

CONSULTA PÚBLICA

101

RELATÓRIO

Proposta de reformulação do Regulamento Tarifário

SETOR ELÉTRICO



ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO.....	1
2	COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	3
2.1	Tarifas por atividade	3
2.1.1	Tarifa de Uso da Rede de Transporte	3
2.1.2	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	5
2.2	Tarifas de Acesso às Redes	7
2.2.1	Nova opção tarifária na Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT.....	7
2.2.2	Tarifas de Acesso às Redes para autoconsumo.....	10
2.2.3	Tarifas de Acesso às Redes para instalações de armazenamento	14
2.2.4	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica.....	17
2.3	Regiões Autónomas	19
2.3.1	Tarifa de Energia para as Regiões Autónomas	19
2.3.2	Rever mecanismo de convergência das tarifas nas Regiões Autónomas	20
2.4	Outras propostas.....	22
2.5	Pontos para discussão pública sem proposta de alteração regulamentar	23
2.5.1	Ofertas de preços dinâmicos	23
2.5.2	Projeto piloto para tarifas de Acesso às Redes em BT	25
2.5.3	Rever formulação da potência em horas de ponta.....	26
3	COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS AOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADE REGULADAS	29
3.1	Aprofundamento da regulação por incentivos	29
3.1.1	Alteração da duração do período de regulação para 4 anos	29
3.1.2	Aplicação de metodologias do tipo <i>revenue cap</i> ao TOTEX das atividades de operação das redes elétricas	30
3.1.3	Mecanismo de partilha de ganhos e perdas aplicado às atividades com metodologias de regulação por TOTEX	34
3.1.4	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT	38
3.2	Monitorização e validação económico-financeira	39
3.2.1	Introdução de princípio de sustentabilidade financeira nas entidades reguladas do setor elétrico	39
3.2.2	Introdução de princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão incorporados no ativo remunerado	40
3.2.3	Introdução de parcela de dedução de CAPEX para ativos que não têm fundamento para a entrada em exploração do ponto de vista regulatório	42
3.2.4	Revisão dos princípios de aceitação para efeitos regulatórios dos custos de produção nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	44
3.3	Alterações de melhoria e atualização do Regulamento Tarifário	45
3.3.1	Revisão do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	45

3.3.2	Incorporação de gastos de investimento na componente de gastos aceites pela ERSE na atividade de comercialização.....	50
3.4	Outras propostas.....	51
4	COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS	55
4.1	Comentários específicos	56
4.1.1	Temas genéricos não incluídos na consulta pública	56
4.1.2	Eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores.....	59
4.1.3	Nova opção tarifária na Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT.....	62
4.1.4	Tarifas de Acesso às Redes para instalações para o autoconsumo	63
4.1.5	Tarifas de Acesso às redes para instalações de armazenamento.....	66
4.1.6	Tarifas de Acesso às redes para a mobilidade.....	69
4.1.7	Extinção das tarifas transitórias.....	70
4.1.8	Aplicação de metodologias do tipo <i>revenue cap</i> ao TOTEX das atividades de operação das redes elétricas	72
4.1.9	Alteração da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT.....	73
4.1.10	Remoção das parcelas de proveitos referentes aos custos com os PPDA.....	75
4.1.11	Extinção do incentivo ao investimento em redes inteligentes	76
4.1.12	Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	77
4.1.13	Mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço	82
4.1.14	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT	83
4.1.15	Clarificações ao RT e outros comentários não incluídos na consulta pública	84

1 INTRODUÇÃO

Em 20 de maio de 2021, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) lançou a [Consulta Pública n.º 101](#) com a proposta de reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

A reformulação teve como objetivo a atualização dos mecanismos e metodologias de regulação ao nível dos proveitos permitidos e da estrutura tarifária, face ao início de um novo período de regulação, em 2022. O atual período de regulação [2018-2020] foi prorrogado por um ano, nos termos do Regulamento n.º 496/2020, de 26 maio, atenta a crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19, e os efeitos económicos de intensidade e duração imprevisíveis, com impactes relevantes no Sistema Elétrico Nacional (SEN). Adicionalmente, a proposta integrou as alterações decorrentes da revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) dos setores elétricos e de gás e demais desenvolvimentos regulatórios verificados, de modo a consolidar a regulamentação tarifária no seu instrumento de maior relevo.

Além do referido, foram colocados em consulta temas que se inserem no quadro global da transição para uma economia neutra para o clima, com o objetivo de criar condições para um debate profícuo e oportuno de temas como o armazenamento, os contratos de energia com tarifas dinâmicas, o projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT e a reformulação do conceito de potência em horas de ponta. Como referido no documento de discussão, na ausência da transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, não se esgotou o leque, nem a oportunidade de possíveis alterações.

O presente documento sistematiza os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE fez, justificando-se as alterações à proposta sujeita a consulta, pelo que, o Relatório acompanha o Regulamento Tarifário aprovado.

Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, são divulgados na íntegra no site da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais.

Agradece-se a participação de todos os interessados neste processo de consulta pública.

Foi recebido o parecer do Conselho Tarifário (CT), bem como contributos de 20 participantes, dos quais dois foram submetidos com pedido de confidencialidade:

- A CELER
- A LORD

- APIGCEE
- APREN
- CEVE
- Cooperativa Elétrica de São Simão de Novais
- Coopérnico
- EDA
- EDP S.A.¹
- EEM
- Elergone Energia
- Endesa
- E-Redes
- Fortia Energia
- Galp Energia
- Iberdrola
- Lightsource bp (Confidencial)
- REN (Confidencial)
- Rui Dias
- SU Eletricidade

O relatório tem dois capítulos dedicados à apreciação dos comentários gerais, relativos à estrutura tarifária (Capítulo 2) e aos proveitos permitidos das atividades reguladas (Capítulo 3), e outro à apreciação de comentários específicos (Capítulo 4).

¹ A EDP Comercial informou que incluiu os comentários e sugestões através da resposta pela EDP S.A..

2 COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS À ESTRUTURA TARIFÁRIA

Este capítulo discute a tendência geral dos comentários à proposta de Regulamento Tarifário (RT) e justifica a decisão da ERSE. A sua estrutura tem por referência os temas colocados a consulta pública que justificam a apresentação de comentários por parte da ERSE.

2.1 TARIFAS POR ATIVIDADE

2.1.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Foi proposta a eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores (tarifa G), tendo como fundamentação:

- **A eliminação da tarifa de uso da rede aplicada à injeção em Espanha.** Sendo que, o objetivo de harmonização com Espanha esteve na origem da introdução desta tarifa em Portugal no ano 2012.
- **A inexistência de um modelo comum na Europa.** A nível europeu a aplicação da tarifa de injeção não segue um modelo comum, existindo um número considerável de países que optam por não aplicar uma tarifa para a injeção.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Na generalidade, o conjunto de entidades que se pronunciou sobre o tema concorda com a proposta de eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores. O **CT** concorda com a proposta, dado o objetivo de harmonização tarifária entre ambos os países, no âmbito do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). Refere que esta proposta é fundamental para eliminar uma desvantagem dos produtores portugueses num mercado concorrencial com os produtores espanhóis e para eliminar barreiras ao desenvolvimento do autoconsumo. O **CT** menciona que a ERSE deverá assegurar a monitorização do impacte nulo nas tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF).

A **APREN**, **Endesa**, **EDP S.A.** e **Galp Energia** saúdam e consideram a proposta positiva, por assegurar a competitividade dos produtores no MIBEL, garantir a harmonização de medidas para os vários

participantes de mercado, evitar distorções na formação de preços em mercado grossista e eliminar barreiras ao desenvolvimento do autoconsumo.

A **Galp Energia** alerta para a necessidade de estabilidade e previsibilidade do enquadramento regulatório, devendo, a ser aprovada a proposta, ser evitada uma alteração a curto prazo (ex: reintrodução da tarifa). Refere, ainda, que a aplicação desta tarifa aos excedentes transacionados por autoconsumidores atua como um desincentivo ao aproveitamento dos excedentes injetados na rede (que, ao não serem transacionados, são alocados a perdas) não só pelo seu impacto financeiro, mas, principalmente, pela complexidade adicional que trazia ao processo de venda dessa energia.

A **Fortia Energia** e a **APIGCEE** sem declararem a não concordância, discordam da ERSE quanto aos efeitos da eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores. A **Fortia Energia** considera que a sua eliminação implicará um acréscimo das tarifas pagas pelos consumidores, sem a redução equivalente no preço da energia, referindo que os produtores espanhóis fixam normalmente os preços acima do preço marginal português, pelo que a medida não altera o preço de equilíbrio do MIBEL, resultando em maiores custos para os consumidores portugueses.

No mesmo sentido, a **APIGCEE** faz notar que 10% dos custos com a rede de transporte são recuperados através desta tarifa que, de outro modo irá onerar os consumidores sem que exista uma garantia de que os produtores, ao deixarem de internalizar este custo, o façam refletir num decréscimo das suas ofertas nos mercados grossistas.

A **APIGCEE** salienta, ainda, que com a eliminação da tarifa G, a energia exportada não contribuirá para ressarcir custos com o uso das redes, colocando os consumidores nacionais em desvantagem relativamente aos de outros países que passam a usufruir da rede nacional com menores custos. Sugerem, a redução dos encargos com a rede elétrica num montante equivalente às receitas da tarifa G, de modo que os consumidores não fiquem dependentes de uma eventual redução no preço das ofertas dos produtores nos mercados grossistas.

No capítulo dos comentários específicos, na secção 4.1.2, são ainda discutidos um conjunto de comentários específicos nesta matéria.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE regista com agrado o sentido das respostas dos participantes. A eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte em Portugal garante a harmonização do tratamento regulatório com Espanha, aprofundando a integração de mercados ao nível do MIBEL.

Os produtores na Península Ibérica, ao deixarem de pagar o encargo pela injeção, tenderão a deixar de internalizar o custo associado ao pagamento da tarifa de Uso da Rede de Transporte, refletindo-se num decréscimo das suas ofertas nos mercados grossistas, independentemente da origem do preço marginal.

No que concerne à monitorização do impacte, o preço ofertado pelos agentes nos mercados grossistas depende de diversas variáveis, entre outras, a hidraulicidade e a eolicidade, sendo difícil expurgar o efeito referente à eliminação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aos produtores. A ERSE irá avaliar os impactes desta medida nos consumidores, tal como já habitualmente o efetua, através do acompanhamento e monitorização do mercado grossista e mercado retalhista de eletricidade.

Tendo em conta o mencionado, a ERSE mantém a proposta apresentada e elimina a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2022.

2.1.2 TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Aumentar o peso da potência contratada na tarifa de Acesso às Redes em BTN, atuando no critério de conversão do preço de potência em horas de ponta da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT. Esta medida tem potencialmente impactes tarifários significativos, dependendo da parcela do preço de potência em horas de ponta que se venha a converter para a potência contratada. Por isso, de forma a mitigar impactes tarifários, o processo de aumentar o peso da potência contratada deve ser gradual, possivelmente a concretizar ao longo do próximo período de regulação.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A maioria das entidades participantes na consulta manifestou a sua concordância com a proposta da ERSE, no que respeita à alteração da estrutura tarifária, bem como à gradualidade da alteração, a concretizar durante os próximos 4 anos.

O **CT** considera que a proposta da ERSE vem ao encontro das suas recomendações de revisão da estrutura das tarifas de Acesso às Redes, de forma a alinhá-las com a estrutura de custos da atividade e respetivos indutores, dado que estes apresentam uma maior correlação com a potência do que com o consumo.

Também se pronunciaram favoravelmente, a **APREN**, **EDA**, **EDP S.A.**, **E-Redes**, **Endesa**, **Iberdrola**, considerando que a proposta torna a estrutura tarifária mais aderente à natureza dos custos de exploração das redes, em particular no que toca à baixa variabilidade, no curto e médio prazo; reduz a volatilidade na recuperação dos custos das redes ao longo do ano, tornando a estrutura tarifária mais sustentável e menos suscetível de gerar eventuais subsidiasções cruzadas, sendo ainda uma medida necessária face à adoção, em larga escala, do autoconsumo. É também referido que é uma medida que acompanha a tendência do que tem vindo a ser feito em Espanha, nos últimos anos.

A **Iberdrola** pronuncia-se a favor de um aumento da componente fixa de forma contínua, ainda que gradual, de forma a garantir que as tarifas garantem o pagamento pelos seus utilizadores da disponibilidade efetivamente garantida à instalação. Em sentido oposto, a **EDA** salienta que a oneração do termo de potência contratada face ao termo de energia, poderá beneficiar consumidores com níveis de consumo elevados e ter o efeito inverso nos que apresentam baixos níveis de consumo, reforçando a necessidade do gradualismo na adoção da alteração da estrutura tarifária.

A **APREN** e a **EDP S.A.** alertam para o facto de que a medida não deve criar entraves ao desenvolvimento do autoconsumo e da adesão a medidas de eficiência energética. Um peso excessivo da parte fixa da tarifa torna o autoconsumo e as medidas de eficiência energética economicamente menos interessantes. Neste contexto, a **EDP S.A.** sugere que as soluções de autoconsumo sejam acompanhadas por medidas de política energética, de forma a minimizar a criação de barreiras ao seu desenvolvimento.

Em sentido oposto à maioria, pronunciou-se a **Galp Energia** referindo que a proposta afeta clientes em BTN, maioritariamente consumidores domésticos, os quais, na sua opinião, já percecionam os seus custos de energia como elevados, em particular a sua componente fixa. Adicionalmente, refere que, aumentar o peso do termo fixo dos preços finais pode mesmo levar à criação de um desincentivo à otimização dos consumos de energia, ao fazer com que reduções de consumo e investimentos em eficiência energética se traduzam em menores poupanças efetivas em euros, concluindo que a proposta não deverá ser considerada na versão final do regulamento.

DECISÃO DA ERSE

Apesar da proposta ter sido rejeitada por um agente, verifica-se que a larga maioria se pronunciou favoravelmente, alertando embora para a necessidade de implementar a medida de forma gradual, possivelmente ao longo do próximo período de regulação. Tendo em conta o sentido geral dos comentários, a ERSE mantém a proposta apresentada em consulta.

O gradualismo na implementação da medida necessita de ser discutido no âmbito da proposta tarifária para o próximo ano, uma vez que o preço da potência contratada na tarifa de Acesso às Redes em BTN não será apenas impactado pela alteração agora aprovada, mas também por outros fatores, tais como os novos custos incrementais da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT e o nível dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG) a recuperar no termo de potência contratada.

2.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

2.2.1 NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA NA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Implementar uma opção tarifária no acesso às redes, designada por tarifa de Acesso às Redes opcional em MAT, AT e MT para Portugal continental. A opção tarifária caracteriza-se pela especificação de períodos horários para três grupos geográficos diferentes no território continental (Norte, Centro, Sul) e pela diferenciação do preço de potência em horas de ponta por três épocas (Alta, Média, Baixa). Devido à diferenciação por época do preço de potência em horas de ponta, e de forma a evitar adesões intermitentes e estratégicas a esta opção tarifária, deve existir um critério de permanência mínima nesta opção tarifária. O critério proposto prevê que o cliente deva permanecer, no mínimo, a totalidade da Época Alta nesta nova opção tarifária, podendo abandonar posteriormente, durante a Época Média ou Baixa.

A opção tarifária não será introduzida ao nível das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, por já se encontrarem extintas quer em MAT e AT quer, até dezembro de 2021² em MT. O

² A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, fixou a data de 31 de dezembro de 2021 para a extinção em MT e a data de 31 de dezembro de 2022 para a extinção em BTE.

âmbito da análise justifica, também, a decisão de apenas introduzir a alteração em Portugal continental, e não nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A proposta vem na sequência da análise custo-benefício positiva do projeto-piloto de aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, realizada de acordo com a [Diretiva n.º 6/2018 da ERSE](#), de 27 de fevereiro.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A maioria dos participantes na consulta, atenta a sua natureza opcional, está de acordo com a introdução no RT de uma opção tarifária no acesso às redes, designada por tarifa de Acesso às Redes opcional em MAT, AT e MT para Portugal continental.

O **CT**, embora registando a opção escolhida e respetivo balanço positivo apresentado pela ERSE, recomenda um período mais alargado de monitorização para que os benefícios sejam avaliados de modo mais rigoroso, bem como um horizonte temporal de extrapolação mais contido, dada a rápida evolução e transformação que o setor vai conhecer a curto e médio prazo. O **CT** acompanha a ERSE, em termos conceptuais, no que se refere ao entendimento da uniformidade tarifária em termos de preço médio, com preços e condições de aplicabilidade diferenciadas em função de determinados fatores, como o local ou períodos horários. Recomenda, todavia, avanços progressivos e cautelosos nos princípios de funcionamento do setor, que também são históricos e culturais, à medida que a literacia energética vai aumentando. Considera a uniformidade tarifária um pilar do SEN, pelo que a alteração ao RT só é aceitável na medida em que a opção tarifária proposta seja voluntária. O **CT** está igualmente de acordo com a proposta de introdução de um critério de permanência mínima nesta opção tarifária.

No que respeita à adesão dos consumidores à nova opção tarifária, a **Iberdrola** e **E-Redes**, solicitam que a ERSE realize adequada publicitação junto dos clientes. A **Iberdrola** refere a necessidade da ERSE monitorizar e verificar se esta opção será efetivamente adotada ou se, pelo contrário, o recurso à mesma será diminuído, retirando-se deste facto as devidas consequências.

A **Iberdrola**, **Endesa**, **E-Redes**, **APIGCEE** e **EDP S.A.** estão igualmente de acordo com a introdução da nova opção tarifária, apresentando, contudo, diferentes preocupações. No que respeita à diferenciação geográfica a **E-Redes** alerta para o facto de as necessidades das redes se revestirem de um maior nível de granularidade do que as três regiões da proposta ou até as seis áreas estabelecidas no projeto-piloto, o

que pode comprometer, de algum modo, a concretização dos benefícios destas novas opções tarifárias para o SEN.

No que respeita ao período de fidelização dos clientes na nova opção tarifária, a **E-Redes** considera, que a predominância dos períodos de ponta durante a época alta obriga à fidelização dos clientes que venham a aderir a esta opção durante um período mínimo de 12 meses ou, pelo menos, um período que possa abranger os 3 meses de época alta, de forma a garantir uma eficaz recuperação dos custos de acesso às redes. No mesmo sentido, a **EDP** considera que deve existir um critério de permanência mínima nesta opção tarifária, de modo a evitar trocas sucessivas entre regimes tarifários, sendo a opção adotada pela ERSE adequada.

A **E-Redes** refere, ainda, que a criação destas novas opções tarifárias, que introduzem a localização geográfica dos locais de consumo como uma nova variável tarifária, implicará adaptações de processos e sistemas de informação do ORD com alguma profundidade, no que diz respeito à faturação dos acessos. Por esta razão, sugerem a previsão de um prazo adequado para a sua concretização, tanto para o ORD como para os comercializadores.

