



**COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE
2011), DE REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO E DO
REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS DO SECTOR
ELÉCTRICO**

15 de Junho de 2011

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

ÍNDICE

	<i>Pág.</i>
A. REGULAMENTO TARIFÁRIO.....	3
1. METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO.....	3
1.1. ACTIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA E GESTÃO DO SISTEMA.....	3
1.1.1. <i>Custos com o gasóleo e lubrificantes para a produção de energia eléctrica</i>	4
1.1.2. <i>Custos com a operação e manutenção de equipamento produtivos</i>	5
1.1.3. <i>Materiais diversos</i>	6
1.1.4. <i>CO2 - Limites às quantidades de licenças de emissão do CO2 na posse do operador no final de cada ano</i>	6
1.1.5. <i>Custos de exploração – Componente fixa e variável / Indutor de custo</i>	7
1.2. ACTIVIDADES DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA	8
2. MECANISMO DE CONVERGÊNCIA DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA.....	16
3. ESTRUTURA TARIFÁRIA.....	18
3.1. DEFINIÇÃO COMUM DE BTE E BTN EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	18
3.2. NOVA OPÇÃO TARIFÁRIA $BTN \geq 20,7$ kVA COM REGISTO DE MÁXIMA POTÊNCIA CONTRATADA	19
3.3. HARMONIZAÇÃO DO LIMITE DE POTÊNCIA ENTRE $BTN >$ E $BTN \leq$ EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	20
3.4. NOVOS ESCALÕES NAS RAS DE $BTN \leq 20,7$ kVA	20
3.5. EXTINÇÃO DAS OPÇÕES TARIFÁRIAS DEPENDENTES DE USO NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	20
3.6. ELIMINAÇÃO DA TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO DE BTN DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA A 31 DE DEZEMBRO DE 2012	20
B. REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS.....	22
4. ALTERAÇÕES REGULAMENTARES	22
4.1. HARMONIZAÇÃO DO LIMITE DE POTÊNCIA ENTRE $BTN >$ E $BTN \leq$ EM PORTUGAL CONTINENTAL E NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	22
4.2. AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DO CUMPRIMENTO DAS DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES	22
4.3. ACTIVIDADES DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO	22
4.4. INFORMAÇÃO SOBRE A COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	23
4.5. LIGAÇÕES ÀS REDES – ORÇAMENTO.....	23
4.6. FORNECIMENTO E INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO	23
4.7. SISTEMAS DE TELECONTAGEM	24
4.8. LEITURA DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO	24
4.9. GUIA DE MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS	24
4.10. RELACIONAMENTO COMERCIAL COM OS CLIENTES.....	24
4.11. SERVIÇO UNIVERSAL	25
4.12. INFORMAÇÃO SOBRE TARIFAS E PREÇOS	25
4.13. FACTURA DE ENERGIA ELÉCTRICA	26
4.14. PAGAMENTO.....	26
4.15. ARBITRAGEM NECESSÁRIA	26

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

A. REGULAMENTO TARIFÁRIO

1. Metodologias de regulação

1.1. Actividade de Aquisição de energia Eléctrica e Gestão do Sistema

Proposta da ERSE:

Alteração da forma de regulação da actividade de AEEGS, de custos aceites para uma regulação por incentivos, com tratamento diferenciado das seguintes componentes de custo:

- **OPEX / custos de exploração controláveis** – regulação por *Price Cap*, com a existência de uma componente fixa e uma componente variável. A componente fixa evoluirá em função do IPIB deduzido de um factor de eficiência. A componente variável evoluirá em função do IPIB e de um factor de eficiência, dependendo de um indutor de custo a determinar;
- **Custos com o fuelóleo** – dependem do custo unitário do fuelóleo praticado no mercado primário de referência, adicionado dos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo até às centrais da ilha k;
- **Custos com a aquisição de energia eléctrica** – A ERSE propõe a “*elaboração de um estudo de monitorização dos custos unitários de aquisição de energia eléctrica a produtores independentes, por cada tipo de tecnologia, nas duas regiões, por forma a uniformizar as metodologias de aceitação desses custos, tendo em conta as respectivas especificidades técnicas e económicas*”;
- **Amortizações do activo fixo** – amortizações líquidas dos activos participados;
- **Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos** – Custos aceites anualmente;
- **CAPEX** – não será incluído no *Price Cap*, sendo remunerado em função da realização.

Comentários da EDA:

De forma genérica concordamos com a metodologia de regulação agora proposta.

Quanto à análise na especialidade, consideramos relevante atender aos seguintes aspectos:

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

1.1.1. Custos com o gasóleo e lubrificantes para a produção de energia eléctrica

O Gasóleo e Lubrificantes para a produção de energia eléctrica, são produtos contratados tendo por base a realização periódica dum concurso internacional, por lotes, correspondendo cada lote a uma das nove ilhas dos Açores.

Gasóleo:

O produto contratado é o GASÓLEO RODOVIÁRIO, uma vez que não está disponível nos Açores outro produto como o Gasóleo para aquecimento ou marítimo.

O preço na Região Autónoma dos Açores (RAA) está regulado sob a forma de PMVP (Preço Máximo de Venda ao Público) que é determinado pelo Governo Regional, de acordo com a Resolução do Conselho do Governo n.º 15/2010, de 27 de Janeiro de 2010.

O PMVP do Gasóleo é calculado tendo por base o preço de custo do produto em cada ilha (PA – Preço ilha Açores, que é diferente para cada uma das ilhas), sobre o qual incidem o ISP e o IVA.

O preço para a EDA está isento de ISP, pelo que, sobre o PREÇO ILHA, é contratado um desconto com os fornecedores (resultante do Concurso Internacional acima referido). O preço definido é para o produto entregue nas Centrais termoeléctricas da EDA em cada ilha.

Lubrificantes:

Os diversos óleos contratados têm de estar aprovados pelos fabricantes das máquinas e de acordo com o seu regime de funcionamento.

