

**DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE
REVISÃO DO
REGULAMENTO TARIFÁRIO
DO SETOR ELÉTRICO**

Outubro 2017

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE.....	5
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.....	9
2.3	Aperfeiçoamento do Mecanismo de Convergência das Tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas.....	11
2.4	Aperfeiçoamento do Cálculo da Tarifa Social de Venda a Clientes Finais.....	13
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.....	17
2.6	Tarifa de Acesso para Operadores da Rede de Distribuição Exclusivamente em Baixa Tensão	21
2.7	Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador	27
2.8	Estudo sobre a Disponibilização do Ciclo Semanal em BTN nas Regiões Autónomas.....	33
2.9	Alteração da Faturação da Potência Contratada para a Iluminação Pública com Telecontagem	35
2.10	Outros Assuntos.....	37
2.11	Alteração do Tempo de Duração dos Períodos Regulatórios para Quatro Anos	39
2.12	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	43
2.13	Auditorias	47
2.14	Revisão Mecanismo de Incentivo para a Gestão Otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e Tejo Energia, Aplicado ao Agente Comercial.....	49
2.15	Criação da Atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador.....	53
2.16	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.....	57
2.17	Revisão do Mecanismo de Valorização dos Novos Investimentos da RNT a Custos de Referência.....	61
2.18	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	63
2.19	Aplicação de uma Metodologia de Aceitação de Custos Totais, TOTEX, à Atividade de Distribuição de Energia Elétrica no Continente, Preferencialmente ao Nível da BT	65

2.20	Aperfeiçoamento do Incentivo ao Investimento em Redes Inteligentes no Continente e Alargamento às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	71
2.21	Outros temas - Proveitos da Atividade de Comercialização (Artigo 100º).....	75
2.22	Outros temas - Artigo 102.º - Proveitos da Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA.....	77
2.23	Outros temas - Artigo 105.º - Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica da RAA.....	79
2.24	Outros temas - Artigo 106.º - Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica da RAA.....	81
2.25	Outros Temas - Cálculo dos Proveitos Permitidos da REN Trading	83
2.26	Outros temas - Data de Entrega da Informação à ERSE.....	85

1 INTRODUÇÃO

A ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrangeu os regulamentos do setor elétrico e os Regulamentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural.

No âmbito do processo de consulta pública que decorreu entre 17 de maio e 3 de julho, para além dos pareceres do Conselho Tarifário e do Conselho Consultivo, a ERSE recebeu comentários e sugestões de diversas entidades, designadamente de entidades públicas, empresas do setor e associações de consumidores.

As propostas de revisão regulamentar apresentadas visaram incorporar melhorias e adaptações necessárias tendo em conta a alteração do quadro normativo vigente, bem como refletir, de forma antecipada, sobre alguns dos assuntos decorrentes do processo de alteração à diretiva europeia que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade (2009/72/CE) que se encontra atualmente em curso.

O presente documento integra as observações da ERSE aos comentários que lhe foram remetidos, no âmbito das propostas de alteração ao RT, devidamente identificados, mencionando e justificando os que foram aceites e os que não puderam ser considerados. Os comentários aceites motivaram a alteração em conformidade dos artigos do RT, também eles identificados. Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, serão reproduzidos na íntegra na página da ERSE na Internet.

Das diversas matérias sujeitas a revisão do RT, na generalidade, as soluções propostas foram bem acolhidas pelas entidades participantes na consulta pública. Neste contexto, inserem-se as matérias relativas aos projetos piloto das tarifas dinâmicas e de aperfeiçoamento da estrutura tarifária, a introdução da sazonalidade nos preços de energia ativa das tarifas de acesso às redes em BT, a introdução ciclo semanal nas Regiões Autónomas, a criação da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a aplicação de uma metodologia de regulação por TOTEX da atividade de distribuição em BT, no Continente e o aperfeiçoamento do incentivo ao investimento em redes inteligentes e o seu alargamento às Regiões Autónomas.

Nas matérias relativas à estrutura da tarifa do operador logístico de mudança de comercializador, faturação de potência contratada para a iluminação pública com telecontagem e alteração da duração do período regulatório para 4 anos, registam-se alterações face à proposta apresentada pela ERSE, visando integrar a maioria dos comentários recebidos sobre cada um dos assuntos. Em particular, no que respeita à tarifa do OLMC foi substituído o preço de energia por um preço de potência contratada e, no que se refere à iluminação pública, foi simplificado o âmbito de aplicação, aos pontos de iluminação pública dotados de telecontagem e alteradas as regras de faturação da potência contratada.

Os temas relativos ao 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 e definição das tarifas de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão foram os temas que suscitaram maior disparidade de comentários, não tendo sido possível reunir consensos face à proposta apresentada. Após cuidada análise dos temas e dos comentários apresentados, a ERSE decide manter a proposta apresentada considerando que o conjunto das alterações propostas visam aperfeiçoar a situação vigente, necessária à correta aplicação das normas e objetivos da regulação. Acresce que os mecanismos propostos já foram objeto de aplicação noutros contextos, havendo experiência e provas dadas pela ERSE na sua concretização. De referir ainda que as alterações que se preconizam, em particular relativas à tarifa de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão, visam corrigir situações não desejáveis que promovem a correta alocação de custos entre os diferentes utilizadores das redes e operadores das redes. Não obstante, a ERSE tomou a devida nota das preocupações manifestadas, pelo que pautará a sua atuação pelo respeito dos princípios da transparência e aplicação no tempo de forma faseada e devidamente justificada em função do impacto das medidas no caso concreto.

Importa reforçar que a qualidade dos comentários apresentados pelos vários interessados no setor permitiu robustecer a proposta apresentada a consulta pública, melhorando a qualidade das regras agora propostas. Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

As entidades que remeteram comentários no âmbito da consulta pública foram as seguintes:

AdC – Autoridade da Concorrência

ADENE

ADENE / OLMC

APEQ – Associação Portuguesa das Empresas Químicas

APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia

CEVE – Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este

Conselho Consultivo

Conselho Tarifário

Cooperativa de Electrificação A LORD, C.R.L.

Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C.R.L.

DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor

EDA – Electricidade dos Açores

EDP – Energias de Portugal

EDP Distribuição

EDP Serviço Universal

EEM – Empresa de Electricidade da Madeira

ENERGIA SIMPLES

FORTIA Energia

Grupo GALP

Gas Natural Fenosa

IBERDROLA

MEGASA

REN

REN Trading

SIEAP – Sindicato das Indústrias, Energias e Águas de Portugal

SOLVAY Portugal

2 COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE

2.1 APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA EM PORTUGAL E INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários gerais: A proposta de aperfeiçoamento da estrutura tarifária em Portugal e introdução de tarifas dinâmicas em Portugal continental obteve uma concordância generalizada por parte dos vários agentes (Conselho Tarifário, EDA, EEM, SOLVAY, Gas Natural Fenosa, Iberdrola, REN, MEGASA, APEQ, FORTIA)</p>	<p>Esta alteração tem impacto nos artigos 39.º, 51.º e 58.º do RT.</p> <p>A ERSE toma boa nota da concordância generalizada por parte de vários stakeholders do setor, nomeadamente dos operadores de redes, dos comercializadores e dos consumidores.</p>
<p>Comentários específicos: As diferentes alterações ao tarifário atualmente existente devem ser de fácil entendimento por parte dos clientes, permitir períodos de tarifas constantes com pelo menos três horas de forma a facilitar o planeamento dos consumos por parte dos clientes e de quem opera as unidades de produção e permitir o deslocamento dos consumos das horas de ponta para as horas do vazio. (EDA)</p>	<p>Os comentários recebidos no âmbito da consulta pública relativa ao aperfeiçoamento da estrutura tarifária e da introdução de tarifas dinâmicas permitiram à ERSE ter uma maior sensibilidade sobre as preocupações das várias partes envolvidas, tanto do lado da procura como também do lado da oferta. Estes comentários não serão ignorados na formulação do desenho dos projetos-piloto.</p>
<p>Considera-se prematuro investimentos e esforços em projetos piloto de tarifas dinâmicas em MT, AT e MAT, sem antes analisar o efeito dessas modificações tarifárias em BT, assim como os possíveis efeitos proveitosos de introduzir períodos na potência contratada nas tarifas de MAT, AT e MT, através dos quais se podiam conseguir os mesmos objetivos que nas tarifas dinâmicas mas com menor custo de gestão. (Gas Natural Fenosa)</p>	<p>Tendo em conta que os clientes em MT, AT e MAT têm um conhecimento mais profundo sobre a faturação da energia elétrica, a ERSE acredita que esse universo de clientes tem maiores capacidades para modular o seu consumo em resposta a uma tarifa dinâmica.</p>

2.1 APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA EM PORTUGAL E INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Não obstante esta decisão, a ERSE pretende analisar no futuro a possibilidade de aplicar uma estrutura tarifária dinâmica ao segmento residencial.</p> <p>Relativamente à diferenciação do preço da potência contratada por período horário não está prevista nenhuma alteração nesse sentido para efeitos dos projetos-piloto. A principal razão prende-se com a convicção da ERSE que a potência contratada, medida como o valor máximo registado em 15 minutos, estará pouco relacionada com o real contributo de um cliente para o congestionamento nas redes. Picos isolados de potência de um cliente acabam por ser diluídos pelo efeito agregador das redes elétricas.</p>
<p>Na implementação dos projetos-piloto e na eventual introdução das tarifas dinâmicas considera-se que devem ser tidos em conta (i) o desencadeamento de um período/evento crítico, para instalações consumidoras ligadas à RNT que deve ser efetuado pelo ORT com base na informação disponível (previsões meteorológicas, de consumo e de produção); (ii) deverá ser acutelada a compatibilização entre as tarifas dinâmicas no acesso às redes e outros mecanismos de gestão da procura já existentes (ex: prestação do serviço de interruptibilidade, deve ser devidamente acautelada; (iii) deverão ser analisados os desvios à programação em termos de erros de previsão por parte dos vários agentes de mercado. (REN)</p>	<p>A ERSE toma boa nota dos comentários da REN.</p> <p>O desencadeamento de períodos críticos no contexto da tarifa dinâmica está previsto ser realizado pelo ORD, em articulação com o ORT. Não se perspetiva no projeto-piloto haver uma ativação diferenciada por níveis de tensão, mas sim diferenciada por região de Portugal Continental. Quer isto dizer que a ativação de um período crítico em determinada região será aplicável a todos os clientes de um nível de tensão.</p>

2.1 APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA EM PORTUGAL E INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>A ERSE considera que a adesão à tarifa dinâmica no acesso às redes é compatível com outros mecanismos de gestão da procura, nomeadamente o serviço de interruptibilidade.</p> <p>No que respeita ao ponto (iii) do comentário, os resultados do projeto-piloto permitirão dar um melhor conhecimento sobre as implicações de uma possível implementação generalizada da tarifa dinâmica no acesso às redes.</p> <p>No entanto, a ERSE salienta que estes comentários da REN já poderiam ter sido submetidos em março de 2017, aquando da consulta pública lançada pela ERSE.</p>
<p>Necessidade de se fazer uma consulta pública aberta aos vários agentes dos setor, antes da implementação das alterações na estrutura tarifária. (MEGASA)</p>	<p>A ERSE salienta que as propostas apresentadas em consulta pública tinham o objetivo de discutir com os stakeholders as características gerais das alterações à estrutura tarifária. Apesar de os dados utilizados terem sido referentes aos clientes em MT, a ERSE perspectiva alterações equivalentes em todos os níveis de tensão abrangidos (MT, AT e MAT). Quer isto dizer que as alterações aos períodos horários e às variáveis de faturação serão equivalentes nos diferentes níveis de tensão. Sublinha-se que os comentários à consulta pública</p>

2.1 APERFEIÇOAMENTO DA ESTRUTURA TARIFÁRIA EM PORTUGAL E INTRODUÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS EM PORTUGAL CONTINENTAL	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>dos clientes em AT e MAT também foram levadas em consideração pela ERSE.</p> <p>Por estes motivos não se considera necessário realizar uma nova consulta pública ao mercado.</p>
<p>Tendo em conta a extensão para 4 anos do período de revisão dos regulamentos e que a proposta inicial recebeu comentários dos agentes que ainda não foram respondidos, sugere-se a alteração do Artigo 39.º, ponto 2 como segue:</p> <p>2- Na sequência da implementação dos projetos-piloto referidos no número anterior, da análise benefício-custo e dos resultados alcançados, a ERSE pode aprovar tarifas dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental, uma vez o procedimento de audiência tenha sido finalizado. (FORTIA)</p>	<p>A ERSE não alterou a redação do articulado conforme o solicitado, considerando que, nos termos da lei, a aprovação de tarifas carece de consulta ao Conselho Tarifário, onde estão representados todos os agentes de mercado. Acresce que a eventual aprovação de tarifas dinâmicas de acesso às redes estarão em linha com o projeto piloto, não podendo constituir alterações estruturais face aos elementos amplamente discutidos no processo de aprovação projeto-piloto.</p>

2.2 INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NOS PREÇOS DA ENERGIA ATIVA PARA CONSUMIDORES EM BTE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários gerais:</p> <p>Os agentes concordam na generalidade com a introdução de sazonalidade nos preços da energia ativa para consumidores em BTE, por se tratar de um grupo de consumidores muito específico, informado e habituado a adequar os seus perfis de consumos a alterações tarifárias, que poderá proporcionar poupanças na fatura dos consumidores que adaptarem os seus comportamentos e hábitos de consumo e permitindo uma melhor adequação dos preços das tarifas aos custos causados, promovendo a eficiência económica na utilização da energia e das redes de energia eléctrica. (Conselho Tarifário, EEM, EDP Distribuição, Gas Natural Fenosa)</p>	<p>Esta alteração tem impacto nos artigos 37.º, 49.º, 56.º e nos Quadros 14 e 16 do RT.</p> <p>A ERSE toma boa nota da concordância à medida apresentada.</p>
<p>Comentários específicos:</p> <p>São apresentadas algumas considerações específicas para que as alterações em causa sejam efetuadas de uma forma conveniente e gradual. (Conselho Tarifário)</p>	<p>A introdução de sazonalidade nos preços da energia ativa das tarifas de venda a clientes finais reguladas será efetuada de uma forma gradual, com uma análise cuidada dos impactes tarifários para os clientes em BTE, no âmbito do mecanismo de convergência tarifária.</p> <p>Nas tarifas de acesso às redes em BTE será introduzida esta sazonalidade nos preços sendo que os impactos tarifários associados são reduzidos.</p> <p>Esta diferenciação de preços de energia sazonais é fundamentalmente determinada pela evolução dos preços de energia no mercado grossista os quais afetam diretamente as</p>

2.2 INTRODUÇÃO DE SAZONALIDADE NOS PREÇOS DA ENERGIA ATIVA PARA CONSUMIDORES EM BTE	
Comentário	Observações da ERSE
	tarifas de venda a clientes finais. A sua influência nas tarifas de acesso é mitigada, na medida em que depende do valor económico das perdas evitadas no presente e no futuro que justificam o investimento nas redes. Este valor económico das perdas depende do produto dos preços de energia no mercado pelos fatores de ajustamento para perdas e, por conseguinte, os impactes associados nas tarifas de acesso às redes são reduzidos.