A **Fortia Energia, Elergone Energia e CEVE**, sem declararem a não concordância, sugerem alternativas e clarificações à proposta da ERSE. No que respeita aos mapas horários, a **Fortia Energia** considera que na região Norte, a divisão das horas de ponta entre a manhã e a tarde é discriminatória comparativamente as outras regiões, concluindo que essa situação pode impedir as indústrias, com capacidade de modulação, mas com processos de fabricação complexos, a escolha desta nova modalidade. Sugerem, tendo em conta que a região do Norte e do Centro partilham as mesmas épocas, concentrar as pontas no Norte de Época alta e Época média na manhã. Por seu turno, a **CEVE** questiona a escolha de três áreas geográficas, considerando que o estudo identifica que duas delas devem ter a mesma opção tarifária. Adicionalmente, sugere em caso de aprovação da proposta, a criação de um calendário a 20 anos (no mínimo pelo período da vida útil do equipamento de medição), com os dias certos da mudança da opção tarifária, de forma a evitar erros e avarias nos equipamentos de medição. A **Elergone Energia** solicita clarificações sobre a determinação das épocas e sobre o período de permanência.

Por último, a **APIGCEE e Fortia Energia** referem que deverá ser explícito que a adoção da nova opção tarifária não altera a possibilidade de os clientes optarem entre o ciclo semanal normal e o ciclo opcional, como acontece hoje em dia.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém a proposta apresentada, tendo em conta os comentários favoráveis à introdução da opção tarifária no acesso às redes, cuja adesão é voluntária, mantendo-se disponíveis os outros ciclos de contagem vigentes. A operacionalização da nova opção tarifária vai exigir uma interação da ERSE com os operadores das redes, bem como um esforço de comunicação para divulgar adequadamente a nova opção tarifária. A sua disponibilização poderá, por isso, carecer de um período de operacionalização específico, incluindo para a adaptação dos comercializadores, podendo não coincidir com o início do próximo ano tarifário. A ERSE concorda com a desejável monitorização, designadamente em termos de adesão dos clientes.

Em relação ao comentário do CT para escolher um período de extrapolação mais contido, o mesmo será tido em conta para futuras avaliações de custo-benefício. Contudo, no caso do projeto-piloto que deu origem à nova opção tarifária, a utilização de um período mais curto (p.e. para um horizonte com metade dos anos), o benefício líquido estimado teria continuado positivo.

Quanto aos comentários que propõem configurações alternativas para a definição das épocas ou dos períodos horários, sublinha-se que os resultados decorreram de uma análise aprofundada dos dados do piloto. Uma atualização dos resultados fica reservada para um futuro momento.

2.2.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA AUTOCONSUMO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Propõe-se que a discriminação horária das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), no caso particular da BTN, seja sempre tri-horária. No mesmo sentido, propõe-se idêntica regra para a discriminação horária das tarifas de Acesso às Redes das correspondentes instalações de utilização (que estejam também ligadas à RESP em BTN).

Propõe-se, ainda, que o cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP passe a considerar o efeito da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão, atualmente sem impacto nestas tarifas.

Por último, propõe-se que estas tarifas, estabelecidas atualmente no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica, sejam incorporadas no RT, em linha com o previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro³.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

No que respeita à proposta de discriminação tri-horária nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP e ao consumo fornecido por comercializador em BTN, em instalações participantes em autoconsumo, não se verificam consensos.

Manifestaram-se a favor desta alteração a **APREN, E-Redes e EDP S.A.** Em sentido oposto, manifestou-se o **CT** e a **Galp Energia**. A **CEVE** refere que concorda com a proposta da ERSE desde que a mesma não seja exclusivamente aplicada aos clientes com autoconsumo com ligação à RESP.

Na fundamentação da sua posição, o **CT** e a **Galp Energia** reconhecem que, do ponto de vista da utilização racional das redes, a proposta constitui um incentivo. No entanto, face aos requisitos de proximidade exigidos a projetos de autoconsumo e ao facto de a energia produzida em autoconsumo substituir o fornecimento por um comercializador, em oposição a ocorrer em acréscimo aos fluxos de energia já existentes, não é evidente que haja uma utilização adicional das redes. Assim, o **CT** recomenda que, sobre a discriminação tri-horária nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, a ERSE analise o impacto efetivo da utilização da RESP pelos projetos de autoconsumo, aguardando pela operacionalização de projetos com esta tipologia.

Adicionalmente, ainda no que respeita à obrigatória discriminação tri-horária das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações aderentes ao autoconsumo, o **CT** considera dever ser privilegiada a manutenção das expectativas dos autoconsumidores que não esperam que o seu «regime normal» de fornecimento de eletricidade seja afetado pela decisão de aderir a um projeto de autoconsumo. Acrescenta que, não ocorrendo sobredimensionamento das UPAC, é expectável que, nas horas de maior consumo, parte do consumo de energia destes autoconsumidores continue a ter de ser assegurado por um comercializador. Por sua vez, a **Galp Energia** refere que a proposta irá ter um impacto significativo no custo da eletricidade adquirida a comercializadores suportado pelos autoconsumidores, encarecendo-o substancialmente nos

³ [Decreto-Lei n.º 162/2019](#), de 25 de outubro, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.

períodos de horas cheias e de ponta face à aplicação de uma tarifa simples. Consideram que a alteração poderá desincentivar projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a adesão a comunidades de energia renovável.

Face ao exposto, o CT recomenda o adiamento desta decisão, aguardando por dados concretos que permitam uma análise mais fina de eventuais impactos, sugerindo que a realização do projeto piloto para as tarifas de Acesso às Redes com preços dinâmicos em BT possa contribuir para uma melhor caracterização da situação e potenciais impactos. Também a Galp Energia solicita o adiamento e reanálise da proposta, com mais elementos concretos.

No que respeita aos comentários a favor da proposta da ERSE, a **APREN** refere que os preços devem refletir cada vez mais o preço real da oferta, sendo este um incentivo eficaz à participação dos cidadãos como *prosumers* e, no futuro, a integrar mecanismos de agregação para capturar os benefícios económicos da resposta da procura e ao mesmo tempo contribuir para a flexibilidade do sistema elétrico. Na perspetiva da **E-Redes**, as medidas propostas promovem a coerência entre os custos de utilização das redes e o respetivo nível de utilização e, conseqüentemente, a aplicação de sinais de preços de utilização de redes mais eficazes para os utilizadores e por assegurarem um maior nível de alinhamento com o Regulamento do Autoconsumo (RAC).

No que concerne à proposta de que o cálculo das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP passe a considerar o efeito da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão, verifica-se a concordância com os princípios, solicitando-se melhor concretização, nomeadamente quanto aos critérios para determinar se há inversão de fluxo e às entidades a quem caberá identificar as situações de inversão de fluxo.

O CT concorda que as situações potencialmente geradoras de custos adicionais para as redes devem ter reflexo tarifário, em particular garantindo que são os autoconsumidores que causem ou beneficiem da situação de inversão do fluxo a suportar os custos que daí possam advir. Contudo, alerta para a complexificação das tarifas que resultará desta proposta, recomendando que a operacionalização não induza dificuldades acrescidas que prejudicarão a atratividade deste regime para pequenos promotores. Do mesmo modo, o CT nota a necessidade de serem definidas de forma clara as situações em que estas tarifas serão aplicadas, recomendando que sejam explicitadas e desenvolvidas, no RT, as obrigações constantes do RAC quanto às entidades a quem caberá identificar as situações de inversão de fluxo e o processo operacional de aprovação e aplicação dessas tarifas a projetos de autoconsumo específicos.

Por seu turno, a **EDP S.A.** entende que qualquer alteração às disposições regulamentares em vigor, que resulte na aplicação de um fator diferente de zero para efeitos das tarifas de Acesso às Redes na situação de inversão de fluxo, deve ser fundamentada através de uma análise técnica, baseada em situações verificadas no terreno, que comprove a relevância das situações de inversão de fluxo para o aumento dos custos relativos à operação ou reforço das redes, devendo a mesma ser divulgada publicamente. Refere, ainda, que o desenvolvimento do autoconsumo não apresenta projetos em que haja utilização da RESP e a ocorrência das situações de inversão de fluxo é ainda negligenciável, devendo aguardar-se um novo estudo do ORD para a caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo de energia entre níveis de tensão. Neste contexto, conclui que esta matéria deve ser acompanhada de desenvolvimentos regulamentares, que definam critérios objetivos e transparentes.

A **E-Redes** concorda com a proposta da ERSE, aderindo aos argumentos apresentados, acrescentando que asseguram um melhor alinhamento com o RAC.

Finalmente, no que respeita à incorporação no RT das tarifas constantes do RAC foram recebidos comentários do **CT**, **E-Redes** e **Coopérnico** favoráveis à alteração.

DECISÃO DA ERSE

A proposta de que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP em BTN, assim como as tarifas de Acesso às Redes das correspondentes instalações de utilização que estejam ligadas à RESP em BTN, tenham sempre discriminação tri-horária, embora genericamente compreendida quanto à potencial melhor repercussão de custos incorridos, levantou objeções quanto à sua implementação no momento atual por algumas entidades. Parte dos comentários recebidos, incluindo os do CT, sugerem um adiamento da decisão, após concretização de projetos de autoconsumo através da RESP e consequente avaliação de impactes pela ERSE.

A ERSE mantém o seu entendimento de que a proposta é a que melhor adequa a estrutura das tarifas de Acesso às Redes mencionadas à circunstância do autoconsumo através da RESP e aos correspondentes custos nas redes. Ainda assim, é sensível aos argumentos apresentados, nomeadamente no que se refere à avaliação dos impactes. Por esse motivo, o RT passa a explicitar a realização de um estudo pela ERSE para estimar os impactes nas redes, tendo em conta os casos concretos de autoconsumo através da RESP que serão implementados. Com base nesse estudo, poderá ser estabelecida a obrigatoriedade da discriminação tri-horária em BTN, caso os impactes o justifiquem.

Quanto à consideração da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão, os comentários foram concordantes com os princípios da proposta, embora alertando para a necessidade de melhor concretização. A ERSE alterou o RT no sentido de clarificar os aspectos apontados, nomeadamente incorporando a obrigação de o operador de redes de distribuição em AT/MT apresentar à ERSE, para aprovação, os critérios para determinação da ocorrência de inversão de fluxo entre níveis de tensão. Estes critérios serão utilizados para o estudo anual de caracterização das situações de ocorrência de inversão de fluxo a apresentar à ERSE, que suportará a decisão tarifária. Nesta fase, a ERSE prevê o estabelecimento de parâmetros nacionais, apontando para a utilização de um fator multiplicativo por nível de tensão, que assume valores entre 0 e 1, a aplicar às respetivas tarifas de Uso das Redes evitadas a montante.

No momento atual de desenvolvimento dos projetos de autoconsumo, entende-se que não há necessidade de dar sinais locais nas tarifas. Assim, os parâmetros são nacionais e, além disso, aplicáveis a todas as instalações de utilização. Por esse motivo, não será necessário determinar se a instalação de utilização está numa área de rede em que há inversão de fluxo. A ERSE irá monitorizar os projetos de autoconsumo, no sentido de perceber a necessidade da introdução de sinais locais.

Por fim, e conforme proposto, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes que constam do RAC foram incorporadas no RT.

2.2.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Aplicar tarifas de Acesso às Redes, deduzidas dos CIEG, às instalações autónomas de armazenamento, mantendo o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição), mas evitando-se um duplo pagamento de CIEG;

Manter a isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para as centrais hidroelétricas com bombagem, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem, mas ponderando uma alteração futura em que haja um alinhamento entre todas as instalações que desempenhem funções de armazenamento.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A proposta relativa à **manutenção da isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para as centrais hidroelétricas com bombagem** foi bem-recebida pela globalidade das entidades que se pronunciaram sobre este tema na consulta (**CT, Iberdrola, E-Redes, APIGCEE, APREN, EDP S.A.**).

O **CT** e a **Iberdrola** consideram que a manutenção do tratamento tarifário aplicável às centrais hidroelétricas com bombagem no que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem, é positiva, pois a bombagem potencia a utilização do sistema elétrico e contribui para o aumento da sua flexibilidade.

No mesmo sentido, a **E-Redes** refere que a isenção não prejudica a sustentabilidade da atividade de distribuição, considerando que os sistemas de bombagem hidroelétrica são, por natureza, limitados em número e localização. Adicionalmente, no caso da bombagem não existem alguns dos custos incrementais associados a sistemas de armazenamento autónomos em geral, como os que decorrem da criação de uma nova ligação à rede, uma vez que a ligação existente para as centrais hidroelétricas deverá permitir assegurar o carregamento e injeção da energia, sem necessidade de reforço da rede. Finalmente, ao contrário do que acontece com o armazenamento autónomo em geral, no caso dos sistemas de bombagem não está em causa a necessidade de dar um incentivo à co-localização dos sistemas com instalações de produção/consumo, dado que a localização destes sistemas está predefinida por natureza. A **EDP S.A.** acrescenta que, tendo em conta o papel central da bombagem na operação do SEN e a harmonização regulamentar a nível ibérico, a proposta da manutenção da isenção é positiva. Defendem, adicionalmente, que a isenção deveria ser alargada a toda a energia consumida utilizada no processo de bombagem e não só pelo gerador em modo bomba, mas a todos os consumos das instalações auxiliares que são necessárias no processo de bombagem.

No que se refere à **proposta de aplicação das tarifas de acesso às instalações autónomas de armazenamento**, verifica-se que a proposta da ERSE não gerou consensos.

O **CT**, apesar de reconhecer a extensão da análise apresentada pela ERSE, considera que regulamentar uma atividade que não tem ainda enquadramento legal deve ser adiada até que essa clarificação legal ocorra. Esta posição é acompanhada pela **EDP S.A.** e pela **Galp Energia**.

Em sentido oposto, manifestaram-se a **E-Redes, APREN** e a **Endesa**, concordando com a proposta da ERSE.

A **E-Redes** entende que os trânsitos de energia que existem entre a geração e as instalações de armazenamento, ou entre estas e as instalações de consumo, nas situações em que ocorre uso da RESP,

devem ser tratados de igual forma que os trânsitos de energia na RESP correspondentes a consumo por parte das instalações, dado que ambas as situações induzem idênticos custos na rede e custos de operação.

Adicionalmente, refere que a proposta de aplicação de tarifas de acesso ao carregamento de sistemas autónomos de armazenamento constituirá também um incentivo económico à otimização da localização destes sistemas, na medida em que favorece a sua colocação nas instalações de produção e consumo (*"behind the meter"*), como meio de minimizar os trânsitos de energia na rede e o pagamento dos acessos correspondentes. Finalmente, consideram que a proposta de cobrança de tarifas de uso de redes às instalações autónomas de armazenamento é consistente com as decisões da ERSE no âmbito da recente revisão do RAC.

A **APREN** e **Endesa** concordam com a proposta de isenção de pagamento da componente dos CIEG a constar da tarifa de Acesso às Redes, considerando a mesma adequada para sistemas autónomos de armazenamento, dado constituir um incentivo à sua adoção. A **APREN** salienta os benefícios quer para a promoção de flexibilidade no sistema elétrico, quer pelo facto de estes contribuírem para o aumento de capacidade da RESP e gestão de congestionamentos, sem que tal se reflita numa real expansão da rede.

A **APREN** refere, contudo, que para avaliar o melhor enquadramento tarifário a aplicar, é essencial uma análise aos custos evitados pelos sistemas de armazenamento, quando diretamente ligados à RESP. Alerta, ainda, para o facto de todas as tecnologias de armazenamento que visem providenciar flexibilidade a um sistema integrado de energia deverem estar sobre o mesmo enquadramento regulatório, desde que estas desempenhem uma função efetiva de armazenamento e desde que tenham origem em fontes de energia renovável, e.g. hidrogénio verde.

No capítulo dos comentários específicos, na secção 4.1.5, são ainda discutidos um conjunto de comentários de maior detalhe sobre esta matéria.

DECISÃO DA ERSE

A proposta da ERSE relativa à manutenção da isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes para as centrais hidroelétricas com bombagem foi bem-recebida pela globalidade das entidades, sendo que a ERSE mantém a proposta apresentada.

No que se refere à proposta de aplicação de tarifas de Acesso às Redes, deduzidas dos CIEG, às instalações autónomas de armazenamento, apesar de se terem verificado diferentes sensibilidades, a ERSE entende

que a proposta apresenta benefícios, designadamente por evitar um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição) para estas instalações.

De salientar que a ERSE considera que, todas as formas de armazenamento de energia elétrica devem ter um tratamento equivalente em termos tarifários, independentemente da tecnologia de armazenamento subjacente. Todavia, face às condicionantes atuais, em que se aguarda o enquadramento legislativo para as instalações autónomas de armazenamento, foi realizada uma proposta que estabeleça **linhas de orientação** para o tratamento tarifário aplicável a instalações autónomas que desempenhem funções de armazenamento.

A decisão da ERSE está em linha com as principais preocupações e objetivos da regulação para estas instalações, constituindo uma primeira abordagem para situações já hoje existentes. A discussão sobre o tratamento tarifário a dar ao armazenamento não se esgota nesta decisão. Após a alteração da legislação do setor elétrico, a ERSE pretende voltar a discutir esta matéria, tendo em conta as linhas de orientação apresentadas no documento justificativo da proposta de reformulação do RT, numa discussão mais abrangente de todo o enquadramento regulamentar do armazenamento.

Face ao anteriormente mencionado, a ERSE mantém a proposta apresentada.

2.2.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Nas tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica os preços de potência contratada são convertidos em preços de energia. Foi proposto que esta conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa seja feita com diferenciação dos preços de energia por período horário.

Foi também proposto que estas tarifas, estabelecidas atualmente no Regulamento da Mobilidade Elétrica, sejam incorporadas no RT.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Do conjunto de entidades que se pronunciou sobre este tema na consulta pública, todas foram favoráveis às propostas da ERSE (**CT, APREN, E-Redes, EDP S.A., Galp Energia, EDA**).

O **CT** refere que, dado que a proposta incentiva à racionalidade na utilização das redes e a estrutura destas tarifas, atualmente em vigor, já apresenta diferenciação horária, nada tem a opor à proposta. Recomenda a monitorização dos resultados da medida para avaliar eventuais efeitos sobre a adesão à mobilidade elétrica. Esta recomendação é partilhada pela **EDP S.A.** e a **Galp Energia** que alertam para o facto desta alteração poder impactar negativamente o desenvolvimento do setor da mobilidade elétrica, devendo ser acautelado que as variações nas tarifas de Acesso às Redes em períodos de ponta não se revelem demasiado elevadas para os utilizadores de veículos elétricos. A **Galp Energia** refere ainda que a avaliação desta alteração beneficiaria da quantificação do impacto no valor das tarifas de Acesso às Redes da proposta.

O **CT, APREN, E-Redes, EDP S.A., EDA** concordam com a incorporação destas regras no RT.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém a proposta levada a consulta pública, em linha com os comentários recebidos no sentido de acolher a proposta.

Em relação às preocupações relativamente ao impacto que a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa com diferenciação por período horário possa ter nos preços em horas de ponta das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica e, consequentemente, nos preços finais suportados pelos utilizadores de veículos elétricos, este será naturalmente ponderado no momento da proposta tarifária, não comprometendo o setor da mobilidade elétrica.

