REVISÃO DOS REGULAMENTOS DO SETOR ELÉTRICO

Comentários da EDP Distribuição à proposta submetida a Consulta Pública pela ERSE

Índice

1 Considerações gerais 1

2 Regulamento Tarifário 3

2.1 Indutores de custos da componente variável do proveito permitido 3

2.2 Ajuste do parâmetro a variações de consumo no primeiro ano do período de regulação 4

2.3 Metas de eficiência 4

2.4 Tarifas dinâmicas no acesso às redes 6

2.5 Opções tarifárias no acesso às redes (1,15 e 2,3 kVA) 7

2.6 Incentivo ao investimento em redes inteligentes 8

2.7 Custos de financiamento e estruturas de capital eficientes 9

2.8 Mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos 10

2.9 Planos de Promoção do Desempenho Ambiental 11

3 Regulamento de Relações Comerciais 15

3.1 Facilitador de mercado 15

3.2 Apresentação da última fatura através do novo comercializador 15

3.3 Acertos de faturação 16

3.4 Procedimentos fraudulentos 17

3.5 Correção de erros de medição 19

3.6 Informação no âmbito da mudança de comercializador 19

3.7 Ligação de produtores 20

3.8 Utilização ineficiente dos serviços prestados pelo operador de rede 21

4 Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações 22

5 Ações de fiscalização e auditorias 23

1 Considerações gerais

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

O início de um novo período de regulação em 2015 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos atuais regulamentos são, conforme referido nos documentos publicados pela ERSE, as principais justificações para a proposta de revisão regulamentar.

O quadro regulamentar vigente permitiu, neste período de regulação que termina em 2014, manter o caminho de eficiência e qualidade de serviço que tem caracterizado a evolução do setor elétrico nos últimos anos.

A EDP Distribuição tem vindo a apresentar um percurso de eficiência operacional considerável, o que a posiciona ao nível dos operadores de redes mais eficientes da União Europeia, conforme demonstrado pelos resultados dos estudos apresentados à ERSE e que são igualmente referidos neste documento.

Reconhecendo o caminho positivo que tem sido percorrido, apresentam-se seguidamente algumas considerações gerais que se submetem à ponderação da ERSE. Nos capítulos seguintes são apresentados, para cada regulamento, os comentários às propostas de alteração regulamentar submetidas a consulta pública pela ERSE.

Período de regulação 2015-2017

Espera-se que os próximos anos sejam caracterizados por alterações profundas no funcionamento do setor elétrico. O aprofundamento do processo de liberalização e os desenvolvimentos tecnológicos têm vindo a promover uma participação cada vez mais ativa dos consumidores no mercado de eletricidade.

A criação de um ambiente favorável ao investimento e à inovação são essenciais para prosseguir o caminho que tem vindo a ser traçado. Neste âmbito, assumem particular importância as decisões sobre a remuneração dos ativos, o *roll-out* dos contadores inteligentes e os incentivos à promoção da inovação.

ORD – prestador de serviços necessários ao funcionamento do mercado

O operador de rede de distribuição (ORD) assume um papel crucial na prestação de serviços necessários ao funcionamento do mercado elétrico. Para além das funções clássicas (planeamento, construção e ligação de instalações à rede), o ORD assume o papel de facilitador de mercado que inclui, entre outros, a prestação de serviços associados à gestão do processo de mudança de comercializador e a prestação de serviços solicitados pelos comercializadores e clientes. No atual período de regulação registou-se um aumento muito significativo na prestação destes serviços.

O novo paradigma de funcionamento do mercado eléctrico, no qual se prevê um maior dinamismo na participação da procura e na oferta de serviços energéticos, vai conduzir à necessidade de clarificação dos papéis a desempenhar pelo ORD, enquanto facilitador de mercado.

Produção distribuída e autoconsumo

O crescimento da produção distribuída e os desenvolvimentos já anunciados para o autoconsumo representam desafios importantes para o operador de rede de distribuição (ORD) no desenvolvimento de instrumentos que permitam assegurar a gestão ativa da rede em condições de segurança de abastecimento e qualidade de serviço. A evolução tecnológica e a diminuição contínua dos preços permitem perspectivar um crescimento ainda mais significativo da produção distribuída no futuro.

O desenvolvimento da produção distribuída e do autoconsumo terá um impacto significativo nos trânsitos de energia nas redes. Este facto representa desafios importantes para uma adequada definição da estrutura das tarifas de uso de redes.

As redes assumem crescentemente a prestação de serviços de reserva, estabilidade e de qualidade do fornecimento de energia eléctrica. Apesar da instalação de unidades de produção nas instalações de consumo, a rede, em particular os troços periféricos, continuarão a ser construídos para alimentar a potência máxima das instalações de consumo.

Nível de informação exigido às empresas reguladas

A EDP Distribuição tem vindo a observar com preocupação o aumento muito significativo do nível de informação a reportar à ERSE. Esta empresa sempre pautou a sua atuação por uma conduta cooperante e transparente para com a regulação, pelo que o que se releva é que o cumprimento das exigências de informação se traduz em aumento de custos e na necessidade de onerosos desenvolvimentos dos sistemas de gestão da informação.

A EDP Distribuição considera que novas exigências de informação devem ser cuidadosamente avaliadas no sentido de ponderar os custos e benefícios que decorrem da sua disponibilização.

2 Regulamento Tarifário

Neste capítulo apresentam-se os comentários da EDP Distribuição relacionados com as matérias tratadas no Regulamento Tarifário (RT).

Para além dos comentários específicos sobre propostas concretas de alteração regulamentar submetidas a consulta pública, são apresentadas algumas reflexões sobre temas tratados no RT que assumem particular relevância para a EDP Distribuição.

