ANÁLISE À PROPOSTA DE REVISÃO

DO

REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

Julho de 2008

PROPOSTA DE REVISÃO DO RRC

A consulta pública levada a efeito pela ERSE é justificada não só por força da tomada de decisão relativamente à separação das actividades reguladas, que passa a considerar integração da actividade de comercialização de redes na actividade de distribuição, mas também pela vontade expressa de promover novos incentivos à melhoria da qualidade do serviço prestado aos clientes.

É, sobretudo, neste último contexto que nos parece que a ERSE propõe e convida os distribuidores, operadores de rede, comercializadores, etc., a inovarem no sentido de disponibilizarem novos serviços, proporcionando aos clientes novas e justas expectativas, numa perspectiva de passar a considerar, cada vez mais, um serviço de qualidade como sendo aquele que cada cliente identifica como correspondendo às suas próprias expectativas. A ERSE vai mesmo ao ponto de propor a instituição de um *prémio de excelência* para incentivo à inovação e qualidade nas práticas comerciais, a atribuir anualmente à entidade que mais se tenha destacado no desenvolvimento de medidas de melhoria da qualidade de serviço e de atendimento aos clientes.

Não podemos deixar de levar em linha de conta que esta iniciativa tem também particular acuidade num modelo de mercado concorrencial de agentes comerciais, o qual, no entanto, não é aplicável à Região Autónoma dos Açores, conforme consignado na derrogação concedida pela Comissão Europeia (2004/920/CE), dada a dimensão do mercado regional, o nível muito reduzido de produção e o facto de as ilhas se encontrarem também isoladas umas das outras e do continente europeu.

Este facto, não nos impede, contudo, de manifestarmos a nossa posição, designadamente quanto à implementação de algumas das medidas propostas, opinando à luz da nossa particular realidade.

É neste sentido que manifestamos a nossa concordância com a medida que passa a permitir a facturação da potência a partir dos registos verificados nos novos contadores electrónicos (medição da potência instantânea), a aplicar a novas ligações trifásicas, a pedido do cliente ou quando ocorra a alteração do contador, designadamente por razões de controlo metrológico.

Concordamos também com as novas regras que vieram estabelecer que, na primeira e última factura, a facturação do termo tarifário fixo, da potência contratada e da potência em horas de ponta, seja calculada com base no número de dias a que factura diz respeito. Para este efeito passa a ser estabelecido que a facturação dos preços das tarifas com valor fixo mensal deve considerar o número de dias a que diz respeito a factura, correspondendo o valor a facturar ao

produto do número de dias pelo valor diário, apurado através do produto do encargo mensal por um factor igual ao quociente entre o número de meses do ano e o número de dias do ano.

Relativamente à possibilidade de alteração das actuais regras de facturação de energia reactiva, concorda-se com a proposta segundo a qual os operadores das redes de distribuição (Cooperativas Eléctricas, EDA, EDP Distribuição e EEM) deverão apresentar uma proposta conjunta, técnica e economicamente justificada, relativa à facturação dos encargos de energia reactiva inerente ao uso da rede de distribuição.

Face à nova realidade de relacionamentos comerciais decorrentes da liberalização, são considerados novos procedimentos e regras para facturação da energia resultante de erros ou fraudes devidamente comprovadas, muitos dos quais até já encontram eco nas actuais práticas seguidas na Região pela EDA.

Relativamente à intenção propalada pela ERSE de recorrer, de forma directa ou por interposta pessoa, à realização de auditorias para verificação do cumprimento das disposições regulamentares constantes do RRC, não temos nada a obstar, tendo em conta até o facto da empresa estar acreditada segundo as Normas NP EN ISO 9001-2000, precisamente no que se refere à comercialização de energia, potência e serviços conexos.

ANÁLISE À PROPOSTA

DE

REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Julho de 2008

Índice

Pág.