É contratado um preço inicial, entregue na Central em embalagens devidamente seladas, que é constante durante o prazo de validade da proposta e é periodicamente revisto de acordo com fórmula proposta pela EDA no Caderno de Encargos, durante a vigência do contrato. Os factores que determinam a revisão de preço são a taxa de câmbio do USD e a média das cotações do óleo base SN 150, publicada no mercado de referência ICIS-LOR FOB NEW SPOT. A fórmula de revisão é a seguinte:

$$PPn = PPn-1 * ((80% * (C n-1 / C n-2)) * (A n-1 / A n-2)) + 20%$$

Em que:

PPn = PREÇO DO PRODUTO para o trimestre em curso;

PPn-1 = PREÇO DO PRODUTO no trimestre anterior;

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

C n-1= Média trimestral das cotações de venda do Banco de Portugal para o USD, do trimestre que se pretende corrigir;

C n-2= Média trimestral das cotações de venda do Banco de Portugal para o USD, do trimestre anterior ao que se pretende corrigir;

A n-1= Média trimestral das cotações do óleo base SN 150, publicadas no mercado de referência ICIS-LOR FOB NWE, do trimestre que se pretende corrigir;

A n-2= Média trimestral das cotações do óleo base SN 150, publicadas no mercado de referência ICIS-LOR FOB NEW, do trimestre anterior ao que se pretende corrigir.

A imposição de factores de eficiência a uma componente de custo que resulta dum concurso público internacional, não parece que seja realista e dificilmente terá uma aderência à realidade. Parece-nos mais racional excluir os custos com a aquisição de gasóleo e lubrificantes dos custos controláveis-regulação por *Price Cap*, passando os mesmos a ser objecto de uma regulação por custos aceites.

1.1.2. Custos com a operação e manutenção de equipamento produtivos

Quanto aos custos com a operação e manutenção de equipamento produtivos, importa referir que a EDA explora 9 centrais termoeléctricas com uma gama de grupos diversificada, adaptados às distintas realidades dos sistemas onde se inserem. As operações de manutenção, quer seja curativa ou preventiva, diferem consoante a respectiva marca e modelo, com durações e custos associados também muito distintos.

Embora a EDA desenvolva esforços para homogeneizar os ciclos de manutenções dos seus sistemas electroprodutores, existem diversas variáveis que restringem esses ciclos. Não se tratando de sistemas interligados, os factores de carga e o número de horas de funcionamento dependem estreitamente da procura, do escalonamento dos grupos, bem como do nível da produção renovável. O escalonamento tem como objectivo a procura do óptimo técnico-económico e a satisfação total da procura.

Intimamente ligadas ao número de horas de funcionamento e ao desgaste dos equipamentos, as manutenções, embora sejam programadas com base nos escalonamentos previsíveis das máquinas, podem sofrer num ano alterações significativas. A cada período anual, podem existir flutuações consideráveis nos custos das manutenções, dependendo dos programas *standard* referidos pelo fabricante (horas de funcionamento), a especificidade do(s) grupo(s) a intervir e o nível de dimensão da manutenção. Se considerarmos a variedade de equipamentos existente nas diversas ilhas, será lógico que os custos das revisões *standard* sejam também díspares.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

Numa situação em que num ano n apenas se realizem manutenções assinaláveis em equipamentos de menor dimensão, e pequenas manutenções em equipamentos de maior envergadura, se no ano $n+1$ ou $n-1$ a situação for inversa, teremos certamente diferenças significativas ao nível dos custos incorridos. Face ao exposto concordamos com o tratamento diferenciado para as operações de manutenção previstas na presente proposta de revisão do RT, que deve ter subjacente os princípios atrás enunciados.

1.1.3. Materiais diversos

Os custos com **materiais** são função das manutenções realizadas em determinado ano, pelo que deve ser assumido como um custo variável.

1.1.4. CO₂ - Limites às quantidades de licenças de emissão do CO₂ na posse do operador no final de cada ano

A Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) está abrangida pelo Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) e como tal é-lhe aplicável o mecanismo de incentivo à óptima gestão das licenças de emissão previsto no Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico.

Através do artigo 12 do Despacho nº 11210/2008, está previsto um limite mínimo para a venda do excesso anual de licenças, o qual é de 70%, não sendo possível ao operador do sector eléctrico manter mais de 30% do excesso anual em carteira.

Este mecanismo de gestão das licenças previsto no Regulamento Tarifário foi criado em 2008, atendendo às regras do CELE existentes para o período 2008-2012.

Desde o início de 2009 que a EDA tem estado a acompanhar atentamente a preparação das novas regras para o período pós-2012 (2013-2020), estando decidido pela Directiva 2009/29/EC, de 23 de Abril de 2009, que para este novo período não serão atribuídas licenças gratuitas às centrais termoeléctricas. Adicionalmente, na referida Directiva, está igualmente previsto a possibilidade de *banking* ilimitado para as licenças de emissão, do período 2008-2012, para o próximo período 2013-2020.

Face ao exposto e estando as regras previstas para o período pós-2012, claramente alteradas face ao enquadramento legislativo actual do CELE, é do nosso entender que o Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico deverá, desde já, contemplar estas alterações.

A principal e urgente alteração de aplicação imediata deverá ser a eliminação ou, pelo menos, a redução do limite de 70% imposto para a venda do excesso anual de licenças de emissão. Esta alteração é de extrema relevância numa altura em que já é certo que o total de emissões anual para cada ano do próximo período terá que ser comprado ou via

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

leilão ou via bolsa de carbono, o qual irá representar vários milhões de euros por ano a pesar na tarifa eléctrica.

A possibilidade de *banking* aliada à eliminação ou redução do limite de venda do excesso anual, poderá permitir que os operadores das centrais termoeléctricas mantenham em carteira uma componente interessante do seu excesso de 2011/2012, aliviando um pouco o défice que se fará sentir no próximo período e directamente minimizando o seu impacto na tarifa de electricidade.

1.1.5. Custos de exploração – Componente fixa e variável / Indutor de custo

Consideramos que deve existir uma relação directa entre os *drivers* de custo e os recursos consumidos pela actividade de AEEGS. Importa referir que os gastos com pessoal e os custos com sistemas de informação representam uma parcela relevante dos custos da AEEGS, sendo que, no caso dos Gastos com Pessoal, a sua evolução decorre das progressões nas carreiras e actualização salarial dos respectivos colaboradores. Os sistemas de informação, em certa medida, são função do número de colaboradores.

