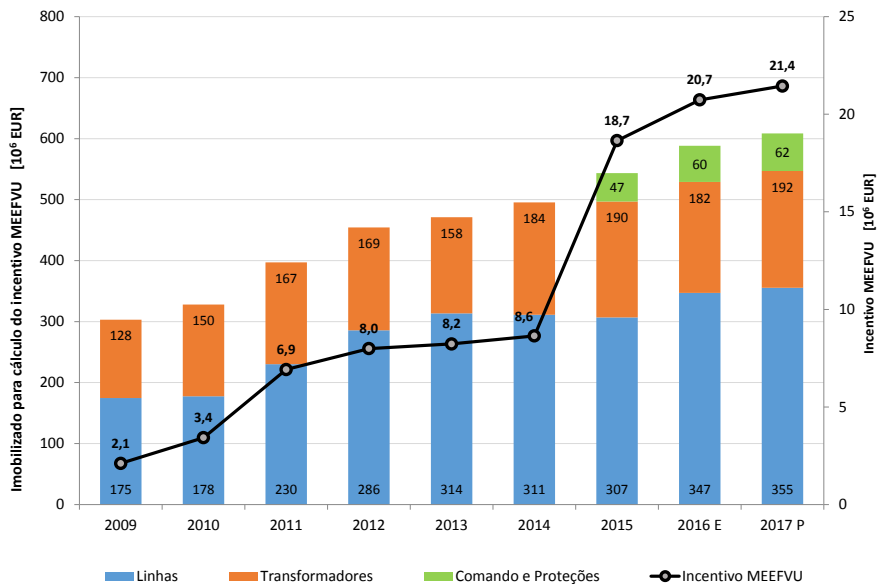
<sup>13</sup> Importa salientar que os registos contabilísticos da REN não dispõem da desagregação necessária para o cálculo do incentivo MEEFVU, designadamente para os transformadores e para os sistemas de proteção e comando. Por este motivo, para este tipo de equipamentos, a ERSE decidiu aceitar para este efeito os valores do mecanismo de custos de referência das tipologias que mais se aproximam das características técnicas dos equipamentos que atingiram o fim de vida útil. No caso das linhas é usado no cálculo do incentivo o valor do imobilizado bruto a preços de 1992.

Figura 3-9 - Evolução do imobilizado totalmente amortizado considerado no incentivo MEEFVU



A figura seguinte detalha a evolução do incentivo MEEFVU e do correspondente valor do imobilizado em fim e vida útil aceite no seu cálculo.

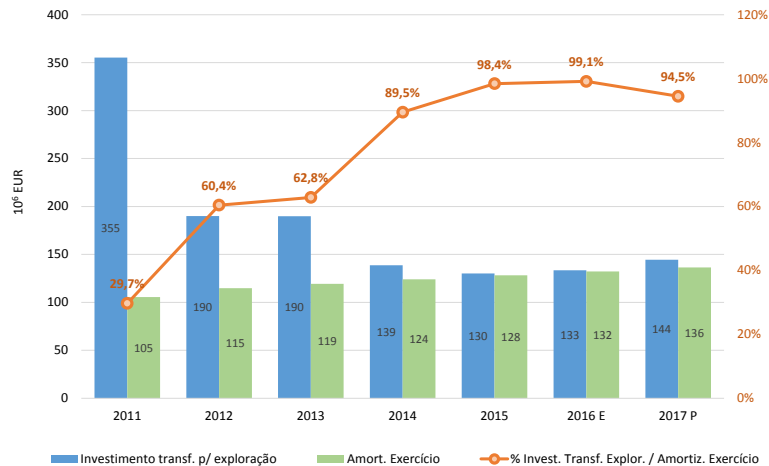
Figura 3-10 - Evolução do incentivo MEEFVU



Para esta análise, importa também ponderar o nível de investimento da empresa face às amortizações do exercício, o que permite avaliar o potencial de crescimento do imobilizado remunerado por via tarifária. A

Figura 3-11 mostra a evolução do investimento transferido para exploração desde 2011, comparando-o com as amortizações do exercício da atividade de TEE.

**Figura 3-11 - Evolução do investimento transferido para exploração e das amortizações do exercício da atividade de TEE**



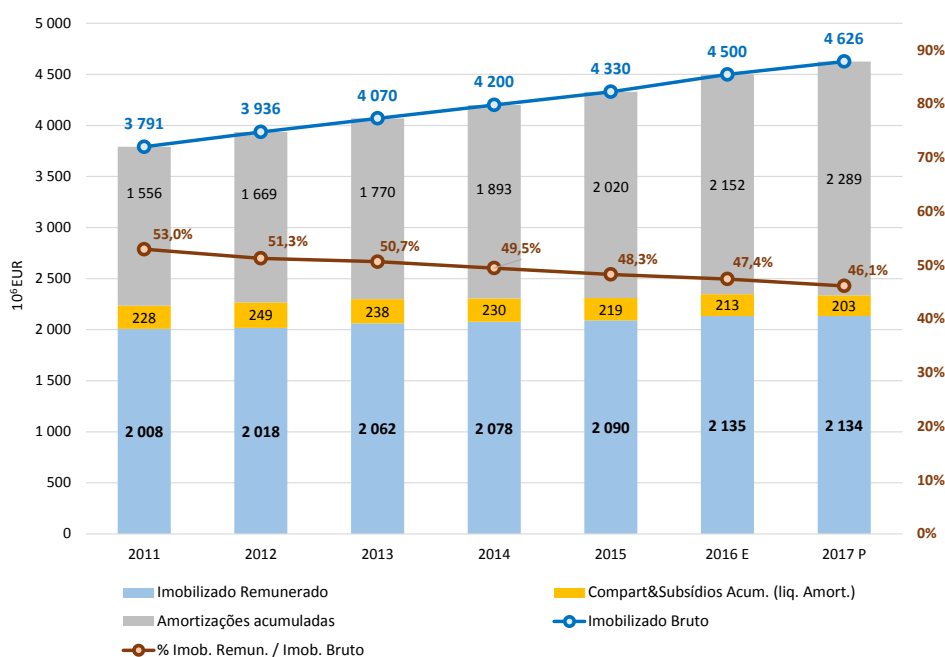
Assim, para o atual nível de investimento na rede de transporte, existe uma redução substancial do impacto das transferências para exploração na evolução do imobilizado líquido, que coincide com a criação do incentivo MEEFVU e igualmente com outro fator, mais circunstancial, que corresponde à revisão em baixo da taxa de remuneração dos ativos.