1. CRIAÇÃO DE TARIFA TRI-HORÁRIA EM BTN ≤ 20,7 KVA.....3
2. EXTINÇÃO DA OPÇÃO TARIFÁRIA SIMPLES EM BTN 4
3. EXTINÇÃO DOS USOS NO PERÍODO REGULATÓRIO 2009-2011.....5
4. OPÇÃO TARIFÁRIA TETRA-HORÁRIA NA BTE.....5
5. *REVENUE CAP* ASSOCIADO AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA DEE E CEE.....6
6. MARGEM A APLICAR NA CEE 7
7. CUSTOS ACEITES COM A AQUISIÇÃO DE FUELÓLEO PARA PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES 7

1. Criação de tarifa tri-horária em BTN ≤ 20,7 kVA

Proposta da ERSE:

- Concorda com a criação de uma opção tarifária tri-horária para os fornecimentos com potências contratadas inferiores ou iguais a 20,7 kVA e superiores ou iguais a 3,45 kVA?

Análise da EDA:

A EDA não tem objecções à criação desta tarifa, concordando com os princípios subjacentes à criação da mesma. No entanto, há que ter em consideração os custos inerentes ao surgimento de uma tarifa tri-horária na BTN ≤ 20,7 kVA, bem como o tipo de diagrama de cargas característico dos sistemas eléctricos das ilhas dos Açores.

Sem embargo de uma análise mais profunda a ter lugar em sede da entidade que fornece à EDA, em regime de "outsourcing", a plataforma informática que suporta toda a actividade comercial, parece-nos que a criação desta nova opção tri-horária poderá resultar em custos consideráveis, pelos desenvolvimentos necessários operar a este nível. Salientamos que a quase totalidade do parque de contadores instalados pela EDA não reúne, actualmente, as características técnicas necessárias quer para a sua adaptação à opção tarifária tri-horária, quer à capacidade para registar a medição da potência máxima para facturar a potência contratada, o mesmo acontecendo a uma parcela significativa dos contadores electrónicos que têm sido adquiridos, tornando-se por isso necessário criar um período de transição (moratória até ao final de 2009), limitando o acesso às novas opções tarifárias apenas para os novos clientes e sempre que se proceda à denominada intervenção extraordinária (substituição do contador por imposição do controlo metrológico vigente). Mesmo para os contadores que cumprem estas funcionalidades, é necessário não esquecer que terão de ser parametrizados, obrigando na RAA a deslocar recursos humanos da ilha de São Miguel para as outras ilhas a fim de se efectuar esta parametrização, para além da já referida necessidade de adaptar os sistemas informáticos à nova estrutura tarifária. Todas estas condicionantes apresentam custos associados. Alerta-se igualmente para o facto da definição da base de custos da actividade comercial dever ser constituída tendo em conta estes custos, uma vez que a base histórica não os reflecte.

Parece-nos, por outro lado, que o fundamento desta medida estará relacionado, sobretudo, com a tipificação do diagrama de cargas do continente, onde, para além da transferência para o vazio, se pretende evitar consumos em horas de ponta (manhã e tarde). Na RAA, a situação que nos parece mais interessante (muito interessante para os sistemas isolados que beneficiam de uma forte componente de renováveis, como é o caso da geotermia, em São

Miguel e brevemente na Terceira, bem como da hidroelectricidade nas Flores), seria a consideração de uma tarifa bi-horária sem discriminação no preço unitário da potência contratada, ou mesmo a extinção definitiva da tarifa simples, com o duplo objectivo de maximizar a penetração de energias renováveis no vazio e atenuar a previsional evolução do consumo nas horas fora de vazio, com o consequente adiar de investimentos, transmitindo-se, assim, sinais mais correctos às famílias e aos agentes económicos, ao nível dos seus comportamentos de consumo, bem como promovendo a crescente eficiência na alocação de recursos escassos.