2.3 APERFEIÇOAMENTO DO MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários gerais</p> <p>Os comentários recebidos sobre o aperfeiçoamento do mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais nas Regiões Autónomas identificam preocupações na forma de concretização da medida, aconselhando prudência e transparência na sua aplicação. (Conselho Tarifário, EDA, EEM, DECO)</p>	<p>Esta alteração tem impacto nos artigos 149.º, 150.º, 152.º e 153.º do RT.</p> <p>A ERSE mantém a sua proposta de aperfeiçoamento do mecanismo de convergência. Compreende-se as preocupações manifestadas pelos agentes, pelo que se irá assegurar a máxima transparência na aplicação do mecanismo de convergência, em linha com o que se tem procurado efetuar.</p>
<p>Comentários específicos:</p> <p>Existe uma preocupação na incorporação desta nova norma receando que a mesma possa vir a constituir um constrangimento ao processo de uniformização tarifária que se pretende alcançar em todo o território nacional, sugerindo-se que a ERSE passe a publicar o acompanhamento das variações tarifárias reais, com o objetivo de aferir a consistência do mecanismo de convergência e a sua aderência aos dados estimados. Salienta-se também a dicotomia entre a convergência tarifária e a convergência na variação média dos preços finais ser de difícil conjugação, pelas características que cada região tem ao nível da base dos seus consumos. (Conselho Tarifário, EDA, EEM)</p>	<p>Aos consumidores das Regiões Autónomas devem ser asseguradas as condições para, de acordo com a legislação, pagar os preços de energia elétrica iguais aos preços pagos pelos consumidores em Portugal continental. O mecanismo de convergência tarifária estabelecido pela ERSE visa implementar de forma gradual esta igualdade de preços. O mecanismo de convergência tarifária estabelecido pela ERSE visa implementar de forma gradual esta igualdade de preços. Em primeiro lugar garante-se a igualdade de preço médio global, em seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por último, preço a preço para cada uma das variáveis de faturação.</p>

2.3 APERFEIÇOAMENTO DO MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>A alteração proposta ao mecanismo de convergência mantém o objetivo final de atingir a igualdade de preços entre os consumidores das Regiões Autónomas e os consumidores de Portugal continental. Deste modo, num exercício de transparência a ERSE continuará a publicar anualmente na sua proposta anual de tarifas a informação que considera relevante para alcançar este objetivo final: a variação tarifária necessária, para cada variável de faturação, para alcançar esta igualdade de preços, e a variação tarifária real para cada uma das variáveis de faturação.</p>
<p>Defende-se a manutenção do mecanismo atualmente em vigor. Existe o receio que esta alteração possa causar aumentos muito significativos nas faturas dos consumidores das Regiões Autónomas, considerando-se que não se encontra ainda suficientemente experimentada a fórmula de convergência de tarifas em vigor atualmente. (DECO)</p>	<p>A alteração proposta ao mecanismo de convergência mantém o objetivo final de atingir a igualdade de preços entre os consumidores das Regiões Autónomas e os consumidores de Portugal continental, de forma gradual. Desta forma, acautelam-se aumentos significativos nas faturas dos consumidores finais.</p>

2.4 APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO DA TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários gerais</p> <p>Os comentários recebidos sobre o aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais apresentam na sua totalidade algumas considerações por parte dos vários agentes, sendo transversal a opinião de que o desconto deva ser aplicada exclusivamente na componente de potência contratada. (Conselho Tarifário, EEM, DECO, EDP Distribuição, Iberdrola)</p>	<p>Esta alteração tem impacto nos artigos 40.º e 147.º do RT.</p> <p>A ERSE concorda que a incidência de descontos na componente da potência contratada constituiu um mecanismo de fomento à utilização eficiente de energia. Por essa razão, os descontos devem sempre que possível incidir sobre esta componente. Não obstante o exposto, a alteração que a ERSE propôs e mantém visa também dar resposta a outra necessidade. Em concreto visa proteger os consumidores vulneráveis relativamente a variações tarifárias muito acentuadas, de resto, em linha com os princípios tarifários previstos no artigo 61.º, n.º1, al. e) e f) do Decreto-lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro.</p> <p>A alteração tem por objetivo mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de acesso às redes.</p> <p>Recorde-se que este mecanismo já é aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso, devendo o mesmo ser estendido aos consumidores vulneráveis, que necessitam de maior proteção.</p>

2.4 APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO DA TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>Acresce que a alteração proposta, mantém um desconto idêntico (€/kVA) 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.</p>
<p>Comentários específicos:</p> <p>O desconto da tarifa social deve incidir integralmente na potência contratada, de forma a encorajar a utilização eficiente de energia. No entanto, a presente proposta opta por um mecanismo de aplicação do desconto da tarifa social preferencialmente no termo de potência contratada, mas que pode passar a incidir também no termo de energia. Refere-se ainda que a aplicação de um desconto no termo de energia não seria necessária se a componente de potência contratada tivesse o valor adequado inerente ao alinhamento correto da estrutura das receitas das tarifas com os custos do sistema. (Conselho Tarifário, EEM, DECO, EDP Distribuição, Iberdrola)</p>	<p>A alteração tem por objetivo mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais.</p> <p>Recorde-se que este mecanismo já é aplicável no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso.</p>
<p>Propõe assim a retirada do termo "preferencialmente" utilizado no artigo 40.º do RT (Tarifa social) bem como do mecanismo de limitação de variação do preço da potência contratada. (Conselho Tarifário, EDP Distribuição)</p>	<p>A ERSE mantém a proposta apresentada em consulta pública, considerando que a aplicação deste mecanismo é uma solução já testada e adequada para mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de venda a clientes finais e nas tarifas sociais de acesso às redes.</p>

2.4 APERFEIÇOAMENTO DO CÁLCULO DA TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Refere-se que a vulnerabilidade económica e a pobreza energética não devem ser dissociados das preocupações relativamente a um consumo mais sustentável e eficiente de energia. Por este motivo considera que, para além da introdução deste mecanismo social, não devem ser esquecidos outros mecanismos e outros instrumentos que protejam o consumidor e gerem maior sustentabilidade e eficiência, no futuro. (DECO)</p>	<p>A ERSE concorda e partilha com a DECO a preocupação de utilização de instrumentos que fomentem a utilização eficiente da energia e protejam o consumidor.</p>
<p>Necessidade de uniformização do desconto a aplicar nas tarifas de acesso às redes de eletricidade e gás natural, previstas na Lei n.º 7 -A/2016, de 30 de março, que se reflita num valor que permita um desconto igual, mas ao atual maior valor, sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais e passar a incluir nesse desconto o IVA e demais impostos, contribuições e taxas, apenas excluindo juros de mora que sejam aplicáveis. (SIEAP)</p>	<p>Nos termos do enquadramento legal vigente, a aplicação de descontos na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal e na tarifa de acesso às redes de gás natural em baixa pressão, é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, não cabendo à ERSE a alteração das regras conforme o sugerido.</p>

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	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários gerais</p> <p>Existem comentários que manifestam uma concordância na introdução de sazonalidade nas tarifas de acesso às redes em BTN e nas tarifas de venda a clientes finais em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas, considerando que estas alterações contribuem para melhorar a aderência dos preços aos custos e que estão alinhadas com os resultados dos estudos efetuados na preparação dos projetos piloto de aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes que revelaram uma forte sazonalidade nos custos incrementais das redes de distribuição. (EDP Distribuição, Gas Natural Fenosa)</p> <p>Existe, por outro lado, um conjunto de comentários menos favoráveis, defendendo que a introdução de sazonalidade não deve ocorrer nas tarifas simples, pois estes consumidores preferem um tipo de tarifa que não implique alterações de perfis de consumo energético. Apresentam também algumas questões relativamente à introdução da sazonalidade nas tarifas bi-horárias e tri-horárias (Conselho Tarifário, DECO, EEM).</p>	<p>Esta alteração tem impacto nos artigos 38.º, 43.º, 44.º, 48.º, 50.º, 55.º, 57.º, 63.º, 67.º, 71.º, 76.º, 78.º, 79.º do RT.</p> <p>A 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 tem como principal objetivo de adequar as Tarifas de Acesso às Redes e as TVCF em BTN< aos custos, de redes e de energia, promovendo-se a eficiência na utilização da energia elétrica.</p> <p>Estas alterações apenas serão aplicadas nas opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias, opções estas que estão associadas a clientes com maior apetência para a gestão dos consumos de energia. No caso das tarifas BTN< simples não será introduzida qualquer sazonalidade, nesta fase, pois são opções tarifárias que estão associadas a clientes que de uma forma geral não fazem alterações nos seus perfis de consumo.</p>

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	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários específicos: Considera-se que existem outras prioridades e desafios relativamente as opções tarifárias com variações horárias. Dada a fraca adesão atual dos consumidores às tarifas bi-horárias e tri-horárias, considera-se que o trabalho da ERSE deveria concentrar-se também na promoção deste tipo de tarifas junto dos consumidores, receando mesmo que a introdução da sazonalidade possa afastar os atuais clientes destas tarifas. (Conselho Tarifário, EEM)</p>	<p>A ERSE está consciente que existe ainda uma fraca adesão às opções tarifárias com variações tarifárias, para os clientes em BTN<. Desta forma efetuou-se uma atualização dos perfis de consumo em BTN, visando tornar mais competitivas estas opções tarifárias (bi e tri-horária) e assim promover a utilização das mesmas.</p>
<p>A complexidade da atual opção tarifária pode dificultar a tomada de decisão por parte dos consumidores, que se poderá materializar numa menor adesão a tarifas em função dos horários de utilização. Considera-se que as alterações a introduzir trarão novos obstáculos aos consumidores que usufruem destas tarifas, uma vez que terão que adequar os seus perfis de consumos a alterações tarifárias trimestrais, exigindo-se assim um novo esforço por parte dos consumidores. (Conselho Tarifário, EEM, DECO)</p>	<p>Considera-se que a introdução de sazonalidade nas opções tarifárias em BTN deve ter em conta a existência de sistemas de leitura real dos contadores em alternativa aos meios tradicionais atuais, como a leitura por estimativa, por forma a garantir-se uma maior adequabilidade na sua aplicação.</p>
<p>Deverá ser promovida uma menor subsidiação cruzada entre as diferentes opções tarifárias em BTN em relação à que existe atualmente, por forma a obter-se uma oferta mais dinâmica e mais próxima da real atividade de custos. (Conselho Tarifário)</p>	<p>Concorda-se com o CT sobre a necessidade de se promover a adesão dos consumidores num quadro de garantia da inexistência de subsidiação cruzadas. Apesar disso considera-se que se deve desde já habilitar o Regulamento Tarifário para a introdução na BTN <, nas opções tarifárias tri e bi-horárias de diferenciação sazonal de preços. Esta diferenciação de preços não será implementada sem que antes sejam</p>

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	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>elaborados estudos que justifiquem a sua adequabilidade, bem como os respetivos impactes, a apresentar ao CT na proposta anual de tarifas.</p> <p>Esta opção permite dar resposta aos desafios colocados pelos novos desenvolvimentos tecnológicos sem necessidade de se rever o Regulamento Tarifário, nomeadamente os associados à produção distribuída de baixa potência em BTN e às novas tecnologias de medição, contagem, tratamento de dados e partilha dos mesmos.</p>
<p>Dada a falta de fundamentação da proposta, considera-se que a presente medida apenas deveria ser posta em prática após um estudo de mercado que evidenciasse que os consumidores estão dispostos a estas alterações tarifárias e que aceitariam alterar os seus hábitos de consume em conformidade. Adicionalmente considera-se importante que caso venha a ser introduzida a sazonalidade nas opções bi e tri-horárias em BTN, o mesmo só deverá ocorrer, caso seja antecipado de uma campanha de esclarecimento, para que os consumidores compreendam a introdução de sazonalidade, para assim ajustarem os seus perfis de consumo, de acordo com a tarifa. (Conselho Tarifário, DECO)</p>	<p>Considera-se que a introdução de sazonalidade nas opções tarifárias em BTN deve ter em conta a existência de sistemas de leitura real dos contadores em alternativa aos meios tradicionais atuais, como a leitura por estimativa, por forma a garantir-se uma maior adequabilidade na sua aplicação.</p>

2.6 TARIFA DE ACESSO PARA OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>A proposta de alteração relativa à definição de tarifas de acesso para operadores da rede de distribuição exclusivamente em Baixa Tensão (ORD BT) mereceram reservas por parte do CT e de algumas cooperativas elétricas. (Conselho Tarifário; a Cooperativa de Electrificação A LORD, CRL, CEVE - Cooperativa Elétrica do Vale D`Este, CRL, e a Cooperativa de Electrificação de S. Simão de Novais, CRL).</p>	<p>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.</p>
<p>Comentários específicos:</p> <p>No que respeita aos operadores da rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão, o CT considera que a inexistência atual de uma definição regulatória, clara e inequívoca, desta atividade, e observando a possibilidade da constituição futura de novos agentes do sector nesta área, que deveria ser estruturado um quadro normativo completo para esta atividade. (Conselho Tarifário)</p>	<p>A ERSE concorda com o CT no que respeita à necessidade de se estruturar um novo quadro normativo, ao nível regulatório, para as atividades de operação de distribuição exclusivamente em BT. Contudo, e atendendo aos comentários recebidos considera-se ser de manter a proposta de aperfeiçoamento da tarifa de acesso às redes para os ORD em BT, por forma a assegurar-se uma repercussão adequada dos CIEG ao longo da cadeia de valor do setor elétrico.</p> <p>Com as regras em vigor os ORD BT apropriam-se dos CIEG pagos pelos consumidores em BT, devolvendo ao sistema apenas a parte dos CIEG aplicável aos clientes em MT. A título de exemplo apresenta-se no quadro seguinte o diferencial de preços das tarifas de UGS entre os níveis de tensão MT e BTE. A diferença existe apenas nos termos de energia ativa e varia entre os 22 €/MWh e os 6 €/MWh, valores que com as regras atuais não são recuperados pelo sistema.</p>

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

Comentário

Observações da ERSE

	Potência Contratada (€/kW.mês)	Energia Ativa €/MWh			
		Horas Ponta	Horas Cheias	Horas Vazio Normal	Horas Super Vazio
MT	0,628	41,7	36,3	19,5	19,4
BTE	0,628	63,9	55,4	26,8	25,8
Δ (BTE-MT)	0,000	22,2	19,1	7,3	6,4

O diferencial de preços apresentado no quadro anterior representa um minorante dos valores dos CIEG a recuperar pelo sistema, que com as regras em vigor é apropriado pelos ORDBT. A consideração das tarifas de UGS em BTN conduz a diferenciais de preço ainda maiores. O desenho desta nova tarifa será apresentado ao Conselho Tarifário na proposta anual de tarifas, sendo que o seu cálculo terá em consideração os impactes tarifários associados a esta alteração prevendo-se a sua aplicação de forma gradual.

