edp
serviço universal

PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR

REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS (RRC)

E

REGULAMENTO TARIFÁRIO (RT)

Contributos da EDP Serviço Universal, S.A.

Lisboa, Julho de 2008

edp
serviço universal

Proposta de Revisão Regulamentar

- RRC e RT -

Contributos da EDP Serviço Universal, S.A.

Índice

1. **ESTRUTURA TARIFÁRIA**

   1.1. Novas opções tarifárias

   1.2. Tarifa Social

   1.3. Ajustamentos tarifários trimestrais

   1.4. Mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais para as tarifas aditivas

   1.5. Sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes

2. **REGULAÇÃO ECONÓMICA**

   2.1. Modelo de regulação económica das entidades reguladas

      2.1.1. Uso da taxa EURIBOR a 1 mês como indexante

   2.2. Remuneração das necessidades de fundo de maneio

   2.3. Taxa de inflação

   2.4. Aquisição da energia eléctrica dos micro-produtores

   2.5. Incentivos à eficiência e limitação dos outros custos à inflação

   2.6. Riscos nas actividades do Comercializador de Último Recurso

      2.6.1. Aquisição de energia eléctrica

      2.6.2. Risco com incobráveis

   2.7. Margem de comercialização

3. OUTROS TEMAS RELEVANTES

3.1. Logótipos e páginas na Internet distintas para Operador de Rede de Distribuição (ORD) e Comercializador de Último Recurso

3.2. Separação de canais de atendimento

3.3. Especificação de regras sobre procedimentos de atendimento nos Códigos de Conduta

3.4. Rotulagem de Energia Eléctrica

3.5. Serviços de sistema

3.6. Previsões de consumo a disponibilizar pelo Gestor de Sistema (REN – Redes Energéticas Nacionais)

3.7. Estipulação de Recomendações às Empresas Reguladas

3.8. Auditorias de verificação do cumprimento dos regulamentos

3.9. Auditoria às contas

3.10. Incentivo à melhoria das práticas comerciais do Operador de Rede de Distribuição (ORD) e do Comercializador de Último Recurso, com oferta de níveis de serviço diferenciados, novos serviços e opções, de serviço e tarifárias, partilhando os ganhos com os clientes

3.11. Aplicação dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) aos fornecimentos de Iluminação Pública (IP)

4. PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

edp
serviço universal

Proposta de Revisão Regulamentar

- RRC e RT -

Contributos da EDP Serviço Universal, S.A.

A EDP Serviço Universal, S.A., (EDP SU) considera genericamente positiva a proposta de revisão regulamentar promovida pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), no âmbito da preparação do novo período de regulação.

A EDP SU congratula-se com o acolhimento de algumas medidas anteriormente apontadas pela empresa como indispensáveis à melhoria da regulação do sector eléctrico, designadamente quanto à necessidade de se assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, bem como a própria sustentabilidade do sector eléctrico.

Segue-se um conjunto de comentários e sugestões às várias questões formuladas pela ERSE, na presente discussão pública.

1. ESTRUTURA TARIFÁRIA

1.1. Novas opções tarifárias

As novas opções tarifárias devem ser precedidas de estudos contemplando, nomeadamente, uma análise custo/benefício, tendo em atenção não só a lógica associada à actual estrutura, mas também o número de clientes abrangidos.

Essa análise prévia e fundamentada para cada nova opção tarifária deverá ter em atenção a coexistência com as actuais opções tarifárias para o segmento em apreço.[1]

Conceptualmente, o estabelecimento de novas opções tarifárias, para além de ampliar as escolhas ao dispor dos clientes, poderá promover a adequação dos serviços contratados às necessidades dos clientes, optimizando os custos com a energia eléctrica e promovendo comportamentos mais eficientes na utilização da electricidade.

No entanto, da experiência já adquirida no sector eléctrico, ressalta que deverá atender-se às características da elasticidade dos consumos face ao preço, bem como ao acréscimo de custos decorrente da introdução de novas opções tarifárias, para alguns segmentos de clientes.

Adicionalmente, e face ao exposto, a EDP SU considera que deverá proceder-se à realização de estudos que validem a aderência dos horários de aplicação dos períodos horários aos actuais padrões de consumo e aos seus

[1] No caso da Baixa Tensão Normal (BTN), por exemplo, há que equacionar a coexistência de uma eventual tarifa tri-horária com a opção bi-horária e tarifa simples.

efeitos sobre o diagrama de cargas, com vista a avaliar o potencial de racionalização a induzir para incremento da eficiência do sistema eléctrico.

1.2. Tarifa Social

A EDP SU considera ser este um tema da maior relevância, na medida em que é importante assegurar uma protecção adequada aos consumidores de electricidade mais desfavorecidos.

Contudo, a identificação adequada dos consumidores vulneráveis não é conseguida mediante o recurso apenas a grandezas físicas (potência, quantidade de consumo, etc.) antes exigindo critérios de natureza económica e social que permitam reflectir a capacidade financeira dos agregados familiares em apreço.

Assim, a proposta da ERSE de aplicação directa de regras de facturação como único critério de definição do universo de beneficiários da tarifa social não nos parece adequada por ser passível de gerar injustiças relativas, pois decerto incluirá segundas habitações, garagens e outros casos em nada relacionadas com a necessidade de protecção dos segmentos mais vulneráveis de consumidores.

Adicionalmente, considera-se também que não devem ser as empresas a ficar com a responsabilidade e o encargo da tramitação burocrática da verificação das condições de elegibilidade dos clientes da tarifa social.

Quanto à repercussão dos sobrecustos associados à tarifa social na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), considera-se adequada a proposta apresentada pela ERSE, atendendo ao princípio da solidariedade e coesão do sector eléctrico.

