ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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

Dezembro 2014

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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

ÍNDICE

1 INTRODUÇÃO 1
2 TARIFAS DINÂMICAS 5
3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES 9
3.1 Novas Opções Tarifárias e Harmonização com Espanha 9
3.2 Pagamentos dos Consumos de Vazio 15
4 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS NOS ESCALÕES DE POTÊNCIA INFERIORES A 3,45 KVA 19
5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA 23
6 CRITÉRIOS DE REPERCUSSÃO DOS CIEG 25
7 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS 27
8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL PELO ORT AOS PRODUTORES 29
9 INFORMAÇÃO AOS COMERCIALIZADORES SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS 33
10 PERÍODOS TARIFÁRIOS 35
10.1 Ciclo Semanal Opcional 35
10.2 Períodos por Nível de Tensão 37
11 CUSTOS NA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA 39
11.1 Mecanismo de Custos Incrementais 39
11.2 Custos de Referência do Investimento 41
12 INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDES INTELIGENTES 43
13 AQUISIÇÃO DE ENERGIA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS 47
14 AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS 49
15 PRINCÍPIOS DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Controlo de Endividamento 53
16 REGRAS NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Mecanismo de Controlo da Rendibilidade dos Ativos 55
17 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 59
18 REPORTE DE INFORMAÇÃO 61
19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO 63
20 PEQUENA PRODUÇÃO E AUTOCONSUMO 71
21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES 77

1 INTRODUÇÃO

A ERSE submeteu a discussão pública, em 26 de junho de 2014, uma proposta de revisão regulamentar que abrangeu o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento da Operação das Redes (ROR) do setor elétrico.

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

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

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

No âmbito do processo de consulta pública que decorreu entre 26 de junho e 8 de agosto de 2014, para além dos pareceres do Conselho Tarifário e do Conselho Consultivo, a ERSE recebeu comentários e sugestões de diversas entidades, designadamente de entidades públicas, empresas do setor e associações de consumidores.

As propostas de alteração referentes à alteração do regime legal da tarifa social e à adoção do regime legal do autoconsumo e da pequena produção decorreram, respetivamente em outubro e em novembro, em complemento das propostas de alteração regulamentar emitidas em junho. Estas propostas complementares foram igualmente submetidas a parecer do Conselho Tarifário e do Conselho Consultivo da ERSE. Os comentários recebidos sobre estas alterações regulamentares complementares foram objeto de integração no processo de revisão dos regulamentos do setor elétrico.

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

- A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, C.R.L.
- AdC – Autoridade da Concorrência

- APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica
- APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- CEVE – Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este
- Cooperativa de Electrificação A LORD, CRL
- Cooperativa Eléctrica do Loureiro
- Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, CRL
- DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
- DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia
- EDA – Electricidade dos Açores
- EDP Comercial
- EDP Distribuição
- EDP – Gestão da Produção de Energia
- EDP Serviço Universal
- EEM – Empresa de Electricidade da Madeira
- Endesa Generación Portugal
- Fortia Energia
- Galp Energia
- Gas Natural Fenosa
- Iberdrola Generación Portugal
- REN
- Eng.º Paulo Toste
- Siderurgia Nacional EPL

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

Das diversas matérias sujeitas a revisão do RT importa salientar as seguintes:

- Introdução de tarifas dinâmicas;
- Introdução de novas opções tarifárias de Acesso às Redes e de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas;
- Alterações na estrutura tarifária decorrentes de legislação nacional;
- Discussão de alterações na Tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável aos produtores;
- Custo de capital dos operadores de rede;
- Incentivo ao investimento em redes inteligentes;
- Custos de referência para aquisição de energia elétrica pelo CUR;
- Mecanismo de custos incrementais e de referência na atividade de Transporte de energia elétrica (TEE);
- Aplicação de custos de referência aos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica;
- Custos com a aquisição de energia e Mecanismo de aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas;
- Planos de promoção do desempenho ambiental;
- Incentivo à melhoria da continuidade de serviço;
- Incentivo à disponibilidade da rede de transporte.

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

2 TARIFAS DINÂMICAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
1.	**APIGCEE** **Conselho Tarifário** **DECO** **EDA** **EDP Comercial** **EDP Distribuição** **EEM** **Fortia** **Gas Natural Fenosa** **Iberdrola** **REN** **Siderurgia Nacional**	Os agentes concordam na generalidade com a introdução de tarifas dinâmicas. Todavia, apresentam algumas considerações quanto aos seguintes aspetos: - Consideram que deve ficar explicito no Regulamento Tarifário que na elaboração do Plano para a implementação dos projetos piloto, a apresentar pelo ORD, devem ser envolvidos outros agentes do setor, nomeadamente o ORT e gestor do sistema, os produtores, os comercializadores e os consumidores (**EDP Comercial, REN, Iberdrola, Fortia, APIGCEE**). - De acordo com a proposta da ERSE, existe um forte consenso entre os agentes sobre a necessidade de a introdução das tarifas dinâmicas ser precedida de uma análise custo-benefício (**CT, DECO, EEM, Iberdrola, EDP Distribuição, Gas Natural Fenosa**). - Propõe-se que a ERSE clarifique no Regulamento Tarifário que os custos de implementação dos projetos-piloto são reconhecidos para efeitos de cálculo de tarifas (**EDP Distribuição**). - Prazo muito longo para a realização do estudo e introdução das tarifas dinâmicas, que deveria ser mais célere (**APIGCEE e Siderurgia Nacional**) - Prazo muito curto para a concretização do estudo considerando a sua	As tarifas dinâmicas são consideradas um instrumento adequado, no presente momento, à flexibilização da procura, potenciando reduções na ponta do consumo que contribuem para o diferimento de investimentos na rede e para a redução de perdas por efeito de Joule, com a consequente redução das tarifas de acesso às redes, situação que resulta em benefício de todos os consumidores. A existência de um sistema do lado da oferta com um mix de produção cada vez mais baseado em fontes de energia renováveis com menor capacidade de controlabilidade introduz imprevisibilidade nos trânsitos de energia das redes justificando a necessidade de utilização de tarifas e preços, designadamente de acesso às redes, com caráter mais dinâmico sinalizando-se de forma mais adequada os custos causados aos consumidores e chamando-os/permitindo a sua participação na resolução destas situações através de uma gestão da procura mais flexível. A proposta de discussão apresentada a consulta

2 TARIFAS DINÂMICAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		complexidade, o que poderá comprometer a data de 30 de abril (**CT, EDA**) - Considera-se que a implementação dos projetos piloto deve ser efetuada de acordo com um documento que identifique exaustivamente as análises a efetuar e a informação a recolher, para permitir a apresentação à ERSE de informação objetiva sobre as matérias indicadas na proposta de Regulamento Tarifário **(CT)**. - A redação dos números 2 e 3 do artigo 37.º-A da proposta de Regulamento Tarifário suscita dúvidas sobre o conteúdo do Plano. Sugere-se ainda que a referência às análises benefício-custo seja retirada do n.º 3, uma vez que os resultados destas análises só poderão ser obtidos após a implementação dos projetos-piloto a desenvolver após aprovação do Plano." **(EDP Distribuição)**	pública integrou dois estudos apresentados pela EDA/DNV-GL e EDP Distribuição com uma avaliação global de benefício custo, no caso dos Açores, que importa com os projetos piloto confirmar. O sucesso dos mecanismos de gestão da procura depende de um conjunto de elementos que se pretende avaliar com a implementação dos projetos piloto. No que respeita ao conteúdo dos planos de implementação os mesmos devem apresentar uma descrição detalhada dos projetos piloto a desenvolver fazendo preliminarmente uma análise das matérias que são listadas nas alíneas a) a j) do artigo 37.º-A e em particular integrando análises de benefício-custo. O passo seguinte à aprovação dos planos será a implementação dos projetos piloto. Posteriormente, após a conclusão dos projetos piloto, deverão ser analisados os resultados dos mesmos, complementando-se as análises preliminares com a informação recolhida. Este processo fomenta a transparência, previsibilidade dos resultados e a participação dos vários interessados.

2 TARIFAS DINÂMICAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			Assim, a ERSE considera que previamente à introdução de tarifas dinâmicas importa proceder à realização de projetos-piloto sobre tarifas dinâmicas que sirvam de laboratório de identificação de boas práticas para a sua implementação e permitam determinar de forma aplicada a sua valia económica através de análises dedicadas beneficio-custo. A ERSE concorda com a alteração do articulado em linha com o que tinha proposto no documento justificativo, identificando a obrigatoriedade de consulta ao ORT, comercializadores e clientes para a elaboração do plano a apresentar à ERSE. Para o efeito altera os artigos 38.º, 46.º e 51.º do RT em conformidade. Quanto ao prazo para a apresentação dos planos, a ERSE, atenta a complexidade dos mesmos, fixa a data de 31 de outubro de 2015, procurando assim fazer a conciliação entre os comentários dos agentes. No que concerne a aceitação dos custos com a implementação dos projetos piloto para efeitos de tarifas, essa decisão será tomada no momento de

2 TARIFAS DINÂMICAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			cálculo das tarifas, podendo os mesmos ser integrados ao abrigo dos custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência.

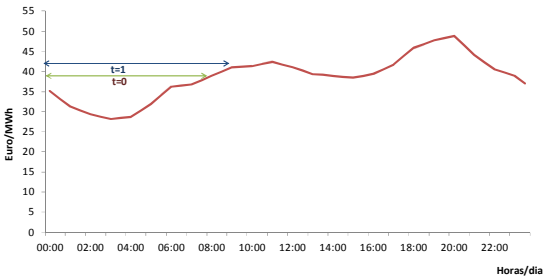
3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS E HARMONIZAÇÃO COM ESPANHA

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
2.	**APIGCEE** **Conselho Tarifário** **DECO** **EDP Comercial** **GALP Energia** **Iberdrola** **Siderurgia Nacional**	Na sequência da discussão relativa à introdução de tarifas dinâmicas alguns agentes apresentam propostas relativas à estrutura das tarifas de Acesso às Redes, algumas delas também com o objetivo de uma maior harmonização com Espanha. É referido que a presente proposta de revisão regulamentar não regista medidas que possam aproximar as tarifas de acesso dos dois países, impedindo um verdadeiro mercado da energia. **(APIGCEE)** Apontam-se diferenças entre Portugal e Espanha ao nível da estrutura tarifária, designadamente: - Diferentes períodos horários em Espanha e Portugal; - Diferente distribuição do quantitativo de horas em períodos horários; - Potência contratada diferenciada por período horário Recomendando-se que a ERSE prossiga estudos para identificar as diferenças que produzam distorções no funcionamento do MIBEL e que incentive a harmonização da	A harmonização da estrutura tarifária no MIBEL tem sido uma preocupação da ERSE, concretizada por exemplo através da criação da tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável aos produtores. A ERSE aprecia o esforço e a participação de todos os agentes na definição das melhores práticas e decisões regulatórias, visando a manutenção de um mercado energético eficiente e concorrencial. Durante o próximo período regulatório serão desenvolvidos estudos no sentido de avaliar a valia de algumas das sugestões apresentadas, que importa agradecer. Contudo, não se poderá deixar desde já de salientar que algumas das sugestões indicadas são contraditórias entre si. Por exemplo, o aumento do número de horas de vazio é contraditório com a maior diferenciação de preços no vazio. O preço de energia em cada período horário toma em consideração os custos/preços marginais previstos para esse período. Da observação do gráfico seguinte, verificamos que o aumento do número de horas de vazio (passagem de t=0 para t=1) pressupõe um aumento do intervalo de custos/preços marginais, o que

3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS E HARMONIZAÇÃO COM ESPANHA

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
		estrutura tarifária. (**CT e DECO, Galp Energia)** Os agentes consideram desejável a introdução de novas opções tarifárias mais flexíveis, apresentando as seguintes sugestões: - Adicionar novos períodos horários aos já existentes; **(CT, EDP C)** - Discriminação temporal dos preços de potência (mês, dia, hora) à semelhança do que já é praticado nas tarifas de acesso às redes em Espanha; **(CT, EDP C, Siderurgia Nacional, GALP)** **-** Maior diferenciação de preços entre os períodos tarifários; **(EDP C)** - Promoção do consumo nas horas de vazio e supervazio gerando maior diferenciação nas tarifas de acesso entre esses períodos horários e os da cheia e ponta; **(Siderurgia Nacional)** - Aumento do número de horas de vazio e supervazio; **(Siderurgia Nacional)** - Alteração do conceito de potência média em horas de ponta	consequentemente irá resultar num preço médio de vazio superior, e por conseguinte, numa redução da diferenciação dos preços de energia entre as horas de ponta e cheias e as horas de vazio. Nestas circunstâncias o aumento do número de horas do período de vazio contribuirá para uma redução da diferenciação de preços de energia entre os vários períodos horários. Em contrapartida uma maior diferenciação poderá ser conseguida por via da redução da duração dos períodos horários de vazio e de ponta, situação que contribuirá para a redução dos preços de energia de vazio e para o aumento dos preços de energia em horas de ponta.  No que concerne ao número de períodos horários importa clarificar que a estrutura tarifária em Portugal prevê a existência de mais períodos horários do que em Espanha.