2.1 Indutores de custos da componente variável do proveito permitido

Atualmente os indutores de custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica são os seguintes:

- Número de clientes;
- Energia distribuída;
- Energia injectada na rede de distribuição.

No entanto, os estudos efetuados para identificar os indutores que melhor explicam a variação dos custos operacionais da EDP Distribuição permitiram concluir que as variáveis que apresentam maior correlação com os custos operacionais são o número de clientes e a dimensão da rede (kms).

Na proposta de alteração do Regulamento Tarifário não são explicitados os indutores de custos que irão ser considerados para calcular a componente variável do proveito permitido no próximo período de regulação de 2015-2017. Ainda assim, atendendo à relevância deste assunto, a EDP Distribuição considerou oportuno apresentar a sua posição sobre esta matéria no âmbito da presente Consulta Pública.

Sendo o número de clientes a variável que melhor explica a evolução da base de custos, considera-se que este indutor deveria ter um peso superior ao atualmente considerado. A variável kms de rede também tem uma correlação muito elevada com a base de custos pelo que deveria também ser considerada no cálculo anual do proveito permitido da empresa. Por sua vez, o consumo não é a variável que melhor explica a evolução da base de custos, pelo que o seu peso deveria ser reduzido.

Este entendimento foi já reconhecido pela ERSE no documento "Parâmetros de Regulação para o período 2012-2014" (página 101) onde é referido que "*os dois inputs com mais impacte nos custos de exploração e que são menos correlacionados entre si, são o comprimento das redes e o número de clientes*."

Desta forma, a EDP Distribuição propõe a redução do peso do indutor relacionado com o consumo, ou mesmo a sua eliminação, considerando em sua substituição o aumento do indutor número de clientes e/ou a introdução do indutor kms de rede, mantendo-se a componente fixa nos 30% dos custos sujeitos a eficiência.

Esta proposta está em linha com as metas estabelecidas para a política energética, designadamente no que se refere às medidas de eficiência energética (redução de consumo) e do aumento da contribuição da produção renovável ligada à rede de distribuição.

2.2 Ajuste do parâmetro a variações de consumo no primeiro ano do período de regulação

O consumo estimado no primeiro ano do período de regulação tem um elevado impacto no cálculo do proveito permitido e afeta os restantes anos. Observa-se que no período de regulação em vigor a diferença de estimativa de energia distribuída no primeiro ano foi elevada, o que penalizou também os anos seguintes.

Para minimizar este impacto, seria possível implementar uma alteração de procedimento ajustando o parâmetro para os anos seguintes da diferença de estimativa de consumo identificada no primeiro ano. Desta forma, manter-se-ia a partilha de risco de consumo entre os consumidores e a empresa, mas o diferencial de previsão, cuja responsabilidade não deve ser imputável à EDP Distribuição, não seria propagado para os 2 anos seguintes.

Propõe-se que esta proposta de ajustamento do consumo *a posteriori* seja considerada na revisão do Regulamento Tarifário.

2.3 Metas de eficiência

A ERSE tem vindo a estabelecer metas de eficiência muito exigentes para a EDP Distribuição, o que conduziu a reduções muito significativas dos custos operacionais.

Como demonstram os estudos realizados e a seguir brevemente apresentados, a EDP Distribuição tem vindo a seguir um percurso de eficiência operacional que a posiciona entre os ORD mais eficientes.

A McKinsey realizou um estudo de *benchmarking* com o objetivo de avaliar a eficiência relativa de dez empresas europeias de distribuição de energia elétrica, incluindo a EDP Distribuição, com base em informação relativa ao ano de 2012.

O estudo permite concluir que o custo da EDP Distribuição de €56 por cliente é bastante inferior

ao da média da amostra, de €90 por cliente, e que se mantém inferior, mesmo considerando os ajustamentos efetuados, em que a amostra passa a ter um valor médio de €61 por cliente.

Neste estudo, a McKinsey analisou também a evolução da base de custos da EDP Distribuição desde 2007, tendo concluído que nos últimos cinco anos o custo médio por cliente se reduziu 21%, em termos reais.

Internamente, a EDP Distribuição também realizou um estudo de eficiência seguindo a mesma metodologia que a ERSE adotou no estudo de 2011, mas com dados atualizados a 2012.

De acordo com os resultados deste estudo, a EDP Distribuição encontra-se a 94,9% da fronteira de eficiência o que reflete uma melhoria significativa face a 2011 quando estava a 79,4%.