1.3. Ajustamentos tarifários trimestrais

Do ponto de vista conceptual, justifica-se a criação de ajustamentos tarifários trimestrais de forma a mitigar desvios intra-anuais na actividade do Comercializador de Último Recurso (CUR) e pela importância da correcta sinalização aos clientes da evolução dos custos com a energia eléctrica, de modo a assegurar uma maior aderência das tarifas aos custos.

Importa, neste ponto, distinguir claramente que os desvios interanuais devem ser objecto de outra abordagem, nomeadamente através da fixação anual de tarifas ou no âmbito de revisões extraordinárias que se justifiquem em função de condições excepcionais.

Para evitar impactos indesejáveis decorrentes de uma variabilidade significativa, os ajustamentos poderão configurar-se dentro de uma banda a estabelecer e nunca incorporando situações conjunturais extraordinárias.

Considerando os termos da proposta formulada pela ERSE, sugere-se uma clarificação das condições de aplicação da revisão extraordinária (figura já contemplada actualmente no Regulamento Tarifário em vigor) e das revisões trimestrais, que deverão caracterizar-se pelo seu carácter recorrente e periódico, com autonomia face a situações de carácter extraordinário.

1.4. Mecanismo de convergência das tarifas de venda a clientes finais para as tarifas aditivas

O aperfeiçoamento da convergência das tarifas de venda a clientes finais para as tarifas aditivas é positivo.

Contudo, no algoritmo de convergência a adoptar, as opções tarifárias deverão ser consideradas em conjunto com a evolução tarifária global por nível de tensão.

Adicionalmente, este mecanismo deverá permitir uma evolução consistente de cada variável de facturação de forma a acelerar o processo de convergência, tendo no entanto em consideração que tal evolução deverá ser feita com impactos tarifários entre limites adequados.

Esse processo deverá ainda ser realizado de forma a garantir uma variação tarifária razoável para cada cliente.

1.5. Sincronização dos ajustamentos da tarifa de energia e da tarifa de acesso às redes

A alteração proposta pela ERSE relativamente à sincronização dos ajustamentos da compra e venda de energia eléctrica e do sobrecusto dos Produtores em Regime Especial (PRE), permite sinalizar mais adequadamente junto dos clientes a evolução dos custos efectivos com a Aquisição de Energia Eléctrica.

Por outro lado, o sistema também beneficia por efeito da redução dos custos financeiros induzida pelo menor período de recuperação dos desvios.

Adicionalmente, a previsão *a priori* de todos os custos a reflectir na tarifa – designadamente interruptibilidade, Plano de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA), Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC), incentivos do Agente Comercial – permite evitar desvios significativos e os correspondentes encargos financeiros.

2. REGULAÇÃO ECONÓMICA

2.1. Modelo de regulação económica das entidades reguladas

A proposta de inclusão, nos novos modelos de regulação equacionados pela ERSE no âmbito da preparação de um novo período de regulação, de incentivos com metas exequíveis, vem concretizar um princípio fundamental da regulação económica: o estabelecimento de objectivos alcançáveis pelos agentes destinatários da regulação.

Com efeito, só a efectiva fixação de objectivos baseados na realidade das empresas poderá assegurar um quadro de remuneração adequada e evitar a ocorrência de desequilíbrios económico-financeiros nas empresas reguladas, proporcionando condições para melhorar o seu desempenho e gerar benefícios para os consumidores.

No entanto, importa salientar que para além da dimensão conceptual dos modelos, é fundamental que a sua aplicação em concreto assegure níveis adequados de remuneração, incluindo os fundos de maneio necessários às actividades, através da definição de um custo de capital adequado ao risco que os modelos pressupõem.

2.1.1. Uso da taxa EURIBOR a 1 mês como indexante

Os desvios tarifários gerados em resultado das actividades operacionais são recuperados (ou devolvidos) nas tarifas, passados 1 a 2 anos, pelo que se torna necessário o financiamento pela empresa do montante do desvio tarifário, junto de instituições financeiras, durante os períodos acima mencionados.

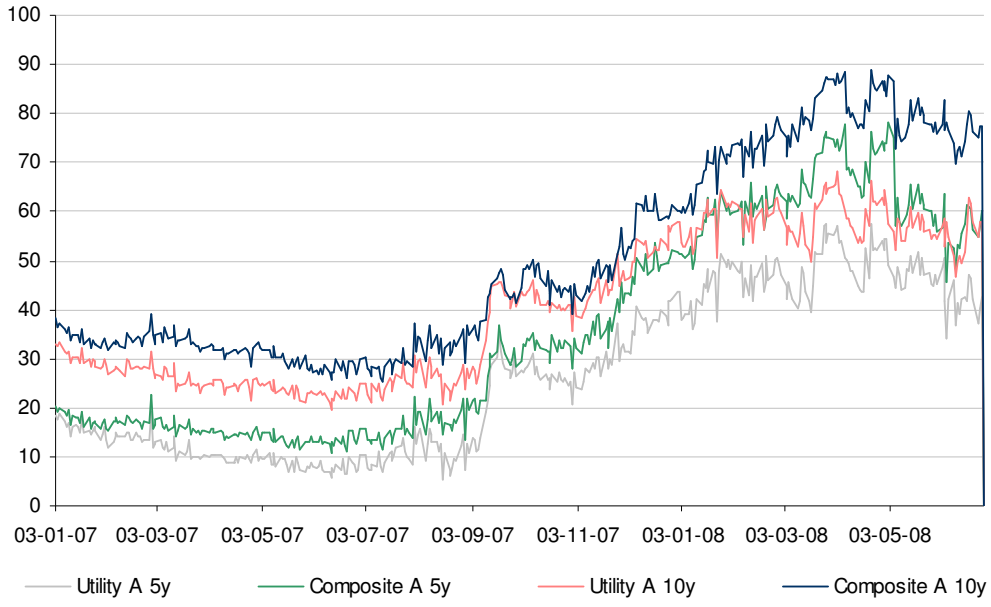
Tendo por base o funcionamento dos mercados financeiros, considera-se desadequada a proposta de alteração do indexante da taxa EURIBOR (*Euro Interbank Offered Rate*) a 3 meses para a taxa EURIBOR a 1 mês, para cobertura dos encargos financeiros associados ao financiamento dos desvios a 1 ou 2 anos.