No que diz respeito ao mix percentual entre a componente fixa e componente variável, inerente aos custos de exploração da actividade de AEEGS, consideramos, pela natureza dos custos associados, que deve ser efectuada a seguinte agregação, em função dos custos incorridos em 2009, 2010 e estimados para 2011¹:

Componente Fixa (Custos “Fixos”)	%
Gastos com Pessoal	63,5%
FSE – Sistemas de Informação / Outros	20,1%
Total	83,6%

¹ Custos totais incluem: Materiais, FSE-SI, FSE-Outros, Gastos com Pessoal e Outros Custos.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

Componente Variável (Custos “Variáveis”)	%	Indutor de custos
Materiais (Manutenção grupos geradores)	16,4%	
Total	16,4%	Energia produzida

Assim, consideramos que a componente fixa deverá assumir uma percentagem significativamente superior à componente variável.

1.2. Actividades de Distribuição e Comercialização de Energia Eléctrica

Proposta da ERSE:

Implementação de metodologias de regulação que privilegiem a eficiência e a partilha do risco regulatório entre consumidores e empresas nas actividades de Distribuição de energia eléctrica e de Comercialização de energia eléctrica:

- Elaborando um estudo de benchmarking entre as onze ilhas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que permita a definição do peso das componentes dos custos fixos e dos custos variáveis (com os seus respectivos drivers de custos) e as metas de eficiência a aplicar.
- Mantendo a regulação por custos aceites para o CAPEX.

Pretende-se ainda avaliar a aderência entre os níveis de custos da actividade de Comercialização de energia eléctrica no Continente e os equivalentes referentes às Regiões Autónomas, elaborando um estudo de *benchmarking*.

Comentários da EDA:

A proposta apresentada merece a concordância da EDA.

Importa agora promover a elaboração dos estudos previstos, para as actividades de DEE e CEE, onde se evidencie que, quer o mix entre a componente fixa e a componente variável, quer os indutores de custos, permitirão satisfazer o princípio inerente à regulação por *price cap*, que consiste em incentivar a EDA a aumentar a eficiência, ao estimular que se gerem ganhos de produtividade, caso ocorra uma evolução de custos inferior àqueles que resultam da aplicação do normativo constante da proposta de revisão do RT, sendo permitido à empresa reter parte dos ganhos, mantendo necessariamente o fornecimento do serviço com a qualidade adequada e exigida. Caso

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

contrário, ocorrerá decerto a imposição de níveis de eficiência inatingíveis, não existindo portanto nenhum incentivo real que se possa traduzir em ganhos de produtividade para a empresa.

Relativamente aos estudos de *Benchmarking*, consideramos que a sua realização deve ser efectuada atendendo à dimensão e especificidades de cada ilha, propondo-se que o mesmo seja efectuado de acordo com a seguinte agregação:

- Ilhas com energia anual emitida ≥ 200 GWh,
- Ilhas com energia anual emitida > 10 GWh e < 200 GWh,
- Ilhas com energia anual emitida ≤ 10 GWh

Consideramos ainda que seria desejável que as empresas fossem envolvidas na realização dos estudos de *Benchmarking*.

Salienta-se que os custos com os Sistemas de Informação têm vindo a ser incrementados em função das necessidades de tratamento de dados decorrentes da regulamentação emitida pela ERSE, factor que deve ser considerado no âmbito da determinação dos parâmetros para o próximo período regulatório.

Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

Consideramos relevante salientar que, face à localização geográfica da RAA e à reduzida área de cada ilha, a região está exposta a intensidades de ventos e salinidade consideráveis, o que se traduz na necessidade de realização de inspecções e intervenções com ciclos mais curtos, relativamente a outras empresas.

Com base no histórico recente, os gastos com a actividade de manutenção situam-se na ordem dos 2 milhões de euros, sendo despendidos anualmente nas ilhas de S. Miguel e Terceira, respectivamente, cerca de 40% e 20% daquele valor e os restantes 40% são divididos pelas restantes ilhas. Os montantes em causa não são suficientemente aliciantes para cativar os empreiteiros a permanecerem em todas as ilhas a tempo inteiro, podendo daí inferir-se a dificuldade em conseguir preços mais competitivos. Devido à impossibilidade de oferecermos aos empreiteiros uma carteira de trabalhos mais alargada e duradoura, estes não se têm dotado dos meios materiais, como geradores móveis, por exemplo, nem de colaboradores habilitados para a execução de trabalhos em TET. Assim, nos casos onde os tempos de interrupção tenham de ser reduzidos, ou nulos, ou por razões regulamentares as indisponibilidades tenham de ocorrer ao domingo, a presença das nossas equipas é imprescindível. Essa presença nos trabalhos imprevistos e quando acontecem fora do horário normal tem como consequência sobrecustos na realização de trabalho extraordinário. Isto significa que a

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

imposição de factores de eficiência ao desempenho de uma actividade crucial da DEE, como a manutenção das linhas AT, MT e BT, Subestações e Postos de Transformação, fortemente condicionada, quer por factores atmosféricos, quer pela disponibilidade de empreiteiros, sobretudo nas ilhas mais pequenas, deve ser objecto de uma análise aprofundada, por forma a evitar o estabelecimento de parâmetros de regulação sem qualquer significado em termos de metas de eficiência atingíveis pela EDA.

No que diz respeito ao *mix* percentual da componente fixa e componente variável, inerente aos custos de exploração da DEE, consideramos, pela natureza dos custos associados, que deve ser efectuada a seguinte agregação, em função dos custos incorridos em 2009, 2010 e estimados para 2011:

Componente Fixa (Custos “Fixos”)	%
Gastos com Pessoal	57,8%
FSE – Sistemas de Informação	8,3%
Total	66,1%

Componente Variável (Custos “Variáveis”)	%	Indutor de custos
Manutenção AT, MT, BT, Subestações e PT	13,4%	
FSE – Outros *	8,9%	
Material de redes	8,6%	
Outros custos	3%	
Total	33,9%	Km de rede (AT, MT e BT)

*Destacam-se os custos com Deslocações e Estadias entre as ilhas, de colaboradores envolvidos em operações de manutenção.

A análise desta repartição de agregados de custos fundamenta a proposta de que a componente fixa dos custos de exploração da DEE deve representar cerca de 66,1% e a componente variável cerca de 33,9%, propondo-se que, neste caso, o indutor de custos corresponda aos km de rede (AT, MT e BT).

