

Exmo. Senhor  
Dr. Ing. Jorge Vasconcelos  
M.I. Presidente do Conselho de Administração  
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
Rua Dom Cristóvão da Gama, nº 1 – 3º  
1400 – 113 LISBOA

Sua referência	Sua comunicação	Nossa referência	Data
E-Tec/736/MJC/ao	14/Set/2004	297/04/CA	14-10-2004

Assunto: Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico

Exmo. Senhor,

Conforme solicitado na carta que acompanhava o envio da “proposta de alteração regulamentar para permitir a abertura do mercado de electricidade a consumidores em baixa tensão normal” e que mereceu a nossa melhor atenção, enviamos em anexo os comentários da EDP Distribuição com os quais esperamos continuar a contribuir para a melhoria de todo o quadro regulamentar.

Cumpramos, no entanto e desde logo, salientando que a EDP Distribuição concorda, em termos gerais, com a metodologia proposta que, em nosso entender, é a que melhor contribui para uma adequada fluidez do processo de liberalização. No entanto, algumas questões de fundo se nos colocam, conforme descrevemos de seguida.

Com a abertura do mercado à generalidade dos clientes ir-se-á verificar a crescente utilização de perfis de consumo no mercado liberalizado. Desta forma, o distribuidor vinculado incorre num “risco” indevido, ao existir uma maior ou menor aderência entre os perfis de consumo considerados e a realidade de cada instalação de utilização. Julga-se que este facto deveria implicar que, desde já, se avaliasse da necessidade de, no curto/médio prazo, se vir também a considerar a existência de desvios no caso do distribuidor vinculado em MT e AT. Tal passaria pela aplicação de perfis de consumo também no mercado regulado e pela efectiva exploração das funcionalidades associadas à telecontagem no caso dos clientes MT.

Como é do conhecimento de V. Exa., o DL 192/2004, de 17 de Agosto, atribui ao distribuidor, para além da instalação dos equipamentos de contagem, também a obtenção, tratamento e fornecimento dos dados relativos aos consumos, actividade que a EDP Distribuição tem vindo já a assegurar, e cuja dimensão será agora fortemente aumentada. Assim, será necessário, logo que estes custos se encontrem devidamente identificados, que os mesmos venham a ser reconhecidos.

Em complemento ao que referimos na nossa carta ref. 258/04/CA de 25 de Agosto p.p. o desenvolvimento e implementação do "software de switching" exigirá um investimento da ordem dos 2 510 mil euros e com custos anuais de manutenção que rondarão os 378 mil euros – conforme se demonstra no quadro anexo – sendo o prazo necessário para a sua completa operacionalização de cerca de 7 meses após conhecimento de toda a regulamentação necessária. Considerando, no entanto, que um prazo desta ordem contrariará, certamente, as expectativas criadas, a EDP Distribuição encontra-se disponível para estudar – caso tal seja considerado adequado – uma solução de contingência, com valor de investimento de 234 mil euros, a funcionar em Março de 2005 – pressupondo que toda a regulamentação esteja definida até ao final de 2004 –, mas em que o número de operações diárias de "switching" terá um tecto, ainda a definir.

Nestes termos, consideramos que os valores relativos a estes investimentos, bem como todos os custos associados ao acréscimo do volume de informação que regularmente, nos termos constantes das propostas de novos regulamentos, passa a ter que ser disponibilizada pelo distribuidor às entidades que actuam no mercado, devem ser explicitamente repercutidos nas tarifas.

Não queremos ainda deixar de referir que o cumprimento do prazo de 30 de Novembro p.f. previsto, nas propostas agora em análise, para a formulação de propostas conjuntas para diversa sub-regulamentação, pelo facto de envolver, por regra, outras entidades para além da EDP Distribuição, necessitará de um forte empenho por parte de todos, na obtenção dos consensos necessários. Estamos certos de que poderemos contar com a ERSE no sentido de imprimir ao processo o dinamismo necessário à prossecução do objectivo subjacente de estabelecimento de um mercado totalmente liberalizado em prazo muito curto.