De facto, a utilização da EURIBOR a 1 mês não reflecte a prática do mercado, que recorre à EURIBOR a 3 meses ou à EURIBOR a 6 meses como indexantes na contratação de financiamentos. Neste sentido, a EDP SU propõe a manutenção da metodologia aplicada anteriormente, e recentemente alargada ao sector do gás.

No último ano, tem-se assistido a uma crise nos mercados financeiros internacionais, com reflexos negativos no comportamento dos *spreads*, que têm apresentado uma tendência de agravamento acompanhada de um aumento da volatilidade.

Na figura seguinte observa-se que os *spreads* de mercado secundário para emissões a 5 e 10 anos se agravaram em cerca de 0,35 pontos percentuais (p.p.), ao longo dos últimos 12 meses. Tendo em consideração que novos financiamentos requerem um prémio de emissão de pelo menos 0,25 p.p., o *spread* de financiamento situar-se-á acima dos 0,8 p.p. No seguimento do acima exposto, a EDP SU considera necessário que se proceda a uma revisão em alta do *spread* que remunera os desvios tarifários, reflectindo a deterioração das condições de financiamento disponíveis no mercado.

Evolução de *spreads*



Fonte: Bloomberg

2.2. Remuneração das necessidades de fundo de maneio

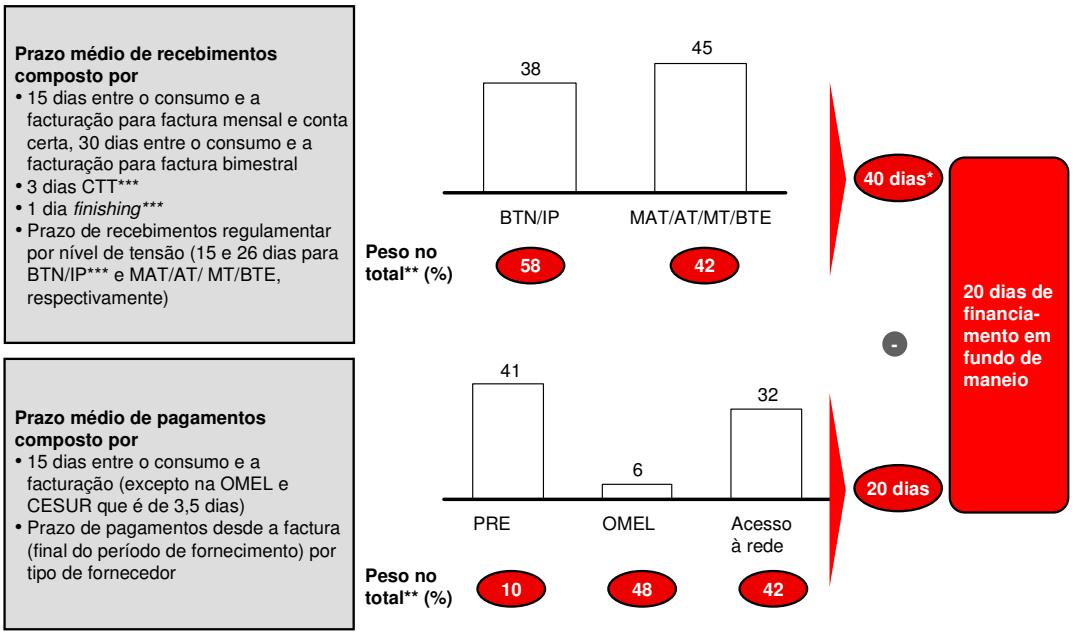
Para uma empresa, o fundo de maneio é tão relevante como qualquer activo fixo, pelo que deve ter um tratamento remuneratório adequado.

No caso da EDP SU, salienta-se que as significativas necessidades de fundo de maneio derivadas da diferença entre os prazos médios de pagamento e de recebimento, decorrentes essencialmente da regulamentação em vigor, acrescidas do desfasamento temporal entre consumo e facturação, prazos de *finishing* e envio postal (figura seguinte), devem ser consideradas como um

investimento estruturante do sistema, a remunerar a uma taxa equivalente ao custo de capital ou superior, consoante os riscos associados.

Naturalmente, não deverá deixar de ser tido em conta que aos prazos regulamentares acrescem períodos variáveis que nem sempre são controláveis. Por essa razão, as necessidades efectivas de fundo de maneio são forçosamente superiores ao seu nível teórico, calculado exclusivamente em função dos prazos formais estabelecidos na regulamentação.

A EDP Serviço Universal tem necessidades significativas de fundo de maneio



* Os prazos médios de recebimentos reais da EDP são ainda superiores a este valor
** Peso no total de compras e vendas nos meses de Janeiro a Maio de 2008
*** Excepto Conta Certa

2.3. Taxa de inflação

Atendendo à actual divulgação atempada do deflator do PIB, concorda-se com a utilização deste indexante como o mais adequado para representar a evolução dos custos das actividades, designadamente na fórmula dos proveitos permitidos.