3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS E HARMONIZAÇÃO COM ESPANHA

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
		ou a sua substituição para energia de ponta. **(Siderurgia Nacional, Iberdrola)** Para o efeito, deverão ser desenvolvidos estudos a apresentar ao CT, permitindo analisar o respetivo impacto no sistema tendo em conta a convergência para a aditividade tarifária. **(CT)**	Sublinhamos que numa análise diária a estrutura tarifária em Portugal para MAT, AT, MT e BTE apresenta 4 períodos horários (tarifas tetra-horárias), enquanto Espanha tem no máximo 3 períodos horários (tarifas tri-horárias). Adicionalmente, se considerarmos todo o ano, devido à sazonalidade dos preços, a estrutura tarifária em Portugal contempla 8 preços de energia distintos, enquanto em Espanha existem no máximo 6 preços de energia distintos. Importa também salientar no que diz respeito à harmonização dos períodos horários, que os consumidores têm a possibilidade de escolher o seu comercializador e com este acordar os períodos tarifários mais adequados a cada caso, nomeadamente os clientes de MT, AT e MAT que têm equipamentos de medida com telecontagem e consequentemente registo da energia consumida em cada período de 15 minutos, situação que viabiliza a aplicação de períodos horários praticados pelos comercializadores, designadamente na faturação da componente de energia, diferentes dos períodos horários praticados nas tarifas de acesso às redes. Importa referir que para os clientes de MAT, AT e MT a componente que mais pesa na sua fatura é a parcela relativa aos custos de energia, representando cerca de 70% em MAT e AT e 60% em MT, situação que

3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS E HARMONIZAÇÃO COM ESPANHA

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
			pode justificar o interesse de se transmitir ao cliente sinais preços de utilização das redes e de energia com períodos horários distintos, deixando-se ao cliente o direito em escolher entre evitar custos de redes ou custos de energia designadamente os associados aos custos de combustíveis na geração. Quanto ao comentário apresentado sobre a discriminação temporal do preço de potência contratada, importa referir que em Espanha o preço de potência contratada está a recuperar custos de utilização da rede periférica e das redes de transporte e de distribuição de montante utilizadas por um grande número de utilizadores. Em contrapartida em Portugal a potência contratada permite recuperar exclusivamente custos da rede periférica utilizada por um número reduzido de utilizadores. Decorrente desta diferença de tratamento o preço de potência contratada em Portugal apresenta um valor substancialmente inferior ao de Espanha não apresentando discriminação temporal. Com efeito os ativos associados à rede periférica utilizada por um número reduzido de consumidores são condicionados em termos do seu dimensionamento de potência aparente, pela potência utilizada por cada consumidor independentemente do período horário. Os efeitos

3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS E HARMONIZAÇÃO COM ESPANHA

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
			benéficos da agregação de consumos providenciada de forma natural pelas redes são observados nas redes de montante, sendo consequentemente o seu dimensionamento em termos de potência aparente determinado pela potência máxima da procura agregada, distinta da soma das potências contratadas pelos vários utilizadores, na medida em que estas não são tomadas em períodos temporais simultâneos. Esta situação justifica a reflexão dos custos das redes de montante através de conceitos de potência síncrona em que se determina a contribuição e necessidades de potência de cada utilizador para a potência agregada da procura. O conceito adotado em Portugal corresponde à potência em horas de ponta, variável utilizada para recuperar os custos das redes de montante utilizadas por grande número de utilizadores e para a qual a potência de ponta da procura agregada é próxima da soma da potência de ponta de cada um dos utilizadores. Este conceito de potência em horas de ponta foi introduzido pela ERSE na revisão do Regulamento Tarifário em 2001, de modo a assegurar-se uma maior aderência entre preços/pagamentos e os custos causados, situação também incentivadora da deslocação de consumo para

3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

3.1 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS E HARMONIZAÇÃO COM ESPANHA

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
			horas fora de ponta. A adoção deste conceito foi justificada pelo facto dos custos correspondentes aos troços de rede mais centrais de utilização comum, e cujo dimensionamento é diretamente influenciado pela ponta da procura conjunta, serem fundamentalmente condicionados pelas potências médias em intervalos de tempo mais alargados, nomeadamente, em horas de ponta. Assim, considera-se que as atuais tarifas de Acesso às Redes já transmitem fortes incentivos à modelação dos consumos. Todavia, indo de encontro aos comentários recebidos a ERSE considera importante estudar a adequabilidade dos atuais períodos tarifários, durante o próximo período regulatório, promovendo-se uma maior aderência entre os pagamentos pelas tarifas de acesso às redes e os custos causados e fomentando-se uma maior modulação da procura.

3.2 PAGAMENTOS DOS CONSUMOS DE VAZIO

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
3.	**APICEE** **Fortia** **Siderurgia Nacional**	Há um conflito de eficiência relativo à isenção das tarifas de acesso para bombagem. Justifica-se a isenção argumentando que de outra maneira o custo da ponta ou dos serviços de sistema seria mais elevado, mas ao mesmo tempo os consumidores de vazio veem incrementar o preço do mercado com a bombagem. Para escapar a esta contradição, deveria reduzir-se as diferenças de tratamento entre a bombagem e os consumidores que concentram o seu consumo nas horas de vazio. Em qualquer caso as receitas do sistema tarifário obtidas da bombagem deveriam ser deduzidas dos pagamentos dos consumidores que fazem gestão da procura. **(Fortia)** Os consumidores eletrointensivos com capacidade de modulação deviam ter uma isenção das tarifas de acesso como acontece com a bombagem para fomentar a transferência de consumos significativos para o vazio e supervazio contribuindo assim para a resolução dos problemas de integração da produção intermitente nos períodos de vazio e supervazio, como as centrais de backup que virão a beneficiar da garantia de potência pelo serviço que prestam **(Siderurgia Nacional e APIGCEE)**	As tarifas de uso das redes apresentam preços de potência contratada e de potência em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva nos períodos de fora de vazio e capacitiva nos períodos de vazio. A componente determinante dos pagamentos das tarifas de uso das redes incide sobre a potência em horas de ponta. De facto a recuperação dos custos das redes de montante é efetuada fundamentalmente através desta variável de faturação. Os preços de potência contratada permitem recuperar os custos das redes periféricas condicionadas pela potência disponibilizada ao utilizador e tomada em qualquer período horário. Os preços de energia ativa permitem recuperar os custos de investimento nas redes justificados pela poupança de perdas futuras. Os preços de energia reativa permitem recuperar custos de capacidade da rede periférica associados à circulação da componente reativa de corrente e bem como o acréscimo de perdas resultante face à situação de cargas devidamente compensadas. Considerando que a bombagem é efetuada nos períodos horários de preços mais reduzidos, ou seja nas horas de

3.2 PAGAMENTOS DOS CONSUMOS DE VAZIO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			vazio, a aplicação das tarifas de uso das redes à bombagem resultaria em pagamentos relativamente reduzidos. Desde logo a componente dominante associada à potência em horas de ponta não seria aplicável. Acresce que a potência instalada dos motores da bombagem é na generalidade das situações inferior à potência aparente de geração situação que justifica a dispensa do pagamento da potência contratada. De facto a rede periférica é justificada pela função primordial de geração e não pela de bombagem. Esta situação justifica a opção adotada por excecionar a bombagem do pagamento das tarifas de uso das redes. Importa ainda referir que num sistema com uma oferta cada vez mais renovável e não controlável, a bombagem hidroelétrica representa um recurso cada vez mais necessário para a boa gestão técnica e económica do sistema electroprodutor. Nestas circunstâncias a sua gestão orientada exclusivamente pelos sinais preços de energia no mercado organizado contribui para otimizar essa a gestão técnica e económica. Acresce que a aplicação das tarifas de uso de redes à bombagem, ao ser uma conversão de energia elétrica em energia potencial com vista à futura reconversão em

3.2 PAGAMENTOS DOS CONSUMOS DE VAZIO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			energia elétrica, poderia corresponder, do ponto de vista do uso final da energia, a um duplo pagamento das tarifas de uso das redes à produção da energia armazenada por bombagem. As redes elétricas são construídas para veicular energia dos geradores para os consumidores, servindo quer o lado da oferta, quer o lado da procura. Nestas circunstâncias quer os geradores, quer os consumidores são chamados a pagar a utilização das redes de transporte e de distribuição. A adoção de estruturas tarifárias e de sinais preços adequados para as tarifas de uso das redes aplicadas quer à geração, quer ao consumo é fundamental para se assegurar uma utilização adequada das redes e incentivar uma modulação da procura e da oferta que contribua para melhores decisões de investimento em redes futuras, redução do seu custo por via de uma melhor utilização em benefício de todos os utilizadores. Considera-se que a estrutura atual, que merece ser constantemente analisada para se introduzirem melhorias, fornece sinais adequados a uma utilização eficiente das redes. Os consumidores que optem por transferir consumos dos períodos de ponta, onde estão fundamentalmente a ser cobradas as redes de transporte e de distribuição são dispensados do seu pagamento. Esta opção é legítima na medida em a procura

3.2 PAGAMENTOS DOS CONSUMOS DE VAZIO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			flexível dispensa a necessidade de novos investimentos em infraestruturas sendo por esta via premiada. A título de exemplo importa valorizar o contributo dos clientes de MAT. O diagrama de carga em MAT apresenta potências em horas de ponta substancialmente inferiores às das horas cheias e de vazio, situação que beneficia em primeira mão os consumidores flexíveis que vêm a sua fatura de uso das redes reduzida substancialmente e os demais consumidores na medida em que a potência necessária da rede por unidade de energia diminui, situação que contribui para reduzir os custos unitários das redes.

4 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS NOS ESCALÕES DE POTÊNCIA INFERIORES A 3,45 KVA			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
4.	**Conselho Tarifário** **Coop. A Lord** **Coop. Elétrica S.Simão Novais** **DECO** **EDA** **EDP Distribuição** **EDP Serviço Universal** **GALP Energia** **Iberdrola**	São tecidas algumas reservas quanto à pertinência da extensão das opções bi-horária e tri-horária aos escalões de 1,15 kVA e 2,3 kVA. Todavia verifica-se um consenso quanto à disponibilização destas opções tarifárias para a IP **(CT, DECO, EDP Distribuição, EDA)** Alguns agentes concordam com a introdução destas opções tarifárias em todos os segmentos de consumidores **(EDA, DECO, Galp Energia)** As reservas manifestadas pelos agentes são as seguintes: - Não está devidamente demonstrado que exista interesse ou vantagem económica na adesão às novas opções tarifárias nos níveis de tensão em causa, com exceção da IP, por apresentarem níveis de consumo bastante reduzidos e menor elasticidade ao preço; **(CT, DECO, Galp Energia, Cooperativa Elet. São Simão de Novais, Coop. A Lord)** - Esta medida pode implicar a substituição dos equipamentos de contagem existentes, num universo de cerca de 427 mil clientes, que face à possível introdução dos contadores inteligentes não se justifica **(CT, EDP Distribuição,**	Como resulta dos comentários analisados da consulta pública, o alargamento das opções tarifárias aos segmentos de potência contratada inferior a 3,45 kVA, entre outros argumentos, permite que um conjunto significativo de instalações consumidoras (designadamente a Iluminação pública) possa escolher uma opção tarifária mais adequada e aderente ao seu diagrama de consumo. Considerando que o Regulamento Tarifário não distingue a aplicação das tarifas por tipo de utilização, não poderia existir outro critério geral e abstrato aplicável ao caso em concreto. No que respeita à substituição dos contadores, a ERSE concorda com o recurso às regras de faturação previstas pelo Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados para as situações de ausência de contador adequado à opção tarifária. A regra permitirá efetuar a repartição de consumos através de um perfil, de forma transitória, até que seja tomada uma decisão sobre o rol out dos contadores inteligentes. Todavia, reitera-se que, pelas razões também invocadas na consulta, não é expetável que esta alteração regulamentar implique uma substituição massiva dos contadores nestas potências contratadas. A maior diferenciação de preços permite uma maior aderência

4 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS NOS ESCALÕES DE POTÊNCIA INFERIORES A 3,45 KVA			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		Cooperativa Elétrica de São Simão de Novais e Coop. A Lord) - A proposta não discute a eventual necessidade de um plano de substituição de contadores **(Galp Energia)** - Sugere-se que a nova opção tarifária não implique a substituição do contador, até à decisão sobre o rol-out dos contadores, fazendo-se a repartição do consumo nos termos do Guia de Medição **(EDP Distribuição)** - Necessidade de adaptação dos sistemas comerciais, devendo ser consagrado um período de transição que permita a adequação de sistemas e outras infraestruturas necessárias à adoção desta proposta **(EDP SU)** - Modificações na estrutura tarifária que impliquem alterações relevantes no perfil de recuperação dos proveitos permitidos por tarifa deverão ser cuidadosamente ponderadas. A "transferência de custos de tarifa" deverá ser justificada, transparente, objetiva e não discriminatória. **(Galp Energia)** - No âmbito das opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN dos Comercializadores de Último Recurso deveriam estar consagradas as possibilidades de aplicação de tarifa bi-horária e tri-horária	dos custos causados aos montantes pagos nas tarifas, neste contexto, a existência da opção tarifária de bi e tri-horária permite o tratamento mais adequado de consumos com características diferenciadas como são os de IP. Assim, a eventual transferência de pagamentos entre consumidores, provocada por uma utilização mais racional e aderente aos custos é benéfica na medida em que elimina subsidiações cruzadas e fomenta uma melhor utilização da energia e das infra-estruturas e favorece a transparência. A disponibilização destas tarifas pelo CUR está prevista exclusivamente para os consumidores beneficiários da tarifa social, considerando que as restantes apresentam carácter transitório.

