

Conselho de Administração

Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA
Telefone: 21 002 1400 Fax: 21 002 1610

Exmo. Senhor
Dr. Ing. Jorge Vasconcelos
M.I. Presidente do Conselho de
Administração da ERSE - Entidade
Reguladora do Sector Eléctrico
Edifício Restelo
Rua Dom Cristovão da Gama, 1 - 3º
1400-113 Lisboa

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data:
CR-E-2001-1012/JV/m	5 de Junho de 2001	Carta 372/01/CA	19 . 7 . 2001

Assunto: Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico

Exmo. Senhor,

Em resposta à vossa carta em referência, junto enviamos os nossos comentários às propostas de revisão dos regulamentos do sector eléctrico.

Manifestamos a nossa total disponibilidade para analisar, com a ERSE, todas as questões técnicas suscitadas pelos vários regulamentos. Desta forma poderemos em conjunto encontrar soluções exequíveis face à realidade empresarial.

Com os melhores cumprimentos,

Presidente do Conselho de Administração

Jorge Ferreira Guimarães

Anexo: O mencionado



**COMENTÁRIOS ÀS PROPOSTAS DE REGULAMENTOS PARA O
SECTOR ELÉCTRICO**



Índice

0 - SUMÁRIO EXECUTIVO	3
TABELA 1 – SÍNTESE DAS PROPOSTAS DA EDP DISTRIBUIÇÃO	5
1 - INTRODUÇÃO	8
2 - ENQUADRAMENTO GERAL	9
3 - A REGULAÇÃO DA EDP DISTRIBUIÇÃO	10
3.1 - ACTIVIDADES E FORMAS DE REGULAÇÃO	11
4 - TARIFAS DO SEP	13
4.1 - TRANSFERÊNCIA DOS ENCARGOS COM COMBUSTÍVEIS PARA OS CLIENTES DO SEP	13
4.2 - ADITIVIDADE DAS TARIFAS	17
4.3 - FACTURAÇÃO DA ENERGIA REACTIVA.....	18
4.4 - FACTURAÇÃO DETALHADA.....	18
5 - ABERTURA DE MERCADO	20
5.1 - GRAU DE ABERTURA.....	20
5.2 - TELECONTAGEM	20
6 - RELAÇÕES SEP/SENV	21
6.1 - FACTURAÇÃO CLIENTES SENV.....	21
6.2 - INTERRUPTIBILIDADE	22
7 - DIVERSOS	23
7.1 - LIGAÇÕES ÀS REDES.....	23
7.2 - INFORMAÇÃO – BUROCRATIZAÇÃO - SOBRECUSTOS	25
8 - COMENTÁRIOS FINAIS	26



Comentários da EDP Distribuição às Propostas de Regulamentos para o Sector Eléctrico

0 - SUMÁRIO EXECUTIVO

Na sequência dos comentários enviados pela EDP Distribuição por ocasião do lançamento da discussão pública sobre a revisão dos regulamentos do sector eléctrico, pretende-se com este documento dar um novo contributo ao processo de revisão em curso, manifestando a nossa total disponibilidade para o aprofundamento das diversas questões que agora se levantam.

Embora a análise das propostas da ERSE seja dificultada pela não publicação dos valores dos parâmetros a aplicar no novo período de regulação, apresentam-se desde já algumas propostas alternativas às propostas da ERSE, relativamente às questões com maior impacto no desempenho desta empresa.

A tabela 1 corresponde a uma sistematização dos temas considerados fundamentais, donde se destaca o **tipo de regulação** a adoptar para as diferentes actividades, em que se propõe como alternativa que, para além da actividade de Distribuição, também a actividade Comercial do SEP continue a ser regulada por preço máximo (IPC-X). Com efeito, trata-se duma actividade em que o valor dos activos não tem expressão relevante, sendo portanto mais razoável a aplicação duma regulação baseada em incentivos à gestão. A este propósito, interessa lembrar as propostas por nós anteriormente apresentadas, de acordo com as quais se considera que, tendo em conta o baixo valor da remuneração do capital investido pela empresa, em consequência dos valores dos parâmetros fixados para o período de regulação que agora termina, o valor associado ao parâmetro X deverá ser considerado nulo até que o retomo do capital passe a ser equivalente ao custo do capital da empresa. Neste contexto, propõe-se que à actividade Comercial de Redes, que virá a ser regulada por taxa de rentabilidade, seja atribuída uma taxa de remuneração dos activos de 8%, taxa que deve também estar implícita na fixação dos parâmetros associados às actividades reguladas por preço máximo (Distribuição e Comercial do SEP).