Na formulação dos mecanismos com impacto na variação das tarifas de venda a clientes finais deveria ser utilizado o IPC – índice de preços no consumidor, sem habitação, no continente – indicador com mais aderência ao universo a que se destina.

2.4. Aquisição da energia eléctrica dos micro-produtores

A proposta da ERSE é no sentido de acrescentar a aquisição de energia da microgeração às modalidades de compra do CUR, que deverá informar a ERSE das quantidades e condições de compra.

Na proposta apresentada, a ERSE considera que o Decreto-Lei nº 363/2007 é omisso quanto à alocação do sobrecusto com a microprodução e opta pela não aplicação, a estes custos, do regime estatuído pelo Decreto-Lei nº 90/2006.

Porém, o Decreto-Lei nº 90/2006 estipula um regime específico de alocação dos sobrecustos para as energias de fonte renovável, dentro do âmbito do regime especial. A microgeração, sendo produção em regime especial, tem formas de produção de fontes renováveis e não renováveis, razão pela qual a ERSE deverá eventualmente, solicitar um esclarecimento sobre a forma de alocação dos sobrecustos associados a cada uma destas formas de produção.

Por outro lado, de harmonia com o disposto no artigo 18º do Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de Fevereiro, a microgeração corresponde a "produção em regime especial", pelo que se enquadra na obrigação de compra pelo CUR, ao abrigo do artigo 55º do Decreto-Lei nº 172/2006, de 23 de Agosto, na redacção que lhe foi dada pelo Decreto-Lei nº 264/2007, de 24 de Junho.

Assim, a EDP SU considera que o assunto deve ser objecto de aprofundamento e clarificação.

Relativamente ao acréscimo de custos associados a esta nova actividade, interessa ainda tomar em conta os custos com o desenvolvimento de sistemas.

2.5. Incentivos à eficiência e limitação dos outros custos à inflação

A definição de incentivos à eficiência dos custos associados aos processos comerciais e a limitação dos restantes custos à inflação, no âmbito de uma regulação por preço máximo, constituem um instrumento de regulação que deve incentivar uma melhoria de desempenho do CUR.

No entanto, esses incentivos devem ter em atenção não só o modo como os diversos custos de exploração evoluem ao longo dos anos como também a definição de níveis de exigência realistas e fundamentados, que sejam alcançáveis pelos agentes a que se destinam.

Relativamente à separação, no cálculo dos proveitos permitidos, entre uma componente fixa e outra variável, é importante identificar correctamente os custos fixos independentes da variação do número de clientes.

Com efeito, a ERSE apresenta nesta proposta uma desagregação dos custos de exploração do CUR entre: (i) custos dos processos comerciais que serão actualizados anualmente com a inflação, a variação do número de clientes e um factor de eficiência anual, e por isso, se entende como fazendo parte da componente variável da fórmula de proveitos permitidos à actividade de Comercialização e (ii) os restantes custos de exploração, que, variando só com a inflação e um factor de eficiência, se pressupõe que englobam a componente fixa da referida fórmula.

Os processos comerciais em questão são todos executados por prestadores de serviços, pelo que a determinação do valor da componente fixa e da componente variável destes custos deverá basear-se na respectiva estrutura.

Indubitavelmente, os custos com facturação, cobrança e cortes são custos variáveis.

Relativamente aos outros custos, haverá alguns que são claramente fixos, como é o caso dos sistemas e custos de estrutura.

Interessa no entanto sublinhar a existência de um conjunto de custos que sendo, por natureza, variáveis (função do número de clientes que permanece no mercado regulado), têm uma parcela fixa que resulta da necessidade de existência de uma estrutura mínima indispensável à actividade do Comercializador de Último Recurso, mesmo que a maior parte dos clientes opte pelo mercado livre.

Neste contexto, a percentagem de custos fixos será certamente uma parcela significativa do total.

2.6. Riscos nas actividades do Comercializador de Último Recurso

2.6.1. Aquisição de energia eléctrica

As compras de energia eléctrica pelo CUR para abastecimento aos seus clientes são estatuídas pela legislação, que garante a repercussão tarifária dos custos reais, razão porque a EDP SU considera desadequada a proposta regulamentar de atribuição ao CUR de qualquer risco na actividade de aquisição de energia eléctrica.

Acresce que as modalidades de aquisição de electricidade para abastecimento aos clientes do mercado regulado estão definidas na legislação em termos harmonizados no âmbito do Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), estando o CUR obrigado a adquirir determinadas quantidades previamente fixadas em diplomas legais ou regulamentares emitidos pelas entidades oficiais competentes.

Sublinha-se ainda que as modalidades mencionadas incluem a contratação em mercados organizados, à vista e a prazo, pelo que a actividade de aquisição de energia eléctrica já incorpora o efeito dos mecanismos de mercado, através do preço, o qual deverá ser repercutido tão depressa quanto possível nos clientes, para evitar sobrecustos de natureza financeira.

Assim, uma vez que as modalidades de compra de energia pelo CUR estão suficientemente estabelecidas na legislação, com os respectivos custos devidamente reconhecidos, a EDP SU considera que a proposta da ERSE não se enquadra nem se adequa ao modelo legal definido para as actividades da EDP SU.

2.6.2. Risco com incobráveis

A ERSE, já no âmbito da alteração regulamentar de Junho de 2007, tinha perspectivado reequacionar este tema aquando da revisão do Regulamento Tarifário, oportunidade que agora se verifica.

Sublinha-se que no âmbito do processo de alteração regulamentar de Junho de 2007, a EDP SU enfatizou a necessidade do reconhecimento de um nível standard de custos com incobráveis, uma vez que o nível de eficiência já alcançado é muito superior à generalidade dos outros sectores económicos e em linha com as melhores práticas das congéneres do sector eléctrico.