Com os melhores cumprimentos,

**O Presidente da Comissão Executiva**

**A. Navarro Machado**

Anexo: O mencionado

## COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE ALTERAÇÃO À REGULAMENTAÇÃO DO SECTOR ELÉCTRICO

### 1. Considerações Gerais

Nas propostas de alteração aos diversos regulamentos as definições que aí constam, em termos de caracterização dos agentes que passarão a actuar no mercado, contradizem de alguma forma o disposto nos Decretos-Lei 184/2003 e 185/2003 de 20 de Agosto.

Nos termos da legislação mencionada “...**comercializador** é a entidade que exerce a actividade de compra por grosso e venda por grosso e ou a retalho de energia eléctrica”, enquanto que nos termos do Decreto-Lei 185/2004 (ponto 2 do artigo 5.º) os **agentes externos** apenas poderão vender energia a comercializadores. De facto, no referido clausulado os agentes externos “...são entidades legalmente estabelecidas noutros Estados da União Europeia e reconhecidas naqueles Estados, como possuindo legalmente o direito de comprar ou vender energia eléctrica para satisfação de necessidades próprias ou de terceiros e que podem ... vender energia eléctrica, desde o seu mercado de origem, ... a comercializadores.”

Por outro lado, no artigo 6.º – A da proposta de alteração do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) **comercializador regulado** é referido como sendo “a entidade titular de licença de comercialização”. Ora, não resulta claro, da legislação em vigor, que os comercializadores regulados necessitem de obter uma licença de comercialização, uma vez que já se encontra definido que essa actividade é exercida pelos distribuidores. Julga-se que não deve ser o Regulamento de Relações Comerciais a criar a necessidade de obtenção de uma licença.

Do que atrás foi referido ressalta a necessidade de, nas propostas agora em análise, para algumas das clausulas se proceder a alguns ajustamentos por forma a tornar mais clara a diferença existente entre os domínios de actividade dos vários agentes que actuam no mercado, não deixando de ter presente as definições constantes nos Decretos - Lei anteriormente mencionados.

### 2. Regulamento de Relações Comerciais

#### Mudança de fornecedor. Existência de dívidas

- Tendo em conta que esta legislação é provisória, podendo vir a ser alterada em função do que vier a ser determinado na futura Lei de Bases para o sector eléctrico e respectiva legislação complementar, considera-se que se deverá ser mais prudente na definição do número de vezes que um cliente não vinculado pode mudar de fornecedor. Acresce que não parece adequada a proposta de fixar um número de possíveis mudanças, por ano, tão elevado sem que seja fixado um intervalo de tempo mínimo entre cada mudança. Assim, propõe-se que entre cada

mudança de comercializador decorra um prazo não inferior a seis meses, o que equivale a que possam verificar-se, em cada ano civil, um máximo de duas mudanças. Esta metodologia, de associar a possibilidade de mudar de fornecedor ao intervalo de tempo que decorre entre cada mudança, aparenta ser mais fácil de controlar/auditar do que um controlo realizado a partir do número vezes em que o cliente mudou de comercializador.

Propomos que a par da aprovação pela ERSE dos procedimentos e dos prazos a adoptar na gestão do processo de mudança referidos no artigo 106.º – D da proposta de novo RRC seja igualmente objecto de aprovação pela ERSE o próprio formato dos ficheiros com a informação a disponibilizar aos agentes envolvidos nas respectivas mudanças.

- Tendo em conta a justificação constante do texto da ERSE de enquadramento das alterações ao RRC, onde é considerado que a existência de dívidas é um risco do negócio<sup>1</sup>, afigura-se que pelo menos no caso do comercializador regulado/distribuidor tal não se aplica, na medida em que, na sua qualidade de prestador de serviço público não pôde, nem pode, recusar fornecer um cliente, sendo-lhe portanto imposto o respectivo risco. Assim, propõe-se que pelo menos aquando da passagem do SEP para o SENV a mesma seja condicionada à não existência de dívidas ao distribuidor podendo, em alternativa, o comercializador responsabilizar-se, perante o distribuidor, pelas dívidas do seu futuro cliente.

Considera-se, no entanto, que esta metodologia deveria ser extensiva a todas as mudanças de fornecedor, dado que a não existência de caução poderá tornar a troca de comercializador um mecanismo de fuga aos pagamentos devidos, não se afigurando o recurso à cobrança coerciva um meio eficaz, dados os reduzidos valores em jogo, no caso de clientes BTN

Reconhece-se que a manutenção pelo distribuidor vinculado de um registo com informação sobre clientes devedores, obtida a partir de informação disponibilizada apenas por uma das partes (fornecedor), pode desempenhar "uma função preventiva de acumulação de dívidas<sup>2</sup>", mas também pode vir a estar na origem de um acréscimo do número de reclamações.