No entanto, no que respeita ao incentivo MEEFVU, assinalam-se algumas limitações na sua aplicação:

- Dificuldade em avaliar os critérios de decisão do operador sobre os ativos elegíveis para a aplicação deste incentivo, designadamente através da ponderação de benefícios face aos custos e riscos da manutenção em exploração após o fim de vida útil de cada equipamento;
- O processo de monitorização da utilização dos equipamentos abrangidos pelo incentivo é bastante exigente, em particular para ativos com uma maior dispersão geográfica (linhas) ou com discontinuidades dos seus componentes (sistemas de comando e proteção);
- Dificuldade de segregação de alguns dos ativos considerados neste mecanismo nos sistemas contabilísticos.

Para concluir esta análise, resume-se na figura seguinte a composição do imobilizado bruto e a sua relação com o imobilizado líquido remunerado por via tarifária.

**Figura 3-12 - Evolução do imobilizado bruto, imobilizado líquido, amortizações acumuladas e participações e subsídios acumulados da atividade de TEE**



## PROPOSTA

A análise anterior mostra que os custos associados ao imobilizado, quer por via de novos investimentos quer por via do incentivo MEEFVU, têm um peso determinante na atividade de Transporte de Energia Elétrica. As alternativas para controlar este efeito, sem impactes na qualidade de serviço e na segurança de abastecimento, são, por um lado, a maximização dos subsídios comunitários e das participações ao investimento em novas ligações às redes, e por outro, a substituição do equipamento apenas quando atinge o fim de vida útil tecnológico, determinado através de indicadores do estado de conservação e de obsolescência dos equipamentos, e não o fim de vida contabilístico, determinado pela sua amortização total.

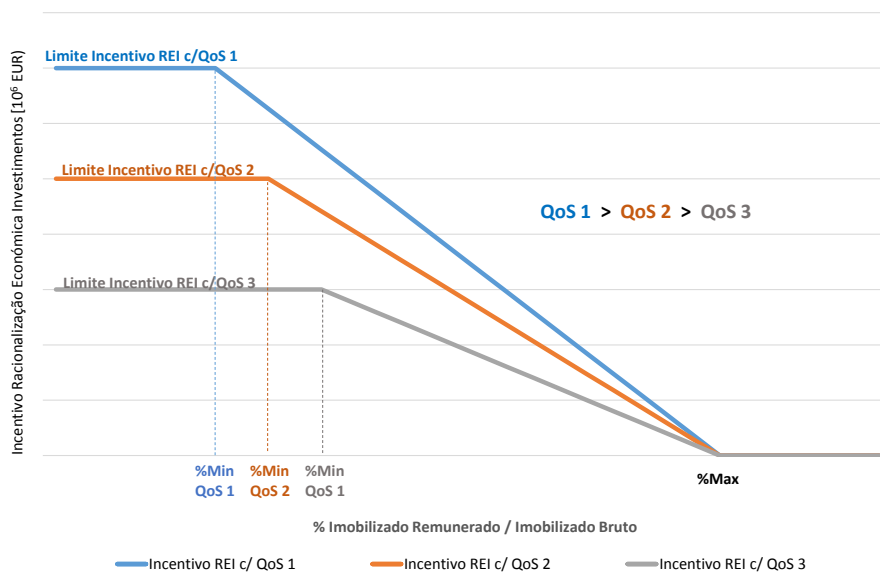
O incentivo MEEFVU tem permitido uma gradual aplicação da segunda alternativa, mas apresenta dificuldades na sua aplicação, designadamente na monitorização da utilização no terreno dos equipamentos abrangidos pelo incentivo. No que respeita à primeira alternativa, relativamente à componente de subsídios, a aceitação fora das metas de eficiência dos encargos da empresa com a sua captação, acabou por não se revelar eficaz, dado que desde 2011 não foram apresentados custos desta natureza.

Neste contexto, a ERSE propõe a introdução de um mecanismo de incentivo mais abrangente, que incorpore os efeitos acima referidos e que não tenha acréscimos de custos para o SEN face aos custos

atuais, em particular os associados ao incentivo MEEFVU, o qual deve ser sensível à qualidade de serviço prestado pelo operador da rede de transporte. O designado incentivo para a racionalização económica dos investimentos (REI) da rede de transporte, pretende ser tendencialmente neutro face às estratégias de investimento e das formas para o seu financiamento, mas visa a minimizar o custo transferido para as tarifas de uso da rede de transporte. Esta abordagem, por ser mais flexível e com maior margem para o operador da RNT escolher as suas opções tecnológicas, não deverá contudo colocar em causa as obrigações subjacentes à concessão de serviço público e os níveis de segurança de abastecimento, nem deverá proporcionar um rendimento excessivo ao operador, porque se baseará no histórico dos valores máximos obtidos até à data através do MEEFVU.

Na Figura 3-13 ilustra-se o desenho preconizado para o incentivo à racionalização económica dos investimentos (REI) da atividade de Transporte de Energia Elétrica, o qual dependerá do rácio entre o imobilizado líquido (remunerado pela tarifas de uso de rede) e o imobilizado bruto em exploração. Esta conceção do incentivo REI prevê também uma dependência da qualidade de serviço na rede de transporte, que será modulada para três níveis distintos, correspondentes às três curvas apresentadas na figura. O indicador de qualidade de serviço e a respetiva modulação a usar para efeitos deste incentivo serão definidos em sede de cálculo de parâmetros na preparação do período regulatório 2018-2020. De igual modo, os parâmetros do incentivo também serão definidos aquando da preparação do período regulatório 2018-2020.

**Figura 3-13 - Proposta de incentivo à racionalização económica dos investimentos**



Com esta proposta, a ERSE pretende:

- Substituir o incentivo MEEFVU, que não é tecnologicamente neutro (aplica-se a transformadores, linhas, sistemas de proteção e comando) e tem limitações associadas à sua aplicação, permitindo melhorar a gestão do ciclo de vida de todos os ativos de rede e proporcionando a obtenção dos benefícios associados ao diferimento de investimentos para qualquer tipo de equipamento da rede de transporte, sem que existam reflexos na qualidade de serviço;
- Permitir à empresa a flexibilização das estratégias de investimento, dando margem para a escolha de opções tecnológicas e do *mix* mais adequado entre ativos novos e ativos existentes, de forma aproximadamente neutra na perspetiva dos proveitos permitidos, embora com controlo da rentabilidade;
- Incentivar a empresa a maximizar a captura de subsídios e participações ao investimento, de forma aproximadamente neutra na perspetiva dos proveitos permitidos.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

27. Implementação do incentivo à racionalização económica dos investimentos na rede de transporte, que dependerá do nível de qualidade de serviço e do rácio entre o imobilizado líquido e o imobilizado bruto, bem como substituirá o incentivo MEEFVU.

28. Eliminar a parcela CSubURT,t da fórmula de proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

Esta alteração tem impacto no artigo 88.º do RT.