Relativamente à proposta de **desdobramento da actividade da EDP Distribuição em quatro actividades**, não parece de todo razoável a criação duma actividade de “Compra e Venda de Energia”, que a própria ERSE classifica de virtual, para a qual não são considerados quaisquer custos. Assim, propõe-se que esta actividade seja englobada na Comercial do SEP.

Outra questão de grande relevância prende-se com o **mecanismo de transferência das variações dos encargos com combustíveis** para os clientes elegíveis e para a EDP Distribuição. Em nosso entender, não é aceitável qualquer transferência deste tipo de ajustes para a empresa que não tem qualquer intervenção, nem controle, sobre a definição dos valores adoptados para estes encargos. Assim, propõe-se que passe a ser feita uma revisão anual com base na estimativa disponível para os custos com combustíveis no ano em curso, aquando da fixação das tarifas para o ano seguinte. Posteriormente, haverá lugar a um reajustamento de pormenor um ano mais tarde, quando forem conhecidos os valores efectivamente verificados. Por outro lado, propõe-se também a criação de um mecanismo de revisão extraordinária das tarifas, que será automaticamente aplicado a todos os clientes (incluindo os de BT), a partir de um dado limiar a instituir, que poderia ser de 15%, relativamente ao valor previsional do preço dos combustíveis.

Quanto ao **grau de abertura do mercado**, chama-se a atenção para a nossa anterior proposta, em que se preconizava uma abertura faseada e cuidadosa. Constata-se agora que a ERSE propõe o grau de abertura máximo permitido pela legislação em vigor, muito acima do preconizado pela União Europeia, sem no entanto manter o mecanismo anterior de correcção através da tarifa de UGS, quando a redução de vendas do SEP, provocado pela adesão de clientes ao SENV fosse significativa. A proposta da EDP Distribuição é a manutenção do referido mecanismo, cuja inexistência poderá vir a implicar fortes aumentos das tarifas para os clientes que permanecerem no SEP. Ainda associado ao tema da abertura de mercado, considera-se que a instalação de sistemas de telecontagem não deve ter carácter obrigatório, pois para além dos elevados encargos que comporta, não tem benefícios evidentes.

Relativamente às **tarifas do SEP**, propõe-se que as tarifas a publicar pela ERSE passem a constituir um referencial de preço máximo, ficando a EDP Distribuição

com liberdade de praticar tarifas inferiores para os clientes de MT, AT e MAT, sem necessidade de intervenção da ERSE, que tem sempre a possibilidade de fiscalização sobre a actuação da empresa.

Quanto às outras questões evidenciadas na tabela já referida, propõe-se a manutenção da actual **estrutura das facturas** e do actual **modelo de participações**, bem como a manutenção do actual sistema de gestão dos **contratos de interruptibilidade** pela EDP Distribuição, por serem melhores soluções para os clientes do que as agora propostas, enquanto que não nos parece razoável passar a efectuar a **facturação da UGS e da URT aos clientes do SENV**, sem qualquer contrapartida para os custos associados a esta actividade.

Finalmente, interessa acrescentar uma nota de ordem geral sobre os inconvenientes associados ao estabelecimento de regras demasiado pormenorizadas que poderão conduzir a uma regulação demasiado "pesada" e burocrática, com custos acrescidos para o sector, que terão que vir a ser suportados pelos clientes. Em nosso entender, a Entidade Reguladora deve, prioritariamente, estabelecer as regras gerais e os mecanismos de incentivo à eficiência, permitindo às empresas o exercício da gestão no sentido da progressiva adaptação ao mercado. Neste contexto, chama-se a atenção para o **acréscimo significativo da quantidade de informação** solicitada nesta proposta, pelo que se propõe uma análise selectiva com vista à identificação das necessidades efectivas, tendo em conta os objectivos.