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica

A Electricidade dos Açores, S.A. produz, distribui e comercializa energia eléctrica na RAA, que é composta por nove ilhas dispersas por mais de 600 km, sem qualquer ligação eléctrica entre si. No âmbito da Comercialização de Energia Eléctrica, a EDA possui 19 lojas e centros de energia, integradas em 18 dos 19 Concelhos existentes nesta Região. Para além de instalações próprias, a EDA tem protocolos estabelecidos com Agentes (Comerciantes e redes RIAC²), de modo a alargar a rede de postos disponíveis para os seus clientes, com vista ao pagamento de facturas.

Orientada numa lógica de controlo de custos, a Actividade Comercial tem adoptado uma estratégia de maximização dos recursos, ao nível de desempenho e de produtividade, procurando tirar o máximo partido dos regulamentos por que se rege. No entanto, a dispersão geográfica e a insularidade restringem esta optimização, assistindo-se a situações extremas no que respeita, por exemplo, aos rácios consumidores/n.º de atendedores e consumidores/agentes. Estes valores oscilam entre 258 clientes por atendedor e por agente (uma loja com um atendedor e um agente) na ilha do Corvo e cerca de 6 mil clientes por atendedor e 4 mil consumidores por agente no Concelho de Ribeira Grande (uma loja com dois atendedores e 3 agentes).

Neste contexto, os principais processos que sustentam a Comercialização de Energia Eléctrica nos Açores situam-se ao nível das “Actividades Orientadas para o Cliente”, que representam a maioria dos custos de exploração da CEE (custos controláveis e não controláveis - excluem-se Custos Financeiros e Extraordinários). Outra componente importante prende-se com as “Actividades de Suporte”.

O artigo 86.º B da proposta de revisão do RT, apresentada pela ERSE, prevê que “*No início de cada período de regulação, é definido o nível de referência dos custos de exploração por indutor e por natureza, para os níveis de tensão MT e BT.*”

Consideramos que a análise dos custos de exploração por indutor e por natureza, deve ser efectuado em função dos dois principais agregados de custos, FSE e Gastos com pessoal. Em 2010, as naturezas relativas a FSE e Custos com o Pessoal representaram, 51,6% e 47,6, respectivamente, dos custos de exploração.

Relativamente aos FSE consideramos que os subagregados a analisar devem privilegiar as componentes que a seguir referenciamos.

² RIAC – Rede Integrada de Apoio ao Cidadão

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

FSE

- **Serviços de Informática (totalizou, em 2010, 1 033 mil euros)** - Nesta rubrica, assume importante peso o valor do contrato de manutenção do Sistema Comercial Cliente Mais - SAP IS-U, variando anualmente em função do número de contratos activos, bem como o custo associado às licenças de utilização de SAP e licenças de contratos. Directamente relacionado com a Actividade Comercial, encontra-se igualmente o contrato de manutenção e suporte do *software* Altitude (*Call-Center*), sujeito a actualizações anuais. Outros importantes custos, relacionados com os sistemas globais de informação da EDA, suportam esta actividade, destacando-se: o contrato de prestação de serviços de informática e o licenciamento da Microsoft. Os processos que consomem maior número de recursos a este nível são: “Efectuar o atendimento a clientes”, “Facturar energia e potência”, “Gerir crédito e cobranças”, “Gerir reclamações de clientes”, “Gerir tarifas e regulamentos”, “Gerir informação de gestão operacional”, “Gerir o sistema comercial”, “Vender produtos e serviços”, “Facturar serviços conexos”, “Desenvolver e manter aplicações” e “Assegurar o controlo e reporting de gestão”;
- **Franquias e Selos Postais (totalizou, em 2010, 460 mil euros)** - O montante registado interliga-se com o número de clientes da EDA e gramagem da respectiva correspondência. Em conformidade com os normativos dos CTT, a correspondência insere-se fundamentalmente no escalão [0-20gr]. O volume anual de expedição de correspondência atinge cerca de 1,5 milhões de unidades. Deste modo, importa salientar que novas imposições regulamentares acerca da informação constante na factura, ou em complemento desta, poderão provocar o aumento deste custo. Os processos que consomem maior número de recursos a este nível são: “Facturar energia e potência”, “Facturar serviços conexos” e “Gerir tarifas e regulamentos”;
- **Prestadores de Serviços (totalizou, em 2010, 262 mil euros)** - Estes custos prendem-se, fundamentalmente, com os colaboradores que não são da EDA que prestam serviços no *Call-Center* e em algumas lojas nas diversas ilhas. Como principais actividades consumidoras desta tipologia de custos, encontramos: “Efectuar o atendimento a clientes”, “Gerir crédito e cobranças”, “Facturar energia e potência”, “Vender produtos e serviços”, “Gerir reclamações de clientes” e “Efectuar serviços especiais relacionados com a infra-estrutura”;
- → **Comissões (totalizou, em 2010, 273 mil euros)** - Os recursos consumidos estão directamente relacionados com o pagamento de comissões aos CTT, Agentes Comerciais, SIBS, Sistema de Débito em Conta (SDC). O valor da comissão

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

corresponde a um custo fixo por factura cobrada. No caso dos Agentes e Postos de Atendimento ao Cidadão, o valor tem-se mantido ao longo dos anos, ao passo que o valor da comissão de cobrança dos CTT é actualizado numa base anual. As principais actividades consumidoras desta natureza de custo são: “Facturar energia e potência” e “Gerir crédito e cobranças”;

→ **Outros Trabalhos Especializados (totalizou, em 2010, 213 mil euros)** - O montante apresentado é explicado por tarefas como o *Printing e Finishing*, bem como por trabalhos decorrentes de alterações regulamentares e demais legislação. A actualização anual é realizada tendo em conta o Índice de Preços ao Consumidor e o número de contratos activos. Relativamente à segunda componente acima mencionada, incluem-se todas as intervenções relacionadas com o pedido de desenvolvimento aplicacional a efectuar no âmbito do SAP IS-U, normalmente decorrentes de alterações legais ou regulamentares, como é o caso das alterações produzidas ao nível da estrutura geral de tarifas. Os processos que consomem maior número de recursos a este nível são: “Facturar energia e potência”, “Facturar serviços conexos”, “Gerir tarifas e regulamentos”, “Desenvolver a estratégia empresarial”, “Definir a estratégia comercial”, “Analisar, assegurar e promover a imagem da empresa”, “Assegurar a prestação de contas do negócio”;