Para que o setor da mobilidade elétrica se desenvolva sem causar constrangimentos e custos no setor elétrico, importa incentivar o carregamento dos veículos elétricos nos períodos de vazio, podendo até o setor elétrico beneficiar da flexibilidade dos veículos elétricos. Se os carregamentos dos veículos elétricos forem realizados em períodos de ponta, nomeadamente por os preços não refletirem os custos que estes causam nas redes, essa utilização pode levar a necessidades de investimento nas redes. Assim, é fundamental que os preços reflitam os custos causados nas redes, fornecendo sinais a uma utilização eficiente das redes.

Por fim, e conforme proposto, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica que constam do Regulamento da Mobilidade Elétrica foram incorporadas no RT.

2.3 REGIÕES AUTÓNOMAS

2.3.1 TARIFA DE ENERGIA PARA AS REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Introdução de uma tarifa de Energia para cada Região Autónoma, com preços diferentes da tarifa de Energia a aplicar em Portugal continental, mas que preserve a uniformidade tarifária em preço médio.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Na generalidade as entidades que se pronunciaram sobre este tema concordam com o princípio subjacente à alteração proposta (**CT**, **EEM** e **EDA**). Todavia, solicitam que alteração não seja implementada antes de devidamente mensurada e discutidos os seus efeitos em sede própria.

O **CT** considera que a introdução de uma tarifa de Energia específica, para cada uma das Regiões Autónomas, constitui um proxy, à estrutura de custos referentes à produção de energia de cada arquipélago e adere à argumentação apresentada pela ERSE, sustentada em razões de prudência e de controlo dos impactes tarifários. Contudo, considera que a alteração carece de uma análise de impactos tarifários, em cada Região Autónoma, demonstrando-se como se garante a uniformidade tarifária, de forma robusta - por exemplo, relacionando os níveis de consumos médios registados em horas de ponta e em horas cheias ou em horas de vazio, com os novos preços propostos para aqueles períodos.

A **EDA** salienta que esta alteração não pode ocorrer de forma isolada. Os atuais períodos horários estabelecidos na RAA não correspondem aos diagramas de carga das várias ilhas, o que poderá desvirtuar por completo a intenção da ERSE. Neste contexto, propõe um estudo que contemple a possibilidade de se estabelecer um conjunto de períodos horários, por agrupamentos de ilhas – à semelhança do proposto para o Continente – ou, no limite, um por ilha. Sugere, igualmente, a promoção de um projeto piloto, que contribua para um maior nível de informação.

Também a **EEM** refere que em particular na atual situação pandémica, a alteração proposta deveria ter sido devidamente mensurada e acompanhada de uma análise de impactos tarifários, em cada Região Autónoma.

DECISÃO DA ERSE

Não obstante o racional da proposta ter sido bem acolhido pelo CT, pela EDA e pela EEM, a ERSE regista as preocupações apresentadas, designadamente a ausência de uma quantificação dos impactes tarifários. Tendo presente os comentários recebidos, considera-se inoportuno plasmar no RT a proposta apresentada, sem prejuízo de retomar este tema numa futura revisão regulamentar, com a devida quantificação.

A ERSE reconhece as preocupações relativamente à demonstração sobre como se assegura a uniformidade tarifária em termos médios, quando existem diferentes tarifas de Energia por região. De forma a ultrapassar essa dificuldade, a proposta tarifária relativa ao ano de 2022 deverá incluir uma reformulação da análise sobre a convergência tarifária, explicando em maior detalhe a interação das tarifas aditivas com os mecanismos de convergência.

Quanto ao comentário da EDA sobre a necessidade de atualizar a localização dos períodos horários, a ERSE solicitará à EDA e à EEM a informação necessária para poder estudar eventuais alterações aos períodos horários vigentes.

2.3.2 REVER MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Reformulação dos mecanismos de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas, no sentido de definir como preços-alvo os preços da tarifa aditiva relevante. Harmonização de terminologia nas tarifas a aplicar em Portugal continental.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Na generalidade as entidades que se pronunciaram sobre este tema concordam com o princípio subjacente à proposta e com a correlação deste tema com o da tarifa da energia, analisado no ponto anterior (**CT, EEM e EDA**). E, tal como no ponto anterior, solicitam que não seja realizada a alteração.

O CT, EDA e EEM receiam que a introdução no quadro regulamentar de uma tarifa de Energia específica para cada Região Autónoma possa deteriorar o processo de convergência tarifária em curso. Referem que apenas no exercício tarifário de 2021 foi assegurada, pela primeira vez, a convergência em preço médio para os fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente, desde que a ERSE fixa tarifas de venda a clientes finais para as RAA (2003).

DECISÃO DA ERSE

Como a proposta apresentada está ligada com a proposta anterior (ver secção 2.3.1), a decisão de não avançar com a proposta anterior implica, conseqüentemente, que a proposta de rever os mecanismos de convergência com as novas tarifas de Energia por RA não deve integrar o novo RT.

Contudo, em matéria de harmonização de terminologia com as tarifas a aplicar em Portugal continental, considera-se importante avançar com os aperfeiçoamentos incluídos na consulta pública⁴. Inclusivamente, se posteriormente for retomada proposta da secção 2.3.1, a harmonização de terminologia ajuda a ultrapassar as dificuldades de interpretação e comparação manifestadas pelos agentes que responderam.

Adicionalmente, e a complementar a proposta de articulado apresentado na consulta pública, foi identificada a necessidade de atualizar as referências relativamente às tarifas por atividade a aplicar nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, designadamente em relação à tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (tarifa OLMC).

A tarifa OLMC foi introduzida no RT em 2017, após a [Consulta Pública da ERSE n.º 61](#), relativa à Revisão Regulamentar do Sector Eléctrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do Sector Eléctrico e do Sector do Gás Natural. Apesar de a tarifa OLMC estar explicitamente referida na metodologia de cálculo das TVCF nas RA (artigos 158.º e 161.º) e nos custos com a convergência tarifária das RA (artigos 116.º e 123.º), esta não constava dos artigos 32.º e 33.º.

De referir, ainda, que desde a sua introdução no RT a tarifa OLMC estava já a ser repercutida no cálculo tarifário das TVCF RA, razão pela qual a atualização do RT não tem qualquer impacte tarifário. Assim,

⁴ Os aperfeiçoamentos incluíram uma harmonização de terminologia para os “mecanismos de convergência” de preços e para o uso do conceito de “tarifa aditiva”.

atualizam-se as referências nos artigos 32.º e 33.º, com a inclusão da tarifa OLMC na Atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em linha com as restantes referências existentes no RT ⁵.

2.4 OUTRAS PROPOSTAS

RESUMO DAS PROPOSTAS DA ERSE

- **Eliminação da diferenciação trimestral nas tarifas de acesso às redes:** Eliminar a diferenciação trimestral nos preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes, e das tarifas por atividade que a compõem, devido à falta de sintonia com os mapas de períodos horários revelados no projeto-piloto para o aperfeiçoamento da tarifa de Acesso às Redes.
- **Tarifas de energia e comercialização para a Mobilidade Elétrica nas RA:** As tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são estabelecidas, atualmente, no Regulamento da Mobilidade Elétrica. Propôs-se a sua incorporação no RT.
- **Alteração da unidade de referência de EUR/mês para EUR/dia:** Propôs-se a alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência, de mensal para diário (EUR/mês para EUR/dia).
- **Harmonização das matérias regulamentares com a reestruturação do RRC:** Assegurar a coerência regulamentar entre o RRC dos setores elétrico e de gás com o RT.
- **Extinção das tarifas transitórias em AT:** Eliminação das referências à tarifa regulada de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em AT.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O conjunto das propostas apresentadas mereceram o acordo de todos os participantes que se pronunciaram sobre as mesmas, revendo-se nos argumentos apresentados pela ERSE. Por essa razão, são apresentadas em conjunto e com a mera indicação dos participantes.

⁵ Esta alteração afeta o n.º 2 do 32.º, o n.º 2 do 33.º, o Quadro 8 e o Quadro 9.

A proposta relativa à eliminação da diferenciação trimestral nos preços de energia ativa da tarifa de Acesso às Redes recebeu comentários do **CT, Iberdrola, E-Redes, APIGCEE e EDP S.A.**

A proposta relativa às tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas receberam comentários do **CT** e da **EEM**.

A alteração da unidade de referência de faturação do termo tarifário fixo e da potência recebeu comentários do **CT, Galp Energia, EDA e Coopérnico**.

A proposta relativa à harmonização das matérias regulamentares recebeu comentários do **CT** e da **APREN**.

A extinção de tarifas transitórias em AT recebeu comentários do **CT** e da **SU Eletricidade**. A **SU Eletricidade** apresentou outros comentários que são respondidos no ponto 4.1.7 (tabela com os comentários específicos).

DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém as propostas apresentadas. As questões de detalhe apresentadas a respeito da extinção de tarifas são respondidas no ponto 4.1.15, com os comentários específicos.

2.5 PONTOS PARA DISCUSSÃO PÚBLICA SEM PROPOSTA DE ALTERAÇÃO REGULAMENTAR

2.5.1 OFERTAS DE PREÇOS DINÂMICOS

RESUMO DAS PROPOSTAS DA ERSE

Prever a disponibilização de ofertas de preços dinâmicos apenas por parte dos comercializadores do mercado liberalizado (ML), não prevendo a disponibilização destas ofertas pelo comercializador de último recurso. O direito a um contrato de eletricidade a preços dinâmicos, a estabelecer com a transposição da Diretiva (UE) 2019/944, deve ficar limitado aos comercializadores do ML.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Todos os que apresentaram comentários concordam com a proposta da ERSE, incluindo **CT, APREN, Coopérnico, EDP S.A., Endesa, Galp Energia, Iberdrola e SU Eletricidade**. Os agentes avançam com vários

argumentos, nomeadamente os custos administrativos a suportar por uma base de clientes cujo fim está previsto para 2025, a incompatibilidade entre um regime de último recurso com a apresentação de ofertas inovadoras, a vantagem implícita do CUR ao refletir desvios no preço de energia na tarifa de UGS e o entendimento que a própria Diretiva (UE) 2019/944 não contempla o direito a contratos a preços dinâmicos para a comercialização em mercado regulado. A **Coopérnico** apresenta como argumento o modelo de preços dinâmicos em Espanha, referindo que não foram encontradas vantagens relevantes na aplicação pelo CUR.

Embora concordando no geral com a proposta da ERSE, o **CT** acrescenta que a presente proposta resulta numa divergência entre Portugal e Espanha, na medida que em Espanha vigora um regime de contrato a preços dinâmicos no mercado regulado.

Também a **Endesa**, não obstante concordar com a proposta da ERSE, coloca a hipótese de o contrato a preços dinâmicos poder vir a existir no mercado regulado. Nesse cenário, recomenda à ERSE que deve ser analisada a coexistência, ou não, das ofertas de preço fixo e das ofertas a preços dinâmicos e o seu eventual impacto no SEN. Na mesma linha de argumentação, a **EDP S.A.** e a **SU Eletricidade** acrescentam que uma eventual disponibilização de contratos a preços dinâmicos pelo CUR deve ser precedida de uma análise dos custos e dos benefícios, propondo para o efeito a realização de um projeto-piloto, monitorizado pela ERSE.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE regista positivamente a unanimidade em relação ao seu entendimento de que o direito a um contrato a preços dinâmicos não deve ser estendido ao mercado regulado. As posições manifestadas serão partilhadas a quando da consulta da ERSE no processo de transposição da Diretiva (UE) 2019/944.

Esclarece-se, ainda, que o debate suscitado era principalmente relacionado com a consagração do direito dos clientes em solicitar um contrato a preços dinâmicos a todos os comercializadores que tenham mais de 200 mil clientes, podendo assim abranger o CUR no curto prazo. A ERSE é sensível ao argumento que os contratos a preços dinâmicos devem ser ponderados também no mercado regulado, caso contribuam comprovadamente para uma utilização mais eficiente do sistema. O processo de monitorização para este tipo de contratos, previsto na Diretiva (UE) 2019/944, pode constituir um elemento importante para se avaliarem os benefícios para o sistema e para os clientes.

2.5.2 PROJETO PILOTO PARA TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM BT

RESUMO DAS PROPOSTAS DA ERSE

Promover um projeto-piloto nas tarifas de acesso às redes em BT, a realizar preferencialmente em 2023.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A maioria das entidades que apresentaram comentários sobre este tema é favorável à proposta da ERSE (CT, E-Redes, EDP S.A., Fortia, Iberdrola).

Neste sentido, o CT apoia a realização de estudos piloto que possam contribuir para uma reflexão consistente que permita uma escolha fundamentada das melhores opções para uma estrutura tarifária adequada às características do SEN. Poucos se manifestaram relativamente às duas modalidades de projeto-piloto propostas pela ERSE, tendo o CT argumentado que limitar o desenho do mesmo nesta fase seria limitativo. Soluções que permitam uma maior harmonização regulatória no espaço ibérico são valorizadas por alguns (CT, EDP S.A.), embora a Fortia Energia seja crítica quanto ao modelo de preços dinâmicos adotado em Espanha. Por fim, a Iberdrola sugere o envolvimento dos comercializadores nas fases de desenho e execução do projeto-piloto, e a criação de mecanismos de incentivo à adesão pelos clientes.

Em termos de calendarização, a E-Redes sugere que o piloto seja finalizado até ao final de 2024, permitindo maximizar o tempo de preparação do piloto e acomodar as conclusões no período de regulação seguinte.

Num comentário complementar, a CEVE afirma que seria preferível implementar a obrigatoriedade da opção tri-horária para todos os clientes em BTN, embora reconhecendo a dificuldade política de implementação.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE regista a posição favorável dos participantes sobre o mérito de se testarem novas estruturas tarifárias através de projetos-piloto, embora poucos tenham indicado uma clara preferência por uma das duas modalidades apresentadas na consulta pública. Assim, a ERSE mantém a proposta de realizar um projeto-piloto ao longo do próximo período de regulação, finalizando-o em 2024, de forma a acautelar eventuais alterações ao quadro regulamentar antes do início do período de regulação seguinte.

Em complemento, adicionou-se um artigo geral para a realização de projetos-piloto, alinhado com de um artigo análogo do Regulamento da Mobilidade Elétrica ⁶, promovendo maior harmonização regulatória entre setores em matéria de transparência e divulgação. O novo artigo passa, assim, a constar das disposições gerais das Tarifas reguladas (Capítulo III, Secção I).

2.5.3 REVER FORMULAÇÃO DA POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA

RESUMO DAS PROPOSTAS DA ERSE

Iniciar uma avaliação aprofundada para reformular a potência em horas de ponta, nomeadamente para dar sinais para retangularizar o consumo nas horas de ponta. Prever a constituição de grupos de trabalho com os operadores das redes, comercializadores e associações de consumidores.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A proposta de se iniciar uma avaliação aprofundada à variável de potência em horas de ponta, com o envolvimento de vários interessados em grupos de trabalho, acolheu a concordância do **CT** e de vários agentes, incluindo **E-Redes, EDA, EDP S.A., Fortia Energia e Iberdrola**. Para além do envolvimento dos operadores das redes, comercializadores e associações de consumidores, foi sugerido incluir também outros agentes neste trabalho, tais como universidades e institutos com comprovadas competências no setor energético. O CT realça nesta matéria que a informação recolhida com o projeto-piloto já realizado pode ser aproveitada.

A **E-Redes** destaca a relevância do assunto, tendo em conta o peso relevante que esta variável de faturação representa nos utilizadores finais. Este operador reitera a importância de se garantir estabilidade na recuperação dos custos das redes, que são maioritariamente fixos, com grande peso de custos de capital.

A **Fortia Energia** realça que a aplicação vigente da potência em horas de ponta é mais vantajosa do que uma solução inspirada no modelo de Espanha, baseado na contratação prévia de potência com diferenciação por períodos horários. A comercializadora considera que o modelo em Espanha é complexo, sem conseguir demonstrar vantagens claras.

⁶ Artigo 95.º do Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, na redação vigente.

Num comentário complementar, a **CEVE** argumenta que, por uma questão de equidade, deveria ser implementada para os clientes em BTN a opção multi-horária, com um mínimo de três períodos horários.

DECISÃO DA ERSE

Dada a concordância generalizada, a ERSE irá criar um grupo de trabalho com vários agentes, incluindo operadores das redes, comercializadores, associações de consumidores, universidades e outras entidades podendo vir a realizar, ainda em 2021, um debate sobre o tema.

Como a alteração nas variáveis de faturação tem potencialmente impactes significativos, incluindo operadores de redes, comercializadores e clientes, importa previamente avaliar as vantagens e desvantagens de efetuar alterações.

3 COMENTÁRIOS GERAIS RELATIVOS AOS PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADE REGULADAS

3.1 APROFUNDAMENTO DA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

3.1.1 ALTERAÇÃO DA DURAÇÃO DO PERÍODO DE REGULAÇÃO PARA 4 ANOS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE voltou a propor aumentar a duração do período de regulação de 3 anos para 4 anos, em linha com o já aprovado no setor do gás em Portugal e em muitos países europeus, cujos períodos de regulação são iguais ou superiores a 4 anos.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Na generalidade, as entidades que se pronunciaram sobre este tema concordam com a proposta de alargamento da duração do período de regulação para 4 anos.

O **CT**, **APIGCEE**, **E-Redes**, **EEM** e **EDA** assinalam a sua concordância com a estabilidade e previsibilidade regulatória subjacente a esta proposta da ERSE, por possibilitar às empresas um maior horizonte temporal e capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhes são aplicadas.

Ainda assim, várias entidades recomendam à ERSE precaução na parametrização das metodologias regulatórias ou sugerem uma definição das condições que podem requerer uma revisão extraordinária de parâmetros, de modo a não comprometer o equilíbrio económico-financeiro das empresas (**CT**, **EEM**, **SU Eletricidade**, **EDP S.A.**).

É ainda sugerido, pela **Iberdrola**, que não se opõe a esta proposta, a realização de revisões na regulamentação, sempre que tal seja imprescindível para garantir o correto acompanhamento da evolução e dinâmica dos mercados.

DECISÃO DA ERSE

Em face dos comentários favoráveis recebidos, a decisão da ERSE é de manutenção da proposta levada à consulta pública, ficando definido o próximo período de regulação para o horizonte de 2022 a 2025. Importa assinalar que, nos termos dos estatutos da ERSE, o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, desde que geridas de forma eficiente, será assegurado, pelo que este acréscimo da duração do período de regulação não terá qualquer impacto nesta vertente.

3.1.2 APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO *REVENUE CAP* AO TOTEX DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Foi proposta a adoção de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis (TOTEX) das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT (DEE AT/MT) no Continente, que corresponderá a aplicar para o período de regulação metas de eficiência a um conjunto de custos (base de custos) previamente definido, que incorpora custos com capital e custos de exploração. Esta proposta foi apresentada em conjunto com a introdução de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores, como descrito no ponto 3.1.3.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários das entidades que responderam a este tema foram tendencialmente resistentes, destacando-se os seguintes argumentos desfavoráveis para avançar com a aplicação da metodologia TOTEX no próximo período regulatório, na perspetiva dessas entidades⁷:

- a metodologia introduz alterações de fundo no modelo de regulação das atividades em causa e tem um carácter disruptivo, o que justificaria ter existido, previamente à consulta pública, uma avaliação dos seus benefícios e riscos, uma discussão e parametrização da mesma em conjunto com os *stakeholders* e uma introdução progressiva (CT, E-Redes);

⁷ Não se referem especificamente os comentários da REN sobre este tema, uma vez que a empresa solicitou confidencialidade nos comentários enviados a esta consulta pública, sem prejuízo de serem considerados na decisão da ERSE.