### 3.4.2 REVISÃO DO MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA

Os custos unitários de referência para os investimentos do ORT foram definidos tendo por base um estudo realizado por um consultor independente em 2008 e 2009, que procedeu à classificação, padronização e custeio das tipologias de investimento na rede de transporte em Portugal. A ERSE incorporou os resultados deste estudo na definição do mecanismo de investimento a custos de referência do ORT, tendo adicionalmente determinado a aplicação de fatores de eficiência (Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro).

A primeira revisão deste mecanismo ocorreu após 2 períodos de regulação de aplicação (Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro), a qual incidiu em aspetos conceptuais e teve como objetivo melhorar os sinais económicos transmitidos pelo mecanismo. Contudo, esta revisão não incluiu análises aos custos unitários de referência por tipologia, propriamente ditos, nem às metodologias para a sua atualização, que haviam sido definidos no estudo inicial, pelo que, no contexto da presente revisão regulamentar, a ERSE pretende:

- Verificar a adequação das tipologias tipificadas e sua desagregação tendo em conta a realidade atual do setor; avaliando a possibilidade de agregação de naturezas de custos e de tipologias;
- Atualizar os custos unitários de referência, considerando não só os valores históricos dos investimentos realizados pelo operador da rede de transporte português, mas também outras fontes de informação relevantes (valores de mercado para investimentos desta natureza, os valores de custos unitários de investimento de outros operadores europeus);
- Validar a eficácia das fórmulas de atualização dos custos unitários, através da verificação da sua aderência com a realidade, revendo a formulação e índices utilizados se necessário;
- Avaliar a possibilidade de uma abordagem harmonizada aos custos com as compensações sociais e ambientais associadas aos investimentos do operador da rede de transporte.

A revisão aqui proposta incide essencialmente em regulamentação complementar. No entanto, pelo seu impacto e por se enquadrar numa revisão mais alargada das metodologias regulatórias de remuneração dos custos de investimento da atividade de Transporte de Energia Elétrica (ver ponto 3.4.1), pretendeu-se evidenciá-la neste processo de consulta da revisão do RT do Setor Elétrico.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

29. Manter a atual fórmula de definição do CAPEX da atividade de Transporte de Energia Elétrica, suportada por duas bases de ativos regulados distintas: (i) base de ativos a custos aceites remunerados sem prémio e (ii) base de ativos a custos de referência remunerado com prémio.

30. Manter o atual desenho do mecanismo de valorização de investimentos na Rede Nacional de Transporte a custos de referência, promovendo a realização de um estudo para a atualização das tipologias de investimento, respetivos custos unitários, agregação das tipologias, e fórmulas de atualização, incluindo, se possível, a harmonização dos custos com as compensações sociais e ambientais associadas aos investimentos.

Esta alteração tem impacto na aplicação do número 4 do artigo 88.º do RT.

### 3.4.3 ALARGAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS À ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA COM APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DO TIPO *REVENUE CAP* AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Ao contrário das restantes atividades do setor elétrico reguladas pela ERSE, na atividade de Gestão Global do Sistema os custos de exploração não têm sido abrangidos por qualquer meta de eficiência. No setor do gás natural, na última revisão regulamentar a regulação por incentivos passou a abranger parte dos custos de exploração da atividade de Gestão Técnica e Global do Sistema.

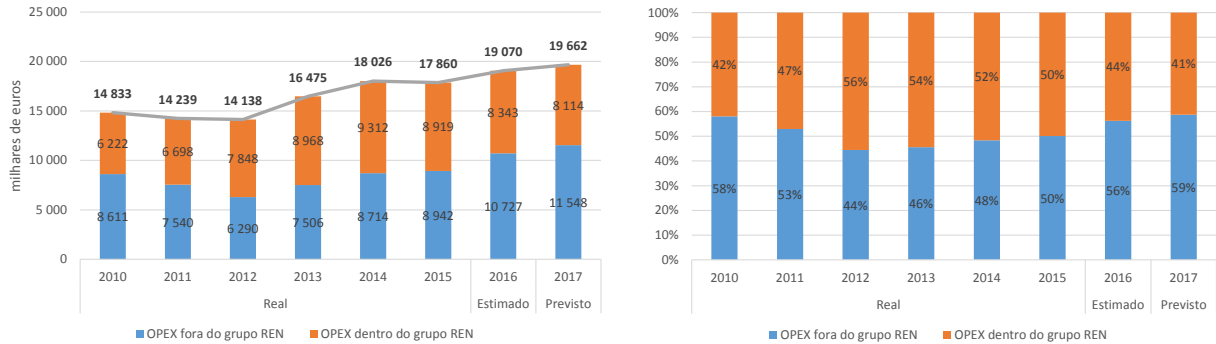
Os motivos que justificaram o alargamento da regulação por incentivos à atividade de gestão técnica global do sistema do gás natural também se justificam para o setor elétrico, destacando-se o facto de esta atividade ser desenvolvida no seio de um grupo empresarial regulado, cujas restantes atividades são sujeitas à aplicação de metas de eficiência, o que poderá potenciar a subsidiação cruzada entre atividades.

Contudo, o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de gestão global do sistema deverá ter em conta a importância desta atividade para a gestão do SEN. O carácter abrangente e casuístico desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo, justificando, por isso, a associação dos custos da atividade a uma estrutura fixa.



Tem-se verificado que os custos de exploração com origem no seio do próprio Grupo REN assumem um peso significativo no total dos custos com OPEX da atividade de Gestão Global do Sistema. Tal é possível observar nas seguintes figuras:

**Figura 3-14 - Custos com OPEX - REN**



Fonte: ERSE e REN

Os custos com origem no Grupo REN representaram entre 2010 e 2017, em média, cerca de 48% dos custos totais de exploração da atividade de Gestão Global do Sistema, atingindo, em 2015 (último ano com valores reais) cerca de 50% (correspondendo a 8,9 milhões de euros).

Deste modo e tal como foi efetuado para o setor do gás natural, propõe-se aplicar uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de Gestão Global do Sistema, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência. As metas de eficiência serão aplicadas aos custos com origem no próprio grupo empresarial, considerados custos controláveis. A introdução de uma metodologia deste tipo na atividade de Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico, à semelhança do que já acontece no Setor do Gás Natural, pretende também evitar que hajam transferências de custos entre os dois setores por via da faturação de serviços dentro do mesmo grupo empresarial.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

31. Aplicação de uma regulação do tipo *revenue cap* à componente controlável dos custos de exploração que resulta da faturação entre empresas do mesmo grupo empresarial.

Esta alteração tem impacto no artigo 85.º do RT.