→ **Telefones (totalizou em 2010 71 mil euros)** – Resulta do normal funcionamento da actividade, nomeadamente, atendimento no *Call-Center* e “Número Verde” (justificados pelos artigos 23.º e 24.º do Regulamento da Qualidade de Serviço). Este custo, anteriormente imputado às três actividades de negócio, concentrou-se, a partir de 2009, ao nível da CEE, pela natureza do processo. Consequentemente, releva-se que este facto deverá ser devidamente ponderado aquando da definição do *price cap* dos próximos períodos regulatórios. A natureza dos processos envolvidos no consumo desta tipologia de recurso consiste em: “Facturar energia e potência”, “Gerir crédito e cobranças”, “Efectuar o atendimento a clientes”, “Desenvolver a estratégia empresarial”, “Definir a estratégia comercial”, “Efectuar o atendimento a clientes”, “Gerir tarifas e regulamentos” e “Gerir o sistema comercial”;

→ **Circuitos (totalizou, em 2010, 112 mil euros)** – Esta subconta encontra-se interligada com o ponto anterior. As principais actividades consumidoras desta natureza de custo são: “Facturar energia e potência”, “Gerir crédito e cobranças”, “Efectuar o atendimento a clientes”, “Desenvolver a estratégia empresarial”, “Definir a estratégia comercial”,

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

“Efectuar o atendimento a clientes”, “Gerir tarifas e regulamentos” e “Gerir o sistema comercial”;

→ **Outros (totalizou, em 2010, 105 mil euros)** – Onde se inclui: limpeza, higiene e conforto. - Prende-se com o assegurar da limpeza periódica, com vista à criação das melhores condições de trabalho e/ou conforto de colaboradores e clientes; publicidade e propaganda - recursos utilizados no plano da comunicação institucional da EDA, organização de eventos e patrocínios, publicação da revista da empresa, gestão da publicação de conteúdos nos órgãos de comunicação social, nomeadamente: notas informativas, anúncios de recrutamento, entre outros; Vigilância e Segurança - engloba os recursos utilizados para a vigilância e segurança das instalações da EDA.

Salienta-se que todas as alterações legais e regulamentares têm, por norma, reflexos directos no aumento de custos da actividade, seja por implementação de medidas ou por adaptações de processos e sistemas.

Durante o próximo período regulatório estão previstas duas alterações relevantes ao nível de operações de cobrança e gestão de débitos, que se enumeram:

- **Projecto GCOB** – substituição da plataforma informática de gestão das cobranças do GCOB (EDP) para o SAP PI; substituição do SDC para o SDD, com 3 bancos pivots e celebração dos respectivos contratos, instalação do MFT Java Multiplataform (SIBS) e automatização das revogações; alteração do prestador de serviços cobrança Multibanco/ATM da EDP para o BANIF; implementação do novo aplicativo de cobranças Agentes Off-line (em substituição do AGOL); criação de novo código CTT e consequente elaboração de novo contrato;
- **Implementação do novo dunning de dívidas**, com a criação de alertas automáticos (ex: SMS) após vencimento das facturas e aquando da emissão da carta de aviso de corte, bem como criação de mecanismos automático de gestão da dívida (Ex: Tabela de Gestão Integrada da Dívida – TGID e possibilidade de acompanhar e registar no sistema todos os passos do processo de análise e gestão individual da dívida).

GASTOS COM O PESSOAL

A análise a esta tipologia de recurso, evidencia que as Actividades Orientadas para o Cliente assumem um importante peso nos custos de exploração da CEE. Dado o facto desta natureza de actividades ser levada a cabo, em grande medida, nas 19 lojas e centros de energia existentes no total da Região, apresentamos na Tabela 1 o número de colaboradores afectos a estas, por ilha e Concelho.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

Santa Maria	São Miguel						Terceira			Graciosa	São Jorge			Pico			Faial	Flores		Corvo
Vila do Porto	Ponta Delgada	Lagoa	Vila Franca	Povoação	Nordeste	Ribeira Grande	Angra do Heroísmo	Praia da Victória	Santa Cruz	Calheta	Velas	Lages	Madalena	S. Roque	Horta	Santa Cruz	Lages	Corvo		
2	6	1	1	1	1	2	3	2	2	1	2	2	1	2	2	1	0	1		

Inclui 14 colaboradores em regime de outsourcing

Tabela 1 - Lojas e Atendedores da EDA por Ilha e Concelho

Inerentes à natureza da Actividade de Negócio, são realizados processos complementares nos espaços físicos acima citados, entre os quais: “Facturar energia e potência”, “Vender produtos e serviços”, “Gerir reclamações de clientes” e “Gerir crédito e cobranças”. Esta última actividade, apesar de ser considerada globalmente como de suporte (transversal à empresa), constitui-se como a segunda que maior número de recursos consome do total de Custos com Pessoal na CEE.

Salienta-se que a Actividade Comercial desenvolve-se nas nove ilhas dos Açores, com as dificuldades inerentes à dispersão geográfica das mesmas. Este facto leva a que a transversalidade de muitos processos e a dificuldade de centralização de alguns serviços originem valores consideráveis nas Actividades de Suporte.

Deste modo, conclui-se que os custos da CEE são influenciados pela componente fixa contratual inerente ao desenvolvimento da própria actividade, como se evidenciou ao nível dos FSE, bem como pelos encargos com pessoal, elemento que sustenta e interliga a empresa com os clientes, nas suas diversas variantes (desde o atendimento aos processos de suporte).

Assim sendo, através da Figura 1, constatamos o crescente hiato existente entre os proveitos reais da Actividade de Comercialização de Energia Eléctrica realizados em 2009 e 2010 e previstos para 2011 e os proveitos aceites / previstos pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos para o mesmo período.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