4 NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS NOS ESCALÕES DE POTÊNCIA INFERIORES A 3,45 KVA			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		bem como tarifa sazonal bi-horária e tarifa sazonal tri-horária para clientes BTN com potência contratada inferior a 3,45 kVA, em particular nas situações em que os clientes estivessem comprovadamente sem ofertas do mercado também poderiam beneficiar destas regras. **(Iberdrola)** Adicionalmente refere-se ainda que a disponibilização destas tarifas apenas no mercado livre, excluindo o CUR, pode trazer dificuldades à sua aplicação prática. **(DECO)**	

5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
5.	**Conselho Tarifário** **DECO** **EEM**	Relativamente à proposta da ERSE sobre a possibilidade de introdução de períodos horários com ciclo semanal nas regiões autónomas ficar condicionada à apresentação de estudos justificativos por parte das empresas das Regiões autónomas os agentes consideram que, por questões de princípio e uniformidade, o ciclo semanal deveria ser introduzido nas Regiões Autónomas com o início do novo período regulatório, sem necessidade de estudos adicionais. **(CT, DECO, EEM)**	Com o princípio da uniformidade tarifária procura-se assegurar a convergência dos preços entre as regiões autónomas (RAs) e o Continente. Apesar disso a localização no tempo da sua aplicação aos consumidores deve-se harmonizar com a curva de custos marginais de fornecimento dependente da procura e oferta em cada uma das regiões, fomentando-se por essa via uma utilização eficiente da energia e das redes. Assim, considera-se que a introdução do ciclo semanal nas RAs deverá ser precedida de estudos que demonstrem a existência de diferenciação semanal ao nível da evolução dos custos marginais totais de fornecimento das RAs. A introdução do ciclo semanal, de forma generalizada no território das RAs, sem a verificação deste pressuposto contribuirá para o agravamento do sobrecusto das Regiões Autónomas e consequentemente um agravamento das tarifas de acesso às redes pagas por todos os consumidores. Deste modo, a ERSE mantêm a proposta regulamentar apresentada.

6 CRITÉRIOS DE REPERCUSSÃO DOS CIEG			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
6.	**APIGCEE** **Grupo GALP** **REN** **Siderurgia Nacional**	É proposta a isenção dos CIEGs para os consumos que promovem a sustentabilidade e eficiência do sistema. **(Siderurgia Nacional)** Discordância com os critérios adotados pela Portaria n.º 332/2012, considerando que a repartição de determinados CIEG ao passar a ser feita em função da energia entregue no ponto de consumo em vez do consumo referido à saída da rede de transporte, transfere para os consumidores as ineficiências da rede. A alocação dos encargos com a garantia potência também às horas de vazio é penalizante para os clientes eletrointensivos que realizam uma grande parte do seu consumo neste período tarifário. Progressivamente os CIEG deveriam incidir apenas sobre as horas de ponta e cheias, de modo a conduzir a uma maior racionalidade do sistema. **(APIGCEE)** Nada a opor às alterações sobre a parcela II / III na tarifa de UGS **(REN**), desde que seja mantida a possibilidade de discriminação rigorosa entre os montantes recuperados pela sua natureza em particular a garantia de potência **(Grupo GALP)** Sugere-se a apresentação de um estudo com o impacte das alterações metodológicas introduzidas pela Portaria sobre um eventual agravamento ou desagravamento da tarifa de UGS.	A estrutura, custos e repartição dos CIEG não é uma matéria da competência da ERSE, cabendo-lhe transpor para a regulamentação as decisões do legislador sobre este assunto. A eliminação da parcela III da UGS é justificada pela alteração da forma de repercussão dos custos em causa, todavia o nível global de custos da UGS não é afetado por esta alteração, pelo que não produzirá alterações na sua discriminação, nem a alteração dos montantes em causa. Quanto ao impacte das alterações metodológicas, a ERSE apresenta no documento anual de fixação das tarifas e preços de eletricidade, informação relativa à evolução da tarifa de uso global do sistema, identificando o contributo dos CIEGs mais relevantes para essa variação.

6 CRITÉRIOS DE REPERCUSSÃO DOS CIEG			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		(APIGCEE)	

7 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
7.	**AdC** **Conselho Tarifário** **DECO** **Gas Natural Fenosa** **Iberdrola**	No que respeita as tarifas transitórias os agentes tecem alguns comentários relacionados com a aditividade e com a metodologia de atualização das mesmas. Considera-se importante desenvolver esforços para tornar as TVCF aditivas, refletindo o seu custo real. A falta de aditividade nos segmentos com tarifas multi-horárias e sazonais é um fator impeditivo da concorrência. **(CT)** Adicionalmente, importa conhecer e analisar as causas que determinam a permanência de consumidores AT, MT, BTE e BTN> 10,35 kVA nas tarifas transitórias (falta de aditividade das tarifas, tipologias e especificidades dos clientes), não se conhecendo a solução a adotar para os clientes que ainda se encontrem no mercado regulado à data da extinção das tarifas transitórias, 31 de dezembro de 2014. **(CT)** Considera-se que o fator de agravamento só deverá ser utilizado para manter o valor da energia ajustado com o MIBEL e não ser um meio artificial de inflação do preço do CUR. **(DECO)** Visando a transparência e gestão de expetativas de médio/longo prazo, propõe-se a publicação periódica pela ERSE do fator de atualização com carácter plurianual, bem	A aditividade é um princípio fundamental que a ERSE tem perseguido. Todavia a convergência tarifária não pode ser um objetivo per si, uma vez que a concretização desse objetivo pode implicar aumentos significativos de preços para determinados segmentos de consumidores. Os segmentos de consumidores mencionados no parecer do CT, multi-tarifa e sazonais, têm observado nos últimos anos acréscimos superiores à variação média da BTN. Todavia, refira-se a título de exemplo, que caso a ERSE tivesse optado pela convergência absoluta em 2014, os consumidores com tarifas bi-horárias e sazonais, teriam observado um acréscimo tarifário médio de 7,5% e de 21%, respetivamente, Quanto à atualização trimestral das tarifas transitórias, esta resulta da apreciação da evolução das condições de mercado com impacto nos pressupostos e parâmetros subjacentes à definição das tarifas transitórias. Como resulta do RT as tarifas transitórias apresentam os parâmetros de cálculo das tarifas aditivas, acrescidas do fator de atualização. De facto o n.º 5 do artigo 4.º do DL 75/2012, de 26 de março, estabelece que a "A receita proveniente do fator de agravamento referido no n.º 3 é repercutida a favor dos consumidores de eletricidade através da tarifa de uso global

7 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		como a divulgação periódica dos diferentes critérios de avaliação do fator de atualização. **(Iberdrola)** O CT verifica que não foi definida, conforme solicitado, uma metodologia transparente para o cálculo do agravamento. Aguarda-se ainda a sub-regulamentação que permite regular a aplicação da receita gerada pelo sobrecusto, a repercutir a favor dos consumidores na tarifa de UGS. **(CT)** A AdC recomenda à ERSE que tome posição sobre o regime jurídico a vigorar após 31/12/2014 para os clientes que não optarem pelo mercado, para eliminar a incerteza que impera sobre o assunto e a fim de evitar a situação ocorrida em 2012, que afetou o desenvolvimento da concorrência do setor, beneficiando o operador histórico. Esta matéria deveria ter sido discutida na consulta pública, bem como as consequências da inação dos consumidores. (**AdC**)	do sistema, em termos a regular pela ERSE.". Todavia a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG por nível de tensão e tipo de fornecimento, determina também o modo de repercussão dos sobreproveitos verificados em resultado da aplicação das tarifas transitórias (artigo 3.º, n.º 1, al.h). A ERSE esclarece que cabe ao legislador definir ou alterar o regime de extinção das tarifas de venda a clientes finais reguladas, bem como a sua eventual prorrogação. Embora a ERSE reconheça o interesse de nivelar as expetativas dos diferentes agentes relativamente a esta questão, entende-se que tal não poderia ser produzido em sede regulamentar por antecipação ao próprio quadro legal habilitante.

8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL PELO ORT AOS PRODUTORES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
8.	**AdC** **APIGCEE** **EDP Produção** **Fortia** **Grupo GALP** **REN**	Os agentes concordam na generalidade com a preocupação de manter a harmonização com Espanha, referindo a necessidade de estender essa preocupação a outros mercados acoplados, mas demonstram também alguma preocupação com uma eventual alteração da variável de faturação. Refere-se que é fundamental que seja garantida a harmonização desta tarifa entre os sistemas elétricos dos vários países europeus em que existe já um mercado ligado (market coupling), de forma a não gerar distorções de mercado. Atendendo a que o MIBEL já se encontra a funcionar de forma acoplada com o mercado francês, a preocupação da ERSE na harmonização com Espanha, que se elogia, deverá também estender-se a França. A existência de tarifas de acesso mais reduzidas aos produtores noutros países em mercados acoplados, associada ao progressivo aumento da capacidade de interligação entre Espanha e França, é um fator que pode prejudicar a competitividade dos produtores portugueses, e também espanhóis, em relação aos produtores franceses nos mercados spot de eletricidade. **(EDP Produção)** Nas modificações propostas ao RT sobre a tarifa G importa salvaguardar que as alterações sejam consensualizadas com Espanha e não ocorra uma transferência de encargos para os	A ERSE partilha da preocupação dos agentes, quer no que se refere à harmonização com Espanha e com os restantes mercados com que o MIBEL se encontra acoplado, mas também no que se refere às variáveis de faturação consideradas mais adequadas para fazer face à especificidade do sistema electroprodutor nacional. A remissão para sub-regulamentação da ERSE não visa uma prática de opacidade. Contudo, considerando que se trata de um aspeto particular da estrutura tarifária, sem impacto direto nos consumidores de energia, considerou-se que a eventual alteração desta tarifa possa ser discutida sem alterar formalmente o Regulamento Tarifário. Acresce que o facto de ser uma sub-regulamentação a ERSE não está isenta de proceder à consulta e audição dos interessados nos termos da lei. Os comentários agora apresentados serão tidos em consideração no eventual novo desenho desta tarifa, quer no que se refere às assimetrias que possam existir entre os diversos produtores, quer no que se refere à escolha e dimensionamento das variáveis de faturação, sempre no enquadramento da eventual alteração que vier a ser feita ao Regulamento (UE) 838/2010, da Comissão.

8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL PELO ORT AOS PRODUTORES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		consumidores, na eventualidade de desoneração dos produtores com os encargos com as redes. **(APIGCEE)** A alteração da estrutura tarifária cobrando potência em detrimento de energia deverá considerar as especificidades do sistema electroprodutor nacional com uma forte componente de renováveis e grande variabilidade. **(EDP Produção)** Os proveitos obtidos pelo sistema tarifário dos geradores, não deverá embaratecer os preços das tarifas de ponta. Pelo contrário, será adequado que esses proveitos diminuam as tarifas de vazio, para garantir que os consumidores não desprezam o seu consumo em ponta e permitirá a integração da produção renovável nas horas de vazio. **(Fortia)** Discordância na remissão para sub-regulamentação das alterações das variáveis de faturação. Constituiu uma prática de opacidade e contrária à estabilidade necessária da regulação. **(Grupo Galp)** A alteração da variável de faturação de energia para capacidade instalada implica definir conceitos, novos fluxos de informação, regras e procedimentos de modo a identificar de forma inequívoca a potência instalada de cada instalação. Este processo pode ser moroso e obriga ao envio de comprovativos. **(REN)**	Conforme sugerido esta discussão não pode ignorar todos os mecanismos e abordagens de tarificação das redes de transporte, nomeadamente, pagamentos das tarifas de uso das redes de transporte pela geração e pelo consumo, pagamentos de ligações às redes de transporte por produtores e consumidores, mecanismo de compensação entre TSOs para refletir a utilização das redes entre os vários TSO e consequentemente entre os utilizadores de cada estado e por fim as rendas de congestionamento cobradas pelos TSOs nas interligações sujeitas a restrição. Todas as situações descritas têm vindo a ser utilizadas no espaço europeu e representam formas de afetação de custos dos recursos associados ao transporte de energia. Reconhece-se que esta matéria merece uma abordagem holística, integrada e harmonizada a nível europeu.

8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL PELO ORT AOS PRODUTORES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		A tarifa G acaba por incidir sobre os poucos operadores em regime de mercado e com risco de negócio, o que acentua a assimetria com as situações dos produtores nos regimes económicos protegidos (que representam 4/5 da produção e que podem fazer pass through para os CIEG). **(Adc)** O termo variável da tarifa G não deve ser necessariamente idêntico entre países, podendo diferenciar custos com congestionamentos e custos de investimento em rede e interligações. Enquanto o sistema nacional registar um perfil importador, pode justificar-se uma tarifa G por energia injetada inferior em Portugal face a Espanha. **(Adc)** O dimensionamento do termo fixo ou da potência deve ser vista de forma agregada com o tema das ligações dos produtores às redes. Sendo as redes essencialmente pagas do lado dos consumidores e estando a procura estagnada, o esforço financeiro do objetivo de ligar produtores acaba por recair nos consumidores de forma não justificada. Por isso é necessário que as externalidades na rede provocadas pelos novos investimentos de produtores sejam convenientemente internalizadas por esses agentes económicos quando decidem investir em nova produção. Contudo o sistema de faturação deverá ser equitativo não desfavorecendo os novos entrantes.	

8 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL PELO ORT AOS PRODUTORES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		(**Adc)**	

9 INFORMAÇÃO AOS COMERCIALIZADORES SOBRE A PROPOSTA DE TARIFAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
9.	**Iberdrola**	Os comercializadores deviam fazer parte integrante da lista de destinatários da proposta de tarifas reguladas elaborada pela ERSE até 15 de outubro de cada ano, de forma a possibilitar a análise desta proposta por parte dos comercializadores, enquanto parte diretamente interessada, em igualdade de circunstâncias com os demais agentes já constantes na listagem de destinatários prevista no Artigo 168.º do Regulamento Tarifário. **(Iberdrola)**	A proposta de tarifas reguladas elaborada pela ERSE é entregue ao Conselho Tarifário, que integra um representante dos comercializadores de eletricidade em regime livre. Desta forma encontra-se garantido que todos os comercializadores têm acesso à proposta de tarifas.