- o contexto de transição energética e a evolução económica no período pós-pandemia deverão provocar instabilidade no setor elétrico e muitas incertezas ao nível das necessidades de investimento dos operadores de rede, sendo considerado que o modelo regulatório proposto não está ajustado a este contexto, por se assumir que cria rigidez na gestão do investimento face às necessidades das redes, que são evolutivas no horizonte do período de regulação (**CT, E-Redes**);
- a compatibilidade da metodologia proposta com o quadro legal de elaboração e aprovação dos PDIR foi questionada, pelo facto dos ciclos de planeamento de 2 anos serem inferiores aos 4 anos do próximo período de regulação e face ao pressuposto destas entidades de que os planos de investimento aprovados deverão ter os respetivos custos integralmente aceites por via tarifária (**CT, E-Redes**);
- a eventual incidência de metas de eficiência em custos com capital referentes a ativos transferidos para exploração no passado, sobre os quais as empresas já não têm controlo (**E-Redes**);
- os serviços de flexibilidade, que poderiam limitar ou diferir investimento nas redes, designadamente nas redes de distribuição, não estão suficientemente maduros para que no próximo período de regulação possam existir impactos resultantes da sua utilização (**E-Redes**).

No entanto, nos comentários recebidos registam-se também aspetos positivos e pontos de convergência entre as entidades que se pronunciaram e a proposta da ERSE dos quais se destacam:

- a importância do reforço da regulação por incentivos, para promover decisões eficientes por parte dos operadores de rede, sendo assinalada a vantagem de harmonização das metodologias de regulação entre atividades de rede como forma de promover a eficiência global dos custos (**DECO** na sua declaração de voto ao parecer do **CT**);
- a transição para um modelo TOTEX é positiva, por estar em linha com as tendências internacionais na regulação de atividades de rede, mas os seus benefícios dependem de uma resposta eficaz das empresas reguladas aos incentivos transmitidos pela metodologia (**DECO** na sua declaração de voto ao parecer do **CT**);
- a flexibilidade que a metodologia proposta confere às empresas para escolherem as opções tecnológicas mais eficientes e não condicionar, excessivamente, a distinção entre custos com capital e custos de exploração (**DECO** na sua declaração de voto ao parecer do **CT**);

Foram igualmente apresentadas sugestões de alteração e de melhoria da sua aplicação, designadamente para:

- permitir acomodar na evolução dos proveitos ao longo do período de regulação as alterações dos custos de investimento, que por serem imprevistos não se encontram nos PDIR ou que resultem de fatores não controláveis;
- não aplicar metas de eficiência sobre os ativos entrados em exploração no passado (**E-Redes**);
- serem reconhecidos na base de custos do TOTEX, no início de cada período regulatório, os ativos em exploração, limitando eventuais desvios de custo com capital (CAPEX⁸) ao período de regulação em que os ativos entram em exploração (**E-Redes**).

Sendo que, entre as recomendações finais constantes do parecer do **CT**, encontra-se a que, a adoção de um modelo TOTEX nas atividades de transporte e de distribuição AT/MT reúna, previamente, as condições necessárias a esse efeito, nomeadamente um adequado e alargado debate sobre a metodologia a adotar e sobre a definição das variáveis explicativas, e seja devidamente alinhado com o processo de discussão e aprovação dos PDIR consagrado na legislação.

DECISÃO DA ERSE

A decisão da ERSE é no sentido de manter a proposta levada à consulta pública, adotando-se, no próximo período de regulação, uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de TEE e DEE AT/MT no Continente, embora procurando acomodar na sua parametrização e aplicação as preocupações constantes nos comentários recebidos.

A ERSE entende estarem reunidas as condições necessárias para iniciar a aplicação dessa metodologia e ser este o momento oportuno para o fazer atendendo a que o próximo período regulatório será de 2022 a 2025. Mantém o seu entendimento de que, num contexto de transição energética, o modelo regulatório proposto reforça a regulação por incentivos, promovendo a flexibilidade para as empresas escolherem as opções e tecnologias mais eficientes e não condicionando, excessivamente, a distinção entre custos com

⁸ CAPEX, Capital Expenditure

capital (CAPEX) e custos de exploração (OPEX)⁹, o que traz benefícios tanto para as empresas, como para os consumidores.

Refira-se que, segundo o Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER)¹⁰, o tratamento indiferenciado dos gastos, quer sejam CAPEX ou OPEX, na definição dos proveitos permitidos é uma condição base essencial para que os operadores de rede possam ponderar a necessidade de recorrer a serviços de flexibilidade antes de optarem por realizarem investimentos, designadamente de reforço das redes, sendo esta condição prévia à da existência da criação de mercados de serviços de flexibilidade.

Em suma, a transição para um modelo TOTEX está em linha com as tendências internacionais na regulação de atividades de rede, sendo este modelo visto como componente essencial para a promoção de mecanismos de flexibilidade.

No entanto, a ERSE compreende a preocupação dos agentes com a incerteza decorrente do carácter inovador da proposta levada a consulta pública, pelo que, na parametrização e concretização desta metodologia, a ERSE acomodará as principais preocupações vertidas nos comentários recebidos, tais como:

- a aplicação da metodologia TOTEX não afetará obrigações passadas dos operadores de rede associadas ao CAPEX de ativos entrados em exploração antes de 2022, o que será refletido na parametrização das metas de eficiência, de modo a incidirem apenas no CAPEX resultante dos ativos entrados em exploração a partir de 1 de janeiro de 2022. Aliás, este princípio foi referido no documento justificativo da consulta pública. Contudo, por uma questão de transparência e maior segurança para as atividades em que esta metodologia será aplicada, esta decisão passou a ser refletida no Regulamento Tarifário, com a introdução de um novo número nos artigos que definem os proveitos das atividades de TEE e DEE AT/MT, onde se explicita que o custo com capital associado a ativos transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021 é tratado separadamente na definição de bases de custos e metas de eficiência;
- na transição entre períodos de regulação, a base de custos TOTEX da atividade de TEE e de DEE em AT/MT será reavaliada de modo a incorporar o efeito, no ativo regulado, das entradas em exploração de investimentos aprovados em sede de PDIR ou outros aprovados separadamente pelo Concedente. Importa assinalar que os efeitos no CAPEX que possam decorrer de aprovações

⁹ OPEX, Operational Expenditure.

¹⁰ CEER Paper on DSO Procedures of Procurement of Flexibility, Ref: C19-DS-55-05 16 July 2020.

dos PDIR durante o período de regulação têm um impacto limitado nos custos totais das atividades até ao final desse período de regulação, devido à dimensão da base de ativos histórica;

- aceitar fora das metas de eficiência o CAPEX respeitante a investimentos não previstos no início do período de regulação, que tenham sido realizados por motivos de força maior e sejam devidamente justificados pelas empresas. O efeito destes custos adicionais será refletido na parcela Z (montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência), sendo posteriormente incorporado nas bases de custos do TOTEX das atividades de TEE e de DEE em AT/MT na transição entre períodos de regulação, em linha com o referido no ponto anterior.

Sublinhe-se que, tal como referido no documento justificativo, no caso de ocorrerem efeitos extraordinários, impossíveis de prever, designadamente ao nível dos investimentos, e que tenham impactos relevantes para as empresas reguladas decorrentes da aplicação deste modelo regulatório, existe a possibilidade de uma revisão excecional de parâmetros durante o período de regulação. Em termos qualitativos, o início de um processo desta natureza terá sempre origem em fatores não controláveis pela empresa, como sejam catástrofes naturais, imposições legislativas ou decisões de política energética, que provoquem desvios entre custos e proveitos que comprometam o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas no curto prazo, desde que geridas de forma eficiente.

De acordo com as disposições regulamentares, esta revisão excecional de parâmetros pode ocorrer por iniciativa da ERSE ou na sequência de pedido apresentado pela entidade regulada, em particular pela entidade concessionária da RNT ou pela entidade concessionária da RND.

3.1.3 MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS APLICADO ÀS ATIVIDADES COM METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO POR TOTEX

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O mecanismo proposto pretende avaliar para cada ano do período de regulação a diferença entre a remuneração do ativo médio regulatório real, à taxa de remuneração dos ativos fixos definida pela ERSE para esse ano, e o resultado operacional regulatório, determinado com as naturezas de custos utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos. O valor acumulado dos diferenciais obtidos desta forma, após capitalização, será partilhado entre empresa e consumidores numa proporção a definir por aplicação de um fator de partilha.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

As entidades¹¹ que se pronunciaram na consulta pública sobre este tema, entendem que mecanismos desta natureza devem destinar-se a partilhar os ganhos ou perdas decorrentes da gestão dos custos controláveis e não a corrigir eventuais erros na parametrização de bases de custos e indutores, chamando a atenção para a possibilidade deste mecanismo introduzir uma duplicação da partilha das eficiências alcançadas pelas empresas.

Por este motivo, no caso da aplicação do mecanismo avançar, sugerem uma construção diferente da proposta pela ERSE, com introdução de limiares para ativação do mecanismo apenas em situações em que a rentabilidade é excessiva (ou, em sentido contrário, insuficiente).

Sublinham, também, a necessidade de os fatores de partilha de ganhos e perdas com os consumidores serem simétricos e conhecidos no início de cada período de regulação e manterem-se estáveis durante esse mesmo período.

O **CT** considera que a aplicação de fatores de eficiência nas metodologias de regulação por incentivos representa, por si só, uma forma de partilha de ganhos e perdas entre a empresa e os consumidores. Contudo, não se opõe à proposta de mecanismo desde que apenas seja ativado em caso de ganhos ou perdas excessivas, quando as variações de rentabilidade excedam um limite previamente fixado e conhecido pelos operadores.

A **E-Redes** nota que o impacto efetivo do mecanismo proposto dependerá do valor assumido pelo coeficiente de partilha, que deve ser definido a priori para todo o período de regulação. Na perspetiva desta empresa, um mecanismo desta natureza reduz a possibilidade de melhorar a rentabilidade dos seus investimentos por via da obtenção de ganhos de eficiência, pelo que a sua aplicação torna ainda mais crítica a definição de uma taxa de remuneração dos investimentos adequada e alinhada com os valores praticados noutros países europeus, com realidades comparáveis em termos de custos de financiamento.

À semelhança do **CT**, na opinião da **EDP S.A.** a partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores encontra-se já implícita nas metas de eficiência impostas no modelo de regulação por incentivos e propõe

¹¹ Não se referem especificamente os comentários da **REN** sobre este tema, uma vez que a empresa solicitou confidencialidade nos comentários enviados a esta consulta pública, sem prejuízo de serem considerados na decisão da ERSE.

que, em caso de adoção do mecanismo, o mesmo atue apenas para rentabilidades excessivas e garanta uma partilha equitativa.

A **EDP S.A.** sublinha, que a introdução de um mecanismo que permite a recuperação retroativa de uma parte das eficiências ou perdas acumuladas poderá desresponsabilizar a ERSE na fixação de parâmetros adequados e enfraquece os sinais de exigência de eficiência impostos pelo regulador aos operadores.

DECISÃO DA ERSE

A proposta de introdução do mecanismo de partilha de ganhos e perdas é complementar à introdução da metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, pelo que a decisão da ERSE sobre o mecanismo de partilha é no mesmo sentido da tomada para a metodologia TOTEX. Assim, o mecanismo será adotado no próximo período de regulação, com introdução das alterações necessárias para acomodar as principais preocupações manifestadas nos comentários, assim como algumas sugestões de melhoria.

Uma das propostas recebidas que foi considerada na formulação final do mecanismo, foi a sua ativação apenas a partir de determinados limiares de rentabilidade, que serão previamente definidos. Para este efeito, introduziu-se um indutor de ativação do mecanismo, que será uma medida dos desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos. Uma vez que o mecanismo de partilha tem aplicação no horizonte de um período de regulação, o indutor de ativação será determinado através da comparação da média das rentabilidades operacionais regulatórias verificadas nos anos desse período de regulação com a média das taxas de remuneração no mesmo período.

A rentabilidade operacional regulatória anteriormente referida será calculada dividindo pelo ativo líquido médio real aceite pela ERSE, a diferença entre o proveito decorrente da aplicação da metodologia TOTEX, excluindo o efeito de incentivos incorporados na base de custos TOTEX, e os custos reais da empresa, líquidos de proveitos, considerados na definição da base de custos TOTEX. As rubricas incluídas na determinação da base de custos serão clarificadas em sede de definição de parâmetros.

De modo a que o mecanismo seja progressivo e permita incentivar de facto as empresas a terem ganhos de eficiência, existirão três bandas, que correspondem a diferentes magnitudes de desvios da rentabilidade, por excesso ou por defeito, em relação à taxa de remuneração dos ativos. A estas bandas estarão associados diferentes fatores de partilha, que serão tanto maiores quanto maior for o desvio. Em linha com os comentários recebidos, o mecanismo será simétrico na partilha de ganhos e de perdas, pelo

que estas bandas são estabelecidas por limiares simétricos, com valores a definir em sede de parametrização.

Em resumo, as bandas definidas na configuração final do mecanismo serão:

- banda normal, em que a rentabilidade se encontra dentro de valores normais em relação à taxa de remuneração, não havendo lugar a qualquer partilha de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores;
- banda moderada, em que a rentabilidade se desvia moderadamente da taxa de remuneração (acima de um spread designado por δ^{MOD} , mas abaixo do spread que define o início da banda extrema), havendo lugar a uma partilha equitativa de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores, ou seja, com fator de partilha igual a 0,5;
- banda extrema, em que a rentabilidade se desvia criticamente da taxa de remuneração (acima de um spread designado por δ^{EXT}), havendo lugar a uma reposição total de ganhos ou perdas que se verifiquem acima do limiar da banda, ou seja, o fator de partilha dentro desta banda é igual a 1.

Com esta formulação, mitiga-se uma hipotética duplicação de partilha de ganhos de eficiência e permite-se às empresas terem alguma margem para aumentarem a rentabilidade dos seus ativos dentro das bandas normal e moderada de rentabilidade, por via de uma otimização dos seus recursos.

Finalmente, assinala-se que uma rentabilidade que leve o mecanismo a atuar na banda extrema, corresponderá a uma situação de renda excessiva por via regulatória ou, em sentido contrário, a uma situação de desequilíbrio económico-financeiro eminente, motivo pelo qual é necessária uma reposição integral do diferencial de ganhos ou perdas para um nível considerado aceitável (limiar da banda extrema).

De modo a minimizar os riscos de instabilidade tarifária que poderiam advir da aplicação do mecanismo com a formulação proposta, em que o montante a partilhar era integralmente repercutido no segundo ano do período de regulação seguinte, na formulação final foi introduzida uma alteração para permitir uma repercussão gradual desse montante até ao fim do período de regulação seguinte, garantindo a neutralidade financeira dessa repercussão gradual.

3.1.4 INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Introduzir um incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT em complemento à adoção de uma metodologia de regulação por incentivos aos custos totais da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

Nesse sentido, propôs-se a introdução de um novo “Incentivo de Melhoria do Desempenho Técnico da RNT” visando incentivar o operador da RNT a manter ou melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando para tal a capacidade da RNT em dar resposta às necessidades identificadas resultantes da evolução da atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético, capacidade essa refletida em diversos fatores, nomeadamente quanto à disponibilidade do equipamento da RNT, aos níveis de qualidade de serviço, à capacidade de interligação internacional disponibilizada ao mercado e às perdas elétricas.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos, que incluem os do **CT**, reconhecem o mérito desta proposta no sentido de incentivar o operador da RNT a manter ou melhorar o desempenho técnico da RNT, com base nos outputs de atividade refletidos em diversos indicadores designadamente, a disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço, a capacidade de interligação internacional disponibilizada ao mercado e as perdas elétricas, considerando-a positiva para o sistema.

Contudo, em relação ao indicador sobre perdas elétricas, os comentários chamam a atenção para a dificuldade do controlo do operador da rede sobre este indicador, na medida em que as perdas dependem da localização dos produtores na infraestrutura de rede. Sendo uma variável que o operador da rede não tem capacidade de influenciar, consideram desadequada a sua inclusão na avaliação do futuro incentivo ao desempenho.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE agradece e reconhece a pertinência dos comentários recebidos, em especial sobre a dificuldade do operador da rede em influenciar a localização dos centros electroprodutores, pelo que vai rever o incentivo

no sentido de retirar o indicador sobre perdas e manter os restantes, alterando o articulado em conformidade.

3.2 MONITORIZAÇÃO E VALIDAÇÃO ECONÓMICO-FINANCEIRA

3.2.1 INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE SUSTENTABILIDADE FINANCEIRA NAS ENTIDADES REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Propôs-se a introdução de um princípio de sustentabilidade da estrutura financeira nas entidades reguladas do setor elétrico, assente na monitorização e divulgação pela ERSE de indicadores de caracterização da sua situação económico-financeira. Este princípio tem como objetivo central a antecipação de risco de incumprimentos financeiros ou níveis de solvência desadequados nas entidades reguladas.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A proposta acolheu a concordância de vários agentes, que consideram positiva a introdução no Regulamento Tarifário da preocupação com o tema da sustentabilidade da estrutura financeira das empresas reguladas do setor elétrico, em particular num contexto de possível reorganização desse setor.

Contudo, as entidades que se pronunciaram sobre esta proposta referem a necessidade de ocorrer a divulgação atempada dos critérios de avaliação do desempenho financeiro das empresas. Essas entidades referem igualmente a necessidade de a monitorização incluir uma avaliação comparativa com congéneres europeus e de contemplar fatores exógenos, tais como o impacte fiscal ou a imposição de dívida tarifária no desempenho económico e financeiro. Adicionalmente, as entidades também solicitam a explicitação dos níveis de risco que poderão justificar a intervenção da ERSE e que seja salvaguardada a independência das opções de financiamento das empresas reguladas.

Este tema foi comentado pelo **CT**, **EDP S.A.**, **EEM**, **E-Redes** e **SU Eletricidade**, todos salientando os aspetos atrás referidos.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE regista positivamente a concordância dos *stakeholders* no reconhecimento da importância da sustentabilidade financeira das entidades reguladas, respetiva monitorização e implementação de medidas preventivas. Sem prejuízo da independência das empresas no seu processo de decisão sobre as suas opções de financiamento, a ERSE incluirá, deste modo, no RT este princípio, essencial e comumente aceite no contexto das decisões corporativas, e cujo cumprimento procura assegurar a existência de uma estrutura financeira equilibrada.

A definição dos indicadores que suportarão a monitorização, bem como os eventuais critérios e níveis de riscos serão suportados em estudo a publicar. Esta monitorização será alinhada com as melhores práticas das entidades do setor a nível europeu. Naturalmente, a ERSE procurará desenvolver este processo de forma colaborativa com as entidades envolvidas, empresas reguladas e concedentes aquando da definição atempada de critérios e níveis de riscos que poderão justificar a adoção de medidas.