RESULTADOS DEA COM INFORMAÇÃO ATUALIZADA 2012/2013

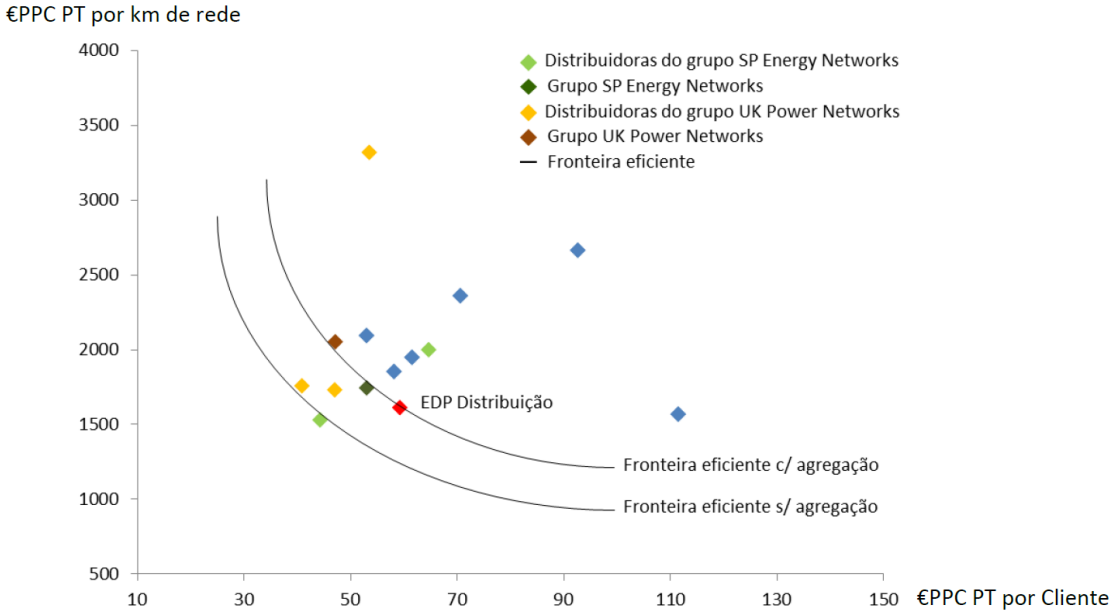
ORD	Nivel de eficiência	Rendimento à Escala
South East	100,0%	Constante
SPE (Distribution)	100,0%	Constante
ESB	97,6%	Decrescente
EDP Distribuição	94,9%	Decrescente
East	91,9%	Decrescente
Fortum	84,7%	Decrescente
PPC	82,8%	Decrescente
NEDL	79,4%	Crescente
WPD	78,6%	Crescente
SPE (Manweb)	76,6%	Crescente
LPN	76,4%	Decrescente
Endesa	65,0%	Decrescente
Enel	57,5%	Decrescente
Sibelga	42,4%	Crescente
EPS	30,3%	Decrescente

Fonte: Cálculos da EDP Distribuição

Na sua amostra, a ERSE incluiu, de forma individualizada, ORD britânicos que integram o mesmo Grupo económico. No sentido de se melhorar a comparabilidade com a EDP Distribuição, considera-se que os ORD a incluir na amostra devem ser os Grupos e não as ORD individuais que os compõem. Desde logo, em termos de dimensão (número de clientes e km de rede), os Grupos britânicos integrados estão bastante mais próximos da EDP Distribuição do que os ORD individuais pertencentes a cada grupo.

Para ilustrar este ponto, apresenta-se no gráfico seguinte a fronteira teórica do modelo *Data Envelopment Analysis* (DEA) considerando os operadores dos Grupos UK Power Networks e SP Energy Networks juntos e separados.

DESLOCAÇÃO DA FRONTEIRA EFICIENTE COM AGRUPAMENTO DOS ORD POR GRUPO



Com esta alteração de metodologia, verifica-se que a EDP Distribuição passa a fazer parte da fronteira eficiente juntamente com os grupos SP Energy Networks e com a UK Power Networks.

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. Deste modo, passaria a ser exigida menor eficiência à empresa em períodos de baixa inflação e maior eficiência em períodos de inflação acrescida. Esta metodologia tem sido utilizada no modelo de regulação do setor de gás natural em Espanha.

2.4 Tarifas dinâmicas no acesso às redes

A ERSE considera que a introdução de tarifas dinâmicas deve ser precedida de uma análise benefício-custo e da implementação de projetos-piloto.

Conforme evidenciado no estudo elaborado pela EDP Distribuição, apresentado à ERSE no final de 2012, a introdução de tarifas dinâmicas suscita um conjunto de questões que se torna necessário aprofundar. Nesse sentido, a EDP Distribuição considera prudente e adequada a abordagem proposta pela ERSE.

Tendo em vista a realização dos projetos-piloto, a proposta de alteração regulamentar prevê que a EDP Distribuição apresente à ERSE, até 30 de abril de 2015, um plano para a implementação de projetos-piloto de tarifas de acesso às redes em MAT, AT e MT. É igualmente referido que na

elaboração deste plano devem ser envolvidos o operador da rede de transporte e os comercializadores.

A realização dos projetos-piloto terá como objetivo a obtenção de informação qualitativa e quantitativa sobre diversos aspetos tendo em vista permitir à ERSE tomar decisões sobre a introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes em MAT, AT e MT.

Os projetos-piloto deverão ser cuidadosamente preparados e monitorizados para que seja possível identificar, de forma objetiva e rigorosa, os benefícios e os custos associados à introdução de tarifas dinâmicas. Nesse sentido, a implementação dos projetos-piloto deve ser efetuada tendo por base um documento que identifique detalhadamente as análises a efetuar e a informação a recolher para permitir a apresentação à ERSE de resultados concretos sobre as matérias referidas no n.º 2 do artigo 37.º-A da proposta de Regulamento Tarifário. Este documento corresponderá ao Plano a aprovar pela ERSE nos termos estabelecidos no n.º 3 do artigo anteriormente referido.

A participação ativa dos clientes e respetivos comercializadores será crucial para assegurar os resultados pretendidos com a realização dos projetos-piloto.

O desenho e implementação dos projetos-piloto obrigarão necessariamente a apoio técnico especializado e a desenvolvimentos ao nível dos sistemas de gestão comercial.

Tendo em conta esta realidade, 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.

A redação dos números 2 e 3 do artigo 37.º-A da proposta de Regulamento Tarifário suscita dúvidas sobre o conteúdo do Plano. Conforme anteriormente referido, no entendimento da EDP Distribuição o Plano a apresentar à ERSE até 30 de abril de 2015 corresponderá ao documento que procede à descrição detalhada dos projetos-piloto a desenvolver, tendo em conta as matérias que se pretendem analisar e que são listadas nas alíneas a) a j) do n.º 2 do artigo 37.º-A. Após a aprovação deste documento pela ERSE avançar-se-á para a implementação dos projetos-piloto.