10 PERÍODOS TARIFÁRIOS

10.1 CICLO SEMANAL OPCIONAL

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
10.	**Fortia** **Siderurgia Nacional**	Conforme consta do parecer interpretativo ERSE Nº 1/2012, veio a ERSE, ao abrigo do art.º 189.º do regulamento Tarifário do setor elétrico, esclarecer a possibilidade das mudanças entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional de contagem das tarifas de acesso às redes em MAT, AT e MT, em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas, poder ser efetuada desde que coincidente com os períodos de faturação mensal. Os agentes solicitam a consagração no RT do referido parecer. Sugere-se também que a mudança de ciclo coincida com a mudança de horário entre o verão e inverno e vice-versa, para evitar desajustes com a faturação mensal. Em alternativa sugere-se a criação de um ciclo semanal que contemple o horário do ciclo semanal no inverno e o horário do ciclo opcional no verão. **(Siderurgia Nacional)** Propõe-se a introdução de um número adicional no artigo 27.º do RT: "Os clientes de MAT, AT e MT de Portugal Continental poderão escolher um ciclo semanal opcional com um único período de ponta em inverno. A ERSE determinara o bloco de horas de ponta que melhor reflete a ponta do sistema elétrico. Em qualquer caso, os clientes poderão mudar entre o ciclo semanal normal e o ciclo semanal opcional coincidindo com a mudança de hora legal de Inverno ou Verão" **(Fortia).**	Quanto à inclusão no Regulamento Tarifário do parecer interpretativo da ERSE, importa esclarecer que o RT identifica a tipologia de ciclos horários (semanais e diários) e a duração dos mesmos. É na diretiva de fixação de tarifas que a ERSE aprova anualmente as demais características dos ciclos horários relativos à faturação da tarifa de acesso às redes. Neste contexto, concorda-se com a sugestão de inclusão da regra que permite a mudança entre o ciclo semanal e o ciclo semanal opcional, em conformidade com o estabelecido no parecer interpretativo da ERSE, a incluir na diretiva anual de aprovação de tarifas. Na proposta de tarifas a apresentar ao Conselho Tarifário da ERSE foi incluída a proposta efetuada pelos agentes da mudança de ciclo coincidir com a mudança de horário entre o verão e o inverno e vice-versa.

10.2 PERÍODOS POR NÍVEL DE TENSÃO

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
11.	**Paulo Toste**	Nos períodos tarifários, a ERSE deveria passar da atual oferta de alternativas para todos os clientes para a oferta de períodos tarifários específicos para cada nível de tensão. A oferta de períodos tarifários específicos para cada nível permitiria incentivar a efetiva otimização dos diagramas de carga dos consumidores, associando os custos marginais de investimento nas redes que podem resultar do consumo em cada hora do dia em cada nível de tensão, ou mesmo em cada zona de rede de distribuição. Os novos períodos tarifários deveriam ser objeto de consulta às associações de consumidores e apresentados com antecipação suficiente para permitir aos agentes introduzir as adaptações necessárias para poderem otimizar os seus padrões de consumo. (Paulo Toste)	A ERSE pretende durante o próximo período regulatório efetuar estudos para avaliar a adequabilidade dos atuais períodos tarifários. Os comentários apresentados são pertinentes e serão tomadas em consideração nessa avaliação. Os resultados destes estudos de tarifas serão apresentados ao Conselho Tarifário na proposta de tarifas de energia elétrica.

11 CUSTOS NA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

11.1 MECANISMO DE CUSTOS INCREMENTAIS

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
12.	**GALP Energia** **REN**	A Galp expressou reservas à eliminação do RT das variáveis físicas a considerar como indutores de custos. Tendo referido a necessidade de que a regulamentação seja estável e previsível e que a fixação de indutores deve ser única para o período regulatório, de modo a permitir às empresas desenvolver de um modo eficaz programas de melhoria. Mencionou considerar a proposta adequada, sublinhando que a metodologia proposta deverá respeitar o princípio de que os ganhos de eficiência dentro do período regulatório cabem à empresa**.** A REN concorda com o princípio da simplificação da metodologia de cálculo e reitera a proposta que avançou aquando da revisão regulamentar de Maio de 2011 e que teria obviado algumas das questões que a presente proposta da ERSE pretende ultrapassar. No entanto na opinião da REN a proposta da ERSE vai além da simplificação uma vez que não deixa apenas em aberto os indutores de custos mas altera o princípio subjacente à metodologia atual, ao propor uma fórmula que abandona os custos incrementais e passa a variabilizar uma parte dos custos operacionais da empresa em função de drivers que para já se desconhecem e que deverão ser avaliados corretamente para, em particular, assegurar a sua coerência enquanto variáveis explicativas dos custos e a sua natureza fixa ou variável.	A proposta da ERSE constante do documento "Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico – Documento Justificativo", de junho de 2014, visa unicamente a alteração do mecanismo de custos incrementais na atividade de transporte de energia elétrica, para que este passe a contemplar as variáveis físicas verificadas e não variáveis físicas estimadas pela empresa. Paralelamente, as alterações propostas ao nível do Regulamento Tarifário, em particular no artigo 79.º, permitem acomodar a alteração anteriormente mencionada, e em simultâneo, simplificar o articulado à semelhança do que já havia sido efetuado em 2013, aquando da Revisão Regulamentar do Setor do Gás natural. Com esta simplificação é dado relevo à estabilidade de aplicação do Regulamento Tarifário, não a condicionando à definição dos indutores de custos definidos pela ERSE no âmbito do processo de fixação de parâmetros que antecede o início de cada período regulatório. Finalmente importa igualmente frisar que a estabilidade regulatória é um princípio importante

11 CUSTOS NA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

11.1 MECANISMO DE CUSTOS INCREMENTAIS

N.º	Entidade	Comentário	Observações da ERSE
		A REN considera que como para qualquer componente de custos operacionais, as variáveis devem ser ajustadas ex-post com valores reais pelo que a proposta da ERSE de um ajustamento ex-post vai de encontro aos princípios que a REN sempre defendeu.	para a ERSE, que se aplica em todas as suas áreas de atuação, como por exemplo, na definição dos indutores de custo.

11.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA DO INVESTIMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
13.	**GALP Energia** **REN**	A GE mantém a posição repetidamente expressa de que os investimentos na actividade de transporte, pela sua dimensão, deverão sempre ser sujeitos a uma cuidadosa ponderação, nomeadamente atendendo às necessidades do mercado e crescimento do consumo **(GALP Energia)** Na opinião da **REN** a aplicação deste mecanismo conduziu a uma significativa redução de custos para o sistema que terá reflexo permanente em todo o período da concessão, sublinha os resultados positivos da aplicação do mecanismo e considera crítica a sua continuidade. A proposta da ERSE de atualização do estudo efetuado em 2009 vai de encontro às solicitações da **REN** nestes últimos anos, na medida em que a aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos gerou grandes poupanças presentes e futuras ao setor. A REN considera positiva a abertura da ERSE para a introdução de novas tecnologias no mecanismo atual, incentivando assim a procura de soluções tecnologicamente mais eficientes e assegurando o alinhamento do modelo de incentivos com as necessidades operacionais da rede **(REN)**.	Os investimentos na rede de transporte transferidos para exploração em cada ano, considerados eficientes à luz do mecanismo de custos de referência, produzem ganhos de CAPEX que são partilhados entre os consumidores e a empresa ao longo de toda a vida útil do ativo (30 anos). As análises retroativas da partilha de ganhos entre a empresa e os consumidores que serão efetuadas pela ERSE permitirão avaliar regularmente a aplicação deste incentivo e sustentar eventuais necessidades de atualização dos custos unitários de referência, com efeitos nos investimentos a transferir para exploração nos períodos regulatórios seguintes, bem como dos parâmetros do mecanismo associados, designadamente, ao prémio de risco e às metas de eficiência. Por outro lado, a ERSE entende que este mecanismo não deverá constituir uma barreira à procura e adoção de novas soluções tecnológicas na rede de transporte, motivo pelo qual considerou a possibilidade, mesmo que pontualmente, de inclusão de novas tipologias de investimento no

11.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA DO INVESTIMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			mecanismo de custos de referência, sujeita à aprovação da ERSE. Finalmente, importa sublinhar que os processos de planeamento e concretização dos investimentos na RNT devem ser primeiramente orientados pelo estabelecido no Decreto-Lei nº 215-B/2012, de 8 de outubro, designadamente através da elaboração do PDIRT, obedecendo aos princípios e prazos definidos neste diploma.

12 INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDES INTELIGENTES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
14.	**EDP Distribuição** **GALP Energia**	A EDP Distribuição considera que a ERSE concebeu este incentivo com o objetivo de premiar o operador da rede de distribuição pela sua iniciativa de investimento em "redes inteligentes", mediante um prémio na taxa de remuneração dos ativos, que teria como contrapartida um acréscimo na meta de eficiência aplicada aos custos de exploração aceites para efeitos regulatórios, de forma a traduzir-se num incentivo neutro para o consumidor. Todavia a EDP Distribuição considera que este objetivo pode distorcer o propósito do incentivo, em termos da relação entre a remuneração acrescida apenas às redes inteligentes e a eficiência operacional exigida em toda a base de custos aceite. Para a EDP Distribuição torna-se necessário assegurar que os parâmetros do mecanismo configurem um incentivo efetivo para as empresas, por comparação com a opção de investimento em tecnologias convencionais, considerando-se fundamental garantir transparência e previsibilidade nas regras de aplicação do incentivo ao longo de toda vida útil do ativo. Evidenciou ainda considerar que estas novas regras implicam o tratamento de informação individualizada por projeto e com um nível de detalhe elevado, que levará a alterações de procedimentos contabilísticos internos e de adequação dos sistemas para responder a estas solicitações, que não só se afiguram morosas e de difícil implementação e auditabilidade como necessariamente irão gerar um acréscimo de custos. Considerando-se necessário encontrar um compromisso ao nível do detalhe de	O tema das "redes inteligentes" nos sistemas de distribuição de eletricidade está atualmente em debate na Europa, por estarem claramente identificados benefícios para os consumidores, para os operadores das redes de distribuição e para os sistemas elétricos no seu todo, decorrentes da utilização deste paradigma. No entanto, a quantificação destes benefícios nem sempre é possível com exatidão, não só pela atual insuficiência de dados para os determinar (existirem poucos casos práticos em larga escala), mas também pela diversidade dos vetores em que poderão ter impacto (qualidade de serviço, eficiência energética, flexibilidade da procura, investimentos futuros). Por uma questão de prudência associada ao seu caráter pioneiro, o incentivo em vigor no período regulatório 2012-2014 foi desenhado e parametrizado para que o prémio na remuneração do ativo em "redes inteligentes" fosse compensado pela eficiência adicional de OPEX nesse período regulatório, tornando-se praticamente neutro para o consumidor. Passado um período regulatório após

12 INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDES INTELIGENTES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		informação necessário por projeto, para evitar acréscimos de custos decorrentes da complexidade do tratamento da informação **(EDP Distribuição)**. A GE considera que a justificação da proposta não parece suficiente, ficando-se a aguardar alguma concretização adicional nos documentos finais. Em qualquer caso, registam a discordância quanto a mecanismos de correcção *ex-post* que desvirtuem metodologias de eficiência definidas *ex-ante* **(GALP Energia)**.	a aplicação do incentivo ao investimento inovador em redes, a ERSE pretende que este incentivo seja mais eficaz no seu intuito e, consequentemente, permita que todos os agentes do sector elétrico beneficiem dos ganhos associados à inovação tecnológica nas redes. A proposta da ERSE para o período regulatório 2015-2017 deverá considerar não só os ganhos operacionais para a empresa, mas também as externalidades positivas para o SEN. Adicionalmente, o cálculo do incentivo considerará o investimento em "rede inteligente" que seja efetivamente realizado e aceite pelo regulador, bem como a partilha entre a empresa e os consumidores dos ganhos resultantes destes investimentos. Para tal, a empresa terá de demonstrar e quantificar estes ganhos (na ótica da empresa e na ótica do SEN) num horizonte de tempo alargado, com particular incidência nas vertentes de redução de perdas, qualidade de serviço e adiamento de investimentos. Estas análises serão sujeitas a aceitação da ERSE, com incidência direta no cálculo do incentivo. Os princípios para a avaliação de investimentos em "redes inteligentes" serão descritos no documento

12 INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDES INTELIGENTES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			de parâmetros, que acompanha as tarifas para 2015, de modo a clarificar o processo de aceitação pela ERSE. Não existe assim uma correção *ex post* do incentivo. As regras são definidas *ex-ante* e aplicadas com base nos dados obtidos *ex post* relacionados com o nível de investimento efetivamente considerado inovador. O envio de informação individualizada por projeto, quer qualitativa quer quantitativa, é necessário no quadro da análise da aplicação, ou não, do incentivo aos projetos em causa.