A elevada eficiência já alcançada na manutenção de um baixo nível de incobráveis reflecte a grande evolução e crescente atenção dedicada a este processo.

De facto, uma vez ultrapassadas as datas limite de pagamento das facturas sem que tenha sido efectuado o respectivo pagamento, desenvolvem-se uma série de mecanismos tendentes a regularizar a situação:

1º - Emissão automática de carta de aviso de corte, 1 a 11 dias após a data limite de pagamento da factura.

2º- Contacto telefónico com os maiores devedores.

3º- Geração automática da ordem de serviço de corte 14 a 17 dias após a emissão da carta de aviso de corte.

4º- Após efectivação do corte, são desenvolvidas as seguintes acções:

- Contactos telefónicos com a maioria dos devedores

- Emissão (a pedido no sistema) de cartas de aviso de dívida e carta de aviso de envio para contencioso
- Desenvolvimento de acções de cobrança (contactos telefónicos e envio de cartas de aviso) por empresas que prestam serviços especializados de cobrança, contratadas pela EDP para este efeito.

5º- Propositura de acção judicial, nomeadamente com recurso a injunções, nos casos em que o valor da dívida o justifique.

Após todos estes passos, as dívidas só são contabilizadas como incobráveis nas seguintes condições:

- Em BTN, para os casos em que tendo sida interposta acção judicial e o desfecho da mesma tenha sido negativo para a EDP SU e, em todos os outros casos, ao fim de 24 meses de antiguidade da dívida.
- Em NT, para os casos em que tendo sida interposta acção judicial e o desfecho da mesma tenha sido negativo para a EDP SU e, em todos os casos, com parecer jurídico negativo quanto à viabilidade da sua cobrança.

Face à constatação desta realidade, a ERSE reconheceu então o princípio e sinalizou que o tema seria definido no âmbito da revisão do Regulamento Tarifário, a que respeita precisamente a presente consulta pública.

A este propósito, a EDP SU relembra que a sua constituição veio evidenciar a insuficiência da remuneração estabelecida pela ERSE para as suas actividades (anteriormente a cargo da EDP Distribuição), sendo conhecida a situação deficitária que afecta negativamente o património social da empresa.

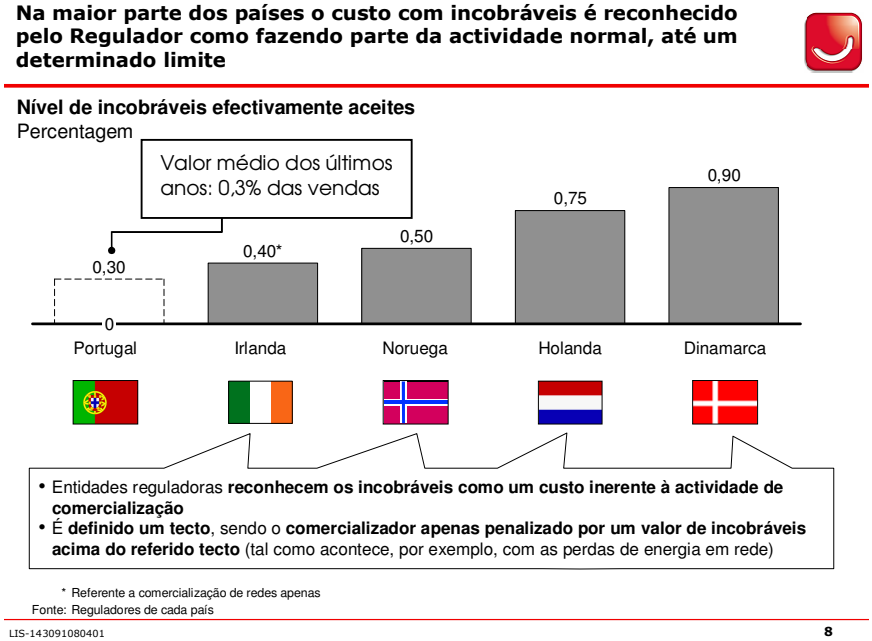
Neste contexto, o problema do não reconhecimento dos custos respeitantes ao remanescente de créditos incobráveis em nível eficiente constitui mais um factor na origem do desequilíbrio económico-financeiro da EDP SU.

Na realidade, importa atender à especificidade da actividade de comercialização de último recurso, sujeita a obrigações de serviço universal pelas quais tem que fornecer energia eléctrica a todos os clientes que lha requisitem, prestando o respectivo serviço de fornecimento de energia eléctrica antecipadamente ao pagamento (a regulamentação dos prazos de facturação, cobrança e comunicações prévias à interrupção do fornecimento implicam um risco de consumo sem pagamento durante cerca de 90 dias) e com significativas limitações quanto à possibilidade de solicitar cauções.

Adicionalmente, recorda-se que a prática económica generalizada em qualquer outro sector de actividade, segundo critérios de gestão empresarial,

consiste na incorporação dos diferentes custos e riscos, incluindo obviamente os decorrentes dos créditos incobráveis, no preço dos produtos ou serviços dos agentes económicos. Sendo a comercialização de último recurso uma actividade regulada, o CUR não poderá utilizar essa via para a cobertura dos riscos de incobrabilidade. Estes custos e riscos terão então que ser reconhecidos regulatoriamente, uma vez fixado o nível de eficiência considerado adequado, ou, em alternativa, estabelecer-se uma margem (sobre os custos, naturalmente) de nível correspondente ao grau de risco que se pretenda definir para os créditos incobráveis desta actividade.