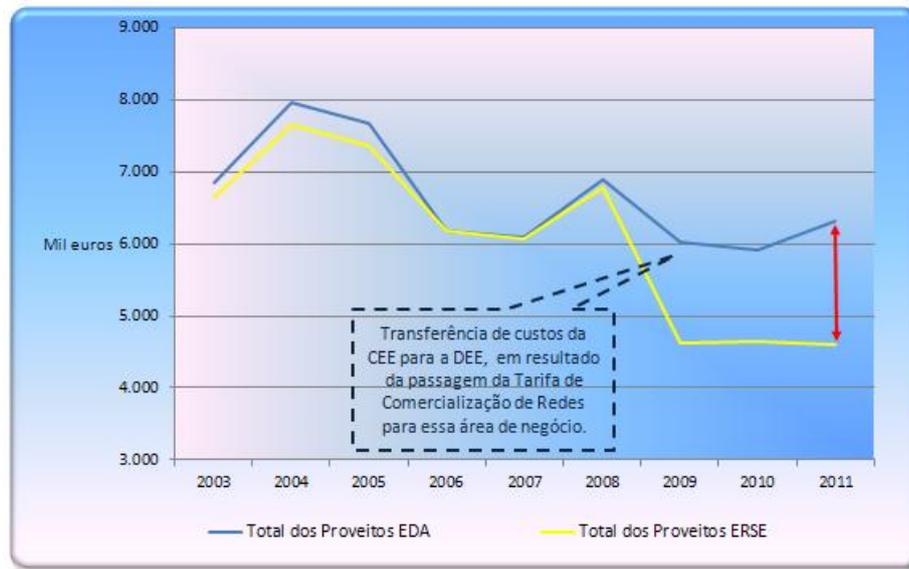


Figura 1 - Evolução dos Proveitos EDA / ERSE (2003-2011)

Face ao exposto, salientamos a necessidade de, no período regulatório 2012-2014, os proveitos a reconhecer relativamente a esta actividade de negócio serem ajustados à realidade da empresa, por forma a evitar o estabelecimento de parâmetros de regulação sem qualquer significado em termos de metas de eficiência atingíveis pela EDA.

Consideramos, também, relevante que:

- ✓ - sejam definidos os conceitos de custos de comercialização aderentes e não aderente aos custos de referência do continente;
- ✓ - os indutores de custos previstos no Artigo 86.ºB do Regulamento Tarifário, sejam construídos tendo por base os agregados de custos anteriormente referenciados e com a envolvência das empresas reguladas.

2. Mecanismo de convergência das Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Proposta da ERSE:

Estabelece-se que o referencial de preços para o qual devem convergir as TVCF de MT e BTE na RAA seja determinado em função dos pesos das seguintes componentes:

- (i) resultados da monitorização dos preços de electricidade praticados no mercado no âmbito do Despacho n.º 18 637/2010;
- (ii) variações das tarifas de acesso às redes; e
- (iii) variações dos preços de energia nos mercados grossistas.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

A proposta da ERSE, visa a convergência das TVCF da RAA relativamente aos preços praticados em Portugal continental no mercado livre e no mercado regulado, ponderado pelos respectivos pesos.

Comentários da EDA:

Parece-nos que aquando da fixação das tarifas para determinado ano, a ERSE tem disponível a informação sobre os preços médios (Despacho 18 637/2010) do primeiro semestre do ano anterior ao das tarifas a publicar. Isto quer dizer que o processo de convergência terá como *input* dados históricos, que serão “ajustados” em função das variações esperadas para as tarifas de acesso às redes e das variações esperadas dos preços de energia nos mercados grossistas. Consideramos fundamental que no final de cada semestre se efectue a análise da evolução da convergência tarifária entre as TVCF da RAA e as tarifas em Portugal continental. Esta análise, poderá também vir a constituir mais um *input* no processo de fixação das tarifas para o ano seguinte, já que poderá evidenciar procedimentos que, eventualmente, necessitem de ser melhorados, constituindo ainda uma etapa fundamental, para a prossecução do princípio consagrado no DL 69/2002, quando se refere que: “*O fornecimento de energia eléctrica é um serviço público essencial devendo ser assegurado à generalidade dos consumidores nacionais em condições de igualdade. Saliente-se que o normativo que institui o mercado interno da electricidade prevê na organização deste mercado que, para garantir a defesa do consumidor, se possam impor obrigações de serviço público onde, por si só, a concorrência não possa assegurar tal fim.*”

Uma componente fundamental na prestação deste serviço público, o tarifário, não é independente do local de residência dos consumidores. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira o custo inerente à disponibilização da electricidade é consideravelmente superior ao do continente donde resulta uma clara penalização para os cidadãos e agentes económicos residentes naquelas Regiões.

Importa, pois, dentro do actual quadro jurídico-constitucional adoptar as soluções conducentes à uniformização do tarifário, desejavelmente a partir de 1 de Janeiro de 2003, salvaguardando a energia eléctrica de produção local que, por imperativo constitucional, continuará a ter um tratamento autónomo à semelhança, aliás, do que acontece no continente.”

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

3. Estrutura tarifária

3.1. Definição Comum de BTE e BTN em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas

Proposta da ERSE:

Harmonizar o conceito de BTE e BTN entre Portugal continental e as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Neste contexto, passam para BTE os clientes em BTN na Região Autónoma dos Açores com potência contratada entre 41,4 kVA e 215,0 kVA, sendo necessária, para estes clientes, a instalação de novos equipamentos de medição com a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos e com registos tetra-horários. De notar ainda que para estes clientes a energia reactiva passa a ser facturada.

Comentários da EDA:

Concordamos com a referida uniformização.

Importa, contudo, salientar, relativamente às regras transitórias para efeitos de facturação, até à adequação dos equipamentos de medida, que no documento justificativo, do Regulamento Tarifário (pág 15), refere-se: *“De acordo com o artigo 127.º do Regulamento de Relações Comerciais, os respectivos operadores de redes de distribuição devem submeter à aprovação da ERSE, no prazo máximo de 30 dias, um programa das intervenções a realizar para substituição dos equipamentos de medição. Até à conclusão da aplicação do referido programa são aplicadas, em regime transitório, as regras de facturação actuais.”*

Por outro lado, o Art.º 127 (novo 143) do regulamento das Relações Comerciais, refere, no ponto 3, que: *“Até à conclusão da aplicação do programa referido no número anterior são aplicadas as regras de facturação transitórias aprovadas pela ERSE, destinadas a salvaguardar os interesses económicos dos consumidores, enquanto se verificar a inadequação dos equipamentos de medição”.*

Importa, assim, clarificar o procedimento a adoptar.

Consideramos que a criação e a conseqüente implementação de regras transitórias é um cenário que se afigura complicado. As diferenças existentes em termos de regras de facturação entre a BTN e a BTE tornam a definição e correspondente implementação de regras transitórias algo complexo e com custos de implementação significativos.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

A solução ideal passaria por alterar o disposto no art.º 127 (novo 143) do RRC, prevendo-se, para a situação em análise, que, durante o período de adequação dos equipamentos, se mantivessem as regras de facturação actuais.