3.2.2 INTRODUÇÃO DE PRINCÍPIO DE RACIONALIZAÇÃO DOS CUSTOS FINANCEIROS, ESTRUTURA E GESTÃO INCORPORADOS NO ATIVO REMUNERADO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Propôs-se a introdução de um princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão, associados aos custos de investimento, através da avaliação e reponderação das naturezas de custo que poderão ser sujeitas a capitalização por via regulatória.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

As entidades que se pronunciaram sobre este tema, levantaram dúvidas sobre a intervenção da ERSE para decidir as naturezas de custo que podem ser sujeitas a capitalização, indicando que a proposta pode levar a divergências entre contas reguladas e contas estatutárias, que podem gerar custos adicionais para as empresas reguladas.

O CT concorda com o aprofundamento do conhecimento dos custos de estrutura e gestão por via de um relatório específico a ser reportado pelas empresas reguladas. No entanto, considera que a eventual reponderação das naturezas de custo que poderão ser sujeitas a capitalização por via regulatória, pode

criar divergências entre o processo de capitalização de gastos nas contas estatutárias comparativamente às contas reguladas, originando por esta via dois modelos contabilísticos e custos adicionais para o SEN.

Adicionalmente, também considera que esta matéria já se encontra devidamente enquadrada no normativo contabilístico, discordando da existência de critérios de aceitação das naturezas de custo fora do normativo contabilístico em vigor, que extravasem o juízo técnico do Auditor Financeiro Externo Independente.

Estas últimas duas referências também são partilhadas pela **E-Redes, EEM e EDP S.A.**

Nos comentários da **E-Redes, EEM e EDP S.A.** é ainda referida a possibilidade de a proposta gerar desconfianças nos *stakeholders* das empresas e aumentar os custos para o SEN devido à existência de processos contabilísticos paralelos. A **E-Redes** e a **EDP S.A.** acrescentam que a proposta não estabelece critérios sobre o controlo dos encargos desta natureza ou em que circunstâncias haverá intervenção da ERSE nas decisões dos operadores sobre as regras de capitalização.

DECISÃO DA ERSE

O normativo contabilístico, intrinsecamente, determina os procedimentos e os critérios comuns a todas as empresas para o reconhecimento, mensuração e divulgação dos valores ativos. Consequentemente, este normativo não prescreve de forma exaustiva os itens que podem ser incorporados no valor de um ativo, impelindo o exercício de julgamentos para aplicar os critérios de reconhecimento preconizados no seu articulado às circunstâncias específicas de cada entidade. Assim, importa garantir a consistência e harmonização destes julgamentos entre as diferentes entidades reguladas do setor elétrico, onde se observam particularidades distintas e não replicáveis nos demais setores.

Estas particularidades incrementam a complexidade dos julgamentos necessários para o reconhecimento dos ativos e exigem conhecimentos técnicos relativos ao setor, acrescendo a elevada materialidade dos montantes incluídos nos valores dos ativos como encargos financeiros, estrutura e gestão. Os juízos técnicos implícitos em todos os processos de reconhecimento, divulgação e auditabilidade não são totalmente infalíveis por inerência das próprias características destes processos e das especificidades suprarreferidas.

A aplicação do normativo contabilístico no reconhecimento destes encargos pode permitir às empresas alguma arbitrariedade, o que poderá resultar num aproveitamento das diferenças de tratamento

regulatório entre o CAPEX e o OPEX. Sublinhe-se que estas diferenças foram defendidas, nos comentários recebidos sobre a metodologia de TOTEX, por empresas que se opõem à introdução pela ERSE da avaliação e reponderação dos encargos financeiros, estrutura e gestão.

Por este motivo, no âmbito da sua atribuição legalmente determinada de promover a eficiência e a racionalidade das atividades dos setores regulados, a ERSE considera necessário que o RT determine, sem prejuízo no disposto do normativo contabilístico, uma orientação para a existência de critérios racionais e harmonizados no reconhecimento pelas empresas reguladas dos encargos financeiros, estrutura e gestão nos valores dos ativos.

No entanto, e tal como sugerido pelo CT, a definição desses critérios por parte da ERSE subentende aprofundar o conhecimento da natureza dos custos de estrutura e gestão divulgados pelas empresas, para avaliar de que modo as diferenças de reporte refletem as especificidades das atividades ou opções contabilísticas que tiram proveito de tratamento regulatórios diferenciados dos custos. Deste modo, a aplicação destes critérios pela ERSE apenas deverá concretizar-se no período de regulação subsequente ao 2022-2025.

Importa ainda referir que o argumento da proposta criar divergências entre contas estatutárias e contas reguladas não tem fundamento, uma vez que esta divergência já acontece atualmente em todas as atividades reguladas, por ser inerente à regulação por incentivos e por decorrer, em várias situações, de imposições legais.

Face ao exposto, a ERSE considera a implementação do princípio de racionalização dos custos financeiros, estrutura e gestão, associados aos custos de investimento em duas fases: (i) aprofundar o conhecimento sobre estes encargos, como sugerido pelo CT, com o objetivo de definir critérios harmonizados de reconhecimento; (ii) aplicar, em próximo período regulatório, os critérios definidos para aceitação dos ativos regulados.

3.2.3 INTRODUÇÃO DE PARCELA DE DEDUÇÃO DE CAPEX PARA ATIVOS QUE NÃO TÊM FUNDAMENTO PARA A ENTRADA EM EXPLORAÇÃO DO PONTO DE VISTA REGULATÓRIO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Introdução de um mecanismo para o tratamento diferenciado da remuneração de ativos quando não existem fundamentos para o início da sua exploração na perspetiva regulatória. Este mecanismo cria uma

perda na remuneração dos ativos enquanto se encontrarem nesta situação, que não poderá ser recuperada ao longo da sua vida útil, embora em todas as circunstâncias sejam cobertos os custos de investimento diretamente ocorridos.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos¹² a esta proposta não são consensuais, havendo, por um lado, concordância com o mecanismo apresentado e com a sua formulação e, por outro, discordância por se considerar que a transferência para exploração de ativos terá sempre uma justificação, independentemente do mesmo ter sido, ou não, previsto num PDIR.

O **CT** sublinha a sua concordância com o princípio subjacente ao mecanismo proposto de que um ativo só pode iniciar a sua remuneração efetiva quando estiver a cumprir a sua função técnica, considerando também adequada a formulação apresentada, que implica a perda do custo do capital próprio durante período de ativação do mecanismo para os ativos que não têm fundamento do ponto de vista regulatório. Não obstante, o **CT** aponta a necessidade de serem clarificadas e complementadas as condições para a ativação do mecanismo, sinalizando que os investimentos nas redes poderão ter justificação para serem transferidos para exploração mesmo que não constem num PDIR aprovado e elenca algumas situações para tal acontecer.

DECISÃO DA ERSE

Apesar dos comentários recebidos sobre esta proposta não serem consensuais, a ERSE entende que a proposta de mecanismo deverá ser mantida, não só pelo princípio de base ter merecido concordância do **CT**, mas também tendo em conta que este mecanismo é indutor da coordenação dos diferentes investimentos de cada operador e da coordenação de investimentos conexos de operadores diferentes.

Contudo, salienta-se que a definição concreta das condições de ativação do mecanismo não se afigura possível, devido à diversidade de fatores sujeitos a avaliação, sendo que os casos em que ocorrer a ativação do mecanismo serão explicitados nas propostas tarifárias sujeitas à apreciação do **CT**.

¹² Não se referem especificamente os comentários da **REN** sobre este tema, uma vez que a empresa solicitou confidencialidade nos comentários enviados a esta consulta pública, sem prejuízo de serem considerados na decisão da ERSE.

Importa ainda esclarecer que o mecanismo não se aplica na maioria das situações elencadas pelo CT, pois a possível penalização a aplicar a investimentos não enquadrados ou aprovados por um PDIR, será, por regra, a de não reconhecer o investimento para efeitos tarifários.

3.2.4 REVISÃO DOS PRINCÍPIOS DE ACEITAÇÃO PARA EFEITOS REGULATÓRIOS DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Foi proposta uma atualização dos princípios para a aceitação dos custos de aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, atento o atual contexto de convergência tarifária com o Continente, de modo a que a aquisição da produção proveniente de nova capacidade não origine um aumento do custo unitário médio de produção nos sistemas elétricos insulares. Para este efeito, propõe-se que sejam realizados processos concorrenciais para a atribuição de nova capacidade de injeção nas redes elétricas dos Açores e da Madeira, os quais devem estabelecer valores máximos para os preços de aquisição da produção, que sejam baseados no LCOE¹³ da tecnologia em causa e no custo unitário médio de produção na ilha onde a nova capacidade produtiva será ligada, com o objetivo de evitar o seu agravamento devido à entrada em exploração de novos produtores.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

De um modo geral, as entidades que se pronunciaram sobre esta proposta mostraram concordância, embora alertem para a necessidade de acautelar as particularidades das Regiões Autónomas na aplicação dos princípios propostos, por se tratarem de sistemas eletroprodutores isolados e de pequena dimensão.

O CT refere que a proposta apresentada pela ERSE contribuí para a transparência das decisões, mas recomenda que a ERSE analise a aderência dos valores de LCOE publicados internacionalmente às particularidades das Regiões Autónomas, em linha com os comentários apresentados pela EDA e da EEM. Por este motivo, o CT e a EEM propõem que seja o regulador a calcular os LCOE, enquanto a EDA pede uma clarificação da metodologia a aplicar e das fontes de informação que vierem a ser aplicadas na definição destes valores.

¹³ *Levelized Cost of Electricity*

Adicionalmente, a **EDA** considera que a aplicação destes princípios em microssistemas isolados não deverá ser uma condicionante à otimização da exploração dos recursos endógenos da região, referindo o caso particular da geotermia cujas condições de investimento e exploração são distintas das demais tecnologias renováveis. A **EDA** assinala também que a Região Autónoma dos Açores está abrangida por decisão da Comissão Europeia que derogou algumas disposições da Directiva 2003/54/CE, realçando as particularidades do arquipélago.

DECISÃO DA ERSE

A proposta será aplicada na versão final do Regulamento Tarifário. A aplicação dos princípios terá em atenção os comentários recebidos, designadamente quanto à necessidade de considerar as particularidades das Regiões Autónomas no cálculo dos LCOE. Conforme previsto na proposta de articulado levado a consulta pública, a ERSE manteve a possibilidade de avaliação casuística e de aceitação dos custos em situações que sejam devidamente justificadas pelas empresas reguladas.

Adicionalmente, a ERSE irá publicar *guidelines* para a definição dos preços máximos por tecnologia a assumir nos processos concorrenciais, baseados nos LCOE ou nos custos médios de produção, que deverão ser seguidas pelas as empresas e autoridades regionais nas suas tomadas de decisão.

3.3 ALTERAÇÕES DE MELHORIA E ATUALIZAÇÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

3.3.1 REVISÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

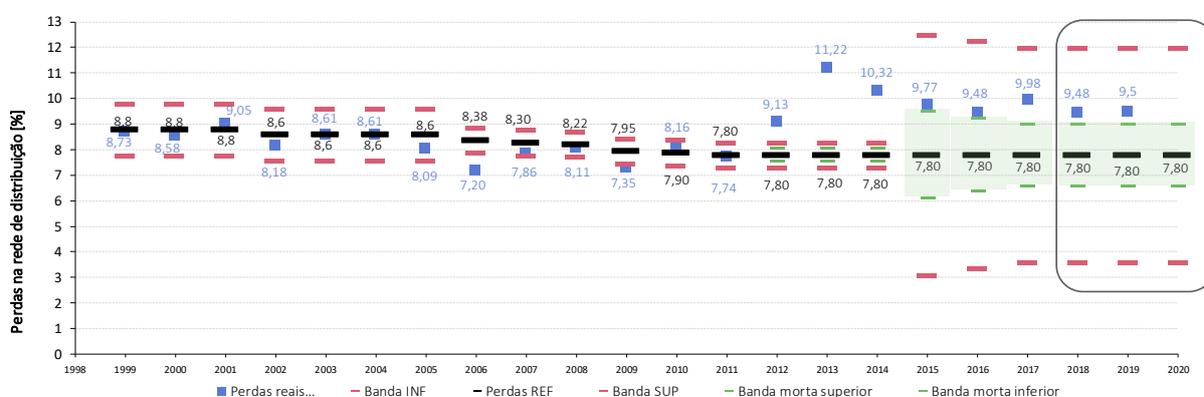
No mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, propõe-se incluir duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito.

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, em vigor desde 1999, visa influenciar as decisões de investimento do operador da RND relativamente a projetos e ações que permitam alcançar reduções de perdas. Assim, este mecanismo é baseado no balanço anual de energia e permite valorizar o desempenho do operador da RND, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência estabelecido pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior a esse valor de referência.

Este mecanismo baseia-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, incluindo uma zona de neutra de aplicação do incentivo em torno da referência (banda morta) para contemplar pequenas variações intempestivas anuais. O mecanismo prevê, ainda, um limite superior e inferior para o montante do incentivo a receber como prémio ou penalidade.

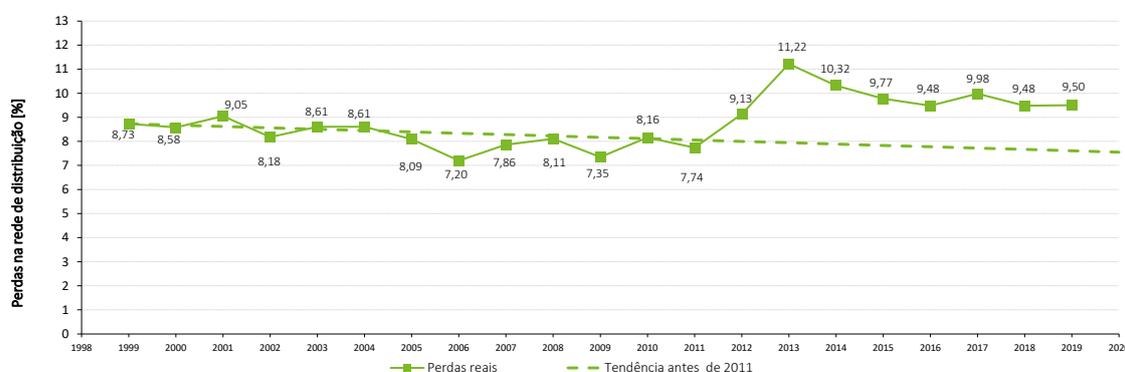
A Figura 3-1 apresenta a evolução da aplicação desse mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2019, com os valores das perdas no seu referencial de saída.

Figura 3-1 - Evolução da aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



A Figura 3-2 ilustra a dimensão do incremento ocorrido após 2011 ao apresentar a curva da evolução ocorrida das perdas nas redes de distribuição e a linha de tendência da evolução ocorrida até 2011.

Figura 3-2 - Evolução das perdas nas redes de distribuição de 1999 a 2019 e linha de tendência da evolução antes de 2011



Poder-se-á concluir que, apesar da redução ocorrida logo em 2014, subsiste um diferencial entre as duas curvas de, pelo menos, 2% em 2019. Parece haver consenso e constatações que demonstram que esse diferencial se deve, no essencial, ao incremento do consumo ilícito ocorrido em Portugal em 2012 e que, até agora, ainda não foi recuperado. Tendo identificado a gravidade dessa situação, o operador da RND informou a ERSE da sua opção de reforçar as ações que desenvolve para contrariar essa tendência e, assim, contribuir para mitigação do incremento do consumo ilícito.

Assim, propôs-se complementar o atual mecanismo de incentivo baseado no balanço anual de energia, introduzindo duas novas componentes associadas aos resultados que venham a ser alcançados nas ações de mitigação do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da RND. Essas novas componentes refletirão, por um lado, uma partilha dos resultados obtidos com o ORD e, por outro, os resultados de um mecanismo de incentivo (prémio ou penalização) do desempenho alcançado face a uma trajetória de objetivos que será estabelecida ao longo do tempo.

A primeira dessas duas novas componentes propostas, corresponde a uma partilha direta entre os consumidores o operador da RND do montante que for recuperado, em cada ano, nas ações de mitigação que este vier a desenvolver com sucesso.

Já a segunda, corresponde à introdução de um mecanismo de incentivo do tipo linear e limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada anualmente, tal como ilustrado na Figura 3-2, e em que o valor de referência R_{REF} terá uma trajetória de exigência crescente ao longo do período regulatório.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Foram recebidos comentários de 3 entidades (**CT**, **EDP S.A.** e **E-Redes**) que, em linhas gerais, acolhem a proposta de incluir no incentivo as novas componentes 2 e 3, referentes ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito, e referem as atuais dificuldades do operador das redes de distribuição em cumprir o objetivo estabelecido pela ERSE no atual incentivo, assente no balanço anual de energia das redes de distribuição.

O **CT**, a **EDP S.A.** e a **E-Redes** concordam que o mecanismo a definir pela ERSE integre as duas novas componentes agora propostas, nomeadamente o incentivo indexado ao montante recuperado no âmbito das ações de combate à fraude e o incentivo para redução de perdas comerciais, sugerindo que o incentivo

de redução de perdas se deveria cingir aos novos mecanismos agora propostos pela ERSE, focalizados na deteção e eliminação de fraude.

A **EDP S.A.** concorda com a introdução de incentivos/penalizações nos proveitos permitidos do ORD, na medida em que são situações que prejudicam o SEN e que podem ser identificadas e, em parte, solucionadas pelo ORD. A **E-Redes** refere que no curto/médio prazo (e.g., na duração de um período regulatório), a capacidade do ORD para influenciar as perdas cinge-se, essencialmente, à deteção e eliminação de perdas comerciais, pelo que também concorda com a criação de novas componentes de incentivo centradas no combate à fraude.

Contudo, o **CT**, a **EDP S.A.** e a **E-Redes** também referem, para o caso do atual mecanismo se manter, um conjunto de medidas a ter em consideração pela ERSE, como é o caso, por exemplo, de ser calibrado de acordo com metas realistas e refletir a realidade existente à partida para o novo período regulatório, tendo em conta os valores reais observados em anos recentes, considerar os impactos da produção distribuída e da variação do consumo face ao previsto, e utilizar valores de perdas referidos à energia medida à entrada e não à saída.

O **CT** dá nota que, nos termos da atual fórmula de cálculo, o indicador de perdas do ORD é apurado como uma percentagem do valor absoluto de perdas sobre a energia distribuída. No entender do **CT**, o indicador percentual de perdas das redes, enquanto métrica de rendimento ou eficiência, deveria ser calculado com base na energia entrada e não na energia saída. Nestes termos o **CT** recomenda que, independentemente do mecanismo que venha a ser definido pela ERSE para este incentivo, o indicador de perdas passe a ser definido com base na energia entrada. A **EDP S.A.** e a **E-Redes** também apresentaram igual recomendação.

DECISÃO DA ERSE

Na sequência dos comentários recebidos, a ERSE decidiu manter as 3 componentes propostas e estabelecer os seus parâmetros, em sede da definição de Tarifas e Preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022, de acordo com os princípios seguintes.

COMPONENTE 1:

Os valores das perdas passam a ser referidos à energia medida à entrada e não à saída.