### 3.5 EDP D

#### 3.5.1 APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE ACEITAÇÃO DE CUSTOS TOTAIS, TOTEX, À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE, PREFERENCIALMENTE AO NÍVEL DA BT

##### ENQUADRAMENTO

A metodologia de regulação aplicada à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) no Continente foi, no início da regulação, uma regulação por *price-cap* aplicada aos custos totais (TOTEX<sup>14</sup>), com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. No entanto, a partir do período regulatório 2012-2014, a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas aos custos de exploração (OPEX<sup>15</sup>), garantindo a diminuição do OPEX, sem prejudicar o necessário investimento, sendo os custos com capital (CAPEX<sup>16</sup>) analisados separadamente, sujeito a uma metodologia de regulação do tipo *cost-of-service*, ou *rate-of-return*. Esta forma de regulação tem como vantagem a garantia de pagamento do investimento às empresas, com a respetiva estabilidade financeira, não havendo um incentivo para a empresa descurar os níveis de qualidade de serviço. No entanto, a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost-of-service*, ou *rate-of-return*, poderá não incentivar a empresa a otimizar as decisões de investimento, em especial quando não existe uma monitorização e o acompanhamento dos mesmos. No caso particular da atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT), a atomização dos seus investimentos torna a monitorização e respetivo acompanhamento dos investimentos um processo complexo. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX, que incide igualmente no CAPEX, tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico. Contudo, uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá desincentivar o investimento com implicações na qualidade de serviço ou na segurança de abastecimento, caso não haja a devida monitorização. A solução para estas debilidades passa pela definição de metodologias regulatórias que otimizem a eficiência da empresa, tendo em consideração o desempenho da mesma, nomeadamente no que respeita à qualidade de serviço, com a sua contínua monitorização. Em termos de segurança de abastecimento, esta é de maior relevância na atividade de Transporte de Energia Elétrica no Continente e na atividade de distribuição nas RAs, em comparação com atividade de distribuição no Continente, em particular ao nível da BT.

---

<sup>14</sup> *Total expenditures (Operational Expenditures + Capital Expenditures)*

<sup>15</sup> *Operational Expenditures*

<sup>16</sup> *Capital Expenditures*

Na definição da metodologia de regulação do CAPEX da atividade de DEE, e tendo como objetivo ultrapassar eventuais distorções nas decisões de investimento, decorrentes da remuneração garantida dos mesmos, foi criado um mecanismo ao nível da BT<sup>17</sup>, no qual a empresa fica vinculada ao valor de investimentos que se propôs efetuar no início de cada período regulatório. Caso o investimento ocorrido em BT seja maior do que o inicialmente previsto para o período regulatório, a remuneração aplicada ao investimento em excesso, acima de um determinado nível, será inferior ao custo de capital. Esta análise, e consequente impacto na determinação da remuneração, é efetuada no final de cada período regulatório, com base nos dados reais verificados até ao final desse período. É de salientar que uma metodologia de regulação do tipo *rate-of-return* tem inconvenientes acrescidos quando não existem planos de desenvolvimento e investimento das redes, não permitindo a monitorização dos investimentos nessas atividades, como é o caso da atividade de distribuição nas RAs e no Continente ao nível da BT.

No ponto seguinte procurar-se-á evidenciar as especificidades da atividade de DEE em BT face às restantes atividades, que justificarão, ou não, a aplicação nessa atividade de uma regulação por incentivos que incida ao nível do TOTEX.

#### **CARACTERÍSTICAS DAS DIFERENTES ATIVIDADES DE REDE**

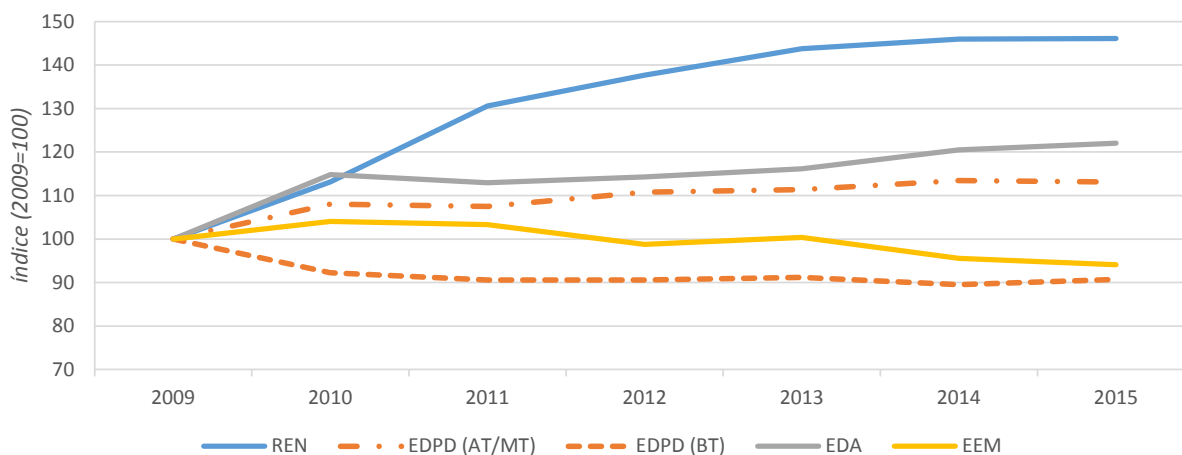
Na Figura 3-15 abaixo pode-se observar a evolução do ativo líquido remunerado das atividades do setor elétrico associadas à distribuição (EDPD, EDA e EEM) e ao transporte de energia elétrica (REN).

Tendo por base o ano de 2009, a REN é a empresa cujo ativo líquido observou o maior crescimento. No sentido oposto, o ativo líquido da EDPD para o nível de BT registou o decréscimo mais acentuado, entre 2009 e 2011, nos vários níveis de tensão. É de salientar que, no entanto, ao contrário do verificado em BT, o ativo líquido da EDPD ao nível de AT/MT registou um crescimento, embora inferior ao da REN e da EDA, designadamente a partir de 2011, o que coincide com a alteração da metodologia regulatória. No que diz respeito à BT, a partir de 2011 o valor do ativo em BT cessou de diminuir, mantendo-se, de um modo geral, ao mesmo nível a partir desse ano.

---

<sup>17</sup> A aplicação deste mecanismo, restringido aos investimentos em rede de BT, justifica-se pelo facto de os investimentos em AT/MT estarem enquadrados pelo plano de desenvolvimento quinzenal das respetivas redes.