13 AQUISIÇÃO DE ENERGIA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
15.	**APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis** **EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira** **Galp Energia**	A APREN receia que a instituição do princípio da não-aceitação de determinados custos de aquisição de energias renováveis possa introduzir uma limitação à introdução de novas tecnologias de produção renovável nas RA e recomenda que não se aplique o princípio da não-aceitação de determinados custos de aquisição de energias renováveis, para efeitos de convergência tarifária, quando a introdução de nova tecnologia implique agravamento do custo de produção face ao *mix* de custos anterior **(APREN)**. A EEM discorda com a proposta de alteração da ERSE **(EEM).**	Vários são os motivos que justificam a responsabilidade da ERSE quanto à promoção da sustentabilidade, a médio e longo prazo, dos custos de produção das Regiões Autónomas. Em primeiro lugar, nas Regiões Autónomas a aquisição de energia elétrica a produtores vinculados e independentes é uma atividade sujeita a regulação da ERSE, e deste modo sujeita à promoção da eficiência económica. Por outro lado, os custos de produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas contribuem para o diferencial de custos suportados pelos consumidores através do mecanismo de convergência tarifária. Deste modo, a não aceitação de custos de projetos mais caros do que o *mix* de produção existente nas Regiões Autónomas permite não comprometer a sustentabilidade económica e ambiental, ao obrigar os promotores a ponderar, aquando da tomada de decisão de investir num determinado projeto, a integral amplitude dos custos associados aos projetos. Finalmente, importa igualmente referir, que o impacte desta condição deve ser diminuto num

13 AQUISIÇÃO DE ENERGIA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			quadro de racionalidade económica. A evolução tecnológica, conjugada com as caraterísticas das Regiões Autónomas em termos de dimensão e de recursos naturais, permite que soluções tecnológicas de produção de energia elétrica baseadas em energias renováveis sejam em muitos casos mais competitivas do que as soluções convencionais nas Regiões Autónomas. A ERSE regista positivamente a concordância da GALP Energia relativamente a este assunto.
		A GE considera positivo o princípio de que uma fonte renovável não deve, só por isso, ser considerada no *mix* energético de produção, devendo ser alvo de uma análise custo-benefício alargada que justifique um eventual aumento de custos (**Galp Energia).**	

14 AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
16.	**EDA – Eletricidade dos Açores** **EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira** **GALP Energia**	A EDA concorda com a atualização do estudo *Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase Activity,* efetuado pela Kema, em 2011, ajustando-o à complexa realidade do processo de abastecimento de fuelóleo e gasóleo à RAA, porém, considerando que o mesmo ainda não se iniciou, importa clarificar quais os procedimentos que serão utilizados enquanto não forem conhecidos os resultados do estudo a desenvolver, designadamente a partir do período regulatório com início em 1de janeiro de 2015 **(EDA).** Não se opondo à atualização do acima citado estudo a EEM considera que os *outputs* do estudo a efetuar, deverão ter apenas uma componente informativa, não devendo ser aplicadas quaisquer metas de eficiência ou definição de custos aceites diferentes dos que vigoram atualmente, sob pena da EEM vir a ser prejudicada pondo em causa a estabilidade regulatória e de investimento que caracteriza o sector regulado **(EEM).**	Os custos de aquisição e combustíveis na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM) assumem um peso significativo na estrutura de custos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema. Tendo-se verificado algumas disparidades entre os custos de combustíveis praticados em cada uma das Regiões, a ERSE, em conjunto com as Empresas reguladas de cada Região, EDA e EEM, e com recurso a um consultor externo, procedeu em 2010 a um estudo que visou definir os custos eficientes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento de fuelóleo, na RAA e na RAM. O trabalho foi realizado com a participação das empresas reguladas de cada região. O mecanismo aplicado, baseado na consideração de custos de referência, tinha subjacente a possibilidade das empresas poderem ganhar ou perder devido às diferenças entre os custos ocorridos e os custos de referência. Importa registar que a EEM teve, por força da aplicação deste mecanismo, ganhos, tanto no ano de 2010, como no ano de 2011. Passados dois períodos regulatórios de aplicação

14 AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			dos custos de referência então definidos, ocorreram alterações que tornam necessária a reformulação do estudo, nomeadamente o alargamento do consumo de fuelóleo a mais duas ilhas, na RAA, a utilização de novas fontes de combustíveis fósseis para produção de eletricidade, com a introdução do gás natural, na RAM e a renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, entretanto ocorridos na RAM. Além destes aspetos, o estudo anterior não permitiu efetuar com a clareza desejada uma identificação de todos os ativos afetos à atividade de armazenagem de combustíveis na RAM. Neste contexto, a ERSE decidiu, não só proceder à atualização do estudo anterior, para o processo de aquisição do fuelóleo, como também alargar o seu âmbito aos restantes combustíveis utilizados nas RA's, nomeadamente o gasóleo e o gás natural. Pretende-se, assim, a definição dos custos eficientes dos vários tipos de combustíveis utilizados nas RA's em toda a sua cadeia de valor. A aplicação deste mecanismo a todos os combustíveis deverá considerar naturalmente as particularidades de cada região. Neste particular, as condições de lançamento e os resultados de um concurso internacional traduzem-

14 AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		A GE concorda com o princípio de que o mecanismo de fornecimento de combustíveis para produção elétrica seja regulado com base em princípios de mérito económico, pelo que o alargamento da análise já realizada ao Gás Natural deve ser efetuado (**GALP Energia)**	se em dados que importará ponderar. Finalmente, a ERSE regista positivamente a posição da Galp Energia quanto à proposta de alargamento da aplicação de custos eficientes à aquisição de GN para produção de energia elétrica às RA. Neste particular, a ERSE partilha igualmente da visão de que os custos com a produção de gás natural nas Regiões Autónomas não possam resultar em nenhuma subsidiação cruzada entre o SEN e o SNGN.

15 PRINCÍPIOS DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Controlo de Endividamento			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
17.	**DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor** **EDP Distribuição** **EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira** **GALP Energia** **REN**	A ERSE propõe duas alterações em matéria do custo de capital apurado para remuneração dos ativos do SEN, um ao nível do Controlo de Endividamento e um Mecanismo de Controlo da Rendibilidade dos Ativos. Relativamente ao Controlo de Endividamento das empresas do SEN, a ERSE propõe a adoção do conceito de estrutura de capital eficiente, à semelhança de outros reguladores europeu, medida com a qual a DECO concorda. **(DECO).** A EDP Distribuição alerta para a necessidade de manter a consistência entre todos os parâmetros utilizados no cálculo do custo de capital, em consonância com a teoria financeira de suporte ao cálculo do custo de capital do negócio. Adicionalmente, a EDP Distribuição considera que devem ser tomadas em consideração duas situações que afetam de forma relevante o seu endividamento: • Aquando da transição de POC para IFRS em 2009 o *gearing* da EDP Distribuição foi afetado pela redução do capital próprio, o qual vai sendo reposto à medida que os ajustamentos de transição vão sendo recuperados pela tarifa. • A EDP Distribuição só consegue operar com um *gearing* elevado por estar inserida num grupo empresarial que apresenta um *gearing* de ~60%, permitindo que as atividades reguladas sejam financiáveis.	A ERSE regista positivamente a posição da DECO quanto à proposta de inclusão do princípio de custos de financiamento e estruturas de capital eficientes, já adotado no Regulamento Tarifário do setor do gás natural A ERSE tem utilizado uma estrutura teórica de capital eficiente, prática comum entre os reguladores europeus, e com valores próximos das médias teóricas do sector. Face ao referido no documento justificativo, nomeadamente em relação ao nível médio de endividamento das empresas reguladas, que tem vindo a aumentar de forma considerável, entendeu a ERSE que deverá proceder a um ajuste do valor teórico, no sentido de minimizar o diferencial relativamente aos valores reais apresentados pelas empresas. Relativamente às condicionantes de natureza contabilística, a ERSE, na definição dos parâmetros regulatórios, onde se inclui a determinação do custo do capital, tem presente as especificidades de cada atividade regulada. Uma das vantagens desta abordagem é de poder contemplar situações tão

15 PRINCÍPIOS DE DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Controlo de Endividamento			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		A EEM considera que a taxa de remuneração do ativo regulado líquido deverá ter em conta as especificidades da empresa, nomeadamente o seu custo financeiro e o seu enquadramento, tanto a nível da dimensão do mercado alvo, como a nível da sua localização, (insularidade) entre outras, quando da comparação com as empresas reguladas do continente. **(EEM)** A GE reconhece que os princípios agora propostos para o SEN foram já plasmados na regulamentação do SNGN, pelo que é compreensível a aproximação regulamentar dos dois sectores. Considera que o conceito de "estrutura de capital eficiente óptima" deve atender à realidade onde as empresas se inserem, seja pelas próprias obrigações dos seus Contratos de Concessão, seja pela própria estrutura do grupo em que se inserem. **(GALP Energia)** A REN defende a necessidade de se fixar um nível de endividamento de referência, a par das suas congéneres europeias. **(REN)**	diversas como a da EDPD.

16 REGRAS NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Mecanismo de Controlo da Rendibilidade dos Ativos			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
18.	**AdC – Autoridade da Concorrência** **Conselho Tarifário** **DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor** **EDA – Eletricidade dos Açores** **EDP Distribuição** **EDP SU** **EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira** **GALP Energia** **REN**	Na opinião do **CT** quanto à proposta de um mecanismo de controlo ex-post da rendibilidade dos ativos, a prossecução dos objetivos de transparência e auditabilidade, e a justificação de uma eventual necessidade de alterações ao modelo de remuneração das atividades vigente em cada período regulatório, deve passar pela completa avaliação dos mecanismos em vigor, elaborada tanto na ótica das empresas como dos consumidores, para permitir avaliar o resultado da sua aplicação, analisar eventuais distorções e confirmar a necessidade de novos mecanismos ou a recalibração dos mecanismos existentes. O **CT** considera prioritária a necessidade do aprofundamento da regulação por incentivos, alicerçada em mecanismos adequados de partilha entre empresas e consumidores como forma de assegurar custos eficientes. A equidade da partilha de riscos entre empresas reguladas e consumidores deve ser um pilar fundamental de um modelo de regulação eficiente e eficaz. O **CT** entende que a proposta da ERSE no sentido de estabelecer um mecanismo de controlo ex-post da rendibilidade dos ativos em conformidade com uma formula que traduz uma média ponderada entre uma taxa de retomo permitida (ror_p) e a taxa de retomo efetivamente verificada (ror_v) através de um ponderador α, não fundamentado economicamente, não configura uma resposta aos princípios e preocupações anteriormente elencados. Para além disso, é omissa	Os resultados da regulação por incentivos, aplicada pela ERSE, têm sido visíveis tanto na melhoria da qualidade de serviço, como na diminuição dos custos. Face a regulação do tipo *cost plus*, a regulação por incentivos é mais arriscada para a empresa, por não ter garantida a remuneração dos seus investimentos. Em contrapartida, a empresa terá mais incentivos a atingir as metas fixadas pelo regulador (reduzir os seus custos ou melhorar a qualidade, por exemplo), tendo em conta que pode, deste modo, reter a maior parte dos ganhos resultantes de ter atingido as metas fixadas. No entanto, sendo os recursos económicos escassos, os ganhos obtidos com a regulação por incentivos, não poderão pôr em causa a eficiência na alocação dos recursos, isto é, na garantia de que os recursos gerados sejam distribuídos pelos diferentes agentes, empresas e consumidores, de forma eficiente. A obtenção de recursos em excesso, para além de dar sinais económicos enviesados em termos de estratégia empresarial, retira recursos necessários aos restantes sectores económicos. Estes efeitos são por demais ampliados quando se trata

16 REGRAS NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Mecanismo de Controlo da Rendibilidade dos Ativos			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		relativamente ao modo de implementação do mecanismo, deixando para subregulamentação a definição e apreciação dos impactos de tão disruptiva proposta. Por outro lado, o CT não encontra resposta satisfatória tendo em conta a indeterminação e potenciais consequências do que pode ser qualificado como "fator exógeno" ou dos critérios e princípios integradores dessa qualificação, gerador de incertezas quanto aos eventuais ganhos ou perdas das empresas a transferir para os consumidores. Importa, ainda, referir que a operacionalização de um mecanismo desta natureza se antecipa muito complexo, quer no que concerne à informação a tratar, quer quanto à sua compatibilização com os prazos que as empresas, privadas e cotadas em bolsa, dispõem para cumprir as suas obrigações contabilísticas (CT). A DECO considera que a ERSE deve rever a taxa de remuneração dos ativos e os respetivos incentivos, devendo realizar um exercício de calibração dos mesmos, para que possam cumprir os seus objetivos, sem	de um sector essencial ao funcionamento da economia, como é o caso do sector elétrico. É deste modo necessário um equilíbrio entre a eficiência na adequada rentabilidade das atividades e a promoção da "eficiência técnica" (qualidade de serviço, diminuição dos custos para o mesmo nível de outputs, etc.). Neste contexto, a ERSE pretendeu com esta metodologia controlar parcialmente os impactes na rentabilidade de atividades com caraterísticas de concessões de serviço público decorrentes de efeitos com ou sem natureza regulatória. O resultado imediato da aplicação de tal mecanismo seria a da diminuição do custo de capital, com impacte positivo no nível tarifário. O atual quadro regulatório poderá, à partida, proporcionar este equilíbrio, em especial a existência de períodos regulatórios relativamente curtos que permitem a monitorização do desempenho das empresas e, consequentemente, a eventual "recalibração" dos valores dos parâmetros regulatórios (metas de eficiência, qualidade de serviço, penalidades, ganhos, etc.) e revisão das metodologias regulatórias. No entanto, estes mecanismos não são totalmente

16 REGRAS NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Mecanismo de Controlo da Rendibilidade dos Ativos			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		beneficiar ou prejudicar em excesso as empresas reguladas **(DECO).** *A* EDA concorda e reconhece que a taxa de custo de capital deve seguir princípios de rigor e eficiência, visando a sua otimização **(EDA).** A EDPD considera que a introdução deste mecanismo visa harmonizar a rentabilidade dos ativos de todas as atividades reguladas e evitar situações extremas de rentabilidade, seja por excesso ou por defeito. Considera, ainda, que a aplicação deste mecanismo só deve ocorrer quando a diferença entre as duas taxas resultar de fatores imprevisíveis e exógenos às empresas reguladas e seja superior, em valor absoluto, a um patamar previamente estabelecido (**EDP Distribuição).** A EDP SU considera ser desejável que o seu valor se estabeleça de forma prudente para o período de regulação, dado que se trata do primeiro período da sua aplicação e entende que o mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos proposto para garantir a aproximação entre a taxa de remuneração real destes ativos e a taxa de remuneração resultante da metodologia definida não deve aumentar o risco regulatório. Devendo a sua metodologia de cálculo ser transparente e conhecida *a priori* e os seus parâmetros ser estáveis ao longo do período de regulação **(EDP SU)**. No que tange à implementação de um mecanismo de limitação ex post da taxa de remuneração, a EEM salienta que para o apuramento da taxa de remuneração verificada, a variável "Custos de Exploração líquidos de proveitos incluindo amortizações" seja apenas extensível àqueles que	eficazes, tendo em conta um conjunto de dificuldades que a ERSE, face à experiência acumulada, tem identificado, como sejam: i) a assimetria de informação existente entre as empresas e o regulador, ii) a volatilidade da situação económica e financeira que carateriza a nossa economia, iii) a dificuldade em realizar qualquer previsão para um período regulatório face à distância entre o momento em que o regulador define os parâmetros e o momento em que são aplicados. Tal como mostrou a ERSE no documento justificativo e reitera após uma análise detalhada aos resultados das empresas, existe uma clara dificuldade em garantir a eficiência na alocação dos recursos, medida, por exemplo, pela distância entre a taxa de rentabilidade das atividades reguladas e a taxa correspondente ao seu custo de capital. Face ao exposto, a ERSE entendeu manter a proposta submetida a Consulta Pública na redação final do Regulamento Tarifário, porque constitui, acima de tudo, um mecanismo de monitorização do desempenho económico das empresas. Contudo, tendo em consideração as preocupações manifestadas pelo CT,