Sendo assim, importaria clarificar a redação do n.º 2 no seguinte sentido: ***"2 – Sem prejuízo de outros elementos considerados relevantes, o Plano deve considerar a realização dos projetos-piloto necessários para a análise das seguintes matérias:"***

Neste sentido, sugere-se 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.

2.5 Opções tarifárias no acesso às redes (1,15 e 2,3 kVA)

A ERSE propõe a extensão das opções tarifárias bi e tri-horárias na tarifa de acesso às redes, para os escalões de potência inferiores a 3,45 kVA (1,15 e 2,3 kVA).

A EDP Distribuição reconhece o interesse desta proposta em particular para os circuitos de iluminação pública com potência contratada até 2,3 kVA.

A ERSE justifica a introdução desta alteração regulamentar referindo diversas vantagens que se consideram relevantes. No entanto, considera-se que não foi adequadamente valorizado o impacto que esta decisão pode ter nos custos do operador da rede de distribuição com a substituição dos contadores sempre que os clientes venham a optar pelas novas opções tarifárias.

Nesta análise, importa ter presente que existem atualmente cerca de 427 000 clientes com potência contratada até 2,3 kVA. Acresce que se aguarda ainda a decisão do Governo sobre a *roll-out* dos contadores inteligentes.

Tendo em conta esta realidade, propõe-se à ERSE que seja estabelecido que a adesão às novas opções tarifárias não implique a substituição do equipamento de medição até à decisão de substituição dos atuais contadores por contadores inteligentes. Neste período, que se deseja o mais curto possível, a distribuição do consumo pelos períodos horários seria efetuada de acordo com as regras que constam do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Esta abordagem permitiria evitar custos com a instalação de contadores que poderão vir a ser substituídos rapidamente na sequência da decisão do Governo sobre os contadores inteligentes.

2.6 Incentivo ao investimento em redes inteligentes

A ERSE considera que este incentivo pretende 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.

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.

É necessário assegurar que os parâmetros do mecanismo configuram um incentivo efetivo para as empresas, por comparação com a opção de investimento em tecnologias convencionais.

Considera-se fundamental garantir transparência e previsibilidade nas regras de aplicação do incentivo ao longo de toda vida útil do ativo.

A ERSE propõe, ainda, um ajustamento *ex-post* do incentivo ao investimento em redes inteligentes em função do investimento efetivamente realizado e aceite pela ERSE.

A EDP Distribuição propõe a eliminação do X de eficiência adicional a aplicar à base de custos total, uma vez que este tipo de projetos pela sua natureza pioneira e experimental e de abrangência limitada, não têm reflexo imediato nas poupanças da empresa. Ainda assim, mantendo-se o X de eficiência adicional, considera-se positivo o seu condicionamento à efetiva realização do investimento bem como a introdução de um período de desfasamento entre a realização e obtenção de ganhos operacionais.

Além disso, a ERSE propõe a definição de princípios para a aceitação de investimentos inteligentes, o reporte de informação desagregada por projeto e a limitação da duração do incentivo e do período em que é exigida eficiência adicional associada.

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.

Considera-se necessário encontrar um compromisso ao nível do detalhe de informação necessário por projeto, para evitar acréscimos de custos decorrentes da complexidade do tratamento da informação.

2.7 Custos de financiamento e estruturas de capital eficientes

A ERSE propõe a aplicação no setor elétrico do princípio de custos de financiamento e estruturas de capital eficientes, à semelhança do que já foi adotado no Regulamento Tarifário do setor do gás natural, com o objetivo de incentivar a redução da alavancagem das empresas reguladas.

Considera a ERSE que a estrutura teórica utilizada no cálculo do custo de capital das empresas (50% capitais próprios e 50% capitais alheios) não está adequada à realidade do sector elétrico, onde o peso da dívida é maior: o nível médio de endividamento das empresas reguladas do setor elétrico foi de 78% em 2011 e de 79% em 2012.

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, devem ser tomadas em consideração duas situações que afectam de forma relevante o endividamento da EDP Distribuição:

- 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.

Na eventualidade de vir a ser decidida a utilização da estrutura de capitais real no cálculo do custo de capital, considera-se que seria indispensável conceder às empresas um prazo razoável para que pudessem ajustar a sua estrutura de capitais tendo em conta a metodologia que viesse a ser aprovada pela ERSE, sob pena de se gerar uma situação que corresponderia a uma aplicação, de facto, retroativa da nova metodologia com efeitos graves para o equilíbrio económico das empresas.

2.8 Mecanismo de controlo da rendibilidade dos ativos

A ERSE propõe um mecanismo de limitação *ex-post* da taxa de remuneração, definido de acordo com a seguinte fórmula:

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

ror_f – *Taxa de remuneração aceite*

ror_v – *Taxa de remuneração verificada*

ror_p – *Taxa de remuneração permitida*

α – *Fator de partilha de benefícios/perdas entre consumidores e empresa*

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.

A EDP Distribuição reforça a necessidade de salvaguardar algumas condições para a proposta surtir os efeitos desejados:

- **Transparência**: A fórmula de cálculo do RoR real deve ser conhecida no início do período de regulação e auditável, para permitir que a empresa conheça o seu resultado efectivo no fim de cada exercício.
- **Estabilidade**: O factor α deve ser conhecido no início do período de regulação e assumir o mesmo valor em todos os anos do mesmo.
- **Prudência**: No primeiro período de regulação de aplicação desta metodologia o factor α deveria conduzir a uma limitação/acréscimo moderado da rendibilidade dos activos.