Refira-se que, em Dezembro 2010, existiam 301 clientes com contrato BTN e potência contratada superior a 41,4 KVA. O valor de energia consumida por estes clientes, em 2010, ascendeu a 18,4 GWh, ou seja, cerca de 2,4% do total de energia vendida neste ano. Destes clientes, cerca de 170 usufruem de tarifas dependentes de uso.

3.2. Nova Opção Tarifária BTN \geq 20,7 kVA com registo de máxima potência contratada

Proposta da ERSE:

Na RAA os clientes com potência contratada superior ou igual a 20,7 kVA aos quais seja efectuada a medida da máxima potência em intervalos de tempo de 15 minutos, são considerados clientes de BTE, dispondo assim de uma opção tarifária e de equipamentos de medição que lhes permitem uma gestão dos consumos e da potência contratada mais adequada.

Uma vez que não nos parece racional a eliminação desta possibilidade aos clientes na RAA, propõe-se a criação de uma nova opção tarifária BTN \geq 20,7 kVA com registo da potência máxima contratada em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, com a energia registada em quatro períodos horários e com medição da energia reactiva. Esta nova opção tarifária seria oferecida em alternativa à actual tarifa de BTN tri-horária.

Comentários da EDA:

Parece-nos que a referida tarifa (BTN Tetra Horária de 20,7 a 41,4 kVA) é criada tendo em consideração os clientes BTE com potências contratadas de 20,7 a 41,4 da RAA, por forma a que estes continuem a usufruir da possibilidade de gerirem, com a maior racionalidade possível, os seus consumos.

Atendendo ao reduzido universo dos clientes em causa, consideramos que não se justifica a adopção desta medida. Consideramos que estes clientes deveriam ser sensibilizados para as novas alterações tarifárias, com a opção de se manterem na BTE com os respectivos aumentos de Potência Contratada ou aderir à BTN. Nesta acção de sensibilização, a EDA deveria proceder à apresentação de simulações individuais, com o objectivo de que o cliente venha a dispor duma estimativa comparativa entre as duas opções e daí possa escolher a mais favorável.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

3.3. Harmonização do limite de potência entre $BTN >$ e $BTN \leq$ em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas

Proposta da ERSE:

Harmonização do limite de potência entre $BTN >$ e $BTN \leq$ em 20,7 kVA em Portugal continental e nas Regiões Autónomas.

Comentários da EDA:

Concordamos com a proposta.

3.4. Novos escalões nas RAs de $BTN \leq 20,7$ kVA

Proposta da ERSE:

A introdução de três novos escalões nas Regiões Autónomas de $BTN \leq 20,7$ kVA: 2,30 kVA, 4,60 kVA e 5,75 kVA.

Comentários da EDA:

Actualmente e para os clientes com necessidade de potência instalada reduzida, existem os escalões 1,15 kVA e 3,45 kVA. A introdução de dois escalões intermédios parece-nos positiva, disponibilizando-se alternativas mais económicas face à potência de 6,9 kVA e que se poderão adequar às necessidades de uma parte dos consumidores.

3.5. Extinção das opções tarifárias dependentes de uso nas Regiões Autónomas

Proposta da ERSE:

Extinção das opções tarifárias dependentes do uso nas Regiões Autónomas.

Comentários da EDA:

Concordamos com a proposta. Procedimento já previsto no actual Regulamento Tarifário.

3.6. Eliminação da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de BTN de Iluminação Pública a 31 de Dezembro de 2012

Proposta da ERSE:

Eliminação da tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso de BTN de Iluminação Pública a 31 de Dezembro de 2012.

Comentários da EDA:

A análise que efectuamos permite-nos concluir que a extinção da tarifa IP pode ter impactos muito distintos. A variação dos encargos com energia eléctrica depende em

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

muito do perfil de consumo do cliente. Esta alteração obrigará a uma gestão mais racional dos consumos e uma maior atenção às opções tarifárias, parecendo-nos adequada numa perspectiva de promoção de eficiência do consumo.

Apesar de concordarmos com as alterações tarifárias propostas, não podemos de deixar de referir:

- (i) que deve ser acautelado o impacto dos custos com contadores resultantes de alterações tarifárias regulamentares;**
- (ii) as alterações tarifárias propostas irão conduzir a elevados esforços de adequação dos sistemas de informação, necessidade de reforço das equipas técnicas para adequação dos equipamentos (acrescendo ao aumento espectável das solicitações de alteração de PC disponibilizadas) e também um reforço na política de comunicação com o cliente com vista à divulgação das novas alterações do RT;**
- (iii) na presente proposta de revisão do Regulamento Tarifário não se encontra prevista a aplicação do ciclo semanal na RAA, facto que consideramos deverá ser equacionado pela ERSE, com o objectivo de que os consumidores da região disponham das mesmas opções tarifárias face às existente no continente.**

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

B. REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS

4. Alterações regulamentares

4.1. Harmonização do limite de potência entre $BTN >$ e $BTN \leq$ em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas

Proposta da ERSE:

BTE – fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com potências contratadas: superior a 41,4 kW;

BTN - fornecimentos ou entregas em Baixa Tensão com potências contratadas: inferior ou igual a 41,4 kVA.

Comentários da EDA:

Conforme já referido anteriormente, consideramos que se deverá prever que, durante o período de adequação dos equipamentos, se mantenham as regras de facturação actuais.

4.2. Auditorias de verificação do cumprimento das disposições regulamentares

Proposta da ERSE:

Impõe a obrigatoriedade de realizar as referidas auditorias com uma periodicidade de 2 em 2 anos (Artº. 8).

Comentários da EDA:

Necessário esclarecer a aplicabilidade à RAA, do Guia de Medição de Medição, Leitura e Disponibilização de dados, considerando que este documento não se encontra, ainda, aprovado para a RAA.

4.3. Actividades dos comercializadores de último recurso

Proposta da ERSE:

Estende a actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica dos Comercializadores de último Recurso às funções de compra e venda de energia eléctrica para fornecimento dos clientes, incluindo a compra e venda da energia eléctrica da produção em regime especial (Art.º 69).

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

Comentários da EDA:

Importa clarificar e compartimentar o regime a considerar pela ERSE na prática dos preços de compra (microprodução, miniprodução e produção independente – DL/189/88 revisto pelo DL/225/2007).