16 REGRAS NA DETERMINAÇÃO DO CUSTO DE CAPITAL – Mecanismo de Controlo da Rendibilidade dos Ativos			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		sejam considerados para apuramento dos Proveitos Permitidos **(EEM).** A GE considera a proposta desequilibrada em desfavor das empresas, sem uma justificação adequada. A taxa de remuneração ao ser indexada às OTs já contém em si mesma um fator de adaptação às condições de mercado, que previne "rendibilidades excessivas" **(Galp Energia)**. A REN entende que um modelo de regulação baseado em incentivos representa um desafio para a empresa em melhorar o seu desempenho económico e técnico **(REN)**. O mecanismo de regulação baseado em preços, tal como existiu no passado nas redes de distribuição de eletricidade, é mais simples de aplicar, afasta os incentivos ao sobre investimento e reúne, em termos gerais, os princípios de partilha de risco defendidos pela AdC. **(AdC)**	designadamente a avaliação criteriosa dos impactos decorrentes da aplicação do mecanismo ex-post de controlo de rentabilidade dos ativos, a ERSE aplicará um fator α, correspondente à partilha de benefícios/perdas entre consumidores e empresas, igual a zero. Posteriormente, em função da monotorização a efetuar pela ERSE relativamente à rentabilidade dos ativos das empresas reguladas, a ERSE poderá fixar, eventualmente, um valor diferente de zero para o fator α.

17 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
19.	**EDP SU**	A ERSE propõe, em conformidade com o quadro legal vigente, a definição de custos de referência para a atividade de comercialização. A este propósito, vale a pena referir que a análise dos custos totais e unitários da EDPSU, apresentados pela ERSE no documento justificativo, se refere à prestação de serviços da EDP Soluções Comerciais à EDPSU e não aos custos totais da empresa **(EDP SU).**	No que se refere à análise aos custos unitários da EDPSU, apresentados no documento justificativo, a ERSE tem presente que os mesmos dizem respeito apenas aos custos incorridos junto da EDP Soluções Comerciais (EDP SC), na medida em que a EDPSU limitou a informação disponibilizada no questionário realizado pela ERSE à atividade de comercialização de energia elétrica à EDPSU aos custos incorridos neste âmbito, e não aos custos totais da atividade de CEE. Pese embora a EDPSU tenha registado, ao longo dos últimos anos, resultados operacionais negativos, importa mencionar que a EDPSU evidenciou, historicamente, custos reais de exploração inferiores aos aceites pela ERSE, no que respeita às rubricas que concorrem para a base de custos sujeita à aplicação do *price-cap*. Não obstante o anteriormente referido, importa frisar que este comentário trata de matéria de detalhe sobre a definição dos parâmetros para o período de regulação 2015-2017, devendo portanto ser analisada em momento próprio, tendo presente

17 CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			a proposta de parâmetros a submeter pela ERSE ao Conselho Tarifário até 15 de outubro. A ERSE regista no entanto as preocupações da EDPSU, que ilustram algumas das condicionantes dos custos da atividade de comercialização identificadas no documento justificativo, como sejam alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes.

18 REPORTE DE INFORMAÇÃO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
20.	**EDA – Eletricidade dos Açores**	A EDA propõe a alteração da data de reporte da informação solicitada no ponto 3A do Artigo 153, de 1 de maio para 31 de julho de forma a podermos cumprir com a descrição pretendida no reporte de informação. Salienta-se que através da alínea d) do ponto 3.ª do Artigo 153, pretende-se a desagregação dos ***"Montantes envolvidos, por atividade...",*** o que obrigará a um trabalho adicional (estimado em cerca de duas semanas) após a conclusão do relatório de preços de transferência.	Os pedidos de documentação de preços de transferência efetuados em 2013 e 2014 corresponderam a pedidos de informação adicionais relativamente ao previsto no RT em vigor à data, e cujo envio deveria ocorrer num curto espaço de tempo. A introdução deste pedido no RT visou não só: i) formalizar e tornar obrigatória a entrega desta informação numa base anual, mas também ; ii) informar a priori as empresas da necessidade de envio desta informação, permitindo-lhes preparar atempadamente esta documentação. A proposta de fixação da data para envio da informação sobre as operações realizadas com entidades do Grupo prendeu-se com o facto de se tratar de informação real, cujo envio à ERSE deverá ocorrer até ao dia 1 de maio. Não obstante o anteriormente referido, a ERSE vai reconsiderar a data de reporte da informação solicitada, para 31 de julho, aproximando-a dos

18 REPORTE DE INFORMAÇÃO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			prazos legalmente estipulados para o cumprimento das obrigações documentais em matéria de preços de transferência, e tendo em conta o trabalho adicional necessário para desagregar os montantes das operações por atividade.

19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
21.	**Conselho Consultivo** **Conselho Tarifário** **DECO** **EDP Comercial** **EDP Serviço Universal** **EDP Distribuição**	O Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, aprova uma alteração ao regime da tarifa social definido pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro e ao Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro que aprovou o apoio social extraordinário ao consumidor de energia (ASECE). No âmbito da consulta pública ao Regulamento Tarifário, as entidades referidas na coluna adjacente, identificam a necessidade de clarificação da data a partir do qual o novo regime, que estabelece novos critérios de elegibilidade dos clientes economicamente vulneráveis, se aplica. Considerando a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 172/2014, em 15 de novembro, e não havendo tarifa social aplicável a esta potência, considera o Conselho Consultivo que é necessário adotar medidas que permitam cumprir esta obrigação legal. **(Conselho Consultivo)** O Conselho Tarifário nota que a legislação entrou em vigor em 15/11/2014 implicando a definição de uma tarifa que de momento inexiste pelo que, não há condições para efetivamente contemplar todos os consumidores elegíveis **(Conselho Tarifário)** De realçar que, a tarifa a aplicar aos consumidores abrangidos pela tarifa social com potência contratada 5,75 kVA e 6,9 kVA é inexistente, pelo que, torna-se imperativo que a ERSE defina a tarifa a aplicar a estes clientes. **(DECO)** É também identificada a necessidade de se estabelecer um prazo para que os operadores e comercializadores possam proceder às necessárias alterações,	A definição do âmbito e a aplicação no tempo dos regimes legais da tarifa social e do ASECE são da competência do governo. Neste contexto, na ausência de competências e atribuições sobre estas matérias, a ERSE não se pronuncia sobre as mesmas e entende que as questões colocadas, embora pertinentes, não alteram a proposta de regulamentação da ERSE sobre a tarifa social. Assim, no que respeita à aplicação do regime legal aos clientes beneficiários da pensão social de velhice, os beneficiários do abono de família (todos os escalões) e os clientes titulares do rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, a ERSE remete a sua aplicação para entidades responsáveis pela sua concretização. No que respeita à fixação das tarifas sociais para os escalões de potência 5,75 kVA e 6,9 kVA desde 15 de novembro de 2014, a ERSE entende que não estão reunidas as condições para a sua aplicação, considerando os seguintes aspetos: - A periodicidade de fixação de tarifas é anual nos termos do Regulamento Tarifário, salvo a existência

19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		acautelando o facto de ainda não estarem publicados os procedimentos de verificação pela Segurança Social e Autoridade Tributária e Aduaneira. **(EDP Comercial)** É ainda referido que face à ausência de publicação da Portaria que substituirá a Portaria 1334/2010, a qual especifica em maior detalhe o relacionamento entre agentes, a participação nesta consulta é prejudicada, por desconhecimento de informação relevante sobre custos, por exemplo. **(EDP Serviço Universal)** De modo a considerar a rigorosa aplicação da Tarifa Social, considera-se que a sua aplicação aos escalões de potência contratada 5,75 e 6,9 kVA só deverá ocorrer após a sua publicação pela ERSE. **(EDP Distribuição).**	de motivos de natureza excecional, conforme o estabelecido nos termos do artigo 138.º do Regulamento Tarifário em vigor. - O processo de revisão extraordinário de tarifas está sujeito ao cumprimento das regras de consulta ao Conselho Tarifário e demais entidades, nos termos definidos pela lei e pelo Regulamento Tarifário (artigo 170.º). Neste contexto, a ERSE integra na proposta de tarifas para 2015 a tarifa social, para estes escalões de potência, cumprindo os procedimentos de consulta exigíveis. - A ERSE também não entende que o DL n.º 172/2014 imponha uma obrigação de revisão das tarifas sociais existentes. De acordo com os procedimentos aplicáveis à fixação de tarifas sociais para 2014 (artigo 3.º, n.º 3 do DL 138-A/2010), o valor do desconto é calculado anualmente tendo em conta o limite máximo da variação da tarifa social de venda a clientes finais dos comercializadores de último recurso fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, tendo em conta a evolução dos custos prevista para o sector elétrico. Para 2014, o

19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			membro do Governo não fixou o desconto aplicável aos clientes com potências contratadas de 5,75 e 6,9 kVA, pelo que, a ERSE considera que não tem fundamentos legais bastantes que justifiquem a aprovação de tarifas sociais para os escalões de potência 5,75 e 6,9 kVA. - O desconto associado à aplicação da tarifa social pelo Decreto-Lei n.º 172/2014 tem também uma periodicidade anual, conforme decorre do artigo 3.º, n.º 4, sendo aplicável às tarifas sociais de 2015. Face ao exposto, sem prejuízo da aplicação do diploma DL 172/2014 se considerar aplicável a algumas categorias de clientes economicamente vulneráveis pelas entidades competentes, considera-se que a tarifa social, para os escalões de potência 5,75 kVA e 6,9 kVA, só poderá ser aplicável a partir de 1 de janeiro de 2015.
22.	**Conselho Tarifário** **EDP Comercial** **EDP Serviço Universal** **DECO**	**Forma de aplicação do desconto da tarifa social** Sugere-se a clarificação do texto do artigo 39.ºA, sobre o valor do desconto da tarifa social de Acesso às Redes, no qual se indica que este desconto é aplicado "preferencialmente no termo da potência contratada". **(DECO; EDP Comercial e EDP Serviço Universal)**	A redação do artigo 39.ºA do RT visava acautelar as situações em que por aplicação do desconto resulte um preço de potência contratada negativo. Nestas situações haverá que proceder à transferência do desconto para os valores de

19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		O Conselho Tarifário considera positivo que o desconto na tarifa social de acesso às redes se mantenha aplicado no termo de potência contratada, para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentando uma utilização eficiente desta. No entanto, deve ser clarificado a expressão "preferencialmente" no artigo 39.ºA. **(Conselho Tarifário)**	energia. Face aos comentários recebidos a ERSE alterou a redação do articulado em conformidade.
23.	**Conselho Tarifário** **DECO**	O CT solicita ainda a clarificação que o financiamento da tarifa social não recai nos produtores das Regiões Autónomas. **(Conselho Tarifário; DECO)**	No que respeita à isenção do financiamento da tarifa social pelos produtores das Regiões Autónomas salienta-se que o mesmo decorre de forma expressa do artigo 12.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 172/2014, com a mesma redação do Decreto-Lei n.º 138-A/2010. Neste contexto, a ausência de referências aos produtores das Regiões Autónomas no Regulamento Tarifário deve-se à sua exclusão, nos termos da legislação habilitante.
24.	**EDP Comercial**	A EDP Comercial sugere uma alteração ao artigo 42.º A do RT devendo o mesmo prever que o desconto se realize sobre a tarifa de acesso às redes, de forma a garantir que o desconto seja idêntico e adequadamente compreendido pelos clientes, independentemente de estarem no mercado livre ou regulado**.** **(EDP Comercial)**	O desconto aplicável na tarifa social de venda a clientes finais do comercializador de último recurso é igual ao desconto da tarifa social de acesso às redes, conforme decorre do n.º 4 deste artigo. O n.º 3 identifica os componentes da tarifa aditiva. Nos termos da lei, aos clientes economicamente vulneráveis não é aplicável o fator de agravamento