TABELA 1 – SÍNTESE DAS PROPOSTAS DA EDP DISTRIBUIÇÃO

Proposta da ERSE	Proposta da EDP Distribuição
<p>1</p> <p>Tipo de regulação :</p> <p><u>Distribuição</u>: “IPC-X”;</p> <p><u>Comercial de Redes, Comercial no SEP e Compra e Venda de Energia</u>: remuneração dos activos e custos aceites em base anual.</p>	<p>Actividades de “Distribuição e “Comercial do SEP”:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ reguladas por “IPC-X”<ul style="list-style-type: none">• X=0• Taxa implícita na remuneração dos activos equivalente ao custo do capital (8%) <p>Actividade “Comercial de Redes”:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ regulação por taxa de remuneração, com um valor fixado em 8%.
<p>2</p> <p>Mecanismo de transferência das variações dos encargos variáveis com combustíveis: ajuste trimestral, com um diferimento de seis meses, para alguns clientes (apenas os elegíveis) e para a EDP Distribuição.</p>	<p>Revisão anual, a ter lugar aquando da fixação das tarifas do ano t+1, baseada na estimativa de custos do ano t. Na fixação das tarifas do ano t+2, haverá um reajustamento de pormenor. Esta proposta é complementada com a manutenção de um mecanismo de revisão extraordinária das tarifas, a actuar a partir de um limiar a instituir (por exemplo 15%) e de aplicação automática a todos os segmentos de clientes.</p> <p>Os ajustamentos deverão permanecer na REN até ao limiar a partir do qual serão integralmente transferidos para os clientes. É já uma melhoria substancial para a REN em relação à situação actual.</p>
<p>3</p> <p>Abertura do mercado:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Grau de Abertura: MT, AT e MAT;▪ Telecontagem, obrigatória para os clientes elegíveis.	<p>Processo a ser conduzido de forma faseada e cuidadosa. Iniciar por consumo anual superior a aproximadamente 4 GWh.</p> <p>Manter activo, neste novo período de regulação, o mecanismo de correcção através da tarifa de UGS, quando ocorra a redução do volume de vendas, provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP.</p> <p>Os sistemas de telecontagem devem ser instalados por razões de natureza económica, determinadas por regras de gestão das empresas e dos clientes, e não por critérios administrativos.</p>



4	Desdobramento da actividade da EDP Distribuição em quatro actividades.	Criação de três actividades – “Distribuição”, “Comercial de redes” e “Comercial do SEP” que incluirá a compra e venda de energia.
5	Tarifas do SEP.	As tarifas a publicar pela ERSE constituirão um referencial de preço máximo, ficando a Empresa de Distribuição com a possibilidade de praticar tarifas que proporcionem níveis de proveitos inferiores aos regulados, sem necessidade de intervenção da ERSE, para os clientes MT, AT e MAT.
6	Fixação, para o SEP, de tarifas aditivas.	Manter a actual estrutura. À aditividade de proveitos necessária para estabelecer as tarifas não tem de corresponder idêntico detalhe na tarifa final.
7	Facturação detalhada.	Manutenção do actual sistema de apresentação da factura, mais simples e com menor burocracia, aumentando a informação ao cliente final de forma a permitir uma melhor Gestão da Procura.
8	Ligações às Redes: modelo de participações.	Manutenção do regime actual, menos burocrático e menos gerador de ineficiências para o SEP.
9	Transferência para a EDP Distribuição da facturação, aos clientes SENV, das tarifas de UGS e URT.	A concretizar-se a transferência, os custos acrescidos e o aumento do risco em que a actividade comercial da EDP Distribuição passará a incorrer, deverão ser objecto de compensação.
10	Transferência para a entidade concessionária da RNT dos contratos de interruptibilidade.	Todo o relacionamento dos clientes do SEP, incluindo os contratos de interruptibilidade, deve fazer-se com a EDP Distribuição, definindo a REN e a ERSE o respectivo enquadramento.
11	Aumento incomensurável da quantidade de informação solicitada.	Todos os custos necessários a coligir informação, a prestar à ERSE, bem como os custos associados com eventuais adaptações que os sistemas de informação da EDP Distribuição venham a ter que sofrer por forma a dar resposta ao que venha a ficar estabelecido nos regulamentos, terão que vir a ser suportados pelos clientes. Neste sentido, propõe-se uma análise selectiva da informação efectivamente necessária.



1 - INTRODUÇÃO

O objectivo deste documento é o de apresentar os principais comentários da EDP Distribuição às propostas de novos Regulamentos do Sector Eléctrico – Regulamento Tarifário (RT), Regulamento de Relações Comerciais (RRC), Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e Regulamento do Despacho (RD), tendo presentes os comentários já enviados, pela empresa, em Março p.p. - “*Contributos na Generalidade para a Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico*” e “*Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico – Perspectiva da EDP Distribuição*”.