4.4. Informação sobre a compra e venda de energia eléctrica

Proposta da ERSE:

Passa a incluir (pontos 3 e 4) a obrigação de fornecer à ERSE a informação necessária à avaliação das condições de compra e venda de energia eléctrica relativa à produção em regime especial (Art.º 76).

Comentários da EDA:

Requer desenvolvimento aplicacional no sistema de gestão comercial para disponibilização automática da informação.

4.5. Ligações às Redes – Orçamento

Proposta da ERSE:

A ERSE está sensibilizada para rever o artigo, em ordem a poder integrar, em certos casos (ramais aéreos de MT), os custos com os trabalhos conducentes à execução do projecto (exemplo: levantamentos topográficos), (Art.º 114).

Comentários da EDA:

O conhecimento que a ERSE tem deste assunto, resulta dos contactos informais que mantivemos nos últimos dias com a ERSE (Eng.º José Afonso).

4.6. Fornecimento e instalação de equipamentos de medição

Proposta da ERSE:

Passa a incluir a obrigação que incube aos operadores das redes de distribuição, de instalação dos equipamentos de medição nos pontos de ligação de circuitos de iluminação pública (Art.º 138).

Comentários da EDA:

A EDA, nesse âmbito, já cumpre com todo o articulado proposto.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

4.7. Sistemas de telecontagem

Proposta da ERSE:

Obriga a dispor nos clientes BTE de contadores com características técnicas que permitam a sua integração em sistemas centralizados de telecontagem, (Art.º 162).

Comentários da EDA:

A EDA, nesse âmbito, já cumpre com todo o articulado proposto.

4.8. Leitura dos equipamentos de medição

Proposta da ERSE:

Ao nível da IP, altera o intervalo entre duas leituras de modo a que nunca seja superior a 3 meses, (Art.º 167).

Comentários da EDA:

A EDA, nesse âmbito, já cumpre com todo o articulado proposto

4.9. Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados

Proposta da ERSE:

Determina a divulgação do Guia pelos operadores de redes, designadamente por publicitação e disponibilização nas suas páginas na internet, (Art.º 173).

Comentários da EDA:

Necessário esclarecer a aplicabilidade à RAA, do Guia de Medição de Medição, Leitura e Disponibilização de dados, considerando que este documento não se encontra aprovado para a RAA.

4.10. Relacionamento comercial com os clientes

Proposta da ERSE:

Dispõe que devem ser utilizados os meios de comunicação disponíveis, em especial os indicados pelos clientes como contacto preferencial, de modo a garantir a comunicação efectiva com os clientes visados, (Art.º 186).

Comentários da EDA:

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

A EDA já tem vindo a utilizar tais pressupostos, designadamente, recorrendo ao uso do correio electrónico para comunicar com os seus principais clientes.

4.11. Serviço universal

Proposta da ERSE:

Cumulativamente às obrigações de serviço público, referidas no artigo anterior, os comercializadores de último recurso ficam sujeitos a obrigações de serviço universal, devendo assegurar o fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores alimentados em BTN, com potência contratada até 41,4 kVA, que o solicitem, em observância da legislação aplicável, nomeadamente a relativa à protecção do consumidor, aplicando as tarifas e preços regulados publicados pela ERSE, (Art.º 188).

Comentários da EDA:

Será de manter o princípio consagrado no Artigo 261.º, segundo o qual, para ligações em BT no sistema eléctrico público da RAA e no sistema eléctrico público da RAM, se a potência requisitada for igual ou superior respectivamente a 20,7 kVA ou a 50 kVA, a concessionária do transporte e distribuição na RAA ou a concessionária do transporte e distribuidor vinculado na RAM podem exigir que o requisitante coloque à sua disposição um local apropriado ao estabelecimento e exploração de um posto de transformação, com as dimensões mínimas por ele indicadas para cada categoria de rede. Releva-se aqui uma pequena mas justificável alteração de 20 kVA para 20,7 kVA do limite de potência aparente a considerar para a RAA.

4.12. Informação sobre tarifas e preços

Proposta da ERSE:

Dispõe que os comercializadores devem informar, anualmente (e de modo individual), os seus clientes sobre o consumo de energia reactiva na sua instalação, de acordo com as regras aprovadas pela ERSE na sequência de proposta conjunta dos operadores de redes, (Art.º 205).

Comentários da EDA:

A EDA já tem vindo a utilizar tais pressupostos, designadamente, recorrendo ao uso do correio electrónico para comunicar com os seus principais clientes.

COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO

4.13. Factura de energia eléctrica

Proposta da ERSE:

Dispõe, designadamente, que as facturas devem discriminar o valor referente à utilização das redes e o valor correspondente aos custos de interesse económico geral, (Art.º 216).

Comentários da EDA:

Obriga a desenvolvimento aplicacional, com custos certamente consideráveis.

Caso a pretensão da ERSE seja discriminar os referidos custos tendo em conta os consumos efectivamente facturados, a EDA terá de proceder a desenvolvimento muito significativos, designadamente:

- Reformulação de todo o processo de cálculo e respectiva contabilização para BTN. O cálculo teria de ser efectuado com base na estrutura geral das tarifas por actividade.
- Esta reestruturação do cálculo implicaria um aumento exponencial do volume de dados gerados, pelo que seria necessário o reforço das infra-estruturas de TI e a necessidade de implementação de novas políticas de arquivo de dados.

4.14. Pagamento

Proposta da ERSE:

Em caso de mora do cliente, os comercializadores de último recurso devem manter a possibilidade de escolha entre dois ou mais meios de pagamento que, no caso concreto, não se revelem manifestamente onerosos para o cliente, (Art.º 218).

Comentários da EDA:

Poderá obrigar a desenvolvimento aplicacional, com custos certamente consideráveis.

4.15. Arbitragem necessária

Proposta da ERSE:

Os conflitos de consumo ficam sujeitos à arbitragem por opção expressa dos clientes domésticos, sendo submetidos à apreciação do tribunal arbitral de um centro de arbitragem legalmente autorizado, nos termos da lei dos serviços públicos essenciais, (Art.º 286).

**COMENTÁRIOS DA EDA À PROPOSTA DA ERSE (MAIO DE 2011), DE REVISÃO
DOS REGULAMENTOS TARIFÁRIO E COMERCIAL DO SECTOR ELÉCTRICO**

Comentários da EDA:

Concordamos com a proposta.