A EDP Distribuição 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. Esta abordagem permitiria manter o essencial dos incentivos aplicados às empresas, ao mesmo tempo que conferia um seguro ao sistema e às empresas, face a potenciais variações exógenas extremas.

Atendendo à existência de elevados *gaps* de custos na EDP Distribuição, seria de esperar que este mecanismo fosse positivo para a empresa.

Contudo, a análise apresentada pela ERSE mostra que a EDP Distribuição tem beneficiado de taxas de remuneração reais superiores às definidas pela ERSE.

No documento justificativo, a ERSE define RoR real como (Proveitos Permitidos Aceites sem Ajustamentos – Custos Operacionais líquidos incluindo amortizações) / RAB Real, mas a EDP Distribuição não conseguiu reconciliar os valores utilizados nos cálculos da ERSE.

Acresce que os valores apresentados pela ERSE na atual proposta de revisão regulamentar relativamente ao ROR de 2009 da EDP Distribuição não coincidem com os apresentados na revisão regulamentar de Maio de 2011.

2.9 Planos de Promoção do Desempenho Ambiental

Os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA) previstos no Regulamento Tarifário destinam-se a promover a melhoria do desempenho ambiental dos operadores de infra-estruturas. De referir que nos PPDA só podem ser consideradas medidas voluntárias (medidas cuja execução não é obrigatória por lei).

Este instrumento de regulação funcionou entre 2002 e 2011, tendo a sua aplicação sido suspensa no atual período de regulação (2012-2014).

As regras aplicáveis aos PPDA foram sendo aperfeiçoadas ao longo do tempo no sentido de

introduzir maior exigência na justificação das medidas, na concorrência entre medidas e na avaliação dos resultados ambientais das medidas. Em 2009 foi constituído um Painel de Avaliação para apoiar a ERSE nas suas decisões e para realizar ações de monitorização ambiental no terreno para verificação dos méritos ambientais decorrentes da execução das medidas.

A EDP Distribuição avalia positivamente os resultados obtidos com a aplicação dos PPDA. Identificam-se seguidamente alguns dos principais benefícios que a EDP Distribuição atribui aos PPDA:

- Estabelecer critérios objetivos de avaliação dos méritos ambientais das medidas a executar;
- Incentivar a realização de medidas inovadoras que poderiam não ser realizadas sem o incentivo do PPDA;
- Recuperação de passivos ambientais (ex.: integração paisagística de infra-estruturas elétricas);
- Incentivar parcerias com entidades especializadas (ex.: Universidades) que permitiram a troca de conhecimentos e a definição de abordagens inovadoras para melhorar o desempenho ambiental do operador de rede de distribuição.

Na presente Consulta Pública, a ERSE identifica um conjunto de questões destinadas a promover a reflexão sobre a existência de um instrumento regulatório destinado a promover o desempenho ambiental dos operadores de infra-estruturas.

Seguidamente apresentam-se as questões formuladas na Consulta Pública e a posição da EDP Distribuição.

Questão 38: Faz sentido um instrumento regulatório destinado à promoção da melhoria do desempenho ambiental do sector elétrico?

Conforme anteriormente referido, a EDP Distribuição faz uma avaliação positiva do funcionamento dos PPDA. Atendendo aos impactos ambientais do sector eléctrico no ambiente considera-se que deve continuar a existir um instrumento regulatório deste tipo.

Questão 39: Se sim, o instrumento vigente responde adequadamente?

As regras aplicáveis ao PPDA beneficiaram de aperfeiçoamentos sucessivos ao longo do tempo. A abordagem gradualista que foi adotada pela ERSE considera-se adequada devendo ser prosseguida no futuro.

Questão 40: Há necessidade de proceder a alterações? Se sim, quais?

A aplicação dos PPDA foi suspensa no âmbito de um processo de Consulta Pública destinado a introduzir novas alterações às regras aplicáveis aos PPDA.

As propostas de alteração apresentadas pela ERSE a Consulta Pública em fevereiro de 2011 consideram-se genericamente adequadas.

O processo de aperfeiçoamento do PPDA deve também ter em conta a necessidade de não tornar a aplicação do PPDA excessivamente complexa.

Questão 41: Os custos com a melhoria do desempenho ambiental das entidades responsáveis pela operação das infraestruturas devem ter reflexo direto nos proveitos permitidos?

Sendo a atividade dos operadores de redes totalmente regulada, estes e outros custos e investimentos devem ser considerados nos proveitos permitidos.

Conforme referido no documento de Consulta Pública, uma das vantagens do PPDA é justamente "permitir um entendimento, *a priori*, entre a empresa e o regulador sobre o exercício da responsabilidade social da empresa em matéria de ambiente."

Questão 42: De que modo se deve avaliar a bondade e a eficácia, em termos ambientais, dessas ações?

As atuais regras dos PPDA já prevêem os mecanismos necessários para a avaliação das medidas, designadamente:

- Critérios de avaliação das medidas aprovados pela ERSE;
- Montante máximo global para os PPDA definido pela ERSE;
- Candidaturas avaliadas pela ERSE e pelo Painel de Avaliação (integra representante das associações de consumidores, organizações não governamentais de ambiente e operadores de redes);
- Ações de monitorização no terreno levadas a cabo pela ERSE e pelo Painel de Avaliação;
- Indicadores de realização e de eficácia aprovados pela ERSE.

Sem prejuízo de futuros aperfeiçoamentos que possam vir a ser introduzidos, as regras estabelecidas pela ERSE oferecem garantias de que somente as medidas com mérito ambiental são consideradas nos proveitos permitidos das empresas.

3 Regulamento de Relações Comerciais

Neste capítulo apresentam-se os comentários da EDP Distribuição relacionados com as propostas de alteração ao Regulamento de Relações Comerciais (RRC).