Assinala-se, neste âmbito, que o reconhecimento do risco de cobrança associado ao serviço universal constitui um mecanismo apropriado e transparente de assegurar o equilíbrio económico-financeiro de operadores de serviços essenciais e é uma prática regulatória corrente noutros sectores económicos, como as telecomunicações e os seguros (vide o Fundo de Garantia Automóvel), bem como no sector eléctrico de diversos países europeus, por exemplo a Irlanda, a Holanda, a Dinamarca e a Noruega.



Retomando a questão fundamental do equilíbrio económico-financeiro do CUR, que não foi possível assegurar pelo modelo de regulação ainda em vigor, a EDP SU tem vindo a demonstrar a sua preocupação com a necessidade de se garantir uma remuneração adequada das actividades em apreço. A cobertura do risco de cobrança, cuja quantificação é representada pelos custos com incobráveis, estimados em cerca de 13 M€ anuais, é justificável face à natureza específica do CUR, sujeito a obrigações de serviço universal.

Considerando o risco de cobrança majorado pelas obrigações específicas do CUR, já acima mencionadas, este deve ser reconhecido ou directamente ou através de uma taxa de remuneração mais elevada que o WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), compatível com o risco inerente.

Este aspecto reforça a necessidade de aplicação de uma taxa de WACC ao fundo de maneio da EDP SU, de modo a assegurar uma rentabilidade correspondente aos riscos decorrentes do tipo de regulação proposto.

2.7. Margem de comercialização

A fixação de uma margem de comercialização para o CUR, tendo em vista o respectivo equilíbrio económico-financeiro, deve remunerar adequadamente todas as suas actividades: compra e venda de energia eléctrica, compra e venda de acessos às redes de transporte e distribuição, comercialização.

Uma vez que o CUR não tem activos fixos significativos, considera-se que o respectivo fundo de maneio (activo circulante líquido do passivo circulante) deve ser remunerado mediante uma taxa igual ou superior ao custo de capital, decorrente dos riscos associados.

Considera-se que as actividades reguladas assumidas pela EDP SU, a meio do actual período de regulação (2006-2008), têm vindo a ser remuneradas de forma insuficiente, facto que se torna ainda mais evidente pela sua autonomização da EDP Distribuição. Em concreto, e para o ano de 2007, os resultados da EDP SU conduziram a um EBITDA negativo em cerca de 28 milhões de euros e um EBIT negativo em cerca de 43 milhões de euros, valores insustentáveis para a empresa e que é urgente corrigir de forma a assegurar o seu equilíbrio económico-financeiro.

Tendo-se já demonstrado o elevado nível de eficiência da actividade de Comercialização quando comparada com referências nacionais e internacionais, a EDP SU considera oportuno no âmbito da discussão do novo período de regulação, solicitar à ERSE o reconhecimento integral dos seus custos, salientando que o actual plano de negócios incorpora já níveis de eficiência bastante significativos, mesmo apesar das recentes alterações legislativas, que vêm colocar uma pressão acrescida sobre a sua base de custos.

A EDP SU apresenta um fundo de maneio (respeitante às necessidades de financiamento das actividades de compra e venda de energia eléctrica, de compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição e de comercialização de electricidade) de aproximadamente 305 milhões de euros, que remunerados a WACC implicam uma margem, para o próximo período regulatório, equivalente a pelo menos 0,5% das suas vendas de energia eléctrica.

Neste contexto, a EDP SU considera que o modelo a estabelecer deverá ser orientado para o estabelecimento efectivo de uma margem adequada para assegurar o equilíbrio económico-financeiro e remunerar devidamente as actividades do CUR.

3. OUTROS TEMAS RELEVANTES

3.1. Logótipos e páginas na Internet distintas para Operador de Rede de Distribuição (ORD) e Comercializador de Último Recurso

Esta proposta, embora invocando a necessidade de transparência nas relações comerciais, não tem como fundamento qualquer caso concreto relacionado com o cumprimento dos objectivos de independência preconizados pela Directiva europeia aplicável.

Especificamente quanto ao CUR, convém realçar que não se encontra definido o modelo da comercialização após o desaparecimento das tarifas de venda a clientes finais.

Adicionalmente, este tipo de medidas é dificilmente justificável no estádio actual de desenvolvimento do mercado pois o principal obstáculo à concorrência resulta do baixo nível das tarifas de venda a clientes finais.

Naturalmente, a definição e implementação de novos logótipos e outras alterações de imagem constitui um custo muito considerável que os consumidores dificilmente aceitariam suportar, numa simples análise de custo/benefício desta medida.

Sempre se considera, no entanto, que o logótipo é um dos elementos da composição de uma marca, em cuja formação pode haver outros elementos associados, como é o caso da designação social.

A EDP SU já utiliza a sua designação social como elemento distintivo, aspecto que impede a confundibilidade com qualquer outra entidade. A aplicação desse procedimento de identificação poderá naturalmente ser reforçada.

3.2. Separação de canais de atendimento

A organização de canais de atendimento ao dispor dos clientes do comercializador de último recurso foi já objecto de uma apresentação à ERSE.

Nesse âmbito, foi oportunamente transmitido que o facto de alguns canais servirem para o atendimento de clientes do CUR e do mercado liberalizado, tem fundamento no objectivo do aproveitamento de sinergias que

objectivamente e de modo verificável evitam a duplicação de custos e por essa via beneficiam globalmente os consumidores à tarifa.

Note-se que já existem canais de atendimento separados para diferentes tipos de clientes, à tarifa e em mercado livre, sempre que os custos associados sejam moderados, como é o caso do atendimento telefónico.

Com efeito, a criação de estruturas exclusivas para atendimento aos clientes do CUR implicaria um fardo desnecessário sobre esses clientes. Nesse sentido, foi criada a EDP Soluções Comerciais, com possibilidade de servir outros sectores e empresas fora do Grupo EDP (com a inerente partilha ou diluição de custos fixos, assim beneficiando os clientes do CUR e o sistema eléctrico em geral), regendo-se por critérios de mercado, designadamente no que respeita aos preços praticados e níveis de serviço proporcionados.