O Conselho Consultivo considera que a redação proposta pela ERSE para o n.º 4 do artigo 64.º constitui uma mera clarificação do texto não configurando qualquer alteração as modalidades de faturação aplicáveis no relacionamento comercial entre o ORD_{MT/AT} e os ORD_{BT}.

De acordo com os comentários do Conselho Consultivo é proposta a definição de uma nova modalidade de faturação assente numa nova tarifa de acesso às redes em MT aplicável na fronteira MT-BT que permita simplificar a faturação entre operadores de redes de distribuição e que fosse aplicada à

2.6 TARIFA DE ACESSO PARA OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Neste contexto, o Conselho Consultivo recomenda à ERSE a redefinição do modelo de relacionamento comercial entre o ORD_{MT/AT} e os ORD_{BT}. Consideram que deve ser avaliada a definição de uma nova modalidade de faturação assente numa nova tarifa de acesso em MT aplicável na fronteira MT-BT que permita simplificar a faturação entre operadores de redes de distribuição. (Conselho Consultivo)</p>	<p>totalidade da energia transitada na fronteira entre o ORD_{MT/AT} e os ORD_{BT}, e não apenas aos consumos dos clientes na rede do ORD_{BT} que são abastecidos pelo CUR_{BT}. Considera-se que esta abordagem necessita de ser mais aprofundada e desenvolvida com base em mais informação. Neste sentido, a ERSE pretende continuar a desenvolver diligências que permitam no futuro eliminar quaisquer distorções tarifárias entre os diferentes ORD.</p>
<p>Três operadores de rede exclusivamente em baixa tensão, após anos de negociação com a EDP Distribuição de Energia, SA conseguiram, com a colaboração da ERSE, que esta acedesse ao cumprimento da disposição regulamentar com vários anos e celebrasse contratos de faturação das tarifas de acesso as redes que entraram em vigor em 1 de agosto de 2016, 1 de setembro de 2016 e 1 de novembro de 2016, respetivamente.</p> <p>Estes operadores não concordam com as alterações propostas pela ERSE que consideram que inviabilizam o atual processo de faturação das tarifas de acesso as redes nas condições acordadas.</p> <p>No que respeita à alteração proposta tecem os seguintes comentários:</p> <p>i - A relação comercial entre operados de rede nada tem a ver, em nossa opinião, com quem comercializa a energia elétrica (apenas o CUR ou este e outros comercializadores).</p>	<p>No que respeita a regras de relacionamento comercial vigente entre o ORD_{MT} e ORD_{BT} importa esclarecer que não foram propostas quaisquer alterações. A modalidade de contratação e faturação de tarifas de acesso às redes, entre operadores das redes, prevista no artigo 64.º do RRC, era e mantém-se 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.</p> <p>A alteração proposta pela ERSE afeta a tarifa aplicável aos operadores que escolheram esta modalidade.</p>

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

Comentário

ii - O recurso ao n.º 4 do artigo 64.º do RRC para a faturação das tarifas de acesso e, sem dúvida, a melhor solução para o SEN por exigir o controlo, por parte dos pequenos ORD_{BT}, da energia que entra nos seus postos transformação e a que é entregue aos vários clientes independentemente do seu comercializador.

iii - Para o nosso caso concreto a alteração da opção prevista no numero 4 do artigo 64.º para a prevista no n.º 1 traduz-se numa redução de proveitos da ordem dos 50.000€/mês o que inviabiliza a sustentabilidade desta Cooperativa.

iv - Decorridos 8 meses depois da nossa opção (desde 1 de setembro até hoje) a EDPD apenas emitiu uma fatura (respeitante ao mês de janeiro e contendo apenas os nossos 43 pontos de entrega). Continha tantos erros que foi devolvida há cerca de dois meses e até hoje não foi retificada nem foi emitida a fatura relativa a qualquer outro mês.

v - Ora, como temos cerca de 4.500 clientes, perguntamos como vai a EDPD conseguir emitir as correspondentes faturas quando não consegue emitir para 43 pontos de entrega (menos de 1%). **(A LORD)**

Observações da ERSE

Com as regras em vigor os ORD_{BT} apropriam-se dos CIEG pagos pelos consumidores em BT, devolvendo ao sistema apenas a parte dos CIEG aplicável aos clientes em MT. A título de exemplo apresenta-se no quadro seguinte o diferencial de preços das tarifas de UGS entre os níveis de tensão MT e BTE. A diferença existe apenas nos termos de energia ativa e varia entre os 22 €/MWh e os 6 €/MWh, valores que com as regras atuais não são recuperados pelo sistema.

	Potência Contratada (€/kW.mês)	Energia Ativa €/MWh			
		Horas Ponta	Horas Cheias	Horas Vazio Normal	Horas Super Vazio
MT	0,628	41,7	36,3	19,5	19,4
BTE	0,628	63,9	55,4	26,8	25,8
Δ (BTE-MT)	0,000	22,2	19,1	7,3	6,4

O diferencial de preços apresentado no quadro anterior representa um minorante dos valores dos CIEG a recuperar pelo sistema, que com as regras em vigor é apropriado pelos ORD_{BT}. A consideração das tarifas de UGS em BTN conduz a diferenciais de preço ainda maiores. O desenho desta nova tarifa será apresentado ao Conselho Tarifário na proposta anual de tarifas, sendo que o seu cálculo terá em consideração os impactes tarifários associados a esta alteração. É esta

2.6 TARIFA DE ACESSO PARA OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EXCLUSIVAMENTE EM BAIXA TENSÃO	
Comentário	Observações da ERSE
	diferença que a ERSE pretende corrigir ao introduzir a alteração tarifária agora proposta.
<p>A EDP considera positiva a proposta apresentada pela ERSE que visa reduzir a distorção tarifária que se tem verificado até à data e que tem permitido aos ORDBT a apropriação da diferença entre os CIEG pagos pelos clientes em BT e os CIEG pagos pelo ORD_{BT} na atual tarifa de acesso às redes em MT.</p> <p>Contudo, apesar desta alteração regulamentar ter o âmbito referido (ORDBT que atuem exclusivamente como CUR_{BT}), a EDP considera que deveriam ser desenvolvidos estudos tendo em vista a avaliar a viabilidade de uma tarifa de acesso em MT de aplicação à totalidade da energia transitada na fronteira entre o ORD_{MT/AT} e os ORD_{BT}, e não apenas aos consumos dos clientes na rede do ORDBT que são abastecidos pelo CUR_{BT}.</p> <p>A EDP considera que esta abordagem simplificaria o relacionamento comercial entre operadores de redes de distribuição e evitaria a necessidade dos ORD_{BT} disponibilizarem ao ORD_{MT/AT} as medidas dos contadores de clientes de BT, conforme previsto no n.º 2 do artigo 64.º do RRC. (EDP Distribuição)</p>	<p>Considera-se que a abordagem sugerida pela empresa merece estudo e deve ser desenvolvida com base em mais informação.</p> <p>A abordagem sugerida representa também uma inovação face ao regime existente, carecendo de estudo e discussão pública para poder ser adotada.</p>

2.7 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários gerais:</p> <p>A proposta da ERSE relativa à tarifa do OMLC motivou a participação interessada e muito relevante dos interessados na consulta pública.</p> <p>De uma forma geral, a maioria dos interessados manifesta-se a favor da autonomização da tarifa e da consagração de uma tarifa com uma estrutura fixa, em detrimento da aplicação de uma variável de faturação de energia ativa, conforme o proposto.</p> <p>Para esse efeito é sugerido, considerando os argumentos apresentados pela ERSE, que a opção mais adequada passa pela recuperação destes custos através de uma tarifa aplicável à potência contratada de cada cliente, com discriminação de preços por nível de tensão e tipo de fornecimento.</p> <p>Outros temas que motivaram igualmente grande preocupação foram, por um lado, a necessidade de se garantir a adequada identificação das rubricas de custos associadas às atividades do OMLC, sempre com o objetivo de não incremento de custos ao que se verificou em média nos últimos anos, para esta atividade e, por outro lado, a preocupação pela incorporação de outros eventuais custos que poderão advir do alargamento das funções concedidas ao OLMC, e que atualmente não são desenvolvidas pelo ORD, ainda que estes custos possam não ser refletidos sob a forma de tarifa, questionando qual as formas de financiamento previstas.</p> <p>(Conselho Tarifário, SIEAP, SOLVAY, EDP Distribuição, AdC, DECO, Iberdrola, Energia Simples)</p>	<p>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, 139.º A do RT e artigos 122.º e 123.º do Regulamento de Relações Comerciais.</p> <p>Conforme referido na proposta de alteração apresentada na consulta pública, a ERSE propõe a criação de uma tarifa 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. Esta metodologia garante uma alocação dos custos idêntica a uma tarifa baseada em custos fixos mensais e com a vantagem de não obrigar à alteração dos sistemas comerciais de faturação pela inclusão de um termo fixo mensal.</p> <p>Considera-se que a opção pela introdução de um termo tarifário fixo nas tarifas de acesso às redes apresentará impactes económicos nos sistemas comerciais dos comercializadores e operadores de rede desmesurados face aos proveitos desta atividade, não se justificando desta forma a definição de uma tarifa baseada num custo fixo mensal. A</p>

2.7 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>título de exemplo, a materialidade deste termo fixo seria aproximadamente de 3c€/mês.</p> <p>Assim sendo, e tomando em conta os comentários apresentados, considera-se a repercussão dos custos do OLMC, através de preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento adequada, garantindo-se a inexistência de subsídio cruzada entre tipos de fornecimento.</p> <p>A escolha por esta variável de faturação representa um bom compromisso face aos vários comentários recebidos na medida em que apresenta efeitos mais próximos de um termo fixo e, ao ser contemplada na estrutura tarifária em vigor, permite mitigar os custos gerados pela sua aplicação.</p> <p>No que respeita às rubricas de custo da atividade do OLMC, a ERSE só poderá aceitar os custos nos termos definidos pela lei, a qual impõe a não existência de incrementos de custos.</p> <p>No que respeita à identificação e articulação com as restantes formas de financiamento, a ERSE não detém informação, nem competências legais que permitam responder às questões identificadas.</p>

2.7 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Comentários específicos</p> <p>(..) Por outro lado, relativamente a tarifa de OLMC não é perceptível nesta proposta o fluxo das receitas entre o ORD e o OLMC, uma vez que não se identifica uma tarifa a aplicar pelo OLMC ao ORD, solicitando-se a sua clarificação. (Conselho Tarifário, EDP Distribuição)</p>	<p>O relacionamento comercial entre o OLMC e o ORD foi definido no artigo 68.ºA da proposta do RRC, prevendo-se que os custos incorridos pelo operador logístico de mudança de comercializador são faturados mensalmente ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Acresce que o artigo 64.º A do RT esclarece que a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador é aplicada pelo OLMC ao operador da rede de distribuição em MT e AT e às entregas dos operadores das redes de distribuição, repercutida nas tarifas de acesso às redes.</p>
<p>Por outro lado, é entendimento da DECO, que outras alterações regulamentares que venham a realizar-se, decorrentes de todo este processo, deverão também sujeitar-se a Consulta Pública. (DECO)</p>	<p>Qualquer alteração ao nível regulamentar tem de se sujeitar nos termos da lei a consulta pública. Não obstante a obrigação legal, a ERSE orgulha-se da sua cultura de incentivo à participação de todos, designadamente pela promoção de processos de consulta pública, sempre que o considera relevante. Acresce que as tarifas e preços aplicáveis a qualquer atividade regulada são igualmente sujeitos a consulta aos órgãos consultivos da ERSE, designadamente o Conselho Tarifário, a quem competirá pronunciar-se sobre a proposta de tarifas a vigorar para o ano seguinte.</p>