3.1 Facilitador de mercado

A proposta de revisão regulamentar inclui na lista de sujeitos intervenientes no SEN a figura do facilitador de mercado já consagrada na legislação. O facilitador de mercado estará sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado.

O artigo 85.º da proposta de RRC estabelece as regras de relacionamento comercial do facilitador de mercado. No que se refere ao relacionamento com os operadores de redes, o n.º 3 estabelece que o relacionamento comercial é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes, podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais.

Atendendo às especificidades deste contrato, considera-se que seria mais adequado prever a existência de um contrato de uso das redes autónomo (do contrato para a comercialização a clientes finais) para enquadrar o relacionamento comercial entre o facilitador de mercado e os operadores de redes a cujas redes estão ligados produtores a quem adquire energia. Pela mesma razão, considera-se adequado que o âmbito e conteúdo deste contrato de uso das redes seja densificado no RARI.

No que se refere à faturação da energia da PRE entrada na RNT e na RND (“componente G”), considera-se ser necessário enquadrar o relacionamento entre o facilitador de mercado e o operador de rede de transporte, à semelhança do que acontece para o CUR.

3.2 Apresentação da última fatura através do novo comercializador

A proposta de alteração do RRC prevê a existência de um mecanismo de articulação entre comercializadores para permitir que a última fatura do fornecimento de um comercializador cessante seja apresentada ao consumidor pelo novo comercializador.

A ERSE refere no documento justificativo da proposta de alteração regulamentar que “Este mecanismo deverá ter uma adesão voluntária por parte dos comercializadores e ser operacionalizado pela entidade responsável por gerir a mudança de comercializador.” É igualmente referido que “Os detalhes operativos desta possibilidade deverão integrar os procedimentos de mudança de comercializador a aprovar pela ERSE (…)”.

Embora a EDP Distribuição, enquanto entidade encarregue da gestão do processo de mudança de

comercializador (GPMC), avalie de forma positiva esta alteração regulamentar submetida a consulta pública pela ERSE, considera que a operacionalização desta proposta assumirá alguma complexidade e que existe um mecanismo alternativo mais simples, mais eficaz e com menores custos para o sistema que é o da possibilidade de interrupção do fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento do cliente, a pedido do comercializador cessante, dentro de um prazo razoável a contar da data da mudança de comercializador.

No contexto do mecanismo alternativo sugerido, o novo comercializador deveria ter informação sobre a eventualidade de o seu novo cliente poder vir a ser interrompido por ter dívidas para com o comercializador cessante (desde logo para efeitos de tomada de decisões de aprovisionamento), pelo que a EDP Distribuição, enquanto GPMC, ficaria responsável pelo fornecimento dessa mesma informação.

A EDP Distribuição considera ser necessário estarem refletidos, de forma clara, no artigo 139.º do RRC os seguintes princípios:

- A última fatura seria emitida e submetida ao cliente pelo comercializador cessante – desta forma, o mecanismo de cobrança avançado só atuaria nas situações de não pagamento da última fatura pelo cliente, mantendo-se todas obrigações decorrentes da emissão desta fatura, incluindo as fiscais, no comercializador cessante (titular do contrato);

- No caso da última fatura não ser paga pelo cliente ao comercializador cessante, este sinalizaria esta situação ao GPMC;

- O GPMC desenvolveria um novo processo que asseguraria as trocas de informação que permitiriam de forma segura e controlada que o novo comercializador fizesse um aviso de cobrança da última fatura do comercializador cessante;

- Todos os comercializadores em regime de mercado que aderissem ao novo mecanismo ficariam obrigados a comunicar ao cliente o valor da fatura do comercializador cessante e um descritivo que identificasse essa fatura, já anteriormente enviada ao cliente;

- A última fatura do comercializador cessante deveria incluir informação aos clientes sobre a existência deste mecanismo regulamentar.

3.3 Acertos de faturação

Nota-se com preocupação que no artigo 124.º se mantenha o tratamento da fraude em sede de normal acerto de faturação, entre o comercializador e o cliente, sem atender à especificidade do tema, enquanto consumo ilícito com cominação penal, e à demonstrada inoperacionalidade do tratamento dos consumos em fraude naquela sede, via comercializador, em benefício dos

infratores e penalizando o sistema no seu todo.

Este aspeto resulta particularmente agravado pelo facto de ter sido retirada a única disposição regulamentar – o artigo 130.º – que, ainda que de forma limitada, trata dos procedimentos fraudulentos.

Conhecendo-se a atual estrutura do setor elétrico, a desatualização da legislação específica sobre a matéria e o impacto acrescido dos atos de consumo ilícito, era expectável que, como temos vindo a propor, o tratamento desses atos, com especial realce para os procedimentos fraudulentos, fosse objeto de um especial detalhe regulamentar, nomeadamente quanto aos agentes e quanto aos preços, mas também quanto às regras de medição, as quais, de facto, são passíveis de serem tratadas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados - GMLDD (cf. indicado no n.º 2), embora se entenda carecerem de um enquadramento diferente do que é dado a um normal acerto de faturação.

Propomos, assim, que seja suprida a menção aos procedimentos fraudulentos neste artigo e reformulado o artigo sobre procedimentos fraudulentos no sentido de prever um processo de tratamento ágil e eficaz.

3.4 Procedimentos fraudulentos

Pelas razões expressas no comentário anterior entendemos que o artigo sobre procedimentos fraudulentos se deve manter, com a reformulação necessária para tornar operacionalizável a obtenção do efetivo ressarcimento, para todos os intervenientes do SEN, dos valores dos consumos ilícitos.