**Figura 3-15 - Ativo líquido DEE (EDPD, EDA e EEM) e TEE (REN)**  
(índice 2009=100, preços correntes)



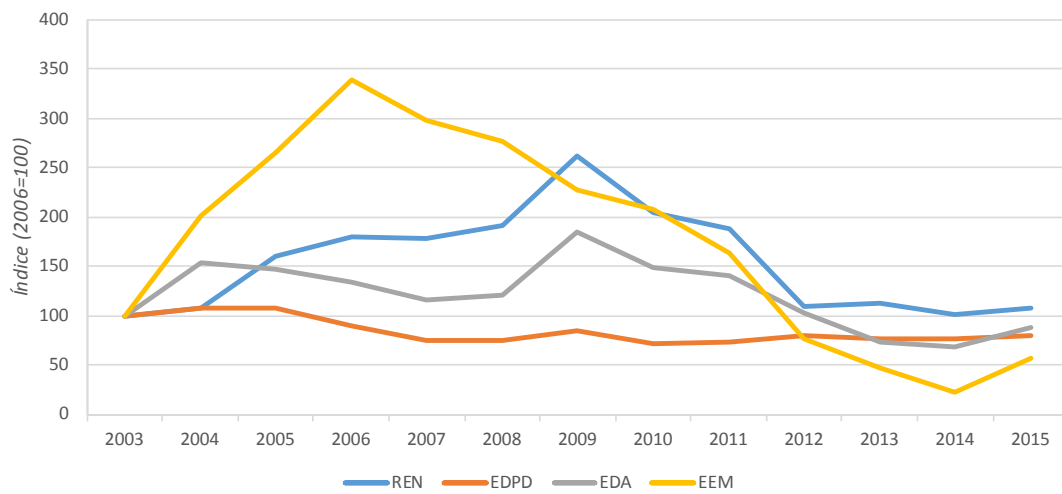
Fonte: ERSE, EDP, EDA, EEM, REN

Em termos de valores médios dos últimos quatro anos do período em análise (2012 a 2015), o ativo líquido da EDPD ascendeu a 1 893M€ em AT/MT e 1 095M€ em BT, tendo o investimento médio neste mesmo período ascendido a 196M€/ano em AT/MT e 120M€/ano em BT.

A evolução do imobilizado reflete a política de investimentos de cada empresa. Por sua vez, os investimentos realizados justificam-se pela evolução da procura ou por outros motivos, tais como a segurança de abastecimento e a ligação de centros electroprodutores. Estes últimos motivos serão mais relevantes no transporte de energia elétrica e na distribuição em AT e MT. O fator “maturidade”, isto é, o grau de consolidação das redes face às necessidades atuais e perspetivadas para o médio prazo, é outro fator a ter em conta,

Assim, o nível de investimento deverá refletir a evolução da procura. Numa análise simplificadora desta relação, a figura que se segue apresenta a evolução do investimento por quantidade de energia elétrica transportada ou distribuída, tendo por base o ano de 2003. É notório o grande incremento dos investimentos na EEM face à evolução da procura no período 2003-2005, tendo-se verificado uma evolução desta natureza, embora de forma menos acentuada nos casos da EDA e, principalmente da REN, no período 2008-2010. Observa-se, igualmente, uma grande diminuição do nível de investimento destas três empresas nos últimos anos, destacando-se igualmente neste sentido a EEM. A evolução do nível de investimento por unidade distribuída da EDP D é bastante mais estável, comparativamente, com as restantes empresas.

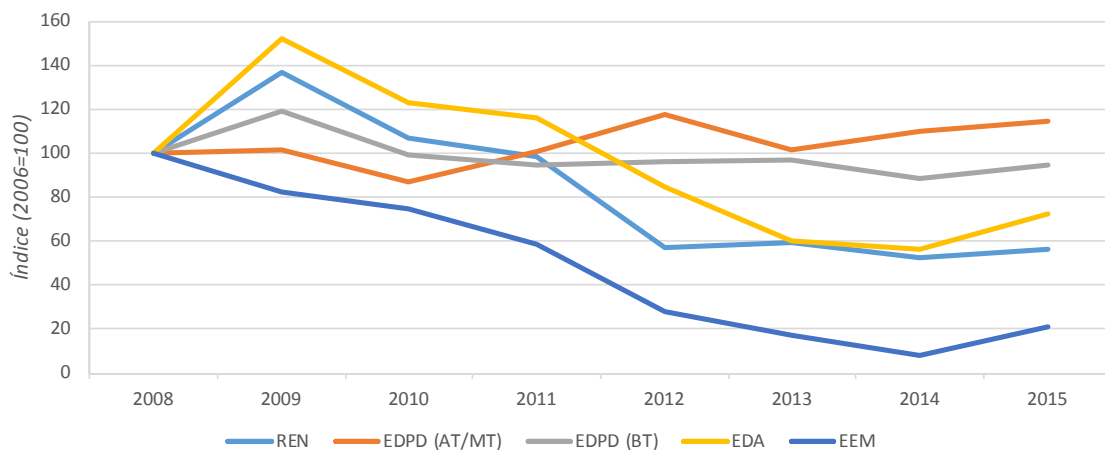
**Figura 3-16 - Investimento/Energia transportada ou distribuída  
(índice 2003=100, preços correntes)**



Fonte: ERSE, EDP, EDA, EEM, REN

A figura seguinte apresenta esta evolução, desagregando os investimentos da EDP Distribuição por AT/MT e BT, neste caso apenas a partir de 2008. Nesta análise, a estabilidade da evolução do investimento é notória para a EDPD, em particular para a BT, face às restantes empresas.

**Figura 3-17 - Investimento/Energia transportada ou distribuída  
(índice 2008=100, preços correntes)**

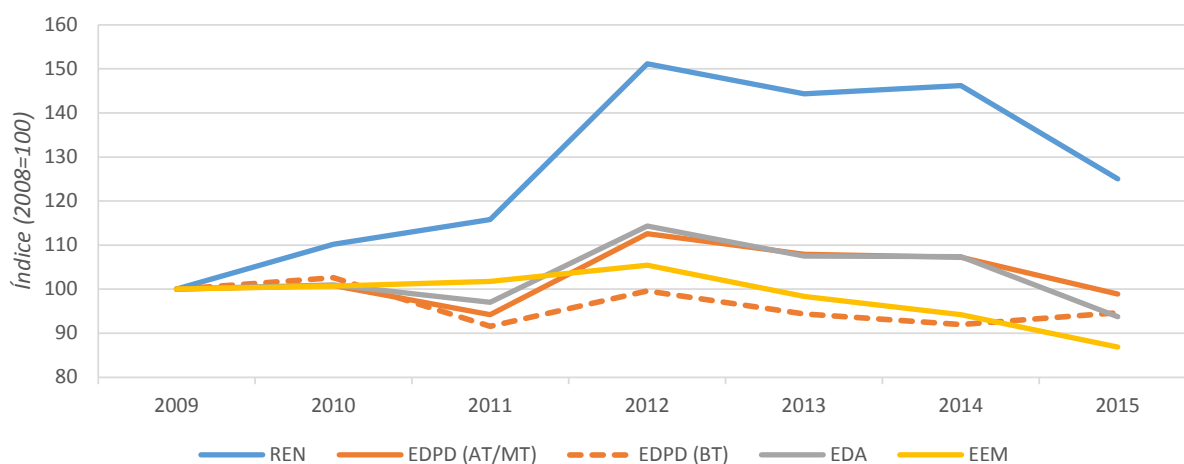


Fonte: ERSE, EDP, EDA, EEM, REN

Registe-se que até 2011 a EDP Distribuição foi sujeita a uma regulação por incentivos que incidia sobre o Totex. A passagem desta metodologia para uma regulação por incentivos que incidiu apenas no Opex coincidiu com um aumento do nível de investimento por unidade de energia ao nível das redes em AT/MT, enquanto ao nível das redes em BT não se observou qualquer efeito relevante.