O valor das perdas de referência e da banda morta são parametrizados tendo em atenção a realidade e o passado recente, tornando esta componente efetivamente realista para o operador de rede.

A valorização das perdas (declive da zona linear do incentivo) é revista em função do seu valor real, que corresponde ao valor do mercado diário.

Uma vez definido o valor de partida das perdas de referência, é estabelecida uma meta de eficiência ao longo dos 4 anos do período regulatório, de modo a atingir o 4.º ano com um valor de referência inferior, mantendo a banda morta.

COMPONENTE 2

Manter a proposta de partilha, com o operador da rede, do montante recuperado no âmbito ações de mitigação do consumo ilícito.

Sendo k a percentagem a partilhar com o operador de rede, o SEN passa a recuperar $(1-k)$ do montante recuperado, em lugar da atual totalidade.

COMPONENTE 3

Tal como proposto, esta componente destina-se a incentivar o operador de rede a melhorar o seu desempenho no âmbito das suas ações de mitigação do consumo ilícito através de um incentivo linear e limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada face a um valor de referência a especificar.

Tendo em consideração os comentários recebidos, optou-se por especificar o valor de referência e restantes grandezas em GWh, e não em percentagem, tal como estava previsto na proposta levada a consulta pública. Esta componente será parametrizada de acordo com os princípios seguintes.

Na parametrização da componente 3 ter-se-á em consideração o resultado para o incentivo no âmbito das ações de mitigação do consumo ilícito da soma do resultado das componentes 2 e 3.

Como ponto de partida, com os valores de 2020, a parametrização das componentes 2 e 3 é estabelecida de forma a conduzir ao mesmo resultado.

Para efeitos do declive da zona linear da componente 3 será usada uma valorização da energia recuperada a estabelecer pela ERSE em sede da parametrização do incentivo.

Como ponto de partida, o valor de referência desta componente é determinado de forma a que a sua aplicação somada com a componente 2 conduza ao mesmo resultado de 2020.

Com os parâmetros definidos para o ano de referência, para o período regulatório será incluída uma meta de eficiência no valor de referência.

3.3.2 INCORPORAÇÃO DE GASTOS DE INVESTIMENTO NA COMPONENTE DE GASTOS ACEITES PELA ERSE NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Foi proposto incluir uma componente associada a remuneração de ativos nos custos aceites pela ERSE na atividade de comercialização do CUR, para garantir a recuperação de custos nas atividades a que dizem respeito. O nível de investimentos nesta atividade estará sujeito a aceitação por parte da ERSE, tendo em conta a evolução da atividade e que a mesma se encontra.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos foram no sentido de concordância com a proposta.

O **CT** concorda com a proposta e salienta a importância de os custos serem repercutidos nos proveitos permitidos da atividade a que dizem respeito. No entanto, recomenda que as parcelas associadas às amortizações a remuneração dos ativos sejam evidenciadas na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização, em linha com o que é feito nos proveitos daquela atividade das Regiões Autónomas.

Nos seus comentários, a **SU Eletricidade** acrescenta uma proposta para sujeitar os investimentos desta atividade a uma aprovação prévia por parte da ERSE, através da apresentação de um plano de investimentos a realizar no ano seguinte, disponibilizado anualmente até 15 de junho.

A mesma empresa chama a atenção para a importância de clarificar o tratamento a dar às amortizações relativas ao investimento da atividade de comercialização que possam ficar por contabilizar após a extinção

das tarifas transitórias, prevista para 2025. É ainda feita referência, como alternativa à remuneração do ativo fixo afeto à atividade, à inclusão de uma margem de comercialização para estabelecer um montante que permita obter uma remuneração em linha com a das suas congéneres europeias.

DECISÃO DA ERSE

A proposta apresentada será aplicada com alteração da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR no sentido de evidenciar as parcelas de amortização e de remuneração do ativo fixo, em conformidade com os comentários recebidos.

A aceitação pela ERSE dos investimentos propostos estará sempre dependente do processo de extinção de atividade em curso, sendo sujeito a avaliações anuais no âmbito do processo de definição de tarifas, não se antevendo a necessidade de prever regulamentarmente a apresentação de um plano de investimentos.

Não obstante, a empresa terá de justificar convenientemente os investimentos propostos, os quais deverão refletir apenas as necessidades para manter uma atividade com as características do CUR, de modo a evitar custos afundados que terão de ser pagos por todos os consumidores. Em particular, não poderão ser considerados para efeitos tarifários investimentos, cujo período de vida extravasa o período legalmente definido para a manutenção da atividade de CUR.

Finalmente, registe-se que a atual metodologia de regulação já contempla a aplicação, casuística, de uma margem caso a empresa fique sujeita a gastos não controláveis, que possam comprometer o equilíbrio económico-financeiro da empresa quando gerida de forma eficiente, pelo que não se considera necessária a aplicação à partida de uma margem de comercialização.

3.4 OUTRAS PROPOSTAS

RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

- **Adequação dos pedidos de informação sobre preços de transferência às alterações da legislação:** atualização das disposições do Regulamento Tarifário sobre a informação a fornecer à ERSE pelas entidades reguladas, de modo a refletirem as alterações ocorridas na legislação sobre documentação dos preços de transferência.

- **Alteração da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos para a atividade de distribuição de energia elétrica para o nível de tensão de BT:** na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, propõe-se acrescentar à formulação dos proveitos permitidos uma componente fixa, que varia em função das metas de eficiência definidas pela ERSE.
- **Remoção das parcelas de proveitos referentes aos custos com os PPDA:** remover as parcelas de custos com os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental da formulação dos proveitos permitidos em todas as atividades reguladas e eliminar os correspondentes requisitos de informação.
- **Extinção do incentivo ao investimento em redes inteligentes:** propõe-se a extinção deste incentivo, aplicado às atividades de distribuição de energia elétrica no Continente e nas Regiões Autónomas.
- **Devolução de créditos dos consumidores:** atualização do RT no que respeita aos procedimentos para devolução de créditos dos consumidores na atividade de comercialização, em conformidade com a aplicação da Instrução da ERSE n.º 4/2018, de 13 de setembro.
- **Introdução de norma para revisão de montantes indevidamente recebidos pelas empresas reguladas:** inserção de artigo sobre a revisão dos montantes recebidos pelas entidades reguladas em face da deteção de irregularidades no âmbito da atividade de fiscalização da ERSE.
- **Compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço:** alterar o RT para refletir o definido na Instrução n.º 2/2020, relativa à repercussão tarifária dos créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), para a devolução daquelas compensações aos consumidores de energia.
- **Simplificação e clarificação do cálculo dos proveitos permitidos da função de CVEE PRE:** introduzir uma clarificação na apresentação de algumas disposições do RT, sem alterar a prática e o cálculo regulatório vigentes.

SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

As propostas referidas neste ponto mereceram, no geral, concordância dos participantes que se pronunciaram sobre elas. Por essa razão, são apresentadas em conjunto e apenas com indicação dos participantes que referenciaram cada uma delas:

- Todas as propostas referidas neste ponto receberam comentários do **CT**.
- A proposta relativa à alteração da fórmula de cálculo dos proveitos permitidos para a atividade de distribuição de energia elétrica em BT recebeu também comentários da **E-Redes**.
- A proposta relativa à devolução de créditos dos consumidores recebeu também comentários da **EDP S.A.** .

Não obstante, para algumas das propostas apresentadas neste ponto existem comentários que mereceram respostas específicas da ERSE, as quais são apresentadas no capítulo 4.

DECISÃO DA ERSE

A ERSE mantém as propostas apresentadas.

4 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

O presente capítulo enuncia os comentários da consulta pública que, pela sua especificidade, beneficiam de uma resposta mais dedicada, em complemento da justificação geral apresentada nos pontos anteriores.

4.1 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS

4.1.1 TEMAS GENÉRICOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Sempre foi, e continua a ser entendimento do CT que, previamente ao início de um novo período regulatório, a ERSE deve elaborar um relatório de avaliação sobre o período cessante que analise exaustivamente a adequação das decisões regulatórias vigentes e as eventuais fragilidades das mesmas, elencando e justificando desse modo as alterações que se propõe implementar. (CT)</p>	<p>A ERSE agradece o comentário do CT. Importa, todavia, sinalizar que a ERSE acompanha e avalia sistematicamente a adequação das soluções regulatórias, existindo também múltiplos momentos de comunicação com o CT, com a apresentação de impactes, designadamente no processo tarifário, e em particular no momento de discussão de parâmetros de regulação. Não obstante, a ERSE toma em devida consideração a recomendação do CT e analisará, atentos os calendários de revisão e fixação de parâmetros e tarifas, a oportunidade e exequibilidade de agregar num relatório único a avaliação do período cessante.</p>
<p>Reitera-se o parecer que o CT emitiu sobre as concessões em baixa tensão, onde exorta à definição urgente de um quadro normativo ao nível regulatório para as atividades de operação de distribuição de energia elétrica exclusivamente em BT, até ao final de 2021, e que o mesmo deve abordar, entre outros temas, a exploração de redes exclusivamente em BT</p>	<p>Em relação à necessidade de definição de um quadro regulatório e normativo que enquadre a atividade dos operadores de rede exclusivamente em BT, tendo em conta que se encontram ainda por definir uma série de fatores relativamente ao enquadramento legal e regulatório, associados à possibilidade de participação futura de novos agentes na</p>

4.1.1 TEMAS GENÉRICOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA	
<p>e a escala da sua operação, a separação de funções, bem como a aquisição de energia e o diferencial dos CIEG.</p> <p>No momento em que se discute o problema das concessões da BT seria prudente, primeiro, rever o quadro regulatório, e só depois definir regras claras para a atribuição e definição das concessões, onde a modernização da rede de BT e a sua articulação com as redes de MT são fundamentais. É nosso entendimento que com a pretensão de alongar o período regulatório a 4 anos, nesta revisão regulamentar, não pode ser esquecida a criação de um quadro regulatório para as pequenas concessões em BT. (CEVE)</p>	<p>atividade regulada de ORD em BT, é prematuro estabelecer neste momento um quadro normativo e regulatório que enquadre a atividade dos operadores da rede exclusivamente em BT. Uma revisão do enquadramento regulatório destes operadores apenas se justificará após a clarificação da estrutura da atividade de distribuição em BT que se encontra em curso.</p>
<p>O CT constata que na presente proposta não existe qualquer referência à implementação do modelo do serviço de interruptibilidade previsto na Portaria 268-A/2016, nem quanto à revisitação das rubricas integrantes dos CIEG, pelo que volta a instar a ERSE a promover junto do Legislador as ações necessárias ao seu cumprimento. (CT)</p>	<p>A ERSE encontra-se a aguardar desenvolvimentos sobre a matéria da interruptibilidade.</p>
<p>O CT tem reiteradamente em todos os seus pareceres manifestado a sua indignação pelo facto de os saldos de gerência serem retidos pela DGO, ao arrepio da legislação em vigor, exigindo a sua transferência integral ao SEN, revertendo a favor dos consumidores de eletricidade e de gás. Não pode o</p>	<p>Apesar deste tema não integrar o âmbito da revisão regulamentar, a ERSE acompanha a preocupação do CT, procurando junto das autoridades competentes solucionar esta situação e lembra que, nos últimos anos, por</p>

4.1.1 TEMAS GENÉRICOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA	
<p>CT deixar de considerar exigível o cumprimento integral, e em tempo, do disposto no n.º 6 do Art.º 50º dos Estatutos da ERSE, instando a ERSE a atuar junto da DGF com todos os meios ao seu dispor. (CT)</p>	<p>duas vezes, obteve a autorização ministerial necessária para devolver aos consumidores uma parte dos saldos de gerência.</p>
<p>A reformulação do RT devia ter incluído a isenção das tarifas de Acesso às Redes nas ordens de reserva de regulação a descer (consumo a subir), em linha com as regras testadas no projeto-piloto para a participação do consumo no mercado de reserva de regulação. O agente faz igualmente referência ao relatório da ERSE que avalia os resultados do projeto-piloto, referindo a discussão no apartado 4.2 desse mesmo relatório sobre o pagamento das tarifas de Acesso às Redes. (Fortia Energia)</p>	<p>A definição de um enquadramento regulamentar coerente para um marco tão estruturante, como será a participação do consumo no mercado de reserva de regulação (cujo projeto-piloto ainda está em curso, e, por isso, as suas regras ainda prevalecem), exige a alteração de vários atos regulamentares, incluindo o RT e o Regulamento de Operação das Rede, entre outros. Neste momento, a ERSE aguarda pela transposição da Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, para realizar uma revisão regulamentar, que permitirá a discussão pública das regras nesta matéria.</p>

4.1.2 ELIMINAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AOS PRODUTORES

Comentário	Observações da ERSE
<p>Para garantir uma maior harmonização de medidas, considera-se necessária a alteração do Regulamento para o Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), para que também o excedente a injetar na rede, destinado à venda em mercado, seja isento do pagamento da tarifa de uso da rede de transporte para injeção, caso contrário, os autoprodutores acabariam penalizados.</p> <p>(APREN)</p>	<p>Tal como referido no documento justificativo, está prevista a eliminação do artigo 46.º e dos números 1 e 2 do artigo 21.º do Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica. Todavia, importa esclarecer que a definição das tarifas aplicáveis pela utilização da rede de serviço público tem por base o estabelecido no RT. Eventuais remissões para o RT, noutros Regulamentos, vigoram até à regra de base ser aplicável no caso concreto.</p>
<p>No âmbito da sua função de Facilitador de Mercado, há questões de natureza operacional que deverão ser enquadradas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diretiva ERSE n.º 5/2021, artigo 4º do seu Anexo I: clarificar que deve haver faturação retroativa até à entrada em vigor do novo RT. • Primeiro Leilão Solar: deverá ser revista a Cláusula 10.ª, relativa a Remuneração e encargos, do Contrato de Compra de Energia Elétrica a Centros Eletroprodutores Fotovoltaicos Adjudicatários no Leilão de Capacidade Solar de 2019 abrangidos pelo Regime de Remuneração Garantida. 	<p>A Diretiva n.º 5/2021, aprova a definição do parâmetro de encargos suportados pelos produtores em regime especial no âmbito da norma transitória do artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019. Com a eliminação da tarifa G, e sendo atualmente esta uma parcela de custo que é imputável aos produtores abrangidos pela norma transitória artigo 8.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, considera-se não ser necessário alterar o conteúdo da mesma, bastando passar o parâmetro mensal $Enc_{PREi,m}^{tar}$ para valor nulo, por aplicação da fórmula prevista no n.º 7 do artigo 2.º.</p> <p>Sem prejuízo de já terem sido desenvolvidos alterações aos sistemas de faturação e na medida que possam, eventualmente, existir no futuro outros encargos no âmbito do uso de redes de transporte que possam ser aplicáveis</p>

4.1.2 ELIMINAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AOS PRODUTORES	
<p>Revisão da regulamentação aplicável à SU Eletricidade: Diretiva ERSE n.º 5/2021, de 24 de fevereiro de 2021; Instrução ERSE n.º 3/2021, de 7 de abril de 2021. (SU Eletricidade)</p>	<p>a estes produtores, parece prudente manter o conteúdo da Diretiva n.º 5/2021.</p> <p>Quanto à Instrução n.º 3/2021, tratando a mesma da componente contratual, a sua aplicação em nada interfere na eliminação da tarifa de uso de rede de transporte, extinguindo-se por inerência a componente relativa a esta última na contratualização de uso de redes.</p>
<p>Sugere-se a revisão da Cláusula 10.ª, relativa a Remuneração e encargos, do Contrato de Compra de Energia Elétrica a Centros Eletroprodutores Fotovoltaicos Adjudicatários no Leilão de Capacidade Solar de 2019 abrangidos pelo Regime de Remuneração Garantida.</p> <p>Pede-se ainda uma clarificação da entrada em vigor do novo RT, designadamente para clarificar situações de faturação retroativa da tarifa de Uso da Rede de Transporte, quando a faturação se inicia depois do início da aplicação do contrato aos produtores em regime especial (Diretiva ERSE n.º 5/2021, artigo 4º do seu Anexo I). (SU Eletricidade)</p>	<p>A ERSE entende que a eliminação da tarifa G não releva para a aplicação da mencionada cláusula 10.ª, por não haver previsão explícita desta tarifa nesse clausulado. Tratando-se de mera questão operacional, a eliminação deste encargo (Tarifa G) é obtida com a consideração de valor nulo para esse conceito, caso exista autonomamente no processo de atribuição de encargos.</p> <p>A eliminação da tarifa G ocorrerá a partir de 1 de janeiro de 2022. Com a explicitação da entrada em vigor e produção de efeitos do RT, que necessariamente terá que ocorrer com a sua aprovação, fica concretizado o esclarecimento solicitado.</p>
<p>Foi referido que o pagamento a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial em Portugal está</p>	<p>O regime de equilíbrio concorrencial aprovado com o Decreto-Lei n.º 73/2013, na sua atual redação, estabelece a forma e o modo de</p>

4.1.2 ELIMINAÇÃO DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AOS PRODUTORES

sempre abaixo dos custos fiscais suportados pelos geradores espanhóis, sendo que os últimos fixam normalmente os preços acima do preço marginal português. Assim, a eliminação do termo de injeção, não vai mudar o preço de equilíbrio do MIBEL, com os consumidores portugueses a terem maiores custos de acesso. Adicionalmente, a eliminação da tarifa de injeção vai alterar o equilíbrio obtido nos leilões de energia renovável dos anos 2019 e 2020, e vai beneficiar aos produtores que foram adjudicados em prejuízo dos consumidores portugueses. **(Fortia Energia)**

consideração de eventos extramercado a considerar, sendo deslocada a sua discussão neste contexto (da eliminação da tarifa G).