2.7 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Considera-se que a existência da figura do OLMC não está suficientemente justificada e não se deve implicar um aumento de custos para os consumidores nem para os comercializadores, já que isto prejudica a concorrência e o aparecimento de novos comercializadores. Os procedimentos devem ser claros, completos e robustos. Qualquer medida que suponha um sobrecusto significativo para os agentes do mercado, e não inclua vantagens operativas claras, representará um limite para a concorrência. (Gas Natural Fenosa)</p>	<p>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. 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).</p> <p>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.</p>
<p>Dado que a proposta de regulamento visa adotar a energia ativa como variável de faturação, mesmo que diferenciada por nível de tensão e de fornecimento, a MEGASA alerta para o impacto que esta medida poderá ter para os maiores consumidores de energia elétrica,</p>	<p>Considera-se que a opção pela introdução de um termo tarifário fixo nas tarifas de acesso às redes apresentará impactes económicos nos sistemas comerciais dos</p>

2.7 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>situação que se não for convenientemente protegida aquando da publicação das tarifas, desvirtuaria o racional de recuperação de custos com penalização dos maiores consumidores.</p> <p>Propomos por isso que não deve ser incorporado nenhum custo às tarifas derivado desta figura. Caso algum custo vier a ser incorporado à tarifa, o mesmo deve ser realizado em função do ponto de entrega e nunca em função do consumo.</p> <p>A FORTIA aconselha partilhar o custo fixo de gestão do Operador Logístico de Mudança de comercializador entre o número total de consumidores do mercado português que são aqueles aos que o Operador presta direta ou potencialmente serviço. (MEGASA, FORTIA)</p>	<p>comercializadores e operadores de rede desmesurados face aos proveitos desta atividade, não se justificando desta forma a definição de uma tarifa baseada num custo fixo mensal. A título de exemplo, a materialidade deste termo fixo seria aproximadamente de 3c€/mês.</p> <p>Assim sendo, e tomando em conta os comentários apresentados, considera-se a repercussão dos custos do OLMC, através de preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento adequada, garantindo-se a inexistência de subsidiação cruzada entre tipos de fornecimento.</p> <p>A escolha por esta variável de faturação representa um bom compromisso face aos vários comentários recebidos na medida em que apresenta efeitos mais próximos de um termo fixo e, ao ser contemplada na estrutura tarifária em vigor, permite mitigar os custos gerados pela sua aplicação.</p>

2.8 ESTUDO SOBRE A DISPONIBILIZAÇÃO DO CICLO SEMANAL EM BTN NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>A globalidade dos participantes na consulta pública são favoráveis à introdução do ciclo semanal nas Regiões Autónomas para fornecimentos em BTN, devendo esta proposta efetivar-se já no próximo ciclo regulatório. (Conselho Tarifário, EDA, EEM, DECO)</p>	<p>Esta alteração tem impacto no artigo 35.º do RT.</p> <p>A ERSE irá apresentar conjuntamente com a sua proposta de tarifas e preços para o setor elétrico em 2018 uma proposta de introdução de ciclo semanal em BTN nas Regiões Autónomas a aplicar no próximo período regulatório.</p>
<p>Comentários específicos</p> <p>Adicionalmente, destaca-se também o facto de esta medida surgir devido ao peso do critério eficiência. Através da mesma tenta-se incentivar o consumo de energia em momentos onde o custo dessa produção é mais reduzido (fins de semana). Por fim, a DECO considera que adicionalmente, deverão ser estabelecidas campanhas de publicitação para informar os consumidores sobre a nova opção tarifária e respetivos impactos nas faturas de energia. (DECO)</p>	<p>A ERSE tomou boa nota dos comentários da DECO e desenvolverá um esforço na comunicação dos benefícios associados a ofertas comerciais multi-tarifa, em particular as relativas à introdução do ciclo semanal. Paralelamente a ERSE desenvolverá as ações necessárias ao efetivo cumprimento da prestação da informação aos clientes pelas respetivas concessionárias de distribuição das Regiões Autónomas.</p>

2.9 ALTERAÇÃO DA FATURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA COM TELECONTAGEM	
Comentário	Observações da ERSE
<p>O CT considera que:</p> <ul style="list-style-type: none"> i) A potência contratada em IP, em todos os circuitos que disponham de telecontagem, deve ser calculada pelo valor da potência tomada no período de faturação; ii) Nas instalações de IP, com potência contratada em BTN, o valor da potência a faturar deve ser a do escalão que integra a potencia tomada no período. <p>(Conselho Tarifário)</p>	<p>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.</p> <p>A ERSE concorda com as sugestões de alteração relativas ao critério para aplicação do novo conceito de potência contratada na IP, tendo alterado o Regulamento em conformidade. A grandeza a faturar será a potência ativa contratada, em Euros por kW.</p>
<p>A EDP Distribuição considera que o critério a considerar para aplicação do novo conceito de potência contratada na IP deve ser o facto do circuito de IP dispor ou não de telecontagem, e não a opção tarifária. Com efeito, existindo condições técnicas para se aplicar o novo conceito de potência contratada, considera-se que deve ser aplicado a todas as opções tarifárias. A regra prevista no GMLDD seria aplicável somente para os circuitos que não estejam em telecontagem.</p> <p>De modo a simplificar o processo de aplicação do novo conceito, considera-se que deveria ser ponderada a possibilidade de aplicar o conceito baseado exclusivamente na potência ativa, com a definição para os circuitos de IP de um preço de potência contratada em €/ kW.</p> <p>Com as alterações tecnológicas que estão a ocorrer (crescente aplicação da tecnologia LED), considera-se que a potência contratada deveria ser igual à potência máxima tomada do mês a que a fatura respeita. Desta forma, evitar-se-iam eventuais penalizações devidas a reconfigurações nos circuitos de IP e dispensava-se o pedido de redução de potência, sempre</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário sobre o critério para aplicação do novo conceito de potência contratada na IP.</p> <p>Foram também acolhidos os comentários para retirar as opções tarifárias como critério para a aplicação do novo conceito.</p> <p>A grandeza a faturar será a potência ativa contratada, em Euros por kW e foram adaptadas as regras relativas ao valor da potência a faturar, que resolve os problemas associados nos casos de configurações da rede.</p>

2.9 ALTERAÇÃO DA FATURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA PARA A ILUMINAÇÃO PÚBLICA COM TELECONTAGEM	
Comentário	Observações da ERSE
que ocorressem investimentos com vista à utilização mais racional da energia elétrica. Importa ter em conta que a implementação desta metodologia obrigaria à definição de um período de transição, durante o qual seriam realizadas as necessárias adaptações nos sistemas informáticos. (EDP Distribuição)	

2.10 OUTROS ASSUNTOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>O CT tem defendido, a necessidade de reavaliação da estrutura das Tarifas de Acesso as Redes (TAR), equacionando o peso das componentes de potência e energia e tendo em conta as receitas e custos do sistema.</p> <p>Os aperfeiçoamentos e inovações tarifárias constantes da presente proposta poderiam beneficiar do processo de <i>rollout</i> dos contadores inteligentes. No entanto, o CT regista novamente, que a decisão de instalação destes equipamentos, no seguimento da demonstração da sua viabilidade económica, ainda não foi tomada. Assim, o CT reitera, que a ERSE diligencie, no âmbito das suas competências, uma tomada de posição sobre este assunto com a maior brevidade.</p> <p>(Conselho Tarifário)</p>	<p>A preocupação manifestada pelo CT relativa à necessidade de reavaliar a estrutura das tarifas de acesso às redes tem sido acompanhada pela ERSE, estando atualmente em curso, visando a sua apresentação no próximo período regulatório. Ou seja, as tarifas a aprovar para 2018 (1º ano do próximo período de regulação) apresentarão alterações/aperfeiçoamentos na estrutura tarifária.</p> <p>Adicionalmente e no âmbito dos projetos piloto, serão testadas novas tarifas, com estrutura e conceitos inovadores passíveis de serem introduzidos em face da melhor informação disponibilizada pelos contadores inteligentes já instalados, nos pontos de entrega.</p> <p>Por último, no que respeita aos comentários relativos ao <i>roll-out</i> dos contadores, a ERSE aguarda que a decisão seja tomada.</p>

2.11 ALTERAÇÃO DO TEMPO DE DURAÇÃO DOS PERÍODOS REGULATÓRIOS PARA QUATRO ANOS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Globalidade dos agentes</p> <p>Este tema mereceu bastantes comentários. Não existe nenhum comentário contra o alargamento do período regulatório para quatro anos, existem, sim, visões distintas quanto a:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Esses agentes questionam a oportunidade da proposta. Nesse caso, os agentes consideram que o alargamento do período para 4 anos apenas deveria entrar em vigor no período regulatório seguinte; (EDP e Conselho Tarifário) 2) A instabilidade gerada pela possibilidade de alguns parâmetros de algumas atividades poderem ser revistos passados apenas dois anos. (Conselho Tarifário, EDP, EEM, Grupo Galp e REN) 	<p>A ERSE terá em conta estas sugestões, concordando que o alargamento do período regulatório para 4 anos poderá ser aplicado apenas em períodos regulatórios subsequentes e que o atual regulamento tarifário já contempla a possibilidade de revisão extraordinária de parâmetros no decorrer de um período regulatório.</p> <p>O articulado do RT será mantido.</p>
<p>Concordam com a proposta, por ser promotora de estabilidade regulatória. (APIGCEE e Iberdrola)</p>	<p>A ERSE toma boa nota das posições da APIGCEE e da Iberdrola.</p>
<p>Estes agentes consideram positivo o alargamento do período regulatório para 4 anos. Contudo, consideram que a possibilidade de alguns parâmetros regulatórios puderem ser revistos após dois anos é geradora de risco regulatório. A EEM e o GG sublinham, igualmente, que o atual RT já prevê a possibilidade dos parâmetros poderem ser revistos em situações excecionais, pelo que a proposta de revisão de parâmetros após dois anos torna-se desnecessária para acomodar as situações referidas. (EEM e Grupo Galp)</p>	<p>A ERSE esclarece que a possibilidade de revisão de parâmetros regulatórios, proposta nesta revisão regulamentar, apenas se aplicaria a alguns parâmetros e, de forma limitada, às atividades de distribuição em BT e de comercialização do comercializador de último recurso do Continente, devido às contingências que poderão enfrentar essas atividades nos próximos anos, em particular até 2021.</p>

2.11 ALTERAÇÃO DO TEMPO DE DURAÇÃO DOS PERÍODOS REGULATÓRIOS PARA QUATRO ANOS

Comentário	Observações da ERSE
<p>Finalmente, a GGND propõe, igualmente, que o alargamento do período regulatório para quatro anos seja aplicado ao setor do gás natural, sugerindo que as tarifas de acesso nesse setor passem a vigorar por dois anos. (Grupo Galp)</p>	<p>Importa, igualmente, à ERSE esclarecer que não era sua intenção que a possibilidade de revisão desses parâmetros bianualmente fosse prolongada para além do período em que estas situações extraordinárias possam ocorrer, isto é, para além do próximo período regulatório.</p> <p>Todavia, a ERSE tomou boa nota destes comentários e sugestões, concordando que o atual regulamento tarifário já contempla a possibilidade de revisão extraordinária de parâmetros no decorrer de um período regulatório. É entendimento da ERSE que a revisão extraordinária de parâmetros contemplada no atual RT justificar-se-á sempre que ocorram situações que alterem de forma significativa o contexto regulatório em que foram inicialmente definidos os parâmetros, sendo que o fim da atividade de comercialização desempenhada pelos CUR ou a atribuição generalizada de novas licenças de distribuição em Baixa Tensão incluir-se-ão nessa categoria de alterações.</p> <p>A atual redação do regulamento tarifário poderá responder ao inicialmente pretendido pela ERSE com a inclusão da revisão bienal de alguns parâmetros, com a vantagem de propiciar uma solução mais flexível do que a proposta na revisão regulamentar.</p> <p>Assim, a ERSE terá em conta estas sugestões, mantendo em consonância o articulado, isto é, com a manutenção do período regulatório de 3 anos, sem a inclusão da revisão bienal, expressa, dos parâmetros regulatórios.</p>

2.11 ALTERAÇÃO DO TEMPO DE DURAÇÃO DOS PERÍODOS REGULATÓRIOS PARA QUATRO ANOS

Comentário	Observações da ERSE
<p>O Grupo EDP (EDP Distribuição e EDP) e o CT consideram positivo o alargamento do período regulatório para 4 anos, não sendo, contudo, como oportuno que esta alteração seja efetuada agora, devido às indefinições que caracterizam atualmente a atividade de distribuição em Baixa Tensão (BT). Assim, estes agentes propõem que a decisão de prolongar o período regulatório para quatro anos seja adiada para o próximo período de regulação, após atribuição das novas concessões de BT. (EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal e Conselho Tarifário)</p> <p>A EDP Distribuição salienta igualmente que, caso a ERSE mantenha a sua proposta, para que se cumpra o princípio da estabilidade regulatória deve ficar definido, de forma clara e inequívoca, que a possibilidade de rever os parâmetros passados 2 anos tem um carácter excecional, devendo a proposta ser igualmente explícita quanto aos parâmetros que possam ser alterados. (EDP Distribuição)</p>	<p>A ERSE compreende as dúvidas levantadas pelo Grupo EDP e pelo Conselho Tarifário, designadamente o facto da vigência do quadro regulatório para um período mais alargado de quatro anos poder não ser aconselhável face às alterações que se perspetivam em algumas atividades, designadamente na atividade de distribuição em BT. A ERSE concorda assim em manter, por enquanto, a duração do período regulatório em 3 anos.</p> <p>Contudo, a ERSE considera que a possibilidade proposta de o quadro regulatório poder ser revisto quando alterações extraordinárias e relevantes do contexto regulatório surgissem para algumas atividades, tais como a atividade de distribuição em BT, mitigaria esses receios</p> <p>No entanto, pelos motivos acima expostos, abandonar-se-á esta proposta sem contudo deixar de garantir a total flexibilidade do regulamento tarifário a alterações de circunstância, visto que o atual regulamento tarifário já contempla a possibilidade de revisão extraordinária de parâmetros no decorrer de um período regulatório.</p> <p>É entendimento da ERSE que a revisão extraordinária de parâmetros justifica-se sempre que ocorram situações que alterem de forma significativa o contexto regulatório em que foram inicialmente definidos os parâmetros, sendo que o fim da atividade de comercialização desempenhada pelos CUR ou a atribuição generalizada de novas licenças de distribuição em BT incluem-se nessa categoria de alterações.</p>