Esta estabilidade reflete-se na evolução do TOTEX, como de seguida é evidenciado. Observa-se que, com a exceção da REN, as atividades de distribuição observaram uma diminuição ou estagnação dos seus custos (EDP D em BT, AT e MT) ou uma diminuição (Figura 3-18 *infra*).

**Figura 3-18 - TOTEX (índice 2009=100, preços correntes)**



Fonte: ERSE, EDP, REN, EDA, EEM

No caso particular da atividade de distribuição no Continente, é de salientar que, apesar de os valores de TOTEX para os diferentes níveis de tensão serem bastante próximos<sup>18</sup>, quando considerados os valores médios anuais dos últimos quatro anos, a desagregação entre OPEX e CAPEX é muito diferente para cada um desses níveis de tensão. O CAPEX para a atividade de DEE em AT/MT tem um peso de 65%, enquanto para a BT o CAPEX tem um peso relativo muito inferior, de 42%, face a um peso do OPEX de 58%. O que se justifica pela natureza das atividades em causa.

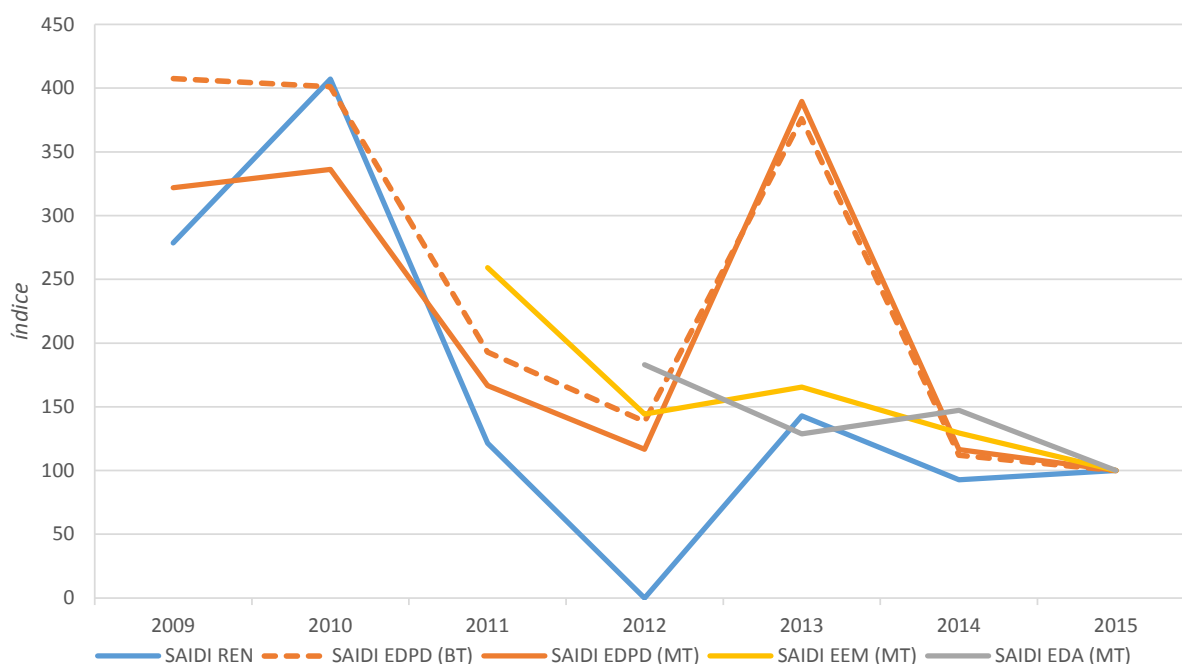
O menor incremento dos investimentos, conjugado com o controlo dos custos, não têm impedido que a qualidade de serviço aumente ao nível da atividade de distribuição, como se pode observar pela análise

<sup>18</sup> Os valores médios do TOTEX da EDPD para AT/MT e para a BT, nos últimos quatro anos, foram os seguintes:

- 486 milhões de euros anuais em AT/MT (316M€ CAPEX + 170M€ OPEX)
- 481 milhões de euros anuais em BT (200M€ CAPEX + 281M€ OPEX).

da Figura 3-19<sup>19</sup>. No caso particular da BT, apesar da redução registada entre 2009 e 2015, quer ao nível do ativo líquido remunerado, quer ao nível do valor do TOTEX na atividade de DEE, a evolução do SAIDI indicia que a qualidade de serviço beneficiou de melhorias muito significativas, nomeadamente nos anos mais recentes. Registe-se, também, que tendo em conta esse indicador, a melhoria da qualidade de serviço foi transversal a todas as atividades.

**Figura 3-19 - SAIDI DEE e TEE**



Nota: A partir de 2014 são excluídos os eventos excecionais, no caso da REN antes de 2014 os eventos de “força maior” são excluídos.

Fonte: ERSE, EDP, REN, EDA, EEM

A melhoria da qualidade de serviço verificada na BT, apesar da ligeira diminuição do ativo líquido e da estagnação do nível de investimento face à evolução da procura, aponta para um certo nível de “maturidade” que caracterizará a rede de distribuição. Esta conclusão poderá igualmente alargar-se às restantes empresas, embora de forma menos notória.

Observa-se, assim, um comportamento diferente da atividade de distribuição, designadamente em BT no Continente, face às restantes atividades de rede.

<sup>19</sup> O indicador de qualidade de serviço apresentado é o SAIDI. O indicador SAIDI representa a Duração Média das Interrupções Longas do Sistema, ou seja, a duração média das interrupções longas verificadas nos Pontos de Entrega (PdE). Os valores apresentados no gráfico para este indicador exclui os Eventos Excecionais, a partir de 2014. Na medida em que este indicador medem a duração das interrupções verificadas nos PdE, os padrões de continuidade de serviço são tanto melhores, quanto menores forem os valores do SAIDI (menor duração das interrupções).