4.1.3 NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA NA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT

Comentário	Observações da ERSE
<p>Clarificar como são determinadas as épocas: Artigo 31(3A).</p> <p>Clarificar o período mínimo de permanência na nova opção da tarifa de acesso às redes, incluindo a responsabilidade de garantir o cumprimento: Artigo 40-A(5). (Elergone)</p>	<p>No que respeita à determinação das épocas, estas passarão a ser definidas anualmente na Diretiva de Tarifas e Preços.</p> <p>A ERSE considera que a formulação incluída no artigo 40.º-A é suficientemente clara, ao estipular que a opção tarifária é “voluntária” e que “obriga a uma permanência mínima até ao momento em que o cliente tenha concluído a totalidade da Época Alta nos últimos doze meses”. Como a Época Alta tem uma duração de 3 meses, a nova opção tarifária obriga o cliente a estar no mínimo durante esses meses na opção tarifária, não sendo por isso possível a saída antes de ter concluído a totalidade da Época Alta.</p> <p>A responsabilidade para garantir o cumprimento do período mínimo de permanência, cabe aos operadores das redes responsáveis pela parametrização dos contadores, condição necessária para a aplicação dos períodos horários.</p>

4.1.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES PARA O AUTOCONSUMO

Comentário	Observações da ERSE
<p>Apesar de conceitualmente positivo, por constituir um sinal de preço de incentivo à adoção do autoconsumo, a APREN considera que o nível de isenção deverá ser o mesmo para autoconsumidores coletivos e particulares. Nisto, há que assinalar que os CIEGs não incidem de igual modo nos vários escalões de consumo, e têm especial relevância nas TAR para os consumidores domésticos, pelo que a APREN considera adequada a isenção total do pagamento desta componente também para os autoconsumidores particulares, e não de apenas 50%.</p> <p>É ainda necessidade de alterar a atual legislação para o autoconsumo, para que esta não faça depender a aplicação desta isenção a novos participantes da publicação de um Despacho anual pelo membro do Governo responsável pela energia. (APREN)</p>	<p>A matéria objeto dos comentários não integra as competências da ERSE.</p>
<p>Ainda relacionado com o autoconsumo, com a integração na rede de instalações de produção e armazenamento, alerta-se para a necessidade de rever os perfis de consumo e perdas, uma vez que temos instalações de consumo com unidades de produção integradas, cujo comportamento</p>	<p>A ERSE agradece o comentário, que será tido em devida atenção no momento de aprovação dos referidos perfis.</p>

4.1.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES PARA O AUTOCONSUMO	
<p>difere do perfil de uma instalação de consumo puro. Também terá de ser desenvolvido um perfil tipo para as instalações de armazenamento. (CEVE)</p>	
<p>Em qualquer caso, a ser aceite o proposto pela ERSE, entendemos que a aplicação do artigo 42º-F deve ser restringida a instalações associadas ao autoconsumo através da RESP. Não será adequado impor a opção tri-horária a uma IC com UPAC integrada que não esteja associada a IPr ou IA, o que parece decorrer obrigatoriamente da redação proposta. (Galp Energia)</p>	<p>A proposta apresentada não pretendia impor a opção tri-horária a instalações de consumo que não utilizem a RESP, pelo que foi clarificada a redação do RT.</p> <p>Importa, contudo, esclarecer que, nos casos de autoconsumo sem utilização da RESP, a discriminação em três períodos horários pode ser mais vantajosa para os autoconsumidores. Efetivamente, considerando a produção de eletricidade com origem em solar fotovoltaico, o máximo da produção coincidirá com períodos de horas de ponta e horas cheias. Assim, os preços das tarifas de Acesso às Redes poderão ser mais favoráveis, pois, embora os preços nas horas de ponta e cheias sejam mais elevados, aplicam-se a quantidades que são menores e, adicionalmente, beneficiam de um preço mais reduzido nas horas de vazio.</p>
<p>Período de contabilização de 15 minutos com base em fase o que é profundamente injusto para o autoconsumidor numa unidade trifásica. (Rui Dias)</p>	<p>Esta questão foi levantada aquando da Consulta Pública n.º 93, tendo-se clarificado o entendimento sobre a aplicação de saldos de 15 minutos nas instalações trifásicas. A redação do articulado foi alterada nesse sentido, através do n.º 5 do artigo 38.º: «Salvo se expressamente referido em</p>

4.1.4 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES PARA O AUTOCONSUMO

contrário, os dados a disponibilizar relativamente a cada equipamento de medição e a cada grandeza correspondem ou resultam de saldos quarto-horários e, no caso das instalações serem trifásicas, agregam as três fases.»

4.1.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

Comentário	Observações da ERSE
<p>É solicitado que sejam explicitamente elencadas no RT, quais as componentes das TAR que são pagas por sistemas armazenamento autónomo, com especificação do quadro regulamentar a aplicar no consumo e na injeção na RESP, e que o mesmo seja feito para sistemas de armazenamento inseridos em autoconsumo.</p> <p>A APREN entende que a redação proposta pelo Artigo 42.º-J, que se destina somente a sistemas de armazenamento autónomos procura evitar a aplicação de qualquer tipo de dupla taxação, e entende que o mesmo deverá ser garantido para os sistemas de armazenamento integrados em autoconsumo. (APREN)</p>	<p>Tal como definido no RT, as tarifas de Acesso às redes resultam da adição das tarifas de Uso Global do Sistema, de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição. (art.º 24.º do RT)</p> <p>O armazenamento considerado em autoconsumo tem a particularidade de responder ao direito do autoconsumidor armazenar a eletricidade produzida a partir de fontes renováveis. Por esse motivo, à energia de autoconsumo proveniente deste armazenamento aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo, as quais já beneficiam da dedução das tarifas de Uso das Redes dos níveis de tensão a montante, podendo ainda beneficiar da dedução de CIEG.</p>
<p>A APREN considera que para evitar qualquer tipo de dupla-taxação a aplicar aos sistemas de armazenamento integrados em autoconsumo, é mais adequada a eliminação do n.º 1 do artigo 45.º do RAC, e alinhar o respetivo artigo com o enquadramento tarifário aplicado ao armazenamento autónomo. (APREN)</p>	<p>Ver resposta ao comentário anterior da APREN.</p>

4.1.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

A **Galp Energia** sugere ainda relativamente ao armazenamento (não necessariamente a incorporar no RT mas na revisão de outros regulamentos), a necessidade de regulação explícita quanto a situações em que exista armazenamento de energia dentro de instalações de consumo (por exemplo, baterias ou veículos elétricos) que pode inclusivamente levar à injeção (residual) de energia na RESP. Em concreto, identificam que não há regulamentação a aplicar nas situações em que possa ocorrer injeção de energia na rede, quando não exista uma UPAC associada à instalação de consumo (quando existe, é considerado excedente). Consideram que deverá ser claro o tratamento desta energia e a necessidade de adaptação dos equipamentos de medição destas instalações, sugerindo que esta energia deve ter um tratamento equiparado aos excedentes do autoconsumo.

A ERSE considera que, todas as formas de armazenamento de energia elétrica devem ter um tratamento equivalente em termos tarifários, independentemente da tecnologia de armazenamento subjacente. Todavia, face às condicionantes atuais, em que se aguarda o enquadramento legislativo para as instalações autónomas de armazenamento, a ERSE optou por estabelecer linhas de orientação para o tratamento tarifário aplicável a instalações autónomas que desempenhem funções de armazenamento. Num futuro próximo será possível, com maior rigor, determinar o enquadramento tarifário das diferentes formas de armazenamento.

A APIGCEE refere que tem defendido uma isenção / redução das tarifas de acesso, em particular quando o consumo é mantido ou incrementado quando existe excesso de produção renovável nos períodos de vazio e supervazio (produção eólica) à semelhança do que se passa na bombagem reversível. Referem ainda que os consumidores electrointensivos ao deslocarem a sua produção para períodos em que exista excesso de energia, reduzindo a produção nos períodos em que existe falta, assemelha-se a uma

A ERSE, no seu documento justificativo à proposta de reformulação do Regulamento Tarifário, mencionou que qualquer isenção deve ser dada apenas à energia que volta a ser injetada na rede, no pressuposto que essa energia irá ficar sujeita ao pagamento tarifário aquando do consumo final pelos clientes do setor elétrico.

4.1.5 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

função de armazenamento que, neste caso, ocorre sob a forma de produto acabado. **(APIGCEE)**

Os preços atualmente são representativos dos custos incorridos na rede. Se o armazenamento estiver a ser utilizado apenas para fazer gestão de consumos, não deve estar isento do pagamento de tarifas, dado que a tarifa de acesso às redes aplicada já fornece os sinais adequados através da diferenciação horária de tarifas criando incentivos aos consumidores electrointensivos deslocarem a sua produção para períodos em que exista excesso de energia.

APREN argumenta que, tendo em consideração a entrada prevista de sistemas de armazenamento instalados em sistema híbridos, resultantes do procedimento concorrencial de 2020, considera fulcral que seja incorporado no RT o enquadramento aplicável a estes sistemas de armazenamento visto estarem diferentes tecnologias ligadas ao mesmo ponto da RESP. **(APREN)**

O enquadramento em termos tarifários das instalações que incluem sistemas de armazenamento, sejam instalações dedicadas a armazenamento autónomo, sejam instalações de armazenamento participantes em autoconsumo, ou outras, depende do enquadramento que lhes será dado em termos de licenciamento. Efetivamente, às instalações de armazenamento ao abrigo do regime do autoconsumo aplicam-se as disposições do RAC que agora transitam para o RT. Quanto às instalações autónomas de armazenamento aplicam-se as disposições que agora se aprovam.

4.1.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE	
Comentário	Observações da ERSE
Na tarifa de Acesso às Redes para mobilidade elétrica a faturação da potência contratada aos pontos de entrega de BTE ou de nível de tensão superior, não deve ser efetuada pela ponta máxima tomada, mas sim por outro valor a estudar. (CEVE)	Considerando que não foi apresentada uma proposta sobre esta matéria, a mesma não pode ser considerada na presente reformulação regulamentar. Não obstante, a ERSE agradece o comentário para futuros estudos relativos à faturação da potência contratada nestes pontos de entrega.

4.1.7 EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS

Comentário	Observações da ERSE
<p>A SU Eletricidade solicita clarificação do enquadramento aplicável a duas situações específicas, nomeadamente na Compra da Produção de Energia em Regime Especial com preços fixados administrativamente indexados às tarifas reguladas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio</u>: aos produtores em regime especial enquadráveis por este diploma é aplicada uma remuneração da energia produzida indexada à tarifa praticada para os consumidores da rede recetora correspondente ao nível de tensão imediatamente superior àquele em que é feita a interligação produtor-unidade recetora. Como as tarifas reguladas de média tensão (MT) irão deixar de ser publicadas para o ano de 2022, torna-se necessário esclarecer como irá ser processada a faturação dos 4 produtores da carteira do CUR que se encontram nestas circunstâncias. • <u>Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março</u>: complementado pela Portaria nº 764/2002, de 1 de julho, regula a atividade de produção de energia elétrica em baixa tensão (BT) determinando o sistema 	<p>A respeito da remuneração da energia produzida que se encontra indexada a tarifas transitórias, cabe mencionar que o regime legal é até anterior à primeira definição do RT, tendo-se aplicado desde sempre a formulação com as necessárias adaptações ao regime regulamentar em vigor. A ERSE entende que o mesmo princípio continua a ser válido na circunstância da extinção da tarifa transitória, devendo considerar-se a referência equivalente à tarifa de venda a clientes finais para situações de inexistência de ofertas, que consta do RT. Qualquer questão adicional sobre a legitimidade da arquitetura da remuneração destes produtores deve ser suscitada e aclarada pelo legislador.</p> <p>Importa recordar que, na sequência do estabelecido no artigo 53.º do Decreto-Lei n.º 72/2006, na redação vigente, o RT já acautela no artigo 23.º a necessidade de haver uma tarifa após a extinção da tarifa transitória, designadamente em locais onde não exista oferta dos comercializadores de em regime de mercado e para clientes cujo comercializador fique impedido de exercer a atividade de comercializador de eletricidade.</p>

4.1.7 EXTINÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>regulatório aplicável à entrega de excedentes à rede pública. Tendo em consideração os produtores licenciados ao abrigo deste diploma e a previsibilidade da extinção da tarifa BTE, torna-se necessário clarificar como irá ser processada a faturação dos 4 produtores que se encontram atualmente na carteira do CUR nestas circunstâncias. Atendendo a que a legislação é omissa quanto à data de transição daqueles produtores para o regime de mercado, a mesma importa ser estabelecida. (SU Eletricidade)</p>	

4.1.8 APLICAÇÃO DE METODOLOGIAS DO TIPO <i>REVENUE CAP</i> AO TOTEX DAS ATIVIDADES DE OPERAÇÃO DAS REDES ELÉTRICAS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Importa clarificar, mesmo que qualitativamente, em que condições poderá ocorrer uma revisão excecional de parâmetros durante o período de regulação, mencionada no documento justificativo. (E-Redes)</p>	<p>Uma eventual revisão excecional de parâmetros decorrerá de uma avaliação detalhada da situação económico e financeira das empresas reguladas, face ao modelo de regulação vigente, podendo esta revisão ser despoletada por iniciativa das empresas reguladas ou da ERSE, nos termos definidos no RT.</p>

4.1.9 ALTERAÇÃO DA FÓRMULA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BT

Comentário	Observações da ERSE
<p>Concorda com a introdução de uma componente fixa no modelo TOTEX da BT, mas entende que o modelo de regulação aplicável à BT apresenta oportunidades de melhoria, mais estruturais, que importa endereçar, em particular depois da experiência recolhida com a aplicação deste modelo ao longo do atual período regulatório.</p> <p>Em particular, a metodologia TOTEX na BT, em lugar de prever a aplicação de metas de eficiência ao montante global do TOTEX, deveria salvaguardar a fixação do montante de custos de capital aceites em cada ano do período regulatório (amortizações e remuneração), com base no valor de partida do RAB e no investimento previsto para cada ano, sem aplicação de metas de eficiência, em particular aos custos decorrentes de investimentos passados, e sem forçar uma distribuição uniforme ao longo do período regulatório, que suprime eventuais variações do investimento. (E-Redes)</p>	<p>A ERSE toma boa nota das sugestões da E-Redes.</p> <p>Contudo, entende que, para além dos temas tratados na secção 3.1.2, questões mais específicas associadas à metodologia regulatória aplicada à atividade de distribuição de energia elétrica em BT devem ser tratadas em sede de definição dos parâmetros regulatórios, no âmbito do exercício tarifário para 2022.</p>
<p>Propõe que seja prevista a possibilidade de revisão das previsões de investimento a meio do período regulatório, mediante a submissão, por parte dos operadores de redes, de propostas de revisão para aprovação pela</p>	<p>Na metodologia de regulação TOTEX foi expressamente acrescentado a possibilidade de aceitação, fora da base de custos na parcela Z, de investimentos decorrentes de eventos de força maior, por definição não previstos. O mecanismo de partilha de ganhos e perdas associado a esta</p>

4.1.9 ALTERAÇÃO DA FÓRMULA DE CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM BT

ERSE, com correspondente atualização da parcela de custos para os anos restantes do período regulatório em caso de aprovação. **(E-Redes)**

metodologia de regulação, juntamente com possibilidade de revisão extraordinária dos parâmetros sempre que o equilíbrio económico-financeiro das empresas possa estar em causa, constituem outros instrumentos que permitem acautelar impactos de desvios de investimento

4.1.10 REMOÇÃO DAS PARCELAS DE PROVEITOS REFERENTES AOS CUSTOS COM OS PPDA

Comentário	Observações da ERSE
<p>Concorda com a proposta de remoção das parcelas de proveitos referentes aos PPDA, mas entende que a matéria de custos ambientais e de sustentabilidade deve ser objeto de abordagem específica no RT, abordagem essa que se tem de revelar consentânea com os desafios futuros, ajustada em função das melhores práticas disponíveis e adequada à experiência vivenciada, não obstante o RT não considerar incentivos à sua prática. (CT)</p>	<p>A ERSE regista o comentário do CT sobre este tema, embora entenda que o reconhecimento para efeitos regulatórios dos custos ambientais e de sustentabilidade deve ser circunscrito às imposições legais. Para além desta fasquia, os custos desta natureza decorrem de opções de <i>governance</i> das empresas.</p> <p>Não obstante, a ERSE irá avaliar a inclusão de novas disposições no RT sobre custos ambientais e de sustentabilidade ao longo do período de regulação, devendo oportunamente auscultar os <i>stakeholders</i> sobre este tema.</p>

4.1.11 EXTINÇÃO DO INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES

Comentário	Observações da ERSE
<p>Concorda com a proposta da ERSE de extinguir o incentivo ao investimento em redes inteligentes, tendo em conta que os investimentos em promoção das redes inteligentes e inovações nas redes podem ser enquadrados noutras rúbricas previstas nesta proposta, não colocando assim em causa o fomento de desenvolvimentos neste âmbito. (CT)</p>	<p>Importa clarificar que, como referido no documento justificativo da consulta pública (ponto 3.3.4), a proposta não prevê a aceitação da totalidade dos custos de investimento em promoção das redes inteligentes e inovações nas redes, mas sim uma aceitação casuística de custos com projetos-piloto neste âmbito, que tenham dimensão, duração e abrangência limitada. Nestes casos os custos serão aceites na parcela Z da fórmula de proveitos das atividades de operação das redes, de modo a não serem considerados como custos sujeitos a metas de eficiência.</p>

4.1.12 MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Comentário	Observações da ERSE
<p>Nessa envolvente, o CT considera que a manutenção da componente do mecanismo focada nas perdas globais deverá considerar a variação destas ao longo do período regulatório e ser expurgada dos fatores não controlados pelo ORD, nomeadamente a variação do consumo e a inversão do fluxo energético que resulta da produção distribuída ligada na RND. Adicionalmente, a curva do incentivo deverá ser calibrada para um valor central que reflita o contexto de partida do novo período regulatório. (CT)</p>	<p>A ERSE regista e agradece o comentário, que será tido em atenção na parametrização do incentivo em sede da definição das Tarifas e Preços da energia e outros serviços.</p>
<p>Nestes termos o CT recomenda que, independentemente do mecanismo que venha a ser definido pela ERSE para este incentivo, o indicador de perdas passe a ser definido com base na energia entrada. (CT)</p>	<p>A ERSE acolhe o comentário, alterando o articulado em conformidade.</p>
<p>Relativamente à componente 3 proposta pela ERSE, o CT verifica que um dos parâmetros da fórmula proposta pela ERSE para o incentivo de redução de perdas comerciais, ERDt-2, se refere ao valor absoluto de energia recuperada pelo ORD no combate à fraude, enquanto os parâmetros da mesma fórmula referentes à percentagem de energia de fraude recuperada pelo ORD e ao seu valor de referência, respetivamente Rt-2 e RREF, t-2, têm por base o valor total de energia associada a fraude, definido pela ERSE. De</p>	<p>Na sequência dos comentários, para esta componente são utilizados valores absolutos, e não percentagens.</p>

4.1.12 MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
<p>forma a manter a coerência da fórmula de cálculo, em particular com a base dos indicadores percentuais, o CT propõe que o parâmetro ERDt-2 seja definido como o volume total de energia associada a fraude. (CT)</p>	
<p>Ainda assim, a EDP S.A. considera que é importante continuar a acompanhar o indicador de perdas globais, como suporte à discussão dos planos de investimento nas redes. Neste contexto, a EDP destaca que a generalidade dos reguladores europeus utiliza a energia de entrada na RND como denominador na expressão de cálculo das perdas, em linha com as recomendações do CEER, ao contrário da situação que se verifica em Portugal, onde o denominador utilizado é a energia de saída. (EDP S.A.)</p>	<p>A ERSE acolhe o comentário, alterando o articulado em conformidade.</p>
<p>Relativamente aos valores de referência a definir pela ERSE para as componentes, a EDP S.A. sublinha a importância de se promover o alinhamento destes com a realidade de partida do período regulatório. (EDP S.A.)</p>	<p>A ERSE regista e agradece o comentário, que será tido em atenção na parametrização do incentivo em sede da definição das Tarifas e Preços da energia e outros serviços.</p>
<p>A aplicação de incentivos centrados no valor global das perdas apenas contribui para desfocar o ORD dos fatores que efetivamente pode influenciar, considerando também que a promoção da redução das perdas técnicas deve ser endereçada no âmbito da discussão/aprovação dos planos</p>	<p>A ERSE agradece e reconhece a pertinência do comentário, que está na motivação deste incentivo desde a sua origem. Nos termos do seu preâmbulo, “O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, em vigor desde 1999, visa influenciar as decisões de</p>