O adequado tratamento dos procedimentos fraudulentos deverá desincentivar a reincidência e sinalizar que os atos ilícitos não são ignorados.

A prática tem demonstrado que o tratamento dos consumos fraudulentos via comercializador não é o mais adequado, desde logo porque não está em causa o normal desenvolvimento da relação contratual entre ambos, mas um comportamento passível de procedimento criminal, de atuação ilícita sobre a RESP e/ou os equipamentos de medição que também a integram.

Outro dos motivos que tem impedido o tratamento dos procedimentos fraudulentos por essa via é a possibilidade do período do consumo em fraude poder extravasar o início do contrato de fornecimento em curso e o impacto na carteira do comercializador, nomeadamente em desvios, para além da limitação do acerto de 9 meses, conforme previsto no GMLDD.

Pelas razões anteriormente referidas, propõe-se a seguinte redacção para o artigo sobre os procedimentos fraudulentos:

Procedimentos fraudulentos

1 - Qualquer procedimento suscetível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia elétrica ou controlo de potência constitui violação do contrato de fornecimento de energia elétrica.

2 - A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento da responsabilidade civil e criminal que lhe possam estar associadas obedecem às regras constantes da legislação específica, sempre que aplicável.

3 – A deteção do procedimento fraudulento e a promoção do correspondente ressarcimento compete ao operador de rede a que instalação esteja ligada, que se relaciona diretamente com o cliente, informando o respetivo comercializador da situação detetada e dos valores de potência e energia elétrica consumidos ilicitamente na vigência do contrato.

4 - O operador da rede a que a instalação se encontra ligada tem direito a obter o ressarcimento das quantias que venham a ser devidas em razão das correções efetuadas, atendendo à potência utilizada, à energia elétrica consumida, aos encargos com a deteção e tratamento do procedimento fraudulento e aos custos com os equipamentos danificados e outros prejuízos.

5 – A metodologia de determinação da potência e da energia elétrica, bem como os respetivos preços unitários para cada nível de tensão a considerar para valorização do consumo fraudulento são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta dos operadores das redes de distribuição.

6 – A metodologia definida nos termos deste artigo será aplicada, com as devidas adaptações, nos casos de ressarcimento pela captação ilícita de eletricidade efetuada diretamente das redes do SEN.

7 - O montante das indemnizações recebidas relativas à potência e à energia elétrica reverte para as tarifas de uso das redes de distribuição e para o operador da rede, nos termos a definir no Regulamento Tarifário.

8 – Os operadores de redes de distribuição devem enviar anualmente à ERSE, até ao final do mês de fevereiro, a seguinte informação relativa ao ano anterior, desagregada por nível de tensão:

a) Número de procedimentos fraudulentos identificados;

b) Energia elétrica correspondente aos procedimentos fraudulentos;

c) Montante das quantias faturadas relativas a potência, energia elétrica e outros encargos devidos ao operador de rede nos termos previstos no n.º 4.).

3.5 Correção de erros de medição

A alteração proposta para o n.º 4 do artigo 258.º remete para o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados a correção dos erros de medição com origem em procedimento fraudulento.

Esta proposta não se considera adequada, desde logo, porque o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados não contém atualmente regras que permitam determinar as quantidades de eletricidade em caso de ocorrência de procedimentos fraudulentos.

Pelas razões anteriormente apresentadas, considera-se que a determinação das quantidades (energia e potência) a considerar para valorização do consumo fraudulento deve ser alvo de tratamento específico e detalhado nos termos sugeridos no ponto 3.4 do presente documento.

O novo n.º 5 do artigo 258.º proposto pela ERSE vem agora prever que em caso de reincidência, no período de um ano, de procedimentos fraudulentos que provoquem erros de medição, a colocação em serviço do equipamento de medição só deverá ocorrer após verificação externa do cumprimento das normas de controlo metrológico.

A redação desta nova disposição regulamentar suscita dúvidas sobre o âmbito da verificação externa, entidades habilitadas para a realizar e imputação dos respetivos custos.

A EDP Distribuição propõe, em alternativa, que nas situações de procedimentos fraudulentos com impacto no funcionamento do equipamento de medição fique claro que o equipamento deve ser substituído, sendo os custos suportados pelo responsável pela prática da fraude. Nas situações de prática de fraude, poderia ainda ser considerada como requisito para o fornecimento de energia elétrica a realização de uma nova certificação à instalação (BT) ou de uma vistoria por parte das direções regionais do Ministério responsável pela área da energia.

3.6 Informação no âmbito da mudança de comercializador

A informação no âmbito da mudança de comercializador a enviar mensalmente à ERSE prevista no artigo 143.º do RRC passa a incluir a informação prevista no novo artigo 140.º “Informação sobre fornecimentos pelos CUR”.

Torna-se necessário assegurar um intervalo de tempo suficiente entre a receção da informação dos CUR e a data-limite para envio da informação à ERSE nos termos estabelecidos no artigo 143.º.

Propõe-se que a redação do artigo 143.º seja articulada com a redação do artigo 140.º no sentido de ser assegurado um período mínimo de 7 dias de calendário entre as datas-limite estabelecidas nestas disposições regulamentares.

3.7 Ligação de produtores

As disposições agora propostas sobre a ligação de produtores, em regime ordinário e em regime especial, parecem-nos estar em desacordo com o disposto na legislação aplicável, nomeadamente nas alínea a) e b) do artigo 16.º e no n.º 1 do artigo 33.º-X do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Assim, a legislação dispõe claramente quais os encargos de ligação à rede que o produtor deve suportar, o que não é compatível com normas-padrão tal como se encontra agora previsto, nomeadamente no n.º 7 do artigo 211.º, no artigo 212.º e no n.º 7 do artigo 216.º.