Deste facto tem a ERSE conhecimento através dos documentos enviados anualmente no âmbito da informação prestada pelas empresas reguladas.

Acresce a esta motivação económica que a EDP Soluções Comerciais exerce a sua actividade numa óptica de total respeito pelos princípios da independência, transparência, imparcialidade, confidencialidade e sã concorrência.

Nesse sentido, para além da formalização contratual dos termos em que são prestados tais serviços, a EDP Soluções Comerciais dispõe ainda de um Código de Conduta aplicável a todos os seus colaboradores e prestadores de serviços que garante a exclusão de comportamentos discriminatórios.

Adicionalmente, o atendimento prestado aos clientes observa um conjunto de procedimentos detalhados em Manuais específicos, expressamente elaborados para o efeito, segundo os normativos da legislação, dos regulamentos da ERSE e da licença de comercializador de último recurso, de que a EDP Serviço Universal é titular.

Naturalmente, os referidos procedimentos asseguram a estanquicidade e o tratamento confidencial da informação, de forma comprovável.

Por estas razões, é forçoso considerar que os objectivos de independência e de transparência das relações comerciais são já actualmente conseguidos de forma robusta e economicamente optimizada.

Desta forma, considera-se desnecessária e onerosa para os clientes a criação de canais separados.

3.3. Especificação de regras sobre procedimentos de atendimento nos Códigos de Conduta

Esta proposta tenta detalhar as disposições já constantes dos Códigos de Conduta, que estabelecem de modo genérico os princípios de sã concorrência. A ERSE preconiza a inclusão de normas mais particularizadas, especialmente dirigidas a evitar vantagens competitivas do comercializador livre do mesmo grupo económico do CUR, designadamente ao nível dos serviços de atendimento.

Relativamente a várias situações, já existem Manuais de Procedimentos que incorporam normas relativas a comportamentos em matéria de concorrência.

As práticas dos Códigos de Conduta podem também ser objecto de auditorias nos termos preconizados pela ERSE.

Assim, a EDP SU considera que a solução mais adequada seria a de reservar os Códigos de Conduta para os princípios e regras principais, deixando para o nível de procedimentos os detalhes de actuação e as normas concretizadoras dos princípios, como aliás é boa prática de distribuição dos dispositivos normativos entre os diversos documentos que enformam a organização e funcionamento das empresas.

3.4. Rotulagem de Energia Eléctrica

Cumpre salientar que a ERSE ainda não disponibilizou na sua página da Internet os elementos essenciais para o cumprimento integral, pelos comercializadores, das obrigações de informação previstas no Guia de Boas Práticas da Rotulagem divulgado pela ERSE na sua Recomendação nº 1/2008.

Por outro lado, encontrando-se em curso, na Assembleia da República, uma iniciativa legislativa nesta matéria, considera-se que a regulamentação da rotulagem deverá compatibilizar-se com a legislação que vier a ser estabelecida e bem assim de forma harmonizada no mercado ibérico.

3.5. Serviços de sistema

A proposta da ERSE preconiza a incorporação dos custos com os serviços de sistema na actividade de aquisição de energia, em vez da sua imputação à UGS, dando ênfase à harmonização regulatória no âmbito do MIBEL.

Contudo, esta matéria continua sujeita a uma grande indefinição regulatória e operativa, sendo actualmente a valorização dos serviços de sistema objecto de informação insuficiente para os agentes que actuam no mercado e para

os quais é fundamental um conhecimento adequado para a tomada de decisão e para a eficiência do sistema.

A EDP SU considera que, no âmbito do novo período regulatório, os serviços de sistema deverão ser objecto de maior concretização em termos regulamentares e, sobretudo, em termos da sua efectiva aplicação e remuneração, em condições de dinamização do respectivo mercado.

3.6. Previsões de consumo a disponibilizar pelo Gestor de Sistema (REN – Redes Energéticas Nacionais)

A EDP SU considera positivo o sentido da proposta de divulgação das previsões de consumo formulada pela ERSE, uma vez que para os agentes é importante dispor de previsões fiáveis e justificadas, sendo o Gestor do Sistema a entidade melhor posicionada para a sua realização e disponibilização aos agentes do sector.

Enfatiza-se ainda que as previsões são efectuadas numa base horária, o que se traduz numa complexidade acrescida mas é fundamental para a informação necessária aos agentes, designadamente para a actividade de compra de energia pelo CUR, que se realiza igualmente numa base horária.

As previsões do Gestor do Sistema são também relevantes para uma correcta aplicação do regime de serviços de sistema e ao cômputo dos respectivos custos, associados aos desvios.

No que respeita à obrigação de justificação dos desvios, considera-se adequada, igualmente numa base horária, na medida em que existirão sempre variáveis não controláveis, designadamente as evoluções imprevisíveis das condições de temperatura que podem afectar de forma determinante o consumo real face ao previsto.

No entanto, a EDP SU considera fundamental determinar-se que a justificação incida sobre os desvios entre o consumo real e a previsão efectuada no dia D-2, pelo impacto nas ofertas a efectuar pelos agentes no mercado diário, bem como sobre os desvios entre a previsão D-2 e as actualizações subsequentes, pelo impacto no mercado intradiário.

3.7. Estipulação de Recomendações às Empresas Reguladas

A proposta da ERSE vem proceder à formalização regulamentar de uma prática já iniciada, à semelhança de outras entidades reguladoras, que através de "Recomendações" visam transmitir aos agentes regulados a

posição do Regulador sobre a actuação a desenvolver para dar cumprimento às regras aplicáveis.