Num contexto com desafios tecnológicos e organizacionais que enfrentarão as atividades de rede e, em particular, a distribuição, metodologias regulatórias flexíveis serão mais ajustadas. Essas metodologias possibilitarão às empresas escolherem qual a opção tecnológica e, num prisma mais amplo, qual a estrutura de custos mais adequada, que possam responder a esses desafios de forma mais eficiente, isto é, ao menor custo. Neste contexto, a regulação por incentivos que incide no TOTEX e não apenas no OPEX e/ou no CAPEX é geralmente apontada como a mais adequada, desde que os seus inconvenientes sejam devidamente monitorizados.

Estes inconvenientes dizem, principalmente, respeito a um abaixamento da qualidade de serviço ou ao aparecimento de rendas regulatórias, isto é, rentabilidades acima do desejado, decorrentes de uma diminuição do nível de investimento.

Contudo, a observação tanto da evolução do investimento, como da evolução da qualidade de serviço e do nível de custos, apontam para que na atividade de distribuição, em particular em BT, estes riscos sejam diminutos face a outras atividades. Assim, no período analisado observou-se um incremento da qualidade serviço nesta rede, apesar de se ter igualmente assistido a uma ligeira diminuição do nível de investimento e dos custos totais.

Em termos de vantagens, a aplicação de uma regulação por incentivos que incide no Totex destaca-se na BT pelas particularidades da sua atividade, onde a monitorização é dificultada pela sua dispersão técnica e organizacional e pelo facto de não estar sujeita aos Planos de Investimento e de Desenvolvimento da Rede de Distribuição (PDIRD).

Uma alteração da metodologia de regulação, por aplicação de uma regulação por incentivos aos custos totais, TOTEX, à atividade de DEE no continente, ao nível da BT implicará, contudo, uma monitorização e avaliação contínua dos indicadores de serviço, incluindo uma adequada calibração dos incentivos à qualidade de serviço, quer ao nível nacional, quer ao nível das diferentes concessões municipais, com o objetivo de redução das assimetrias regionais que possam existir em termos de qualidade de serviço.

O acompanhamento do nível de investimento é essencial, devendo haver uma correspondência, reavaliada no final de cada período regulatório entre o valor dos ativos afetos às concessões em BT e a base de custos considerada no cálculo dos proveitos permitidos. Registe-se, igualmente, que o facto dos períodos regulatórios em Portugal serem relativamente curtos permite controlar o aparecimento de rendas excessivas decorrentes de sub-investimento, sendo que o reforço deste princípio consta das propostas de revisão regulamentar.

## **PROPOSTA**

Propõe-se que seja ponderada a introdução de uma metodologia de regulação por incentivos no TOTEX da atividade de distribuição em BT, que corresponderá, na prática, a aplicar para o período de regulação



metas de eficiência num conjunto de custos (base de custos) da empresa, que incorpora custos com capital e custos de exploração. Os custos considerados não controláveis pelas empresas, tais como as rendas de concessão, não fazem parte da base de custos.

Esta base de custos corresponderá aos proveitos permitidos da atividade de distribuição em BT a recuperar anualmente pela respetiva tarifa e que evoluirá consoante as metas de eficiência impostas.

Esta base de custos poderá evoluir, igualmente, com parâmetros que sejam facilmente monitorizáveis, tais como a energia injetada na rede pelos microprodutores, a potência contratada em geral, ou a potência associada às novas ligações à rede, dando os sinais adequados às empresas para que estas adaptem o seu nível de custos, de exploração e de investimento, à evolução da atividade.

A aplicação desta metodologia é cada vez mais comum em vários países europeus, porque permite promover a gestão integrada da atividade de distribuição de energia elétrica e garantir que as opções estratégicas ao nível da distribuição de energia elétrica não sejam influenciadas por um ambiente regulatório com graus de exigência diferentes consoante os custos sejam de exploração ou de investimento.

A presente proposta pretende assegurar que não haja um enviesamento da política de investimentos, sendo a mesma acompanhada de um reforço da monitorização de diversos indicadores, nomeadamente do desempenho das empresas para definição das bases de custos, da rentabilidade e do equilíbrio económico e financeiro. Esta proposta de regulação por TOTEX ao nível da BT estará condicionada à existência de indicadores de desempenho, designadamente associados à qualidade de serviço para este nível de tensão e à sua monitorização.

Para além das vantagens gerais acima apresentadas, a presente proposta permite ao nível da BT:

- Uma redução da assimetria de informação que se verifica com mais relevância na atividade de DEE ao nível da BT, tendo em conta as suas particularidades, em especial pelo facto desta atividade ser desenvolvida num contexto de múltiplas concessões.
- A possibilidade de se poder ultrapassar a necessidade de estimativas de procura ao nível das diferentes áreas de concessão.
- Os investimentos em BT não são alvo de análise, nomeadamente no âmbito do PDIRD-E (apenas focado nos investimentos em AT/MT), não havendo um escrutínio relativamente aos investimentos em BT.

A presente proposta apresenta diferentes desafios, dos quais se podem destacar os seguintes:

- Exige uma maior calibração dos incentivos à qualidade de serviço, por não haver uma relação direta entre o nível de investimentos e o nível de proveitos a recuperar. No entanto, é de realçar que os níveis de investimento em BT se têm mantido baixos, independentemente da forma de regulação.

- Continua monitorização da rentabilidade das atividades, visto que o alargamento da regulação por incentivos ao CAPEX poderá afastar a taxa de rentabilidade das empresas, por excesso ou por defeito.
- Terá de ter em conta as particularidades da atividade de distribuição em BT, designadamente as que decorram da legislação em vigor e das obrigações dos atuais contratos de concessão.

Por forma a ultrapassar os desafios elencados, propõe-se, igualmente, que a meta de eficiência aplicada ao TOTEX seja ajustada caso não tenha sido concretizado um nível mínimo de investimento na área de concessão.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

32. Ponderar a aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos aos custos totais, TOTEX, à atividade de distribuição de energia elétrica no Continente, ao nível da BT.

Esta alteração implica a alteração do no artigo 94.º do RT.

### 3.6 EDP D, EDA E EEM

#### 3.6.1 APERFEIÇOAMENTO DO INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES NO CONTINENTE E ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

##### ENQUADRAMENTO

A aplicação do incentivo ao investimento em redes inteligentes com a formulação introduzida no período regulatório de 2015 a 2017 revelou-se pouco eficaz, particularmente porque o número de projetos candidatos foi diminuto. Nota-se que a alteração da metodologia introduzida neste incentivo procurava, por um lado, dar à empresa mais tempo para recolher informação e demonstrar os resultados esperados, o que motivou o alargamento do período de análise dos benefícios associados a este tipo de investimentos para 6 anos ao invés dos 3 anos implícitos na anterior metodologia, e, por outro lado, criar uma dependência direta entre o incentivo e os benefícios efetivamente proporcionados pelo investimento. Na perspetiva da ERSE, esta alteração metodológica também visava uma simplificação da regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e proporcionou uma redução do risco regulatório associado a este tipo de investimentos, principalmente porque foi eliminado o incremento no fator de eficiência dos custos de exploração a eles associado no período de regulação de 2012 a 2014.