2.12 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	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da globalidade dos comentários</p> <p>De um modo geral, os agentes consideraram positivo a proposta de substituição do mecanismo de controlo da rentabilidade das atividades reguladas, pela introdução do princípio geral de partilha dos resultados do desempenho das empresas.</p> <p>Existem, todavia, diferenças nas respostas, podendo os comentários a esta proposta serem diferenciados em três grupos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Consideram positiva esta proposta, mas sustentam que os critérios de partilha dos ganhos/benefícios sejam previamente definidos; (EEM, EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal, EDP Serviço Universal e Conselho Tarifário) • Consideram positiva a proposta, mas alertam para o risco do consumidor poder suportar perdas; (APIGCEE) • Consideram positiva a proposta, mas alerta para a exequibilidade das metas definidas pelo regulador. (REN). 	<p>A inclusão deste princípio visa assegurar a diminuição do risco regulatório, porque garante aos agentes que os seus desempenhos sejam efetivamente tidos em conta pelo regulador aquando da definição dos parâmetros para o próximo período relatórios, de modo a efetuar uma justa ponderação entre a devolução dos ganhos obtidos aos clientes do setor elétrico e a garantia do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas.</p> <p>Não se vislumbra aconselhável a definição prévia dos critérios de partilha dos ganhos/benefícios, porque, ao contrário da proposta da ERSE, tal não permitiria garantir a necessária flexibilidade face às diversidades de situações e de reações das empresas às metas definidas pelo regulador, pelo que se manterá proposta inicial.</p>
<p>A EEM, as empresas do Grupo EDP (EDP Distribuição e EDP) e o CT consideram positiva a proposta da ERSE de substituir o mecanismo de monitorização da rentabilidade das atividades reguladas, pela aplicação no processo de cálculo dos custos sujeitos a metas de eficiência do princípio geral</p>	<p>A inclusão deste princípio visa assegurar a diminuição do risco regulatório, porque garante aos agentes que os seus desempenhos sejam efetivamente tidos em conta pelo regulador aquando da definição dos parâmetros para o próximo período relatórios, de modo a efetuar uma justa ponderação entre a devolução dos</p>

2.12 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	
Comentário	Observações da ERSE
<p>de partilha dos resultados alcançados entre empresas e clientes face às metas previamente definidas.</p> <p>Contudo, estes agentes consideram igualmente que a ERSE deveria melhor explicitar os critérios de repartição e seu modo de aplicação. (Conselho Tarifário, EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal e EEM)</p> <p>O CT considera ainda que, paralelamente à introdução deste princípio, a ERSE deve continuar a privilegiar a regulação por incentivos. (Conselho Tarifário)</p>	<p>ganhos obtidos aos clientes do setor elétrico e a garantia do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas.</p> <p>Acresce que como, se refere na proposta levada a consulta pública, a partilha do desempenho alcançado pelas empresas focar-se-á na definição dos custos sujeitos a metas de eficiência para o período regulatório.</p> <p>Contudo, as especificidades de cada atividade, tanto em termos técnicos, como económicos, e os diferentes percursos que as empresas apresentam em termos de desempenho face aos objetivos traçados, materializam-se numa diversidade de situações que desaconselha a aplicação de mecanismos rígidos de partilha de resultados assentes num conjunto de parâmetros fixados <i>a priori</i> para um período regulatório.</p> <p>Deste modo, apesar de se entender a preocupação destes agentes económicos, não se vislumbra a existência de risco regulatório decorrente do princípio proposto, considerando-se, pelo contrário que este permite responder por um lado, à necessária transparência de aplicação das metodologias regulatórias e, por outro, à necessária flexibilidade face às diversidades de situações e de reações das empresas às metas definidas pelo regulador.</p>
<p>A APIGCEE considera positivo este princípio, questionado, contudo, se num cenário em que ocorrem perdas, o consumidor estar obrigado a suportar essas mesmas perdas, pelo menos parcialmente. (APIGCEE)</p>	<p>O conceito de perdas e de ganhos na regulação é um conceito assente na definição, pelo regulador, de metas para o período regulatório. Assim, não se trata</p>

2.12 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	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>de perdas reais ou de ganhos num quadro contabilístico ou financeiro, mas sim de perdas e ganhos face aos objetivos traçados pelo regulador.</p> <p>Deste modo, se depois de cada período regulatório todos os ganhos alcançados, face às metas definidas pelo regulador, fossem retidos pela empresa, os clientes não beneficiariam da regulação por incentivos.</p> <p>Em sentido oposto, se todas as perdas (sublinhe-se face às metas definidas pelo regulador) fossem suportadas pelas empresas, o risco regulatório aumentaria o que se refletiria no custo de capital das empresas e, em última instância, no incremento do nível tarifário.</p> <p>Assim, reitera-se a aplicação deste princípio assente na partilha dos resultados alcançados entre empresas e clientes.</p>
<p>A REN considera positiva a proposta da ERSE de eliminar o mecanismo de controlo <i>ex-post</i> da rentabilidade dos ativos e de o substituir pela partilha de perdas/ganhos equitativa entre empresas e clientes, defendendo que a regra de partilha, parâmetros e metas de eficiência devem ser exequíveis. (REN)</p>	<p>A ERSE toma boa nota dos comentários da REN, realçando que uma das suas principais preocupações é de garantir a exequibilidade das metas definidas.</p> <p>Esta é a razão pela qual este princípio assenta na flexibilidade da sua aplicação e na monitorização contínuo do desempenho das empresas face aos objetivos previamente definidos, possibilitando a revisão dos mesmos e a recalibração dos parâmetros regulatórios.</p>

2.13 AUDITORIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da Globalidade dos Comentários</p> <p>Os comentários podem ser sintetizados em três pontos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A atividade dos auditores é supervisionado e realizada de acordo com normativo nacional e regional cumprindo, deste modo, o exposto no RT (Grupo EDP). • É sugerido uma articulação entre a ERSE e as entidades supervisoras da atividade dos auditores para a definição dos procedimentos das auditorias das contas reguladas (REN). 	<p>A ERSE tem conhecimento da supervisão da atividade de auditoria, contudo, tem recebido certificação de contas regulados onde não é expressa qualquer opinião do auditor. Neste surge a necessidade de incutir uma maior responsabilização dos auditores.</p> <p>A ERSE concorda com a articulação sugerida e irá tomar as diligências necessárias para efetivar o sugerido.</p> <p>A ERSE sublinha que mesmo uma regulação por custos aceites não significa aceitação total dos custos relatados nas contas reguladas. Este processo é sempre baseado numa análise da “bondade” dos valores constantes nas contas reguladas.</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Referem que a atividade dos auditores é supervisionada pela CMVM e OROC e realizada de acordo com normas e diretrizes nacionais e internacionais. • Neste sentido, o Grupo EDP considera que a atual certificação das contas reguladas permite dar cumprimentos não só aos atuais Artigos 14º, 15º e 16º, assim como ao 15º-A proposto por expressarem uma opinião profissional e independente. (EDP - Energias de Portugal) 	<p>A ERSE tem conhecimento que os relatórios de auditoria das contas reguladas são realizadas de acordo com Normas e Diretrizes de Revisão/Auditoria aceites em Portugal e que a atividade de auditoria é supervisionada pela CMVM e OROC.</p> <p>Apesar da especificidade própria das atividades reguladas, os relatórios das contas auditadas solicitadas pela ERSE, encontram-se enquadradas pelas Normas e Diretrizes nacionais e internacionais da atividade de auditoria. No entanto, a ERSE tem recebido certificação de contas reguladas onde os auditores não expressam uma opinião resguardam-se nos procedimentos de exame efetuados.</p>

2.13 AUDITORIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<ul style="list-style-type: none"> • Concordam com o princípio de segurança acrescida das auditorias (REN e CT). (REN e Conselho Tarifário) • Refere que as empresas reguladas não devem ser penalizadas se ocorrer a impossibilidade de adequação dos relatórios de auditoria a apresentar no âmbito das contas reguladas com os <i>standards</i> estabelecidos pelos reguladores dos serviços de auditoria e por estes seguirem procedimentos definidos por normativos internacionais. (REN) • Seria importante que a ERSE discutisse previamente as regras com os órgãos que regulam a atividade das empresas de auditoria. (REN) • O CT sugere que a ERSE assegure a aplicabilidade do proposto no articulado (não consideração das contas reguladas em caso de os relatórios de auditoria não expressarem uma opinião profissional e independente. (Conselho Tarifário) 	<p>A ERSE sublinha que mesmo uma regulação por custos aceites não significa aceitação total dos custos relatados nas contas reguladas e como tal não significa a aceitação integral de todos os valores constantes nas contas auditadas para cálculo dos proveitos permitidos. O processo regulatório é baseado na análise das contas reguladas, esta análise é um instrumento fulcral para que se possa avaliar o desempenho apresentado pelas empresas reguladas</p> <p>A ERSE concorda com o proposto relativo à consulta das entidades responsáveis pelas regras que regulam a atividade das empresas de auditoria, pelo que irá tomar as diligências necessárias para efetivar o sugerido.</p>

2.14 REVISÃO MECANISMO DE INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE DAS CENTRAIS DA TURBOGÁS E TEJO ENERGIA, APLICADO AO AGENTE COMERCIAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da Globalidade dos Comentários</p> <p>Os comentários da REN Trading e do CT sobre este tema focam as seguintes preocupações:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Não está verificada a viabilidade da nova atividade proposta pela ERSE, aguardando-se a divulgação dos resultados do estudo, mas a empresa tem perceção de acréscimo do risco resultante da nova atividade; • Necessidade de acautelar a compatibilidade da nova atividade face aos estatutos atuais da REN Trading. 	<p>Importa aguardar os resultados do estudo de viabilidade e a decisão do Conselho de Administração da ERSE sobre a introdução, ou não da, nova atividade. Esta decisão será tomada após ponderação das vertentes económica e jurídica, atendendo em particular ao contexto legal em que o Agente Comercial desenvolve a sua atividade e à atribuição da ERSE no sentido de assegurar a obtenção do equilíbrio económico às atividades reguladas.</p>
<p>Quanto ao proposto no Regulamento Tarifário salientamos que, no artigo 83º, é introduzida uma nova variável, o "Diferencial de custo resultante da otimização de recursos à disposição do Agente Comercial, que não estejam associados à aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica", o que representará uma eventual nova atividade cuja viabilidade, não sendo intenção da REN Trading pronunciar-se sobre o estudo de viabilidade da comercialização de gás natural efetuado tendo em conta a confidencialidade do mesmo, julgamos adequado de novo salientar o que foi várias vezes dito pela REN Trading, no grupo de trabalho do referido estudo, que não é inequívoca e trará indubitavelmente custos e riscos acrescidos á atividade da empresa. Ao mesmo tempo, refere-se que "(...) sendo incluídos neste cálculo os custos incorridos pelo Agente Comercial que forem</p>	<p>A ERSE regista o comentário da REN Trading a esta consulta pública, designadamente a sua sensibilidade para o acréscimo dos riscos da empresa resultantes da introdução de uma nova função dentro da atividade do Agente Comercial. Importa aguardar os resultados do estudo de viabilidade e a decisão do Conselho de Administração da ERSE sobre a introdução da nova atividade, a qual será tomada atendendo ao equilíbrio económico e financeiro da empresa regulada.</p>

2.14 REVISÃO MECANISMO DE INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE DAS CENTRAIS DA TURBOGÁS E TEJO ENERGIA, APLICADO AO AGENTE COMERCIAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>aceites pela ERSE para a otimização desta parcela." este elemento reforça o risco, pois poderão ser incorridos custos, com a implementação e manutenção da atividade, que, apesar de verificados, poderão não ser aceites, agravando novamente a situação financeira da REN Trading. (REN Trading)</p> <p>1) O CT reconhece a necessidade do papel específico de gestão dos CAE ainda em vigor, tendo em conta as exigências no quadro do MIBEL pelo facto destas centrais não se terem associado em 2007 aos acordos de cessação dos CAE e por isso não aderiram aos CMEC. Estes CAE da Turbogás e da Tejo Energia mantêm-se assim inalterados desde o momento da sua génese nos anos noventa.</p> <p>2) O CAE da Turbogás, unidade que opera com gás natural, está sujeito a um contrato de Take or Pay, o qual obriga esta central a consumir um mínimo de gás estabelecido no contrato de abastecimento, em linha com a prática comercial que existia à data em que foram assinados.</p> <p>3) A ERSE tem acompanhado as negociações entre a REN Trading e a Galp sobre os consumos mínimos de gás natural estipulados pelos Acordos de Gestão do Consumo, que têm resultado em revisões em baixa e/ou na sua flexibilização.</p> <p>4) Segundo a ERSE, está correntemente a ser avaliada a possibilidade e viabilidade da REN Trading vir a gerir as quantidades de gás natural, para além</p>	<p>A ERSE pretende dar a conhecer os resultados do estudo de viabilidade ao Conselho Tarifário, logo que o mesmo esteja concluído e após ponderação do Conselho de Administração da ERSE sobre a introdução, ou não, de uma nova função no Agente Comercial, ou sobre a necessidade de diligências complementares sobre esta matéria.</p>

2.14 REVISÃO MECANISMO DE INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE DAS CENTRAIS DA TURBOGÁS E TEJO ENERGIA, APLICADO AO AGENTE COMERCIAL	
Comentário	Observações da ERSE
<p>da sua utilização em exclusivo na central da Turbogás para produção de eletricidade.</p> <p>5) O CT regista que a ERSE apresenta esta hipótese em consulta pública enquanto está a decorrer o referido estudo o qual se irá pronunciar sobre:</p> <p>i) A validação de eventuais condicionantes jurídicas tendo em conta o contexto em que a REN Trading exerce a sua atividade;</p> <p>ii) Elementos mais objetivos sobre a viabilidade, circunstâncias e riscos para o seu exercício e para o SEN, nomeadamente sobre a gestão de risco de mercado do GN.</p> <p>6) Em síntese, o CT está de acordo que se procure rentabilizar as receitas que possam advir das obrigações fixadas de consumos de gás natural associados aos contratos - "take or pay"-, através nomeadamente de uma nova atividade comercial por parte do Agente Comercial.</p> <p>7) Assim, para além da ERSE acautelar devidamente a compatibilidade desta nova atividade face aos estatutos atuais da REN Trading, devem ser definidas, com clareza, as suas obrigações e responsabilidades, emergentes da exposição ao mercado de gás natural.</p> <p>8) O CT entende ser aconselhável manter uma filosofia de regulação baseada em metas e incentivos partilhados, aguardando as conclusões do estudo que se encontra atualmente em curso. (Conselho Tarifário)</p>	