Salientamos que a manutenção de uma tarifa de potência contratada diferente para clientes monotarifa e clientes que apostam num consumo mais eficiente, tem esbarrado com o efeito perverso de um preço médio mais elevado, quando o valor total do consumo (horas de vazio + horas fora do vazio) não é suficiente para assegurar uma facturação mais favorável que a resultante da opção tarifária simples, face à relativamente baixa capitação do consumo de energia eléctrica que se verifica nos Açores.

2. Extinção da opção tarifária simples em BTN (consumos sazonais)

Proposta da ERSE:

- Na Região Autónoma dos Açores existe uma opção tarifária simples de BTN, para consumos sazonais e potências contratadas superiores a 17,25 kVA. Na sequência da extinção da opção tarifária equivalente em Portugal Continental, e tomando em consideração que não há qualquer cliente nesta opção tarifária neste momento, propõe-se a extinção desta opção tarifária nos Açores. Desta forma, uniformiza-se o tratamento dos consumidores neste segmento, generalizando a aplicação de tarifas com discriminação tri-horária.

Análise da EDA:

Relativamente à opção tarifária simples de BTN, para consumos sazonais com potências contratadas superiores a 20,7 kVA, concordamos com a extinção integral desta opção tarifária e mesmo com a extinção para todos os níveis de potência contratada.

3. Extinção dos usos no período regulatório 2009-2011

Proposta da ERSE:

-Com a informação disponível sobre as análises de impactos da extinção das opções tarifárias transitórias, sugerem-se duas soluções, em função dos impactos verificados: i) Extinção das opções tarifárias transitórias que verifiquem reduções de qualquer montante e acréscimos tarifários máximos por cliente até 5% da factura anual: ii) para as restantes opções tarifárias que verifiquem acréscimos tarifários superiores a 5% da factura anual, sugere-se a manutenção das opções transitórias durante o período de regulação, alterando-se a forma de cálculo das variações tarifárias a aplicar a estas tarifas, de forma a penalizá-las gradualmente.

Análise da EDA:

A intenção da ERSE de extinguir as denominadas "tarifas de uso" que, com algumas alterações, resulta do histórico de opções tarifárias herdadas do passado, parece-nos ajustada face ao tratamento discriminatório resultante, repondo a necessária equidade nas tarifas de energia eléctrica, que devem reflectir as características de consumo e não o uso – ou o suposto uso - dado à energia eléctrica. Considera-se como medida transitória ajustada manter as opções tarifárias que verifiquem acréscimos tarifários superiores a 5% da factura anual, aceitando-se a sua manutenção durante o próximo período de regulação, alterando-se a forma de cálculo das variações tarifárias a aplicar a estas tarifas, de forma a penalizá-las gradualmente.

Adicionalmente, consideramos que podem ainda ser seguidos os seguintes procedimentos:

a) sempre que o preço médio das tarifas por uso atinja, num dado ano do próximo período regulatório, um valor abaixo dos referidos 5%, somos de parecer que devem aqueles consumidores passar automaticamente a dispor da tarifa independente do uso, o que deveria acontecer sempre que houvesse mudança do tarifário e após análise do comercializador ao respectivo preço médio de venda. As empresas reguladas deveriam, assim, passar automaticamente estes consumidores para as tarifas normais.

b) ao nível do Regulamento Tarifário – Anexo, Disposições transitórias, deveria ser previsto o impedimentos do acesso de novos clientes, no próximo período regulatório, às tarifas com fornecimento de energia dependente do uso.

4. Opção tarifária tetra-horária na BTE

Proposta da ERSE:

- Esta opção permite aumentar o grau de transparência na formação e fixação das tarifas e melhorar a repercussão da estrutura dos custos marginais na estrutura das tarifas, ou seja, promove uma melhor aderência das tarifas aos custos, com as consequentes melhorias em termos de eficiência económica na utilização eficiente das redes e da energia eléctrica, assegurando assim uma melhoria do sinal preço a transmitir pelas tarifas de Venda a Clientes Finais. Adicionalmente esta opção representa um aumento das opções para os consumidores bem como um incentivo ao aumento da criatividade por parte dos comercializadores a operar no mercado retalhista.