19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			da tarifa transitória (Decreto-Lei n.º 75/2012). Pelo que o desconto da tarifa social de acesso às redes é subtraído ao valor da tarifa aditiva. No que respeita à aprovação da tarifa social a aplicar pelo comercializador de último recurso, a ERSE esclarece que nos termos dos seus Estatutos e demais legislação habilitante, o comercializador de último recurso só poderá aplicar as tarifas definidas pela ERSE.
25.	**CT** **EDP Produção** **Endesa**	**Financiamento da Tarifa Social** (…) Mas os referidos centros electroprodutores hidroelétricos da EDPP [*Picote II, Bemposta II, Alqueva, Lindoso, Belver, Varosa, Sabugueiro I, Desterro, Ponte de Jugais, Vila Cova e Santa Luzia*], que de acordo com o Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de outubro, estão integrados na PRE, têm comparticipado, na proporção da respetiva potência instalada, no financiamento da tarifa social, tendo a ERSE determinado esses valores como devidos. O referido Decreto-Lei republica [*Decreto-Lei nº 172/2014, de 14 de novembro*] integralmente o artigo 4º sobre o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social e introduz um novo ponto (ponto 4) com a seguinte redação: "4 — Para efeitos do disposto no presente artigo, entende -se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de	O Decreto-Lei n.º 138-A/2010 e o Decreto-Lei n.º 172/2014 são omissos relativamente à potência instalada dos centros electroprodutores que deve ser usada na repartição do financiamento da Tarifa Social, não clarificando, através de uma definição, qual o conceito de potência a que se refere (aparente, ativa, ativa líquida, outra). Atendendo a que a DGEG é a entidade responsável pelo licenciamento dos centros electroprodutores e pelo facto de existir a omissão referida, a ERSE tem utilizado as potências instaladas por central, expressamente solicitadas a esta Direção Geral

19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto -Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA." No âmbito da presente revisão regulamentar importa que a ERSE adeque e reveja (corrigindo, se necessário) os procedimentos aplicados no passado relativamente às entidades a quem tem sido solicitado o financiamento da tarifa social, aparentemente indevido (aliás, caso similar poderá aplicar-se à cobrança da Tarifa G). Decorre do exposto que os novos centros produtores só devem financiar a tarifa social, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, após a obtenção da respetiva licença de exploração. Desta forma, haveria interesse em clarificar este aspeto regulamentarmente. Como a legislação sobre a tarifa social é omissa no que concerne à definição de potência instalada a considerar na repartição dos custos com a aplicação da tarifa social, mas como o seu financiamento é assegurado pelos centros electroprodutores PRO nomeadamente, os que auferem de incentivos associados à prestação de serviços de garantia de potência, a EDP P considera que a potência que releva para este efeito deve corresponder à definição constante da alínea j) do artigo 4º acima transcrita, isto é, potência instalada líquida. Sugere-se a explicitação regulamentar deste aspeto. Propõe que o custo a ser faturado mensalmente aos produtores responsáveis pelo financiamento da tarifa social, seja aferido numa base trimestral com base	para efeitos de repartição do financiamento da Tarifa Social. No que respeita à interpretação do Decreto-Lei n.º 29/2006, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, sobre a classificação dos centros electroprodutores como Produção em Regime Ordinário (PRO) ou Produção em Regime Especial (PRE), a ERSE considera que a mesma não tem impacto na aplicação do Decreto-Lei n.º 172/2014, devido à introdução do número 4 no artigo 4.º Relativamente à proposta para repartição do financiamento da tarifa social na proporção da potência instalada e das datas de entrada e de saída de exploração, a ERSE acolhe a proposta, estando contudo a sua implementação dependente da obtenção desta informação, proveniente da DGEG.

19 ÂMBITO DE APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL E FINANCIAMENTO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		em dados reais, com ajuste de contas no período seguinte. (ENDESA)	A ERSE considerou o comentário da Endesa e implementou um ajustamento provisório a T_{-1} dos montantes a transferir pelos titulares dos centros electroprodutores

20 PEQUENA PRODUÇÃO E AUTOCONSUMO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
26.	**Conselho Consultivo** **EDP Serviço Universal** **EDP Distribuição**	Foi recomendada a publicação pela ERSE do valor da compensação mensal fixa por kW de potência instalada, visando a sua aplicação de forma uniforme e rigorosa por todos os ORD.	A ERSE aceita a sugestão e alterou a redação do artigo 56.º A RRC e do 131.º do RT em conformidade.
27.	**Conselho Consultivo** **DECO**	Na compensação devida pelas UPAC, falta referir o fator "k" do artigo 25.º do DL 153/2014, que faz depender a percentagem de compensação do "total acumulado de potência instalada de UPAC". Nesse sentido, deverá a ERSE, de forma clara, estabelecer o modo de aplicação deste parâmetro. **(DECO)** Recomenda-se que a ERSE clarifique o modo de aplicação e periodicidade de atualização do parâmetro "k", bem como o modo de comunicação das revisões e o impacto nas compensações das UPAC já instaladas. **(Conselho Consultivo)**	A ERSE considera que não tem informação suficiente que permita responder de forma positiva à recomendação do Conselho Consultivo. Acresce que deverá ser o legislador a esclarecer o modo de aplicação e periodicidade de atualização do coeficiente de ponderação "K_t".
28.	**EDP Serviço Universal** **EDP Produção**	Necessidade de clarificar os procedimentos aplicáveis aos produtores que cessem o seu período de remuneração garantida e passem a ser remunerados pelo mercado designadamente no que respeita aos contratos de uso das redes a celebrar entre o RNT e o CUR. **(EDP Serviço Universal)** A ERSE, através da Diretiva n.º 5/2012, 30 de janeiro, aprovou um preço de entrada na rede aplicável aos produtores que se encontrem em regime ordinário e em regime especial, a incluir na tarifa de acesso à	Importa esclarecer que a Diretiva 5/2012, de 30 de janeiro, da ERSE aprova as condições gerais dos contratos de uso da rede de transporte celebrados entre o operador da RNT e os produtores em regime ordinário e as condições gerais dos contratos de uso da rede de transporte celebrados entre o operador da RNT e o comercializador de último recurso, relativamente aos produtores em regime especial e não, como se refere, o preço de

20 PEQUENA PRODUÇÃO E AUTOCONSUMO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		rede de transporte, aplicada pelo operador da RNT. Após a publicação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, o regime de PRE assumiu um novo âmbito incluindo toda a produção de eletricidade a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, mesmo não auferindo de remuneração garantida, podendo ser remunerada pelo mercado. Assim, é questionado se ao contrato de uso das redes a celebrar entre a RNT e estes produtores em regime especial lhes pode ser aplicado as condições gerais aprovadas pela Diretiva n.º 5/2012, de 30 de janeiro. **(EDP Produção)** No âmbito da revisão regulamentar em curso também se questiona a necessidade de rever, adequar e corrigir se necessário os procedimentos aplicados no passado relativamente às entidades a quem tem sido solicitado o pagamento da tarifa G. **(EDP Produção)**	entrada na rede aplicável aos produtores. Na data da referida Diretiva a legislação em vigor (Decreto-Lei n.º 172/2006 e Decreto-Lei n.º 29/2006) não previa a venda de energia produzida por produtores em regime especial de venda que não ao CUR. Ou seja, em todas as situações de venda em mercado era-lhes aplicável as condições gerais aprovadas para a produção de energia em regime ordinário. Todavia, em face da nova realidade, será com certeza necessário adequar a regulamentação aplicável. No que respeita ao pagamento do preço de entrada na rede aplicável aos produtores, seja em regime ordinário ou em regime especial, a mesma tem enquadramento nos termos do Regulamento Tarifário e não na Diretiva n.º 5/2012. A tarifa de entrada aos produtores foi aprovada na sequência da alteração ao Regulamento Tarifário, cuja consulta pública decorreu em maio de 2011, tendo sido publicado em Diário da República em 9 de Agosto, através do Regulamento n.º 496/2011. A previsão da tarifa de uso da rede de transporte a

20 PEQUENA PRODUÇÃO E AUTOCONSUMO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			pagar pelos produtores está prevista nos artigos 17.º, 19.º, n.º 3, 57.º, 58.º, 84.º e 119.º do Regulamento Tarifário. Na referida revisão regulamentar a ERSE propôs a introdução na tarifa de Uso da Rede de Transporte de um preço de entrada na rede a pagar pelos produtores, com o objetivo de harmonização das tarifas de Acesso às Redes com Espanha, no âmbito do MIBEL. Na sequência da aprovação do Regulamento Tarifário, publicado em 9 de Agosto, a ERSE aprovou os normativos necessários à previsão da cobrança do acesso à rede a toda a produção, ou seja, aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial (PRE), ligados à rede nacional de transporte (RNT) e ligados à rede nacional de distribuição (RND), excecionando-se apenas a produção que se encontra ligada à rede de BT. Para efeitos da previsão desta norma não releva o facto da alteração do conteúdo do conceito legal de produção em regime ordinário e regime

20 PEQUENA PRODUÇÃO E AUTOCONSUMO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			especial, considerando que independentemente da sua classificação, todos os produtores ligados à rede de transporte e distribuição em AT e MT estão abrangidos. A ERSE aprovou os preços de entrada na tarifa de Uso da Rede de Transporte a pagar pelos produtores de energia elétrica em regime ordinário e em regime especial abrangidos pelas regras do Regulamento Tarifário, através da Diretiva n.º 7/2011, de 22 de dezembro completando, desta forma, as condições jurídicas necessárias à exigência e ao cumprimento integral desta obrigação pelos produtores. O cumprimento desta obrigação, que está completa e eficaz, é independente da denominação do contrato de uso das redes entre as partes celebrado e que lhes é aplicável. O mero facto de se alterar a classificação de alguns produtores, sem outra consequência, não gera por si a invalidade de contratos de uso das redes já celebrados e vigentes, nem altera a substância e o conteúdo das condições gerais e particulares vigentes.
29.	**REN**	A REN propõe a alteração da redação do artigo 52.º A do RRC para	A ERSE acolhe a sugestão da REN, visando incluir

20 PEQUENA PRODUÇÃO E AUTOCONSUMO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		prever o ciclo aplicável à faturação da entrada da RNT e na RND da produção e regime especial.	a informação sobre o ciclo aplicável às faturações da entrada na RNT e RND da produção em regime especial, no Regulamento Tarifário. Assim, a ERSE alterou a redação do artigo 62.º, n.º 10 em conformidade.
30.	**CEVE**	Com a publicação do Decreto-Lei 153/2014, de 20 de Outubro, não deslumbramos a forma como pretendem continuar a financiar a manutenção das redes de distribuição, de modo a estas apresentarem padrões de qualidade e serviço elevados, conforme está previsto na última revisão do regulamento de qualidade e serviço, de uma forma equitativa por todos os utilizadores. Isto porque, até à presente data os operadores de rede de distribuição é-lhe reconhecido os seus investimentos e custos através da tarifa, ora com a redução da energia que transita nas suas redes, só os consumidores que não tenham capacidade financeira para investir em unidades de produção passaram a suportar os custos da tarifa. Infraestrutura essa, que os consumidores/produtores utilizaram, quando o ano de produção não for favorável, ou quando dela necessitam, ao mesmo preço daqueles que a usam só para consumo, pelo que se nos afigura que deve haver uma diferenciação no preço de acesso à rede, entre estes dois tipos de consumidores.	O regime do autoconsumo coloca novos desafios no que respeita à regulação económica do uso das redes de distribuição. Sendo previsível que a tecnologia dominante dos autoprodutores seja o solar fotovoltaico com geração concentrada nos períodos de maior exposição solar, os diagramas de carga das redes tenderão a modificar-se designadamente nos níveis de tensão em MAT, AT e MT. Nestas circunstâncias os períodos de maior carga das redes serão orientados, por um lado pelos períodos de maior procura e por outro lado, pelos períodos de menor incidência solar, situação que motivará uma revisita pela ERSE da estrutura das tarifas de acesso às redes e à localização dos atuais períodos horários aplicáveis. Em consequência, será necessário adaptar a forma de regulação do uso das redes, bem como os períodos horários de consumo de forma a aprovarem-se tarifas adequadas aos custos

20 PEQUENA PRODUÇÃO E AUTOCONSUMO			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			causados por cada consumidor encontrando-se o equilíbrio entre a oferta e a procura, e maximizando-se o bem estar social. Este regime permitindo aos clientes em BTN assumir o estatuto de produtores de energia elétrica traz necessariamente uma maior complexificação da relação jurídica entre consumidor/produtor e os demais agentes intervenientes no setor elétrico. Todavia, é também uma oportunidade para incrementar o nível de conhecimento e participação dos consumidores no mercado elétrico.

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
31.	**Conselho Tarifário**	(…) Uma segunda reserva que o CT deve expressar, relaciona-se com as remissões para subregulamentação (v.g. remuneração dos investimentos inovadores em redes inteligentes, mecanismo de otimização da gestão de licenças de $C0_2$), a qual aguardará lhe venha a ser posteriormente encaminhada para parecer(…).	A proposta de revisão do RT não tem subjacente qualquer remissão para subregulamentação. Sublinhe-se que os temas que, segundo o CT, seriam objeto de remissão para subregulamentação não constam da proposta de RT, caso do mecanismo de otimização da gestão de licenças de CO_2.
32.	**APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis**	**Referência à produção renovável como "variável" e não "intermitente"** Apesar de não vir referido em nenhum dos regulamentos em consulta pública, o documento justificativo da revisão do RT faz referência à "produção de origem renovável, com um carácter intermitente, não controlável". A APREN recomenda que, a bem da exatidão, a ERSE passe a utilizar a expressão "variável" e não "intermitente" em relação à produção de origem renovável.	A ERSE considera que a referência a "caráter intermitente, não controlável" está corretamente aplicada aos recursos renováveis propriamente ditos. Naturalmente, a produção de eletricidade baseada nestes recursos tem características similares, que têm vindo a ser gradualmente atenuadas pela evolução tecnológica. Por outro lado, independentemente das melhorias que se têm verificado nos modelos de previsão dos recursos renováveis, a produção a partir deste tipo de fontes não tem uma aderência imediata à procura de eletricidade. Face ao exposto, a ERSE entende que a utilização da expressão "intermitente" é adequada à situação atual, sem prejuízo de no futuro se poder ponderar a sua utilização.