No entanto, face ao teor dos Estatutos da ERSE, considera-se conveniente uma melhor explicitação do alcance deste tipo de intervenção, designadamente quanto ao grau de vinculação e necessidade de prestação de explicações por parte dos agentes, bem como ao modo de assegurar a sua adequada e prévia audição.

3.8. Auditorias de verificação do cumprimento dos regulamentos

A EDP SU considera que devem ser clarificados, no Regulamento Tarifário, os termos exactos da repercussão tarifária destes custos, principalmente em modelos de *price cap* ou *revenue cap*, em que são definidos, à priori para o triénio, os parâmetros tendo em conta a base de custos da empresa que não pode contemplar naturalmente custos com auditorias não possíveis de prever.

3.9. Auditoria às contas

De acordo com a proposta, o conteúdo das auditorias e os critérios de selecção dos Auditores passam a ser aprovados pela ERSE, sob proposta das Empresas Reguladas, alterando a prática actual.

Atenta a natureza e as obrigações de entidades com valores cotados em bolsa, a EDP SU salienta que a proposta deverá ser reformulada no sentido de clarificar que os Auditores que cumpram os requisitos para auditoria estatutária da informação financeira deverão ser reconhecidos no âmbito da preparação das contas reguladas, sob pena de introdução, por esta via, de sobrecustos temporais, organizacionais e monetários desnecessários.

3.10. Incentivo à melhoria das práticas comerciais do Operador de Rede de Distribuição (ORD) e do Comercializador de Último Recurso, com oferta de níveis de serviço diferenciados, novos serviços e opções, de serviço e tarifárias, partilhando os ganhos com os clientes

Considera-se que a introdução de incentivos à melhoria das práticas comerciais do ORD e do CUR, constitui, numa primeira análise, uma medida positiva pois permite proporcionar níveis de serviço mais elevados a um universo alargado de clientes.

Contudo, é importante que seja feita uma clara definição da base de custos reconhecida, bem como a avaliação do investimento necessário para as ofertas de serviços diferenciados.

3.11. Aplicação dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) aos fornecimentos de Iluminação Pública (IP)

A alteração da regra de aplicação dos CMEC aos fornecimentos de IP constitui um aspecto que importa clarificar. No entanto, cumpre salientar que a repercussão dos CMEC no termo fixo (e não no consumo) é um aspecto fundamental da aprovação do modelo junto da Comissão Europeia mas a proposta da ERSE não configura a solução adequada – cfr. nº 10 do artº 5º do Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro.

Uma possível solução será a transformação da actual tarifa monómia de IP (€/kWh) em tarifas binómias de IP, em Baixa Tensão Normal (BTN) e Baixa Tensão Especial (BTE), não considerando os actuais escalões de potência mas antes uma potência linear em €/kVA, de modo a evitar impactos na variação tarifária neste segmento e permitir a recuperação explícita das parcelas fixa e de acerto na potência contratada (termo fixo) e nunca através do consumo.

4. PROVEITOS PERMITIDOS NA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

De modo a garantir consistência e transparência na fórmula dos proveitos permitidos da Comercialização, propõe-se a alteração assinalada:

Artigo 89.º
Proveitos da actividade de Comercialização

1 - Os proveitos permitidos da actividade de Comercialização, no ano *t*, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{C,t}^{CR} = \sum_{j} \tilde{R}_{C,j,t}^{CR} = \sum_{j} \left(F_{C,j,t} + V_{C,j,t} \times \tilde{N}C_{C,j,t} + \tilde{R}C_{C,j,t} + \tilde{P}EF_{C,j,t} + \tilde{M}C_{C,j,t} - \Delta R_{C,j,t-2}^{CR} \right)$$

em que:

$\tilde{R}_{C,t}^{CR}$ - Proveitos permitidos da actividade de Comercialização, previstos para o ano *t*

J - Níveis de tensão ou tipo de fornecimento NT (MAT, AT e MT), BTE e BTN

$\tilde{R}_{C,j,t}^{CR}$ - Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*, previstos para o ano *t*

$F_{C,j,t}$ - Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização, no ano *t*, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$V_{C,j,t}$ - Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização, no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j,* no ano *t*, em Euros por consumidor

$\tilde{N}C_{C,j,t}$ - Número de consumidores médio, previsto para o ano *t,* no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$\tilde{R}C_{C,j,t}$ - Componente associada ao risco de cobrança, no ano *t,* no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$\tilde{P}EF_{C,j,t}$ - Custos com os planos de reestruturação de efectivos afectos à actividade de Comercialização, aceites pela ERSE, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t

$\tilde{M}C_{C,j,t}$ - Componente associada à margem da comercialização, prevista para o ano *t,* no nível de tensão ou tipo de fornecimento *j*

$\Delta R_{C,j,t-2}^{CR}$ - Ajustamento no ano *t* dos proveitos da actividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento *j,* relativa ao ano *t-2.*

…

6 - A componente associada à margem de comercialização ($\tilde{M}C_{C,j,t}$) é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{M}C_{C,j,t} = \delta_{C,t} / 365 \times \tilde{R}_{E,j,t}^{CR} \times \frac{r_{c,r}}{100} \quad (68)$$

Em que:

$\delta_{C,t}$ - Diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos no ano *t*, em dias

$\tilde{R}_{E,j,t}^{CR}$ - Custos com a aquisição de energia eléctrica da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador de último recurso, e custos com a actividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição, previstos para o ano *t,* calculados de acordo com o Artigo 87.º e 88º, respectivamente

$r_{c,r}$ - Taxa de remuneração a aplicar às necessidades de fundo de maneio, fixada para o período de regulação *r,* em percentagem