Análise da EDA:

A EDA propõe uma análise da adaptação aos Açores das opções tarifárias actualmente aplicáveis na BT e MT do Continente, em particular a tarifa tetra-horária para a BTE e MT, bem como eventuais novas outras, com o objectivo de identificar todas aquelas que, de acordo com a tipologia dos nossos diagramas de carga, possam contribuir para os objectivos, já referidos no ponto 1 deste documento, de maximizar a contribuição dos recursos energéticos endógenos e minimizar investimentos e utilização de produção termoeléctrica.

5. *Revenue cap* associado aos custos de exploração da DEE e CEE

Proposta da ERSE:

- Regulação por revenue cap em que é definido, a priori, um proveito máximo e a sua evolução ao longo do período de regulação, de acordo com a evolução do índice de preços implícito no PIB, deduzido de um factor de eficiência previsto pelo regulador.

Análise da EDA:

A EDA concorda com o modelo de regulação proposto, mas salienta a importância de um correcto estabelecimento, por parte da Entidade Reguladora, dos valores de referência, base pela qual os custos afectos a estas actividades de negócio irão evoluir no período regulatório.

Neste contexto, pelo peso que assumem na estrutura de custos da DEE ao longo do tempo, os montantes relacionados com as manutenções deverão ser alvo de especial atenção, sobretudo as intervenções de carácter curativo (ex: condições atmosféricas). Consideramos que os montantes inerentes às manutenções curativas deveriam ser aceites na totalidade. Assim sendo, propomos que, para a fixação dos proveitos permitidos, os custos associados às

manutenções curativas com origem em causas fortuitas ou de força maior sejam expurgados e que os mesmos sejam incluídos, na íntegra, numa nova parcela do ajustamento de t-2, da DEE, mediante apresentação de relatório justificativo dos custos incorridos (fórmula 76).

Porém, considerando que constitui um objectivo a uniformização da metodologia de regulação das actividades do Continente com as das Regiões Autónomas, consideramos que se deveria analisar a possibilidade das metodologias serem de facto idênticas, ou seja, ao nível da DEE e CEE, a definição dos proveitos permitidos seria efectuada tendo por base uma componente fixa e outra variável, sendo que na DEE a componente variável ficaria indexada à energia vendida e, no caso da CEE, ao número de clientes.

Relativamente à actualização dos proveitos permitidos das actividades de DEE e CEE, embora concordemos que o deflactor do PIB constitui *"instrumento que mede a variação dos preços, já que no PIB se reflectem todas as relações económicas estabelecidas na economia, assim como todos os efeitos, nomeadamente o efeito preço"*, alertamos para o facto de determinados custos serem actualizados tendo como referencial o índice de preços no consumidor sem habitação nos Açores (ex: custos com pessoal). Esta situação poderá, a longo prazo, resultar na criação de um *gap* entre a base de custos real e a base de custos para efeitos de regulação.

6. Margem a aplicar na CEE

Proposta da ERSE:

- À semelhança da proposta da ERSE para a actividade de Comercialização desenvolvida no Continente, propõe-se que seja aplicada uma margem à actividade de Comercialização de Energia Eléctrica das Regiões Autónomas. O risco associado à compra de energia é determinado pelo desfasamento entre os custos recuperados nas tarifas de cada ano e os custos reais incorridos, que serão recuperados pelo mecanismo de ajustamento com um desfasamento de 2 anos acrescidos de juros.

Análise da EDA:

Concordamos que ao nível da determinação dos proveitos permitidos da CEE seja introduzida uma margem ao nível da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, em função do risco associado à compra de energia que resulta do desfasamento entre os custos recuperados nas tarifas e os custos reais incorridos, tendo por base a energia vendida, por nos parecer ser um indicador que melhor traduz o desempenho da actividade.

7. Custos aceites com a aquisição do fuelóleo para a produção de energia eléctrica na Região Autónoma dos Açores

A EDA já entregou à ERSE toda a informação solicitada sobre esta matéria.