Por outro lado, o processo de gestão de dívidas dos clientes BTN com caução, nomeadamente dos maus pagadores, é actualmente muito complexo, na medida em que em caso de não pagamento se tem de utilizar a caução previamente ao recurso a outras medidas de gestão.

---

<sup>1</sup> - " A existência de dívidas não deve constituir um impedimento à mudança... deve ser considerada um risco inerente ao negócio dos agentes que operam ..." (pág. 57 do documento da ERSE **Alterações à Regulamentação do Sector Eléctrico. Elegibilidade à BTN**).

<sup>2</sup> - Documento da ERSE "**Alterações à Regulamentação do Sector Eléctrico. Elegibilidade à BTN**." pág.58)

Assim, reforça-se a ideia, já anteriormente apresentada, de que a melhor forma de gerir estas situações é a da não possibilidade do cliente mudar para o SENV enquanto tiver dívidas ao comercializador regulado/distribuidor, ou, em alternativa manter a possibilidade de interromper o fornecimento pela não regularização de dívidas (por exemplo, não cumprimento de um plano de pagamento) mesmo com o cliente no SENV.

- Contrariamente ao que é referido pela ERSE<sup>3</sup>, a EDP Distribuição considera que o relacionamento do distribuidor com os comercializadores deve ser um relacionamento global e não "cliente a cliente", ou seja, a facturação emitida pelo distribuidor deve ser paga integralmente pelos comercializadores, não sendo de aceitar que um comercializador não pague a parcela correspondente ao acesso relativo a uma dada instalação, mesmo que o respectivo cliente se encontre em dívida perante ele. Caso a situação de dívida se verifique, o comercializador deve ter a possibilidade de solicitar ao distribuidor a interrupção da alimentação a esse cliente (pagando o custo respectivo), e essa possibilidade, e as condições em que poderá ser exercida, devem constar da legislação (ou da licença) que venha a estabelecer os direitos e obrigações dos comercializadores.

Caso o comercializador constitua dívida perante o distribuidor, este deverá ter a possibilidade de recorrer à caução existente, solicitando ao comercializador a respectiva reposição e não aceitando incluir novos clientes na sua carteira enquanto a caução não for reposta.

Se, em situação limite, a caução se vier a esgotar, o distribuidor poderá rescindir o Acordo de Acesso e Operação das Redes (AAOR), devendo os clientes envolvidos encontrar um novo fornecedor, ou passarem a ser fornecidos pelo comercializador regulado.

### **Medição**

Por forma a que fiquem, desde já, estabelecidas as regras aplicáveis em termos das variáveis relevantes para efeitos de facturação, propõe-se que, com as necessárias adaptações, a subsecção V, da secção II do capítulo VIII passe a integrar o capítulo VII do Regulamento de Relações Comerciais.

Propõe-se ainda que no RRC se preveja o estabelecimento de um preço relativo à leitura que substitua a telecontagem no caso de clientes do SENV que possuam instalada telecontagem, e em que por motivo imputável ao cliente haja a necessidade de fazer deslocar um "técnico", ao local de consumo, por forma a que se possa proceder à recolha dos dados relativos às contagens.

Por outro lado, tanto para efeitos da facturação do distribuidor em MT e AT aos distribuidores em BT como para efeitos do acerto de contas, e uma vez

---

3 - "...No entanto a existência de dívidas a fornecedores poderá levar à existência de dívidas relativas às tarifas reguladas, nomeadamente junto do distribuidor vinculado" (pág. 57 do documento da ERSE **Alterações à Regulamentação do Sector Eléctrico. Elegibilidade à BTN**).

que não existe, para já, a possibilidade técnica de se recolher à distância a eventual discriminação horária dos clientes BTN, a EDP Distribuição propõe que sejam sempre aplicados, para este segmento de clientes, perfis de consumo.

Assim, nos termos da nossa proposta os pontos 3 e 1-B respectivamente dos artigos 184.º –B e 272.º do RRC manterão a redacção constante do regulamento publicado em Março de 2004.