2.15 CRIAÇÃO DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da Globalidade dos Comentários</p> <p>A generalidade dos comentários dos vários agentes manifestam a preocupação que não haja um aumento de custos para o setor resultante da criação da figura de OLMC como entidade autónoma.</p>	<p>A ERSE no âmbito das suas competências procederá à análise da informação disponibilizada pelos agentes envolvidos no processo de transferência de competências para o agente que desempenhará a figura de OLMC, no sentido de garantir pelo menos a neutralidade tarifária dessa operação.</p>
<p>A ADENE refere que:</p> <p>Na descrição da parcela relativa aos proveitos a recuperar pelo Operador da Rede de Distribuição ("ORD"), por aplicação da tarifa de OLMC prevista para o ano t, deveria constar a expressão (39A) do Artigo 93-A.º, em vez de expressão (39) do Artigo 93.º.</p> <p>Na descrição da parcela relativa aos proveitos permitidos da atividade OLMC previstos para o ano t, deveria constar a expressão (5A) do Artigo 83-A.º, em vez da expressão (20) do Artigo 88.º.</p> <p>A ADENE entende que a repartição de custos e proveitos a enviar anualmente pelo ORD e pelo CUR, tal como definida nos artigos 163.º e 168.º respetivamente, necessita de clarificação adicional quanto aos mesmos custos e proveitos. (ADENE)</p>	<p>A ERSE verificou que a ADENE, nos comentários ao articulado, está correta:</p> <ul style="list-style-type: none"> • No art.º 89º, deveria constar a expressão (39A) do Artigo 93-A.º, em vez de expressão (38) do Artigo 93.º. • No art.º 93-Aº, deveria constar a expressão (5A) do Artigo 83-A.º, em vez da expressão (20) do Artigo 88.º. <p>No entendimento da ERSE, estes custos e proveitos decorrem da aplicação da tarifa do OLMC.</p>
<p>A DECO concorda com a autonomização da tarifa do OLMC, considerando que representa um passo positivo para que esta atividade respeite o princípio da transparência.</p>	<p>A ERSE toma nota da opinião favorável da DECO às opções propostas pela ERSE.</p>

2.15 CRIAÇÃO DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Concorda também com a opção da ERSE de transferir a remuneração das atividades de mudança de comercializador, atualmente atribuídas ao ORD, e de fixá-la através de uma análise do histórico dos últimos 3 anos, considerando que é uma solução compatível com a manutenção dos atuais custos da atividade.</p> <p>A DECO questiona como vai ser financiado este novo agente, dado que se deverá respeitar a regra de não agravamento das tarifas de energia para os consumidores (art. 69/l c). (DECO)</p> <p>Considera que a existência da figura do OLMC não está suficientemente justificada e não se deve implicar um aumento de custos para os consumidores nem para os comercializadores, já que isto prejudica a concorrência e o aparecimento de novos comercializadores. (Gás Natural Fenosa)</p> <p>A IBERDROLA entende que, numa ótica social, o total dos custos a recuperar por via de todas as fontes de financiamento não deverá nunca ser superior ao que se verificou nos últimos anos para atividade do OLMC. (Iberdrola)</p>	<p>Esta é uma preocupação que reflete o que está estabelecido legalmente. A ERSE está a analisar toda a informação disponibilizada no sentido de garantir que a criação de um novo agente no setor não resulte na criação de custos acrescidos para os consumidores e garantir, assim, pelo menos a neutralidade tarifária.</p>
<p>No que respeita ao relacionamento comercial entre o OLMC e o ORD a ERSE prevê a aplicação de uma Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador pelo OLMC ao ORD (no Regulamento Tarifário, Artº 93-A, nº2, em que se refere: “Proveitos faturados pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador (...) por aplicação dos preços da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador deste operador”). A aplicação desta tarifa</p>	<p>O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, estabelece a autonomização da atividade de OLMC e salvaguarda a independência da entidade responsável por esta atividade, contribuindo assim para a efetiva liberalização do mercado e a proteção dos consumidores.</p> <p>No n.º 2 do art.º 3.º do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, são definidas as funções associadas à atividade de OLMC. No art.º 2.º do mesmo Decreto-</p>

2.15 CRIAÇÃO DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR	
Comentário	Observações da ERSE
<p>implicaria a disponibilização, por parte do ORD ao OLMC, dos dados mensais de faturação (potência contratada de acordo com a proposta da EDP Distribuição), após o fecho contabilístico do mês (num prazo a definir).</p> <p>A EDP Distribuição considera que em alternativa à faturação do OLMC ao ORD seria de ponderar a possibilidade de ser o ORD a entregar mensalmente ao OLMC o valor faturado aos comercializadores, após apuramento contabilístico mensal (num prazo a definir). Deste modo, garante-se que os valores entregues ao OLMC são exatamente os coletados pelo ORD, evitando-se a ocorrência de ajustamentos tarifários no ORD. (EDP Distribuição)</p>	<p>Lei, estabelece-se a entidade incumbida do exercício da atividade de OLMC, sendo a mesma a ADENE.</p> <p>Como tal, a ERSE entende que não poderão existir funções de OLMC exercidas pelo ORD.</p>

2.16 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	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da Globalidade dos Comentários</p> <p>Os comentários da REN e do CT manifestam reservas quanto aos efeitos do incentivo, dado que a proposta de alteração do regulamento não inclui a sua parametrização. Refere-se a necessidade de prevalência das obrigações da concessão de serviço público atribuídas ao operador, de modo a assegurem condições de segurança e de qualidade de serviço da rede adequadas.</p>	<p>A ERSE remete para a proposta de parâmetros para o período de regulação, a definição dos parâmetros e a justificação dos efeitos económicos do novo incentivo.</p>
<p>O balanço da aplicação do incentivo à manutenção do equipamento em fim de vida útil tem demonstrado ao longo destes anos que, tem cumprido os objetivos para os quais foi desenhado, uma vez que como reconhecido pela ERSE, o ativo em fim de vida útil económica tem vindo a aumentar o seu peso (atualmente ronda os 600 milhões de euros, cerca de 15% do total do ativo da atividade de transporte), substituindo investimento pela manutenção de ativo atual.</p> <p>Importa salientar que este objetivo não deve pôr em causa o cumprimento das obrigações da concessão de serviço público atribuídas ao operador, assegurando as condições de segurança da rede e os níveis de qualidade de serviço adequados.</p> <p>A extensão deste incentivo a todos os elementos da RNT é um ponto positivo a salientar desta proposta, contudo a incerteza quanto à definição do processo</p>	<p>Na fase de consulta pública à proposta de revisão do Regulamento Tarifário, a ERSE apresenta as motivações para as alterações propostas, os fundamentos subjacentes às novas metodologias e incentivos regulatórios que são definidos, bem como as alterações necessárias à adequação do articulado do Regulamento.</p> <p>De acordo com a prática dos últimos anos, que se entende ser a mais adequada, a ERSE remete para a proposta de parâmetros para o período de regulação, que é apresentada ao Conselho Tarifário até ao dia 15 de outubro, a definição dos parâmetros e sua justificação, bem como, quando aplicável, a quantificação dos impactos das alterações introduzidas nas metodologias de regulação.</p> <p>A ERSE regista as preocupações com a necessidade de cumprimento das obrigações da concessão de serviço público atribuídas pelo operador, em condições de segurança da rede e níveis adequados de qualidade de serviço.</p>

2.16 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

Comentário	Observações da ERSE
<p>e dos valores para os parâmetros não permite ter o quadro completo para uma apreciação mais completa sobre o mesmo.</p> <p>Considera-se ainda, que os parâmetros para o cálculo do incentivo devem ser objetivos, auditáveis, quantificáveis e previamente conhecidos. (REN)</p> <p>1) É apresentada uma proposta genérica de 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).</p> <p>2) 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.</p> <p>3) O CT regista a avaliação da ERSE sobre o efeito positivo do regime de incentivos em vigor nos custos e montante de ativos associados à atividade de transporte de energia.</p> <p>4) Constata a ERSE que a partir de 2015, o valor das amortizações do exercício aproximou-se do valor do imobilizado transferido anualmente para exploração, resultando em alterações pouco significativas do imobilizado líquido remunerado.</p>	<p>Este aspeto foi assinalado repetidamente no documento justificativo, sublinhando-se que a aplicação do incentivo à racionalização económica dos investimentos do ORT não deverá interferir nas referidas obrigações do operador, as quais são da sua inteira responsabilidade. Com esta ressalva, a ERSE pretende por via deste incentivo permitir ao operador alguma flexibilização nas opções de investimento, de forma tecnologicamente neutra e com margem para a escolha da proporção mais adequada entre ativos novos e ativos existentes. Adicionalmente, estes objetivos deverão ser alcançados de forma quase neutra na perspetiva dos proveitos permitidos, face aos incentivos que vigoraram até 2017.</p>

2.16 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

Comentário	Observações da ERSE
<p>5) Da mesma forma, a ERSE refere que para o atual nível de investimento na rede de transporte, existe uma redução do impacte das transferências para exploração na evolução do imobilizado líquido, reconhecendo-se o papel positivo do incentivo MEEFVU na contenção dos montantes de investimento desde a sua criação.</p> <p>6) O CT regista positivamente os efeitos do quadro de incentivos em vigor e os resultados já obtidos em particular no nível de investimento, ficando na expectativa de uma melhor concretização e justificação do incentivo agora proposto para enquadrar o regime de investimento futuro em substituição de ativos e reforço ou crescimento da rede.</p> <p>7) O CT reconhece como positivo o reforço do 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, incentivando a minimização do montante líquido do ativo em exploração.</p> <p>8) Este objetivo será refletido, segundo a proposta da ERSE, na otimização da relação entre o valor do imobilizado bruto em exploração e do imobilizado líquido da rede de transporte. O CT reforça que esta otimização deverá, contudo, permitir o cumprimento das obrigações da concessão de serviço</p>	

2.16 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

Comentário	Observações da ERSE
público atribuídas ao operador, assegurando as condições de segurança da rede e a qualidade de serviço que vier a ser determinada. (Conselho Tarifário)	

2.17 REVISÃO DO MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da Globalidade dos Comentários</p> <p>Os comentários recebidos podem ser sintetizados em dois pontos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • A revisão do mecanismo de custos de referência deve ser conhecida com uma antecedência compatível com o período de planeamento e execução dos investimentos; • O atual mecanismo pode ter limitações no incentivo a investimentos inovadores na rede de transporte. 	<p>A ERSE pretende realizar o estudo com o envolvimento do operador da rede de transporte, pelo que este terá um conhecimento gradual e contínuo sobre as possibilidades de aplicação dos resultados do estudo.</p> <p>A ERSE considera que quer o mecanismo de custos de referência, quer os demais incentivos regulatórios aplicáveis à atividade de transporte de energia elétrica, não encerram qualquer limitação à realização de investimentos ou ações de exploração da rede baseadas em inovação.</p>
<p>O balanço da aplicação deste mecanismo de incentivo ao investimento eficiente demonstra que o mesmo tem sido bastante benéfico para o sistema evitando custos de investimento nestes últimos 9 anos na ordem dos 140 milhões de euros.</p> <p>A REN considera positiva a sua manutenção e a realização de um estudo de atualização que permitirá ajustar as tipologias e preços à realidade atual.</p> <p>Alerta-se, contudo, que as regras e valores que venham a ser implementadas devem ser conhecidas <i>a priori</i> à sua aplicação. Tendo em conta o número de anos que decorre desde a fase de planeamento até à fase de entrada em exploração dos projetos as mesmas devem ser conhecidas com uma antecedência mínima de 2 anos à sua aplicação.</p> <p>Paralelamente deve ser incorporado um mecanismo complementar que incentive alterações positivas e ações inovadoras. (REN)</p>	<p>A ERSE toma boa nota do comentário da REN sobre a antecedência com que, idealmente, as alterações de tipologias e respetivos preços de referência devem conhecidos, face ao momento da sua aplicação. Este aspeto será ponderado na realização do estudo de atualização dos custos de referência e na aplicação dos seus resultados.</p> <p>A ERSE pretende também que no estudo em causa sejam identificadas potenciais soluções de investimento inovadoras, que permitam melhorar o conhecimento das condições em que a rede está a ser explorada, com vista a minimizar os custos de investimentos e de exploração futuros. Por este motivo, a introdução de um mecanismo destinado a promover a inovação tecnológica na rede de transporte será ponderada após a conclusão do estudo acima referido.</p> <p>Contudo, a ERSE faz notar que no quadro legal e regulamentar atualmente aplicável ao operador da rede de transporte, não existe qualquer impedimento</p>

2.17 REVISÃO DO MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS NOVOS INVESTIMENTOS DA RNT A CUSTOS DE REFERÊNCIA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>1) O CT regista o efeito positivo que o mecanismo de custos de referência em vigor tem tido na eficiência dos custos de investimento do operador da rede de transporte, pelo que considera positiva a sua manutenção e identificação autónoma na base de ativos com ou sem incentivo, como proposto pela ERSE.</p> <p>2) O CT reconhece que estando o mecanismo de custos de referência na rede de transporte em funcionamento desde 2009, a sua atualização e eventual revisão é positiva, em particular porque constitui um conjunto de custos normalizados que são ferramenta fundamental na avaliação dos custos de investimento e no enquadramento de valorização dos investimentos futuros.</p> <p>3) O quadro rígido em que este mecanismo acabou por ser desenvolvido e a sua perspetiva histórica, limitam, contudo, a sua utilização num quadro em que a inovação deve ser igualmente incentivada. Assim o CT recomenda que com a revisão do mecanismo de custos de referência seja explicitamente incorporado um mecanismo complementar para acomodar alterações positivas e ações inovadoras que se pretendem incentivar. (Conselho Tarifário)</p>	<p>à inovação na rede, sendo este tipo de investimentos remunerados à taxa de remuneração para os investimentos a custos aceites.</p> <p>Importa igualmente referir que a revisão do mecanismo de custos de referência ocorrida em 2015 introduziu a possibilidade do operador propor à ERSE novas tipologias de investimento para serem incorporadas no mecanismo, diminuindo a rigidez existente na versão inicial do mecanismo.</p>