As normas padrão estão somente previstas no n.º 5 do artigo 33.º-X do mencionado decreto-lei e devem reportar-se exclusivamente à produção em regime especial, porquanto o artigo está inserido no Capítulo III, que regula este tipo de produção, e devem versar unicamente "*assunção e partilha de custos de adaptações técnicas (…) para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade e proveniente de fontes de energia renovável.*" Isto é, a norma legal visa unicamente normas-padrão para a assunção de custos, por novos produtores de energia elétrica em regime especial, com base em fontes renováveis, e para a partilha de custos entre estes e outros produtores já ligados à rede, desde que não o estejam há mais de cinco anos - não para todos os encargos de construção de elementos de ligação de centros electroprodutores.

Os custos objeto de normas padrão **serão apenas os relativos a adaptações técnicas a infraestruturas já existentes**, na aceção do disposto no n.º 5 do artigo 33.º-X do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro.

Estão, assim, excluídos das normas padrão quaisquer encargos com a ligação de produtores em regime ordinário, com elementos de ligação de produtores que não produzam energia eléctrica com base em fontes renováveis, com elementos de ligação de uso exclusivo e com elementos de ligação de uso partilhado referentes a ramais que tenham entrado em exploração há mais de cinco anos.

Propõe-se que sejam eliminadas todas as referências a normas-padrão na PRO. Para a PRE, propõe-se que seja limitado o âmbito das normas-padrão, de acordo com a lei habilitante, à assunção e partilha de custos pela utilização, para ligação de novo centro electroprodutor com base em fontes renováveis, de elementos de rede cujo custo foi exclusivamente suportado por outro(s) promotor(es) de centros electroprodutores.

3.8 Utilização ineficiente dos serviços prestados pelo operador de rede

O operador de rede assegura a prestação de um conjunto muito alargado de serviços nas instalações dos clientes. Nos termos estabelecidos na regulamentação atual alguns dos serviços prestados não implicam um custo direto para quem solicita o serviço, sendo estes custos considerados no processo de fixação de tarifas. Esta situação tem conduzido a uma utilização ineficiente de recursos, designadamente na prestação dos seguintes serviços:

- Alteração do escalão de potência contratada de clientes BTN;
- Celebração de contratos de fornecimento por períodos muito curtos.

A regulamentação em vigor permite que os clientes em BTN possam alterar a potência contratada a todo o tempo e sem quaisquer custos. Considera-se que a regulamentação desta matéria deve ser alterada no sentido de introduzir maior racionalidade na utilização deste direito dos consumidores.

Neste sentido, propõe-se que seja estabelecido um preço regulado a aplicar aos clientes que solicitem mais do que uma alteração de potência contratada para a mesma instalação, em 12 meses consecutivos.

A proposta apresentada asseguraria que os clientes continuariam a poder alterar a potência contratada 1 vez em cada 12 meses consecutivos sem quaisquer custos.

Têm-se igualmente verificado um número crescente de situações em que os clientes ao longo do ano celebram contratos por períodos muito curtos para a mesma instalação, obrigando a intervenções do ORD na instalação sem custos diretos para o cliente.

Nestes casos, propõe-se que os custos de ativação do fornecimento sejam imputados aos clientes que solicitem mais do que uma ativação do fornecimento, para a mesma instalação (mesmo CPE e NIF), em 12 meses consecutivos, através do pagamento de um preço regulado que reflita os custos de prestação do serviço.

4 Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações

A proposta de revisão do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações estabelece novas exigências de informação sobre os ativos de rede em exploração.

A ERSE justifica as novas exigências de informação com a necessidade de acompanhar a operação e o funcionamento das redes, pretendendo: "(…) caracterizar as redes não apenas como um todo, mas, igualmente, caracterizá-las individualmente quanto aos principais elementos que as constituem, quer em termos de características físicas e utilização, quer em termos contabilísticos para efeitos de análise custo benefício. No caso da rede de BT, pretende-se aprofundar o conhecimento da rede de distribuição em BT de cada município (…)".

Não colocando em causa o direito de acesso à informação por parte da ERSE, a EDP Distribuição tem vindo a observar com preocupação o aumento muito significativo do nível de informação que está obrigada a reportar à ERSE. Estas exigências traduzem-se em aumento de custos em recursos humanos e em desenvolvimentos nos sistemas de gestão da informação.

Atendendo à informação que já é prestada actualmente, considera-se que o aumento do nível de informação a reportar deve ser criteriosamente avaliado no sentido de ponderar os custos e benefícios que decorrem da sua disponibilização.

O novo artigo 21.º-A do RARI prevê a elaboração de normas complementares para definição da informação a prestar à ERSE. Tratando-se de um trabalho de grande detalhe e complexidade, a EDP Distribuição considera que o seu desenvolvimento deve contar com a participação ativa dos operadores de redes.

5 Ações de fiscalização e auditorias

A proposta de alteração regulamentar estabelece, de forma transversal para todos os regulamentos, que as ações de fiscalização promovidas pela ERSE são realizadas em execução de planos previamente aprovados. Prevê-se igualmente a aprovação de um plano de realização de auditorias periódicas.

Propõe-se que o plano de realização de auditorias periódicas seja publicado com a antecedência que permita o adequado planeamento e orçamentação destas atividades por parte das empresas.

Está igualmente prevista a aprovação de normas e procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização, incluindo auditorias, sendo referido no documento justificativo a sistematização de regras e procedimentos num Manual específico e transversal a todos os regulamentos.

Propõe-se que a aprovação do Manual com as regras e procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização ocorra na sequência de consulta/audição às empresas, designadamente aos operadores das redes.