### **Relacionamento comercial entre os comercializadores e os seus clientes**

Propõe-se que em termos de informação a prestar aos clientes o artigo 278.º– B ponto 2 passe a ter a seguinte redacção: “Os comercializadores devem ainda informar os seus clientes das matérias a tratar directamente pelo distribuidor vinculado da zona geográfica onde se localizam as respectivas instalações de utilização, indicando os meios de contacto adequados para o efeito podendo, por acordo estabelecido entre o distribuidor vinculado e o comercializador, a totalidade da informação ser fornecida pelo comercializador.”

### **3. Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI)**

Em termos das condições gerais do acesso às redes propomos que a designação de “Acordo de Acesso às Redes” seja substituída por “Contrato de Acesso às Redes” uma vez que se afigura mais ajustado ao caso concreto. De facto, “acordo” é mais adequado à situação de um documento no qual são estabelecidos princípios que normalmente serão aprofundados noutro documento. Neste caso, trata-se praticamente de um contrato de adesão, na medida em que as suas condições gerais não são negociáveis mas sim definidas pela ERSE.

#### **Informação a prestar pelas entidades**

A forma como a artigo 53.º–A está redigido evidencia imprecisão e falta de rigor na identificação e caracterização da informação a fornecer.

Por este motivo, resulta uma grande dificuldade em avaliar o impacto do agora estipulado, nomeadamente nos custos a suportar em termos dos recursos humanos necessários à actualização e à manutenção das bases de dados, na recolha e no tratamento da informação a fornecer e na adaptação dos sistemas de informação, bem como nos prazos (regularidade e periodicidade) a cumprir de modo a satisfazer as novas exigências regulamentares.

Uma análise de maior detalhe suscita as seguintes dúvidas:

alínea a)

Que outro tipo de interrupções, para além das programadas, poderão ser consideradas como intervenções realizadas nas redes de distribuição?  
Segundo as Normas Complementares do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), incidente é o “acontecimento que provoca a desconexão (não programada) de um elemento da rede, podendo originar uma ou mais interrupções de serviço”. Por este motivo, não conseguimos

estabelecer a conexão entre incidente e "intervenção". É pois necessário definir o que se deve entender por "intervenção na rede de distribuição".

alínea b)

Verifica-se alguma ambiguidade na terminologia utilizada quando o texto do artigo começa por "eventuais iniciativas...".

De referir que em termos de substituição de equipamento de medição ou de dispositivos de controlo de potência a mesma poderá ocorrer nas seguintes circunstâncias — a *pedido do cliente* (comercializador) e portanto o pedido é sempre veiculado pelo comercializador e logo é do conhecimento deste, ou por *iniciativa do distribuidor* no âmbito de campanha (por exemplo "controlo metrológico") e nesse caso conduzirá à instalação de equipamento que continuará a permitir, no mínimo, uma discriminação tarifária idêntica à que era realizada pelos equipamentos anteriormente instalados, não se vendo por isso motivo para que a realização destas intervenções integre o conjunto de obrigações do distribuidor vinculado para com o comercializador.

alínea c)

Aplica-se o mesmo comentário feito em termos da alínea b).

Verifica-se falta de clareza quanto à informação a fornecer.

Os conceitos de qualidade e de continuidade da onda de tensão não estão, normalmente, correlacionados como o texto sugere.

O apuramento e a publicação dos indicadores de qualidade de serviço técnico obedecem ao RQS.

Qualquer informação relacionada com a qualidade de serviço individual dos clientes BT esbarra na dificuldade de se conhecer com um mínimo de exactidão a fase a que o cliente está ligado.

Com os actuais recursos, actualizar e manter actualizado o cadastro duma rede BT, é tarefa impossível de satisfazer. De facto, trata-se de manter actualizada uma base de dados, cujo levantamento em SIT não existe. Deve incluir a estrutura da rede BT, composta por postos de transformação, armários de distribuição, apoios rede aérea e ramais, e as colunas colectivas dos prédios que, em conjunto, alimentam os mais de 5,7 milhões de clientes. Uma base de dados com esta dimensão, objecto de modificações diárias, algumas delas que escapam ao controlo do distribuidor, é tarefa que apenas será (?) possível com custos elevadíssimos que certamente não justificam os benefícios que possa esperar obter-se.