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		Alteração da expressão "sobrecusto" A expressão "sobrecusto", além de ter uma conotação negativa, pode mesmo estar incorrecta, pois diz respeito a um diferencial que tanto pode ser negativo como positivo. Ora, a manutenção da expressão "sobrecusto" relativamente à produção a partir de fontes de energias renováveis, dá a entender que este tipo de produção trará sempre custos adicionais ao consumidor, o que não é necessariamente sempre verdade. Para garantir a isenção em relação a todas as fontes de energia, a APREN sugere a eliminação da expressão "sobrecusto" e substituição por uma expressão alternativa. Verifica-se que o RT já utiliza maioritariamente a expressão "diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial" pelo que essa parece ser a alternativa mais óbvia. No entanto, o benchmarking realizado pela Roland Berger permitiu identificar que o regulador Italiano utiliza a expressão "custo a recuperar na tarifa", que também é uma hipótese possível. Qualquer que seja a alternativa escolhida pela ERSE esta deverá ser	A ERSE adotou a expressão "diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a PRE" na revisão do Regulamento Tarifário efetuada em 2011 para o período regulatório 2012 a 2014, devendo a mesma manter-se para o próximo período regulatório e ser harmonizado o recurso a esta expressão em todo o Regulamento Tarifário.

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		aplicada de forma consistente em todos os documentos que regulam o sector, assim como em todos os documentos relacionados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços. **Revisão da metodologia de cálculo do diferencial de custo da PRE Renovável** A APREN é da opinião que a estrutura tarifária atual apresenta uma visão distorcida do "custo de energia" ao não refletir nessa parcela a totalidade dos custos de produção de eletricidade das tecnologias em regime de mercado, nomeadamente os Custos de Aquisição de Energia (CAE) e Custos de manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC), que são incluídos nos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).	O preço grossista de eletricidade não reflete atualmente todos os custos das componentes de energia e de capacidade de produção, porque existem mecanismos estabelecidos por legislação que permitem aos produtores obter receitas através de processos não concorrenciais. Estes mecanismos estão associados a medidas de política energética (e.g. PRE, garantia de potência) ou resultaram de alterações profundas na organização do Sistema Elétrico Nacional (e.g. CMEC, sobrecusto CAE). Existem outras fatores que importariam ponderar, designadamente os investimentos em centrais de *back-up*, decorrentes da não aderência da produção de energia elétrica através de fontes de energia renováveis à procura de energia elétrica, que tornam a produção por unidade produzida nessas centrais bastante dispendiosa. Assim, no atual contexto legislativo e regulamentar,

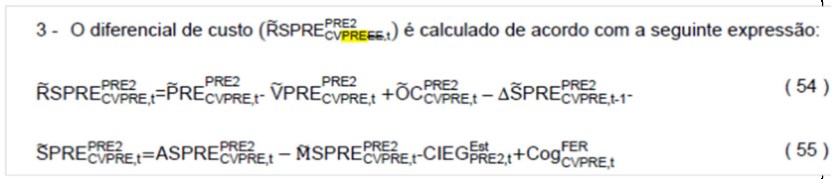
21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			uma eventual revisão da metodologia de cálculo do diferencial de custo da PRE, designadamente do valor de referência para o custo de energia, deveria incorporar todas as imperfeições de mercado acima referidas e não apenas aquelas associadas à produção em regime ordinário. Conforme referido pela APREN, os impactos desta alteração iriam refletir-se numa redistribuição de custos entre as tarifas de energia/potência e as tarifas de acesso e entre níveis de tensão. Importa no entanto referir que, com a publicação da Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, a alocação dos diferentes CIEG por níveis de tensão, tipos de fornecimento e períodos horários passou a ser definida pelo legislador, ficando assim na esfera da política energética e portanto fora das competências do regulador setorial. Para o próximo período regulatório, a ERSE optou por manter a metodologia de cálculo do diferencial de custo de aquisição da PRE. Esta questão não se enquadra na revisão regulamentar em apreço, tratando-se de um aspeto de organização e divulgação da informação pelo regulador. No entanto, a ERSE toma boa nota deste

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			comentário e procurará envidar esforços para, futuramente, desagregar a informação do diferencial de custo por PRE renovável e PRE não renovável.
		Separação e autonomização do diferencial de custos da PRE renovável e não renovável Atualmente, o diferencial de custo da PRE não aparece separado entre a PRE renovável e PRE não renovável (cogeração). A APREN sugere que, além de fazer essa separação, a ERSE autonomize ambos os diferenciais dos CIEGs, tal como já é feito pelo regulador alemão. **Visão dos proveitos permitidos numa lógica de custo da energia** A APREN sugere que seja feita uma agregação dos proveitos permitidos relacionados com as fases da cadeia de valor da eletricidade: geração, transporte, distribuição e comercialização, tal como já é feito pelo regulador alemão. Desta forma será possível ter uma visão única sobre o custo da energia, à semelhança do que acontece com outras *utilities* e bens e serviços.	As atividades reguladas que estão definidas no Regulamento Tarifário têm uma relação estreita com as fases da cadeia de valor do setor elétrico, designadamente o transporte, a distribuição e a comercialização de último recurso, sendo os respetivos proveitos permitidos desagregados na informação publicada pela ERSE. No caso da produção, trata-se de uma atividade em regime de mercado que não está sujeita a cálculo de proveitos permitidos (exceto a atividade de aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas). Refira-se, no entanto, que, quer em sede de regulamento tarifário quer em termos de divulgação de informação, são desagregados os custos de interesse económico geral associados à produção de energia elétrica, isto é, os diferencias de custo face ao custo médio da energia adquirido no mercado grossista.

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			A ERSE agradece os comentários, todavia estas questões não se enquadram na revisão regulamentar em apreço.
		Sugestões de política tarifária A APREN aproveita a ocasião da consulta pública de revisão dos regulamentos do sector elétrico para propor a implementação das sugestões de política tarifária elencadas no estudo elaborado pela Roland Berger " Avaliação dos custos e benefícios da eletricidade de origem renovável"	A ERSE agradece os comentários, todavia estas questões não se enquadram na revisão regulamentar em apreço.
		Visão dos proveitos permitidos unitários Atualmente, os proveitos permitidos estão apresentados em milhões de euros. A sugestão desta Associação vai no sentido da apresentação dos proveitos permitidos em valores unitários (€/MWh) e com o peso das rubricas, assim como uma apresentação dos proveitos permitidos aplicados a uma fatura média do consumidor (€/mês).	A ERSE agradece os comentários, todavia estas questões não se enquadram na revisão

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		Esta sugestão justifica-se pelo facto de se verificar uma maior sensibilidade e facilidade de compreensão por parte dos consumidores a valores unitários. Além do mais, esta forma de apresentação é já uma realidade em Espanha e na Alemanha. **Visão do défice tarifário por fonte energética** Verifica-se que o défice tarifário não está desagregado por fonte energética e que não existe uma indicação do contributo das energias renováveis para o mesmo. Por essa razão, é o entender da APREN que o défice tarifário deveria ser apresentado referindo o contributo de cada fonte energética, permitindo identificar o contributo das renováveis.	regulamentar em apreço.
33.	**Cooperativa Elétrica A Lord** **Cooperativa Elétrica S. Simão de Novais**	**Custos de referência para a aquisição de energia no CUR** Pedem à ERSE que considere os proveitos dos pequenos operadores de rede exclusivamente em BT e simultaneamente comercializadores de último recurso.	A consideração dos proveitos permitidos destas empresas não foi objeto da presente revisão regulamentar mantendo-se a posição da ERSE sobre o referido assunto.
34.	**EDP Distribuição**	**Ajuste do parâmetro a variações de consumo no primeiro ano do período de regulação** A EDP considera que para minimizar o impacto no cálculo dos proveitos	A metodologia de regulação do tipo *price cap* assume a partilha de riscos da procura entre empresa e consumidores. Pelo contrário, a proposta da EDPD pressupõe a recuperação dos custos da

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
		permitidos, em razão das variações de consumo, seria desejável implementar uma alteração de procedimento ajustando o parâmetro para os anos seguintes da diferença de estimativa de consumo identificada no primeiro ano. Propondo que o ajustamento do consumo *a posteriori* seja considerada na revisão do Regulamento Tarifário.	empresa pelas tarifas de forma totalmente independente da evolução da procura. Tal abordagem, não corresponde ao quadro concetual que orienta a ERSE no que toca à aceitação dos custos das empresas para efeitos tarifários.
		Metas de eficiência A EDP Distribuição considera que, face ao nível de eficiência já alcançado e num contexto de baixa inflação como o atual, o fator de eficiência deverá ser mais moderado para atenuar o esforço nominal de redução de custos. Para implementar esta proposta sugere-se a aplicação de uma fórmula multiplicativa em vez de aditiva. Assim, em vez de se atualizar os custos a IPIB-X, propõe-se que estes sejam atualizados a IPIB x X, sendo o X próximo de 1**.**	Em primeiro lugar, importa frisar que este comentário trata de matéria de detalhe sobre a definição dos parâmetros para o período de regulação 2015-2017, devendo portanto ser analisada em momento próprio, tendo presente a proposta de parâmetros a submeter pela ERSE ao Conselho Tarifário até 15 de outubro. No entanto, sem querer aprofundar, a ERSE não pode deixar de referir que desconhece os fundamentos do estudo apresentado pela EDPD. Contudo, a ERSE não pode deixar de registar o esforço de racionalização da EDPD no que diz respeito aos "custos controláveis", que se materializa na tendência, aparentemente sustentada, de diminuição desses custos que se tem vindo a observar.

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
35.	**EDP SU**	Considera-se que no Regulamento Tarifário atual poderiam ser retiradas: 1 - A referência a esta rubrica (Cog FER,CVPREt) no artigo 87.º n.º3:  3 - O diferencial de custo ($\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão: $\tilde{R}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}=\tilde{P}RE^{PRE2}_{CVPRE,t}-\tilde{V}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}+\tilde{O}C^{PRE2}_{CVPRE,t}-\Delta\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t-1}$ (54) $\tilde{S}PRE^{PRE2}_{CVPRE,t}=ASPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}-\tilde{M}SPRE^{PRE2}_{CVPRE,t}-CIEG^{Est}_{PRE2,t}+Cog^{FER}_{CVPRE,t}$ (55) 2 - As alíneas a), b) e c) do art.º 87.º n.º 3. Ainda que no Artigo 117-A.º se encontre estabelecido o mecanismo de correção do desvio provisório do custo com capital que deve ser considerado no cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas, sugere-se que as respetivas fórmulas integrem a expressão (113A), prevista no número 2 do Artigo 117-A.º, com remissão da sua explicação para o artigo 117-A.º, tornando o cálculo dos proveitos permitidos mais claro e coerente **(EDP SU).**	Este comentário foi considerado e o articulado será alterado em conformidade A introdução do referido Artigo 117-A.º não foi efetuada no âmbito desta revisão regulamentar. No entanto importa registar que a introdução de um artigo genérico, como o Artigo 117-A.º, segue a opção por parte da ERSE de tornar o regulamento tarifário mais facilmente sujeito a alterações, designadamente, quando neste particular, o princípio em causa está sujeito à aplicação de outro princípio, o da indexação da taxa de remuneração. O Regulamento Tarifário deve ser entendido como um documento abrangente e integrado, não devendo ser visto pelos operadores das várias

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			atividades de uma forma estanque.
36.	**EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira**	**Direitos de passagem** Pretende que a ERSE reconheça a repercussão tarifária do custo suportado pela EEM com o pagamento da taxa municipal de ocupação do domínio público na RAM, permitindo que este custo possa ser contabilizado para efeitos do cálculo dos proveitos a proporcionar à EEM pelas tarifas por si auferidas à semelhança do que ocorre com as entidades que, no Continente, exploram ao abrigo de contratos de concessão, a atividade de distribuição de energia elétrica em baixa tensão, na medida em que, neste âmbito, as rendas pagas por estas entidades aos municípios são consideradas como um dos custos a atender para a determinação dos proveitos permitidos daquela atividade.	A ERSE mantém a posição já sustentada desde 2008, de que não existe identidade jurídica, nem sequer uma equivalência substancial e funcional, entre as rendas devidas aos municípios pela exploração das concessões (as quais resultando diretamente da lei, encontram fundamento no nº 2 do art.º 42º do Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de agosto, que neste domínio mantém o principio estabelecido no Decreto-lei nº 344-B/82, de 1 setembro e sua regulamentação) e a taxa municipal de ocupação do domínio público na RAM.
37.	**Gás Natural Fenosa**	De igual forma, as tarifas devem refletir os custos de comercialização das Comercializadoras entrantes, as quais contêm custos de captação de novos Clientes, que a CUR não tem, e têm custos de atendimento aos seus Clientes que por dimensão e escala são muito superiores aos da CUR. Portanto, a tarifa, em relação a "Proveitos Comerciais" deveria refletir estes custos que são muito más elevados do que os refletidos atualmente.	Em resposta ao comentário da Gas Natural Fenosa, importa sublinhar que as tarifas, no que respeita à componente de comercialização, deverão refletir os custos efetivamente ocorridos pelo comercializador de último recurso na prossecução da sua atividade de comercialização de energia elétrica. Não obstante, recorde-se que a legislação desenvolveu mecanismos específicos com vista a

21 OUTROS ASSUNTOS ABORDADOS PELAS ENTIDADES			
N.º	**Entidade**	**Comentário**	**Observações da ERSE**
			não penalizar o processo de liberalização do mercado de eletricidade, nomeadamente mecanismos que têm como objetivo estimular a transição gradual dos consumidores para os comercializadores livres.
38.	**Paulo Toste**	**Da regulação em geral** Considera que a regulamentação deveria resultar de um processo crítico de análise dos benefícios resultantes face aos custos a suportar com a implantação dos processos implícitos à regulamentação e deveria ter subjacentes processos de monitorização e seguimento que permitissem avaliar da sua efetiva eficácia.	A ERSE toma boa nota deste comentário que reflete uma das suas principais preocupações e que se plasma, entre outros aspetos da atual revisão regulamentar, no mecanismo proposto de monitorização da rendibilidade das atividades reguladas.