4.1.12 MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
<p>de investimento e através da fixação de valores adequados para a valorização da energia de perdas e da análise benefício/custo de projetos de investimento, no âmbito do planeamento de rede. (E-Redes)</p>	<p>investimento do operador da RND relativamente a projetos e ações que permitam alcançar reduções de perdas”. Acresce que os parâmetros do incentivo são definidos por período regulatório, revelando assim o horizonte para o qual o incentivo foi concebido, que ultrapassa o curto-prazo.</p>
<p>Num eventual cenário de manutenção da componente 1, considera essencial que o modelo subjacente seja melhorado, no sentido de serem salvaguardados os seguintes aspetos:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ que esta componente do incentivo tenha um baixo impacto financeiro, em termos absolutos e relativos; ▪ que o valor central seja calibrado de acordo com metas realistas e reflita a realidade existente à partida para o novo período regulatório (i.e., tendo em conta os valores reais observados em anos recentes), evitando-se a definição de metas desenquadradas face à realidade, que colocam o ORD em situação de perda logo à partida (algo que se tem verificado nos últimos períodos regulatórios); ▪ que a calibração do mecanismo tenha em conta o impacto esperado de fatores exógenos cuja evolução é previsível, em particular o crescimento da produção distribuída; 	<p>A ERSE regista e agradece o comentário, que será tido em atenção na parametrização do incentivo em sede da definição das Tarifas e Preços da energia e outros serviços.</p>

4.1.12 MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO	
<p>• que sejam introduzidos mecanismos para compensar o impacto de fatores exógenos não previsíveis (e.g., alterações significativas do consumo ou da sua distribuição por nível de tensão). (E-Redes)</p>	
<p>Propõe que o indicador de perdas, atualmente baseado na energia distribuída, passe a ser determinado em função da energia entrada, de forma a permitir um alinhamento com a maior parte dos restantes países Europeus e a ir ao encontro das recomendações já emitidas pelo CEER para uma maior harmonização deste indicador.</p> <p>Considera que, sendo uma variável de eficiência, o indicador de perdas deveria ser apurado como o quociente entre as perdas e a energia entrada nas redes, propondo, para o efeito, que a versão final do RT incorpore esta alteração de cálculo do indicador. Adicionalmente, no entender da E-REDES, esta alteração permite alinhar o indicador com o usado na maioria dos países Europeus, indo ao encontro de uma das recomendações que o CEER tem apontado no sentido de uniformizar o indicador entre países. (E-Redes)</p>	<p>A ERSE acolhe o comentário, alterando o articulado em conformidade</p>
<p>Com vista a manter a coerência da fórmula da componente 3, em particular relativamente à base dos indicadores percentuais, propõe que o parâmetro</p>	<p>Na sequência dos comentários recebidos, para esta componente são utilizados valores absolutos, e não percentagens.</p>

4.1.12 MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

ERDt-2 seja redefinido como o volume total de energia associada a fraude, a definir pela ERSE. **(E-Redes)**

4.1.13 MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Comentário	Observações da ERSE
<p>A atual redação apresentada no ponto 4 do Procedimento n.º 5 do MPQS, sobre a “Componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço estabelece que o SAIDI MT 5%_{t-2} dos postos de transformação (PT) pior servidos corresponde ao valor da média deslizante do SAIDI MT nos anos t-2, t-3 e t-4, não explicitando, contudo, se corresponde à média dos valores registados em cada um desses 3 anos ou à média anual do valor acumulado ao longo dos 3 anos.</p> <p>Neste contexto, para que a “Componente 2” do incentivo tenha uma maior eficácia na identificação de assimetrias, propõe-se que a média móvel do indicador SAIDI MT 5% de 3 anos passasse a ser apurada do seguinte modo:</p> <p>1) cálculo do SAIDI MT de cada PT, acumulado ao longo dos 3 anos de análise; 2) apuramento dos 5% de PT com pior desempenho neste SAIDI MT acumulado; 3) cálculo do valor médio anual de SAIDI MT deste lote de 5% de PT com pior desempenho; 4) apuramento do valor de incentivo ou de penalização da componente 2, com base no indicador SAIDI MT 5% apurado.</p> <p>(E-Redes)</p>	<p>A ERSE concorda com a proposta apresentada, ou seja, o valor da média deslizante do SAIDI MT nos anos t-2, t-3 e t-4 deverá corresponder à média anual do valor acumulado ao longo dos 3 anos.</p> <p>Faz-se notar que o momento para concretizar a clarificação surge com a aprovação da diretiva de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022, onde se encontram identificados os parâmetros associados à “Componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.</p>

4.1.14 INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT	
Comentário	Observações da ERSE
<p>Com este novo incentivo, a ERSE propõe ainda avaliar o desempenho da REN tendo em conta uma variável adicional, comparativamente às já utilizadas no IREI: o nível de perdas. A este respeito, salienta-se que o ORT tem pouco grau de controlo sobre o nível de perdas na rede, na medida em que estas dependem da localização dos produtores na infraestrutura de rede. Sendo uma variável que o ORT não tem capacidade de influenciar, considera-se desadequada a sua inclusão na avaliação do futuro incentivo ao desempenho.</p>	<p>A ERSE acolhe os comentários sobre a dificuldade do operador da rede em influenciar a localização dos produtores, no sentido de retirar o indicador sobre perdas, alterando o articulado em conformidade.</p>

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Comentário	Observações da ERSE
São necessárias algumas melhorias, no que à nomenclatura utilizada nas várias peças legislativas diz respeito (p.e. RAC e RT): utilização dos termos “Instalação de Utilização”/“Instalação de Consumo” e “Instalação de Armazenamento”; nomenclatura utilizada para o consumo de eletricidade da RESP quando de um sistema de armazenamento diz respeito (consumo vs extração de energia). (APREN)	A nomenclatura do RAC utilizada para classificação das instalações de utilização (instalação de consumo, instalação de produção, instalação de armazenamento) são específicas do autoconsumo e apenas mencionadas nas matérias relativas às tarifas de acesso às redes aplicáveis nesse âmbito.
Clarificar o termo “períodos de vazio”, uma vez que existem os períodos de vazio normal e super vazio: Artigo 31(7). Sugerem o agrupamento das regras sobre os ciclos horários nos diferentes níveis de tensão no RT. (Elergone)	A ERSE agradece o comentário recebido e efetuou uma clarificação no n.º 7 do Artigo 31.º, passando o RT a indicar que o ciclo semanal considera nos feriados nacionais os períodos horários aplicáveis nos domingos.
Clarificar o Artigo 25.º porque o artigo apresenta-se confuso quanto à sua aplicação, não é claro relativamente às quantidades a apurar ou às tarifas a aplicar. O artigo deveria referir o seguinte: As quantidades a faturar pelo ORD MT aos ORD BT, são as quantidades medidas no posto de transformação adicionadas da energia elétrica entregue pela miniprodução e pela microprodução na rede de BT. Às quantidades de energia elétrica entregue pela miniprodução e	A ERSE agradece o comentário e toma nota da necessidade de discussão das modalidades de faturação aplicáveis entre os operadores das redes, nomeadamente a modalidade de faturação alternativa. A modalidade base de faturação entre o ORD em MT e AT e os ORD que atuam exclusivamente em BT é a estabelecida no n.º 1 do artigo 25.º. No sentido de permitir uma transição para as novas regras de mercado, foi introduzida no passado a regra de faturação alternativa prevista no n.º 1C

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

<p>microprodução, não são aplicadas as perdas no cobre e no ferro, uma vez que estas já são apuradas no lado da baixa tensão.</p> <p>O modelo atual, para além de pouco claro, não leva em consideração que as redes dos operadores de rede exclusivamente em BT, podem ter níveis de perdas diferentes das do perfil nacional (maioritariamente inferiores). Esta situação pode levar, no caso limite, a que num PT sejam apuradas quantidades negativas, sem ter ocorrido a inversão de fluxo.</p> <p>Proposta de redação da epígrafe:</p> <p>Artigo 25.º Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. (CEVE)</p>	<p>do referido artigo (numeração da proposta do RT), que se aplica exclusivamente às entregas a clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT.</p> <p>Apesar da questão identificada pela CEVE ser particular da modalidade de faturação alternativa, que tem um carácter transitório, reconhece-se a pertinência do comentário. Para que a ERSE possa avaliar esta questão importa que a CEVE apresente à ERSE informação sobre as perdas e sobre a inversão de fluxos nas suas redes.</p> <p>Procedeu-se à alteração da epígrafe do artigo 25.º para “Tarifa a aplicar às entregas do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT”, clarificando-se que esta tarifa é aplicada aos ORD em BT que atuam exclusivamente em BT e que são simultaneamente comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.</p>
<p>Aproveitamos ainda para reiterar, que o valor da potência a faturar seja o valor de uma potência síncrona, de todos os pontos de entrega, e não uma potência tomada por cada ponto de entrega. Um ORD BT não pode ser considerado um cliente final em MT, porquanto estes não controlam</p>	<p>Na opção base de faturação, prevista no n.º 1 do artigo 25.º a medição e faturação é efetuada com base na energia medida em contadores dos clientes, não se colocando a questão identificada pela CEVE.</p>

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

<p>diretamente o consumo dos seus consumidores. Assim, propõe-se que o valor da ponta a tarifar mensalmente, seja o da ponta síncrona, verificada nos vários pontos de entrega da sua rede com a rede de MT.</p> <p>Esta solução não é nova, dado que o Decreto-Lei n.º 43335/1960, de 19 de novembro, no seu artigo 21.º, já contemplava uma solução parecida à pretendida, e que se nos afigura ser mais justa para os pequenos distribuidores exclusivamente em BT.</p> <p>“Art. 21.º Valor da ponta a tarifar. - Nos fornecimentos de energia destinada à pequena distribuição, se a entrega se fizer em vários locais, dentro da mesma concessão, o valor da ponta a que se refere o artigo 125.º do Decreto-Lei n.º 43335, a considerar para efeitos de tarifação, será determinado pela soma das pontas verificadas em cada local de entrega, sendo a maior delas tomada pelo seu valor real e as restantes afetadas do coeficiente 0,9.” (CEVE)</p>	<p>A questão é relevante quando a modalidade de faturação alternativa, prevista no RT, é a escolhida pelo operador da rede de distribuição exclusivamente em BT.</p> <p>Apesar da questão identificada pela CEVE ser particular da modalidade de faturação alternativa, introduzida com um carácter transitório, reconhece-se a pertinência da questão apresentada, que contribuiria para uma simplificação da faturação nesta fronteira, pelo que a ERSE pretende avaliar e discutir com os operadores de rede este tema. Para o efeito, importa que a CEVE apresente à ERSE informação sobre a medição e faturação com a granularidade suficiente para se apreciar esta matéria.</p>
<p>Três ORD exclusivamente em BT indicam que existem situações concretas de exportação das suas redes para a rede de MT com algum significado e que essa exportação não é medida pelo contador do ORD em AT/MT, pelo facto de o contador não ser bidirecional.</p>	<p>A questão da medição nas ligações entre as redes de diferentes operadores foi abordada na Consulta Pública n.º 93 (comentários específicos do relatório). Em consequência, o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica foi alterado de modo a tornar obrigatória a parametrização da</p>

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Nesse contexto, propõem que a faturação dos ORD BT relativa à energia ativa incida sobre o saldo líquido (energia importada descontada da energia exportada).

«Propomos a seguinte redação da al. a), do ponto 1C, do artigo 25.º do RT:

a) As quantidades medidas no Posto de Transformação são **descontadas da energia exportada para a rede de Média Tensão** e das entregas a clientes em BT de outros comercializadores em regime de mercado, ajustadas para perdas na rede de BT e após aplicação do respetivo perfil de consumo.»

(A CELER, A LORD e Cooperativa Elétrica de S. Simão de Novais)

medição bidirecional nos postos de transformação entre operadores. No seguimento, a ERSE promoveu contactos com o operador de rede em MT e AT no sentido dessa implementação ser tão rápida quanto possível e, de acordo com as informações mais recentes da E-Redes, essa parametrização está concluída em todos os pontos.

Relativamente à proposta de redação apresentada, esta incide sobre a modalidade de faturação alternativa do operador da rede de distribuição em MT e AT aos operadores das redes de distribuição exclusivamente em BT, que foi introduzida com um carácter transitório para permitir uma transição para as novas regras de mercado. O facto de, fruto do aumento da produção distribuída, poderem ocorrer períodos em que uma rede em BT seja exportadora, não interfere com a modalidade de faturação padrão (números 1A e 1B do art.º 25.º).

Ainda assim, a ERSE irá avaliar as modalidades de faturação, que transitaram do RRC para o RT, nomeadamente no que se refere à sua implementação prática, no sentido de determinar eventuais melhorias. Para o efeito, importa que A CELER, A LORD e Cooperativa Elétrica de S. Simão de Novais apresentem à ERSE informação sobre a inversão de fluxos nas suas redes, com o detalhe suficiente para se apreciar esta matéria.

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Considerar em BTE o período de integração de 15 min e não o período de faturação. **(Elergone Energia)**

A proposta da Elergone Energia é relevante e, no entendimento da ERSE, merecedora de atenção. De facto, face a 2010 (data de aprovação das regras de faturação da energia reativa), as condições de medição dos clientes em BTE são muito distintas, estando atualmente em condições equiparadas aos clientes em MT e níveis superiores. Não obstante, este não o único argumento que justifica a alteração.

A alteração da regra de faturação pode ter impactes financeiros, sendo necessário aprofundar o estudo dos seus impactes, para uma alteração regulamentar. Face ao exposto, não é oportuno, neste momento, acolher esta sugestão.

A EDP S.A. e a Endesa apresentam comentários sobre o aprovisionamento do CUR, nomeadamente em matéria dos leilões de aquisição a prazo de energia elétrica por parte do CUR.

A EDP S.A. questiona se o aprovisionamento para o mercado regulado não deveria promover uma maior redução do risco, presente na amplitude dos desvios verificados face às variáveis de cobertura de preço/volume.

Suportado na experiência acumulada ao longo dos últimos dois anos, a EDP

A calendarização dos [leilões de aprovisionamento do CUR](#) para 2021/2022, recentemente publicada pela ERSE, considera, no seu perfil de quantidades, as evoluções do consumo previstas pela SU Eletricidade e pela própria ERSE. O mencionado perfil de quantidades tem em consideração o diagrama de consumo, por referência ao valor da energia horária mínima observada no ano e em cada um dos trimestres.

Esta condição de modulação foi objeto de apresentação e discussão pública aquando da aprovação do mecanismo regulatório, procurando evitar-se a

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

S.A. questiona a oportunidade de uma reavaliação da percentagem de cobertura à data da definição das tarifas.

A Endesa considera que o mecanismo de aprovisionamento do CUR e o mecanismo de adequação da tarifa de energia devem ser revistos tendo em consideração a situação atual do mercado elétrico, caracterizado por preços altos e elevada volatilidade, remetendo para os comentários da Endesa na resposta à Consulta Publica nº 68, nomeadamente:

- para uma maior previsibilidade e estabilidade tarifária, tanto para os consumidores como para os comercializadores, a estratégia de aprovisionamento do CUR deve ser, no limite, assegurada em 100% no mercado de futuros;
- não deverá existir qualquer limitação à atualização da tarifa de energia, para garantir que a mesma segue a evolução dos preços de energia no mercado organizado.

(EDP S.A., Endesa)

existências de coberturas desnecessárias, pela inexistência de consumo observado, concordante com o perfil horário.

Neste contexto, havendo uma redução prevista do consumo do CUR para 2022, tal foi refletido nas quantidades comunicadas no âmbito da calendarização dos leilões de aprovisionamento do CUR para 2021/2022.

O eventual aumento da percentagem de energia que seja adquirida pelo CUR em contratação a prazo carece de demonstração da sua exequibilidade face à metodologia atrás descrita ou de discussão quanto a alteração desta última para eventual consideração de margem de risco volume no aprovisionamento do CUR, que extravasa o âmbito da CP 101.

Quanto à proposta de não impor qualquer limitação à atualização da tarifa de energia, considera-se que ela é contrária ao instrumento de atualização trimestral. Como referido na [Consulta Pública da ERSE n.º 68](#), o objetivo era garantir que o instrumento é “balizado em termos dos impactes tarifários associados” (página 2 do [documento justificativo](#) da consulta). A possibilidade de repercutir sem limites os desvios na tarifa de Energia colocaria em causa este processo de aprovação tarifária que, exigiria uma consulta ao CT.

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Considera que existe uma sobreposição, entre as disposições do Regulamento Tarifário e do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações do Setor Elétrico, no que respeita ao reporte de informação sobre investimento. Por este motivo, sugere que a ERSE analise as vantagens de integrar, num único regulamento, toda a informação similar caracterizadora do reporte regulamentar. **(EDA)**

A ERSE toma boa nota deste comentário, o qual será tido em conta aquando da publicação das novas normas de reporte de informação, que se realizará na sequência da publicação do novo RT.

A APREN realça a importância de definir a figura do facilitador de mercado/agregador, nomeadamente para permitir que qualquer tipo de participante, desde o grande produtor, à indústria, às comunidades de energia renovável e ao autoconsumidor particular, possa ter acesso aos mercados da eletricidade para comercializar a sua flexibilidade e a eletricidade de produção própria. **(APREN)**

A figura do facilitador e do agregador já se encontram previstas no RRC em vigor. Visando a sua operacionalização concreta, haverá que ajustar o quadro regulamentar de detalhe, no que toca na participação em mercados de flexibilidade (serviços de sistema), o que a ERSE se encontra a preparar, de modo coordenado com o restante conjunto de normas que decorrem do quadro legislativo e regulamentar europeu.

Para efeitos do proposto na revisão do artigo 105.º, importa clarificar quais os produtores enquadráveis ao abrigo do Decreto-Lei n.º 90/2006. Em particular, esclarecer o enquadramento dos produtores que constituem a carteira do Facilitador de Mercado; dos produtores com remuneração garantida cujos títulos de reserva de capacidade foram atribuídos no âmbito do primeiro Leilão Solar, em julho de 2019; e das Unidades de Pequena

Este tema extravasa as propostas desta revisão regulamentar. No entanto, considera-se ser bastante relevante para efeitos tarifários, pelo que procurar-se-á esclarecê-lo aquando da submissão ao CT da próxima proposta tarifária.

4.1.15 CLARIFICAÇÕES AO RT E OUTROS COMENTÁRIOS NÃO INCLUÍDOS NA CONSULTA PÚBLICA

Produção (UPP), ao abrigo do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, enquadradas como PRE. **(SU Eletricidade)**

Um participante indicou que o RT devia ser revisto de forma mais profunda, de forma a consolidar com maior clareza o regulamento anterior e as alterações agora propostas, dando como exemplo a descrição dos períodos horários e as respetivas regras de aplicação, que de acordo com este participante não estão de forma sequencial. **(Elergone)**

A ERSE fez um esforço para integrar no RT de forma coerente e clara as alterações propostas, nomeadamente no que respeita às matérias que estavam contidas até então em outros atos regulamentares. Naturalmente, a ERSE está aberta para receber propostas concretas de reorganização dos seus atos regulamentares, com o objetivo de tornar a sua regulamentação mais clara e eficaz.

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