Foi esta realidade que condicionou e determinou a redacção desta matéria nas Normas Complementares do RQS. (ponto 4.3.1 das referidas Normas).

Qualquer alteração aos actuais procedimentos acarreta um enorme esforço de adaptação dos sistemas informáticos utilizados, nomeadamente os SIT, SGI e Rede Activa.

Assim, propomos que no artigo 53.º- A sejam retiradas as referências constantes das alíneas b) e c) e que na alínea a) conste apenas a referência às interrupções programadas.



### **Pagamento pela utilização das instalações e serviços**

Propõe-se que o ponto 1 do artigo 64.º passe a ter a seguinte redacção" As entidades que celebrem contratos de acesso à rede com os distribuidores do SEP são responsáveis pelo pagamento das tarifas... "

Por outro lado importa que o pagamento dos custos dos serviços regulados previstos quer no RRC quer no RQS seja assegurado pelos comercializadores.

De facto, uma vez que não existe um relacionamento comercial entre os distribuidores vinculados e os clientes não vinculados, julga-se que todos os serviços regulados, com preços publicados anualmente pela ERSE, previstos tanto no RRC como no RQS, deverão ser pagos pelas entidades que celebraram os Acordos/Contratos de Acesso.

Contudo, para além dos serviços actualmente regulados será necessário enquadrar eventuais custos regulados adicionais, como sejam os custos "de mudança de fornecedor" (quando ocorra num prazo inferior aos seis meses anteriormente propostos), "de anulação e reposição de mudanças de fornecedor", "de acesso ao registo do Ponto de Entrega" e "de disponibilização de informação de consumo de valor acrescentado". A EDP Distribuição irá identificar a existência de "novos" serviços regulados em simultâneo com a apresentação das diversas propostas de sub-regulamentação.

### **4. Regulamento Tarifário**

A EDP Distribuição considera que, nomeadamente tendo em vista um adequado acerto de contas, os dados de consumo deverão ser obtidos com a maior discriminação possível, em particular nos níveis de consumo mais elevados. No entanto, não sendo possível perspectivar, nesta altura, qual o tipo de contadores a instalar em futuro mais ou menos próximo, o investimento na substituição destes equipamentos deve ser feito de forma cuidadosa.

Nestes termos, concorda-se com a proposta de que a passagem para o SENV de clientes BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA seja acompanhada pela instalação, quando não exista, de contador tri-horário mantendo-se os contadores existentes nos restantes escalões de potência.

Pensamos que a evolução do mercado pode vir a ditar a necessidade de, nos escalões de potência entre 20,7 e 41,4 kVA, também serem substituídos os contadores existentes por tri-horários nos clientes que se mantenham no SEP – solução que se adoptará nos novos clientes.

	<b>Valorização</b>
Infraestruturas de Suporte	196.200 €
Licenças de SAP/IDE	840.000 €
<b>Projecto</b>	
Implementação do Ponto de Entrega ClienteMais	23.400 €
Acesso ao Registo do Ponto de Entrega	46.800 €
Mudança de Comercializador	140.400 €
Modificações Contratuais	70.200 €
Baixas de Contrato	15.600 €
Suspensão de Fornecimento a pedido do Comercializador	15.600 €
<b>Relação Comercializador - Distribuição</b>	
Implementação dos Processos de Facturação	31.200 €
Pagamentos	234.000 €
Cauções	46.800 €
Leituras	78.000 €
Impacto no SGL - perfis e disponibilização de dados	78.000 €
Migração dos Processos Actuais de Switching BTE e MT	234.000 €
Switching para Outros Distribuidores	187.200 €
Volume Allocattion - Settlement	156.000 €
Suporte SAP	117.000 €
<b>Sub-Total</b>	<b>1.474.200 €</b>
<b>Total de Investimento</b>	<b>2.510.400 €</b>
<b>Encargos Anuais de Manutenção</b>	
Licenças de SAP/IDE	142.800 €
Outsourcing de Suporte + Reforço de Manutenção	235.038 €
<b>Total de Encargos Anuais</b>	<b>377.838 €</b>
<b>Investimento para Contingência</b>	<b>234.000 €</b>

Obs.: Cálculos feitos para uma Quantidade de Pontos de Entrega de até 10.000 MT, 15.000 BTE e 250.000 BTN