2.18 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	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Refere que as novas obrigações atribuídas ao Gestor do Sistema, para operacionalização dos códigos de redes europeus e a entrada em vigor da Diretiva de Transparência (REMIT), não permitem a estabilização dos custos desta atividade e que a implementação de uma regulação por incentivos não pode pôr em causa critérios de segurança e de gestão adequada dos meios disponíveis.</p> <p>Refere, também, que a utilização de serviços partilhados por empresas inseridas em grupos empresariais tem como objetivo obter sinergias pela concentração destes serviços e que a ERSE dispõe de ferramentas que lhe permitem validar a não existência de subsídição cruzada entre atividades, nomeadamente a consistência ao longo dos anos dos critérios contabilísticos utilizados para a repartição de custos comuns. Considera-se que análise do nível de custos deve ser feita na globalidade e não individualmente por natureza dos custos.</p> <p>Refere que o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de Gestão Global do Sistema caso ocorra deverá ter em conta a importância desta atividade para a gestão do SEN. (REN)</p>	<p>A implementação de metas de eficiência ao nível do OPEX da atividade de Gestão Global do Sistema ao contrário do proposto na versão do RT sujeita a consulta pública, incidirá sobre a totalidade dos custos de exploração.</p> <p>Contudo, os serviços intra grupo registaram uma redução substancial em 2016 em termos de peso nos custos de exploração e a empresa estima que em 2017 esse peso se mantenha relativamente constante.</p> <p>Existem novas obrigações atribuídas ao Gestor Global do Sistema, nomeadamente a entrada em vigor da Diretiva de Transparência (REMIT), que poderá determinar uma alteração da estrutura de custos e alguma incerteza quanto à evolução dos mesmos.</p> <p>Assim, a aplicação de um <i>revenue cap</i> com incidência apenas na componente de custos que resultam da faturação de serviços entre empresas do mesmo grupo, poderá potenciar o risco de a empresa optar no futuro por contratar os serviços atualmente faturados como serviços intra grupo fora grupo e, conseqüentemente, excluídos do <i>revenue cap</i>, podendo criar um acréscimo substancial dos custos de exploração, ao contrário do pretendido com a proposta de implementação da nova metodologia regulatória.</p> <p>Nesse sentido a ERSE decidiu aplicar um fator de eficiência à totalidade dos custos da atividade de Gestão Global do Sistema tendo em consideração a importância dessa atividade para o SEN. É também neste sentido que a</p>

2.18 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	
Comentário	Observações da ERSE
	metodologia de regulação contempla uma parcela de custos, não sujeita à aplicação de metas de eficiência e que permite acomodar os custos incorridos pela empresa, não previstos no início do período regulatório, no momento da definição da base de custos, desde que os mesmos sejam devidamente justificados pela empresa.
Refere que o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de Gestão Global do Sistema caso ocorra deverá ter em conta a importância desta atividade para a gestão do SEN. Refere, ainda, que 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. (Conselho Tarifário)	Tal como referido anteriormente, a definição do fator de eficiência a aplicar aos custos da atividade de Gestão Global do Sistema terá em consideração a importância dessa atividade para o SEN. A aplicação de metas de eficiência terá em consideração uma estrutura de custos fixa não dependendo a sua evolução de indutores de custo, mas tão-somente da aplicação de um fator de eficiência sobre o valor base fixado pela ERSE.

2.19 APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE ACEITAÇÃO DE CUSTOS TOTAIS, TOTEX, À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE, PREFERENCIALMENTE AO NÍVEL DA BT	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da globalidade dos comentários</p> <p>As respostas podem ser agrupadas em dois grupos, consoante os argumentos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Um primeiro grupo de respostas (Empresas do Grupo EDP e Conselho Tarifário) não põe em causa a bondade da proposta, mas considera que a proposta não é oportuna, principalmente porque, atualmente, as necessidades de investimento estão a aumentar. Contudo, caso se avance com esta proposta este grupo de agentes apresenta um conjunto de condições para que a mesma possa ser eficientemente aplicada; (EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal e Conselho Tarifário) 	<p>Tendo em conta as características particulares da atividade, a necessidade das regras regulatórias serem claras para os atuais e novos agentes com interesse direto na atividade de distribuição em BT e as boas práticas regulatórias reconhecidas a nível internacional, a ERSE mantém a sua proposta, não deixando, contudo, de ter em conta as questões levantadas por estes agentes, designadamente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) A necessidade de garantir que qualquer meta de eficiência tenha um carácter retroativo; 2) As perspetivas de evolução dos investimentos para o período regulatório; 3) O controlo do risco regulatório, com o conseqüente impacte, benéfico, no controlo do custo de capital.
<p>Este grupo de agentes “compreende” os argumentos apresentados pela ERSE para aplicar esta metodologia, realçando, contudo, que o <i>timing</i> da aplicação desta metodologia não será o mais adequado uma vez que surge numa altura em que o investimento em BT está a aumentar, devido à instalação de contadores inteligentes e à instalação da tecnologia LED na Iluminação Pública.</p>	<p>Os comentários apresentados pelas empresas do Grupo EDP e pelo Conselho Tarifário (CT) mereceram a maior atenção por parte da ERSE.</p> <p>Antes de mais, importará salientar que a proposta atual da ERSE para a atividade de distribuição em BT não é uma novidade, visto a ERSE ter aplicado entre 1999 e 2012 uma regulação por Totex na atividade de distribuição de energia elétrica, embora com menor amplitude e com características diferentes.</p>

2.19 APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE ACEITAÇÃO DE CUSTOS TOTAIS, TOTEX, À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE, PREFERENCIALMENTE AO NÍVEL DA BT	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Caso a ERSE decida avançar com esta medida, estes agentes apresentam um conjunto de aspetos que deveriam ser considerados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aplicar a metodologia apenas aos novos investimentos, por forma a não serem aplicadas “metas retroativas” sobre investimentos já realizados; (EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal e Conselho Tarifário) • Ter em conta as projeções de CAPEX e OPEX enviadas pela empresa no início do período regulatório, por forma a não comprometer a modernização da rede e garantir os compromissos assumidos; (EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal) • Reduzir o peso relativo de indutores variáveis (ex. energia distribuída) na definição dos Proveitos Permitidos, uma vez que no modelo TOTEX a variabilidade destes indutores teria efeitos ampliados; (EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal e Conselho Tarifário) • Excluir do TOTEX todos os custos não controláveis; (EDP Distribuição e EDP - Energias de Portugal) • Excluir do Totex os investimentos relacionados com a instalação de contadores inteligentes e instalação da tecnologia Led na iluminação pública, enquadrando-os num programa autónomo. (Conselho Tarifário) 	<p>Não se pode igualmente deixar de recordar as principais vantagens da regulação por Totex. Esta forma de regulação permite às empresas optarem entre gastos com investimentos e com operação e manutenção de forma eficiente, ao não estarem enviesadas pelo quadro regulatório.</p> <p>Sublinhe-se que a aplicação de objetivos diferentes para o CAPEX e para o OPEX apresenta sempre um risco regulatório que se caracteriza, por definição, pela assimetria de informação face às empresas, risco este parcialmente ultrapassado com a regulação por Totex. Esta vantagem é o principal motivo que justifica que esta forma de regulação seja comumente considerada uma boa prática regulatória (<i>vide</i>, o documento do CEER de 2015, The Future Role of DSO) .</p> <p>No caso particular da distribuição em BT, a proposta de se aplicar a regulação por Totex principalmente a esta atividade decorre do quadro legal atual, em que o controlo e o escrutínio dos planos de investimento em infraestruturas não abrangem a distribuição nesse nível de tensão. Deste modo, não havendo escrutínio direto dos planos de investimento, a vantagem deste tipo de regulação face à regulação por blocos é reforçada, justificando a manutenção da proposta da ERSE.</p> <p>O adiamento da aplicação da regulação por Totex, designadamente para o próximo período regulatório, proposto pelas empresas do Grupo EDP e pelo</p>

2.19 APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE ACEITAÇÃO DE CUSTOS TOTAIS, TOTEX, À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE, PREFERENCIALMENTE AO NÍVEL DA BT	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Tanto o Conselho Tarifário, como a EDP referem que a aplicação desta medida obriga a uma revisão do custo de capital (EDP Distribuição e EDP - Energias de Portugal e Conselho Tarifário)</p> <p>Finalmente, a EDP propõe que a medida seja adiada para o próximo período regulatório, remetendo para os motivos que apresenta para o adiamento do alargamento do período tarifário para quatro anos, dos quais se destaca a atribuição de novas concessões. (EDP Distribuição, EDP - Energias de Portugal)</p>	<p>CT, geraria um risco regulatório desnecessário para os agentes que concorressem aos concursos para as novas licenças de distribuição em BT, visto as licenças puderem ser atribuídas num contexto regulatório diferente do definitivo.</p> <p>No entanto, entende-se o argumento de que a regulação por Totex deva ser aplicada apenas aos novos investimentos, por forma a não serem aplicadas metas retroativamente. Contudo, existem alternativas mais exequíveis em termos de aplicação do que a desagregação das metodologias regulatórias consoante o investimento tenha, ou não, entrado em exploração em 2018, em especial quando, como é previsível, a regulação da atividade em questão passar a considerar várias áreas de concessão.</p> <p>A anulação do efeito da aplicação das metas de eficiência nos ativos entrados em exploração anteriormente a 2018, através da reponderação da taxa de remuneração dos ativos constituirá a alternativa mais eficaz à aplicação parcelar do Totex.</p> <p>Para além desse último, existem outros aspetos levantados neste conjunto de respostas que mereceram uma análise atenta por parte da ERSE.</p> <p>Assim, é intenção da ERSE que o(s) indutor(es) escolhidos não gerem risco regulatórios desnecessários, com impacte no incremento do custo de capital da empresa, pelo que os indutores escolhidos deverão, preferencialmente,</p>

2.19 APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE ACEITAÇÃO DE CUSTOS TOTAIS, TOTEX, À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE, PREFERENCIALMENTE AO NÍVEL DA BT	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>refletir a evolução da atividade no médio e longo prazo, sendo por isso pouco voláteis a curto prazo.</p> <p>Acresce que a base de custos considerada para o período regulatório deverá ter em conta as perspetivas de evolução dos investimentos para o período regulatório, apresentadas pelas empresas, sendo apenas revista no final do período consoante o nível de investimento efetivamente concretizado.</p> <p>No que diz respeito à necessidade de efetuar um conjunto vasto de investimentos em BT em determinadas tecnologias, importa em primeiro lugar salientar que o Totex, não é, de modo algum, um travão ao investimento quando, como será o caso, tem em conta as perspetivas de investimento das empresas e está associado à regulação por incentivos, premiando o desempenho, designadamente em termos de qualidade de serviço.</p> <p>Por outro lado, é igualmente do conhecimento de todos os agentes que neste nível de tensão existem oportunidades tecnológicas, em grande parte associadas às tecnologias de informação, que favorecem o recurso a soluções “inteligentes”, que permitem evitar a realização de investimentos mais tradicionais em “cobre e ferro”. Deste modo, as necessidades de efetuar certos tipos de investimento, mais inovadores, são compensadas pela menor necessidade de serem realizados novos investimentos em soluções mais tradicionais. A aplicação de uma regulação do tipo Totex visa, precisamente, levar as empresas a efetuarem as opções tecnologicamente mais eficientes.</p>

2.19 APLICAÇÃO DE UMA METODOLOGIA DE ACEITAÇÃO DE CUSTOS TOTAIS, TOTEX, À ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE, PREFERENCIALMENTE AO NÍVEL DA BT	
Comentário	Observações da ERSE
	Finalmente, importa realçar que a atual proposta de revisão regulamentar alargou o âmbito da aplicação do incentivo aos investimentos inovadores, de modo a contemplar investimentos pilotos que potenciam o uso de tecnologia de informação na cadeia de valor, integrando, conseqüentemente, investimentos em contadores inteligentes.