Tendo em conta este enquadramento, identificam-se os seguintes possíveis motivos para a reduzida aplicação do incentivo, no período regulatório de 2015 a 2017:

- i. Complexidade do incentivo, quer pelo seu desenho em várias fases (candidatura, seleção, quantificação de benefícios), quer pela formulação para a sua valorização;
- ii. Valores reduzidos proporcionados pelo incentivo na sua metodologia atual;
- iii. Distorção do objetivo de aplicação do incentivo numa lógica global da rede, operador ou do SEN, motivada pela avaliação individualizada por projeto;
- iv. Incerteza sobre a evolução das concessões das redes de distribuição em BT.

Com este diagnóstico, que se espera poder ser complementado na fase de consulta pública dos regulamentos, a ERSE considera oportuno voltar a introduzir alterações neste incentivo, tentando introduzir aperfeiçoamentos nas várias fases necessárias à sua aplicação. Adicionalmente, o alargamento do incentivo às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira permitirá testar a sua aplicação por outros operadores de redes de distribuição, o que contribuirá para a avaliação das metodologias adotadas, bem como para futuramente equacionar a continuidade do incentivo ou a necessidade de mais alterações, tendo por base as perspetivas dos diferentes operadores.

## **PROPOSTA**

Na presente proposta de revisão regulamentar, as principais linhas para o aperfeiçoamento deste incentivo são as seguintes:

- i. Simplificar a formulação do incentivo, mantendo o princípio a ele subjacente de permitir ao operador a retenção de uma parcela dos benefícios decorrentes dos investimentos em redes inteligentes, sujeito a um limite, associado ao custo de investimento realizado (que passará a ser constante ao longo do período de aplicação do incentivo, o que corresponde à eliminação do parâmetro  $\beta$ );
- ii. Tornar o incentivo mais atrativo para o operador, quer por via de uma recalibração dos parâmetros, quer por via da mitigação de barreiras administrativas associadas aos processos de candidatura ao incentivo e à de demonstração de benefícios;
- iii. Segmentar o incentivo por dimensão dos projetos e, para os projetos de menor dimensão, simplificar os procedimentos de aplicação do incentivo nas várias fases;
- iv. Melhoria dos procedimentos e orientações do regulador sobre a aplicação do incentivo.

No que respeita ao período de vigência do incentivo ao investimento em rede inteligente, a ERSE considera que a duração de dois períodos regulatórios, aplicada para o atual incentivo, é adequada, pelo que se

propõe a sua manutenção. Por razões de simplicidade, o período de vigência do incentivo deixará de ser um parâmetro regulatório.

No que respeita ao alargamento do incentivo ao investimento em redes inteligentes a outros operadores de redes, designadamente à EDA e à EEM, a ERSE entende que a metodologia aplicada no Continente poderá ser replicada para as atividades de distribuição de energia elétrica das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Em sede de definição dos parâmetros regulatórios para o período de 2018 a 2020, a ERSE avaliará a necessidade de considerar na calibração deste incentivo as especificidades das empresas e sistemas elétricos insulares (verticalmente integradas, várias redes isoladas, menor dimensão das redes), não sendo de excluir uma diferenciação dos parâmetros aplicáveis à EDP Distribuição, à EDA e à EEM, caso se identifique que a metodologia do incentivo ou os seus parâmetros têm implícitas dependências destas especificidades.

Relativamente a uma possível segmentação dos projetos para aplicação deste incentivo, a ERSE propõe-se a reconsiderar o limite mínimo anual recomendado para o investimento em redes inteligentes elegível para este incentivo, situado em 2,5% do investimento anual no período regulatório anterior. Com a revisão em baixa deste limite, considera-se contudo que nos projetos de menor dimensão deve simultaneamente ser simplificado o processo de candidatura e de avaliação das mesmas, bem como alargado o período de reavaliação de benefícios com base em valores ocorridos. A este respeito importa ainda, referir que este incentivo poderá ser aplicado a projetos de contadores inteligentes na lógica de “pilotos” (tecnológicos ou geográficos), mas exclui-se a sua aplicação para um possível *roll-out* que venha a ser imposto por lei.

Ao nível da metodologia de avaliação dos projetos candidatos ao incentivo (aplicável na fase de candidatura), a ERSE pretende verificar que os projetos candidatos cumprem os critérios de elegibilidade de investimento em rede inteligente definidos. Estes critérios incluem reduções de perdas, melhoria na qualidade de serviço das redes de distribuição, adiamento de investimentos, reduções de custos de OPEX da empresa, ou outras externalidades, a identificar e valorizar. É igualmente considerada relevante a promoção de inovação no setor pela colaboração dos operadores de rede com outros *stakeholders*.

Relativamente à identificação e valorização de benefícios, a ERSE pretende identificar boas práticas aplicáveis na fase de candidatura para os benefícios previsionais de cada projeto, mas também na confirmação dos mesmos com base em valores reais. Para os projetos de maior dimensão, mantém-se o requisito de apresentação de benefícios quantificáveis, com base na realização física, concretizando com valores ocorridos as avaliações realizadas na fase de candidatura de 2 em 2 anos. No caso dos projetos de menor dimensão a periodicidade desta apresentação altera-se para 4 anos.

O desenvolvimento destes dois últimos temas (avaliação de candidaturas, quantificação de benefícios) e as análises para a definição dos parâmetros  $\alpha_{RI}$  e  $\Delta r_{RI}$  serão abordados aquando da preparação do período regulatório de 2018 a 2020.

Face ao exposto, a ERSE propõe:

33. Alterar a formulação do incentivo ao investimento em rede inteligente aplicável ao operador da rede de distribuição de energia elétrica de Portugal Continental, reduzindo a complexidade de cálculo do incentivo, prevendo uma segmentação dos projetos de modo a simplificar a aplicação do incentivo nos projetos de menor dimensão.
34. Ponderar o alargamento da aplicação do incentivo ao investimento em redes inteligentes às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o que implica a inclusão de parcela adicional, referente ao incentivo ao investimento em rede inteligente, nas fórmulas de cálculo dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA e dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAM.
35. Clarificar as metodologias de avaliação dos projetos candidatos a este incentivo e identificar boas práticas para a valorização de benefícios a ele associados.

Esta alteração tem impacto nos artigos 94.º, 105.º, 113.º, 125.º, 126.º e 127.º do RT.