2.20 APERFEIÇOAMENTO DO INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES NO CONTINENTE E ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Resumo da globalidade dos comentários</p> <p>As respostas recebidas abordam os seguintes aspetos principais:</p> <ul style="list-style-type: none"> • O incentivo comporta um nível elevado de carga administrativa face à dimensão dos projetos de investimento em redes inteligentes, quer na preparação da candidatura, quer na demonstração dos benefícios; • A materialidade do incentivo não está adequada ao risco do investimento em projetos de rede inteligente que tem de ser assumido previamente e à complexidade envolvida na sua obtenção pelo operador. 	<p>A ERSE entende os argumentos apresentados pela EDP Distribuição. No entanto, de forma a poder justificar adequadamente os ganhos associados a este incentivo, a ERSE considera relevante poder seguir com algum detalhe a implementação dos projetos de investimento em redes inteligentes.</p>
<p>O incentivo ao investimento em redes inteligentes foi pela primeira vez introduzido pela ERSE no período de regulação 2012-2014. A ERSE decidiu, para o período 2015-2017, alterar o desenho do incentivo ao investimento em redes inteligentes e clarificar os objetivos a atingir com este tipo de investimentos, no entanto, refere que este “revelou-se pouco eficaz”. Para além dos motivos que a ERSE aponta como justificativo desta situação, e com os quais a EDP Distribuição concorda, é também de referir que o facto de este incentivo ser <i>ex-post</i>, ou seja, a atribuição ou não do incentivo só ser decidida após a entrada em exploração do projeto de investimento, não promove a inovação nas redes de distribuição, uma vez que a decisão de investimento terá de ser tomada antes de conhecida a posição da ERSE sobre o mesmo.</p> <p>(EDP Distribuição)</p>	<p>No período regulatório de 2012 a 2014, o incentivo ao investimento em rede inteligentes tinha uma metodologia <i>ex-ante</i>, sendo os riscos de concretização de investimento desta natureza integralmente suportado pelo operador. Para o período regulatório de 2015 a 2017 foi adotada uma nova metodologia que pretendia minimizar o risco na ótica da empresa e em simultâneo, garantir que o custo para os consumidores tinha uma correspondência com benefícios alcançados em resultado do investimento inovador.</p> <p>Na perspetiva da ERSE, este modelo <i>ex-post</i> permitiria, para além da redução do risco para a empresa, um equilíbrio satisfatório entre os benefícios transferidos para os consumidores e os benefícios retidos pela empresa, motivo pelo qual se optou pela manutenção dos princípios base do incentivo.</p>

2.20 APERFEIÇOAMENTO DO INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES NO CONTINENTE E ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>No que respeita à atual proposta apresentada pela ERSE que traduz a intenção de simplificar e aperfeiçoar este incentivo, a EDP Distribuição considera positivos os aperfeiçoamentos propostos, sendo importante referir que, ainda assim, podem estar sujeitos a um nível elevado de carga administrativa face à dimensão dos projetos em causa. (EDP Distribuição)</p> <p>De acordo com a proposta da ERSE “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.”</p> <p>A EDP considera que o processo de demonstração dos benefícios dos projetos poderia ser simplificado. A exigência de um relatório preliminar e de relatórios ao longo da aplicação do incentivo para cada projeto assume uma elevada complexidade. A demonstração dos benefícios no momento da candidatura e no final do período de 6 anos assegurariam, os objetivos pretendidos de forma mais simples e eficiente. (EDP Distribuição e EDP - Energias de Portugal)</p>	<p>Flexibilizando as regras atuais, os operadores com projetos com candidaturas aceites deverão apresentar um relatório de execução da atividade no final do 3º e do 6º ano. A ERSE irá adequar o Regulamento Tarifário para ter em conta esta alteração.</p> <p>No que diz respeito à identificação e valorização de benefícios, em conjunto com os operadores de redes, a ERSE irá trabalhar no sentido de determinar métricas associadas aos critérios de elegibilidade de investimento em rede inteligente definidos (redução de perdas, qualidade de serviço, adiamento de investimentos, reduções de OPEX e outras externalidades).</p> <p>A ERSE clarifica que a duração do incentivo é de dois períodos regulatórios, o que passará a constar no articulado do Regulamento Tarifário. Deste modo, para os projetos que forem transferidos para exploração no decorrer do período de regulação de 2018 a 2020, o incentivo terá a duração de 6 anos.</p>

2.20 APERFEIÇOAMENTO DO INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES NO CONTINENTE E ALARGAMENTO ÀS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Alerta-se para o facto do articulado da proposta de Regulamento Tarifário não fazer referência à vigência do incentivo (6 anos) nem à periodicidade de reporte dos projetos de menor dimensão (4 anos), estando estas ideias apenas presentes no Documento Justificativo.</p> <p>Será fundamental ter em conta na definição dos parâmetros para a aplicação deste incentivo, a exequibilidade do reporte da informação face à sua materialidade, especialmente no que respeita à avaliação das candidaturas e à quantificação de benefícios... (EDP Distribuição e EDP - Energias de Portugal)</p> <p>1) O CT regista que o incentivo à inovação não tem grande significado económico e, é dotado de formulação e monitorização "complexa".</p> <p>2) Assim, as simplificações consideradas na proposta de RT são, sem dúvida, positivas.</p> <p>3) O CT admite como vantajoso que se simplifique ainda mais o incentivo de forma a potenciar a inovação nos ORD com ganhos para consumidores e empresas. (Conselho Tarifário)</p>	

2.21 OUTROS TEMAS - PROVEITOS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO (ARTIGO 100º)

Comentário	Observações da ERSE
<p>A EDP SU e a EDP – Energias de Portugal referem que o Operador da Rede de Distribuição (ORD), com quem a EDP SU partilha a atual plataforma informática, está a desenvolver uma nova aplicação, pelo que a EDP SU terá que implementar um sistema informático.</p> <p>As empresas referem ainda que a implementação desta nova aplicação estima-se que se concretize durante os anos de 2017 e 2018, com a respetiva entrada em produção em 2019, passando a EDP SU a ter necessidades de investimento, que devem ser remuneradas, à semelhança do que ocorre com outros operadores.</p> <p>Como tal, a EDP SU e a EDP – Energias de Portugal propõem que a atividade de Comercialização do CUR relevada no Artigo 100.º passe a considerar uma parcela relacionada com a amortização e respetiva remuneração do ativo fixo. (EDP - Energias de Portugal, EDP Serviço Universal)</p>	<p>Os proveitos permitidos da EDP SU, no que respeita às funções de compra e venda de energia elétrica para fornecimento a clientes e compra e venda de energia elétrica PRE, incluem já uma parcela relacionada com a amortização e respetiva remuneração do ativo fixo, pelo que a aplicação a ser desenvolvida pela EDP SU poderá ser remunerada no âmbito destas atividades.</p> <p>No que respeita à função de comercialização de último recurso, importa referir que o modelo de negócio seguido pela EDP SU tem-se consubstanciado na externalização dos serviços necessários à prossecução da sua atividade comercial, através da aquisição de serviços de gestão comercial à EDP Soluções Comerciais, em detrimento de deter os recursos humanos e materiais (ativos) para os desenvolver internamente.</p> <p>Tendo em conta o exposto, e acrescentando o facto da atividade de comercialização de último recurso estar em <i>phasing out</i>, devendo a estrutura de custos da empresa ser aderente ao processo de redução de clientes, deverá ser desconsiderada a possibilidade de se incluir uma componente de CAPEX afeta à função de comercialização de último recurso.</p>

2.22 OUTROS TEMAS - ARTIGO 102.º - PROVEITOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAA

Comentário	Observações da ERSE
<p>Refere que na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS deverá ser espelhado o acerto provisório, no ano t, do custo de capital relativo ao ano t-1, ainda que exista, uma seção específica de explanação no mesmo (Secção XV – mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas, artigo 132.º, página 187).</p> <p>A EDA sugere, igualmente, a necessidade de, em matéria de custo com a aquisição de licenças de emissão de CO₂, a fórmula n.º 70, referente aos proveitos permitidos da AEEGS, dever ser atualizada com esta variável. Por conseguinte, à metodologia de apuramento do ajustamento anual, sugere-se a subtração da parcela respeitante ao CO₂, no ponto 6 do mesmo artigo 102.º, indo ao encontro do raciocínio anteriormente referido. Deste modo, far-se-ia refletir, ao nível do Regulamento Tarifário, as diretrizes emanadas pela ERSE desde o ano de 2012 (momento de reporte de informação para Tarifas de 2013), através dos documentos por si publicados e com referência direta ao cálculo dos proveitos permitidos da AEEGS. (EDA)</p>	<p>A ERSE considera que o disposto no artigo 132.º do RT é suficiente para a implementação dos ajustamentos provisório do CAPEX das várias atividades onde o mesmo é aplicado. Assim não há necessidade de aumentar a complexidade das formas de cálculo dos proveitos permitidos de cada atividade com a inclusão de mais uma parcela que apenas se aplica a uma das componentes dos proveitos permitidos de cada ano.</p> <p>A ERSE concorda com a sugestão da EDA tendo procedido à alteração dos artigos 102.º e 110.º do Regulamento Tarifário, no que se refere à necessidade de inclusão de uma parcela que contemple os custos com as licenças de CO₂ ao nível dos proveitos permitidos da atividade de AEEGS da EDA e da EEM.</p>

2.23 OUTROS TEMAS - ARTIGO 105.º - PROVEITOS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Refere que o âmbito da expressão n.º 79 deverá ser alargado ao acerto provisório, no ano t, do custo de capital relativo ao ano t-1, ainda que exista, nesta última matéria, uma seção específica de explanação (Secção XV – mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas, artigo n.º 132, página 187). Deste modo, far-se-ia refletir, ao nível do Regulamento Tarifário, as diretrizes emanadas pela ERSE desde o ano de 2012 (momento de reporte de informação para Tarifas de 2013), através dos documentos por si publicados e com referência direta ao cálculo dos proveitos permitidos da DEE. (EDA)</p>	<p>A ERSE considera que o disposto no artigo 132.º do RT é suficiente para a implementação dos ajustamentos provisório do CAPEX das várias atividades onde o mesmo é aplicado. Assim não há necessidade de aumentar a complexidade das formas de cálculo dos proveitos permitidos de cada atividade com a inclusão de mais uma parcela que apenas se aplica a uma das componentes dos proveitos permitidos de cada ano.</p>

2.24 OUTROS TEMAS - ARTIGO 106.º - PROVEITOS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA RAA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Neste contexto, cabe-nos referir que o âmbito da expressão n.º 82 deverá ser alargado ao acerto provisório, no ano t, do custo de capital relativo ao ano t-1, ainda que exista, nesta última matéria, uma seção específica de explanação (Secção XV – mecanismo de correção dos desvios provisórios ocorridos ao nível do custo com capital das atividades reguladas, artigo nº 132, página 187). Deste modo, far-se-ia refletir, ao nível do Regulamento Tarifário, as diretrizes emanadas pela ERSE desde o ano de 2012 (momento de reporte de informação para Tarifas de 2013), através dos documentos por si publicados e com referência direta ao cálculo dos proveitos permitidos da CEE. (EDA)</p>	<p>A ERSE considera que o disposto no artigo 132.º do RT é suficiente para a implementação dos ajustamentos provisório do CAPEX das várias atividades onde o mesmo é aplicado. Assim não há necessidade de aumentar a complexidade das formas de cálculo dos proveitos permitidos de cada atividade com a inclusão de mais uma parcela que apenas se aplica a uma das componentes dos proveitos permitidos de cada ano.</p>

2.25 OUTROS TEMAS - CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS DA REN TRADING	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Alteração do valor do limite inferior dos incentivos uma vez que todo o risco negativo está do lado da REN Trading, o que condiciona a atuação da empresa. Como alternativa, os custos de funcionamento poderiam ser aceites fora do mecanismo de incentivos, uma vez que a função do Agente Comercial está a ser inteiramente suportada pelo Grupo REN e não pelos custos regulados a repercutir em tarifa. Com possíveis resultados decrescentes nos Incentivos, esta realidade não será sustentável, nos próximos anos, tendo em consideração os elevados custos financeiros gerados por este desfasamento. (REN Trading)</p> <p>Modificar a redação do artigo 157º do Regulamento Tarifário, nomeadamente o número 6, para que fique explícito que a obrigação de prestação de informação também se aplica ao Agente Comercial. (REN Trading)</p>	<p>O incentivo I_{CAE} foi definido para ter em conta os custos de funcionamento da REN Trading, de forma a garantir que, mesmo com margens muito baixas do <i>portfolio</i> das centrais com CAE, seja obtido um valor suficiente para a empresa reaver os custos de funcionamento considerados eficientes.</p> <p>Por este motivo, o nível mínimo definido para o I_{CAE} pretende ser um estímulo à contenção de custos de funcionamento da REN Trading.</p> <p>Assim, a ERSE considera não ser necessário a alteração do cálculo dos proveitos da atividade do Agente Comercial, conforme pretendido pela da REN Trading.</p> <p>No que respeita à redação do artigo 157.º a ERSE concorda com o comentário da REN Trading e procederá à sua alteração de modo a acomodar a sugestão da empresa.</p>

2.26 OUTROS TEMAS - DATA DE ENTREGA DA INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>A REN propõe novas datas para envio de informação real e previsional. Assim, são propostas as seguintes datas:</p> <p>15 de maio</p> <p>A auditoria aos custos de referência pode não ser elaborada pelo mesmo auditor das contas estatutárias da empresa, pelo que só após o fecho destas, a informação poderá ser disponibilizada, o que nunca ocorrerá antes do dia 31 de março.</p> <p>Esta auditoria inclui a inspeção física das obras e o acompanhamento da ERSE no terreno e em escritório o que geralmente só ocorre 3 semanas depois do início da auditoria.</p> <p>Assim, propõe-se que a entrega deste relatório seja adiada em 15 dias, para o dia 15 de maio.</p> <p>15 de maio</p> <p>As contas reguladas estão dependentes do resultado da auditoria ao mecanismo de custos de referência, uma vez que esta afeta o montante da base de ativos a remunerar e amortizar. Por conseguinte estas só poderão ser enviadas após o fecho da auditoria ao mecanismo de custos de referência para que a informação enviada esteja toda devidamente auditada.</p> <p>Por conseguinte, propõe-se que a entrega deste relatório seja adiada em 15 dias, para o dia 15 de maio.</p>	<p>A ERSE toma boa nota do comentário da REN. As datas de reporte da informação previstas na atual redação do RT aplicam-se a todos os agentes e estão em consonância com os <i>timings</i> necessárias para que a ERSE possa responder atempadamente ao que lhe é exigido por lei, nomeadamente a apresentação de uma proposta tarifária até ao dia 15 de outubro de cada ano. Neste sentido, a ERSE entende não haver razões plausíveis para que se altere as datas de reporte de informação das várias entidades reguladas.</p>

2.26 OUTROS TEMAS - DATA DE ENTREGA DA INFORMAÇÃO À ERSE	
Comentário	Observações da ERSE
<p>30 de junho</p> <p>Os PDIRT são elaborados de 2 em 2 anos e entregues até 31 de março dos anos ímpares à DGEG. Esta entidade pode propor alterações que deverão ser integradas pelo ORT e esta 2ª entrega geralmente ocorre no início de junho.</p> <p>Para que a informação previsional de investimentos esteja em linha com o PDIRT nos anos ímpares não é possível compatibilizar a entrega da mesma com os prazos do RT, situação que se agrava antes do início de cada período de regulação quando a informação a enviar ultrapassa o ano em curso e ano seguinte. Não se justificando a existência de 2 datas sugere-se que a entrega da informação previsional passe a ocorrer até 30 de junho. (REN)</p>	