A EDP Distribuição manifesta antes de mais a sua disponibilidade para analisar, com a ERSE, as questões técnicas suscitadas pelos vários regulamentos, visando a introdução de medidas que permitam aumentar a eficiência global do SEP. Desta forma poderemos, em conjunto, encontrar soluções exequíveis face à realidade empresarial.

Começamos por tecer algumas considerações gerais sobre o nosso entendimento do que é uma boa regulação.

O modelo de regulação envolvido na criação do mercado único da electricidade da União Europeia e que se considera adequado a Portugal assenta, entre outros aspectos, numa regulação “leve” das actividades reguladas, baseada na existência de incentivos à eficiência das empresas. Trata-se de um modelo de regulação mais claramente seguido nos países do Norte da Europa, em oposição ao modelo de regulação mais “pesado” e intervencionista seguido na Califórnia, que levou à falência das empresas de distribuição.

Assim, segundo a nossa óptica, devem ser evitadas intervenções excessivas nas empresas, bem como o estabelecimento de regras demasiado pormenorizadas, por forma a que a regulação não se torne pesada e burocrática, deixando às empresas reguladas a flexibilidade de gestão que lhes permita fazer as opções de investimento e de política comercial mais adequadas.

Uma vez fixado o enquadramento geral e os mecanismos de incentivo ao aumento de eficiência, a melhor regulação é aquela que permite às empresas exercitarem a sua gestão no sentido de se adaptarem progressivamente ao



ambiente competitivo e de mercado. Com uma regulação demasiado intrusiva, isto é, em que a regulação intervém nas empresas a nível das tomadas de decisão no domínio da gestão, o objectivo de liberalização poderá estar comprometido, uma vez que com essa forma de regulação poder-se-á estar a pôr em causa a viabilidade financeira e o aumento de eficiência do sector eléctrico.

2 - ENQUADRAMENTO GERAL

Durante mais de 35 anos a legislação do sector eléctrico (desde a publicação do D.L. 43355 em 1960 e até à publicação, na segunda metade dos anos 90, de novo pacote legislativo para o sector), caracterizou-se por alguma estabilidade que deu aos vários agentes intervenientes a capacidade financeira para, nomeadamente, realizarem a electrificação do país. Em 1998 com a publicação dos ainda em vigor RT, RRC, RARI e RD deu-se um corte com a realidade anterior e as organizações tiveram que se adaptar ao novo quadro legislativo, à gradual abertura do mercado, e ao aumento da concorrência.

Menos de três anos são decorridos desde que a ERSE fez publicar o conjunto de regulamentos ainda em vigor, e sendo facto que a experiência entretanto recolhida permite avaliar da menor adequação deste ou daquele articulado, os documentos que agora estão em discussão não traduzem, em nossa opinião, pequenas alterações, mas sim, uma vez mais, uma alteração profunda para o sector e em particular para a EDP Distribuição, muito para além do exigível pela abertura do Mercado. A estrutura da empresa que ainda está a consolidar algumas das muitas alterações induzidas pelos regulamentos de 1998, é de novo confrontada com a necessidade de se reorganizar, sem que se consigam quantificar, para já, todos os riscos em que a empresa de Distribuição e, sobretudo os clientes do SEP, estão a incorrer em resultado destas sucessivas alterações.

É de ter presente que a ERSE, nos termos do disposto no artigo 3º do Decreto-Lei nº 187/95 de 27 de Julho, no exercício das suas competências visa um conjunto de objectivos caracterizado pela criação de condições que assegurem a eficiência dos recursos, a defesa dos consumidores, o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas, em particular da EDP Distribuição enquanto titular de licença vinculada de distribuição, o fomento da concorrência



onde exista potencial para melhoria da eficiência e a transparência das relações comerciais entre os operadores através de regras de regulação objectivas.

As propostas agora em discussão não cumprem por vezes, em nossa opinião, alguns dos objectivos atrás anunciados e apresentam, relativamente aos regulamentos ainda em vigor, alterações substanciais não só de conteúdo mas também de forma. Veja-se o caso do RT e do RRC, com algum clausulado pouco claro, muito extenso e com algumas incorrecções, o que pode conduzir a dificuldades de interpretação e de aplicação prática.

As dificuldades são acrescidas pelo facto de continuar a haver a constante remissão para legislação em vigor, ou para despachos a publicar, pela ERSE. Não são todavia rectificadas algumas das situações já constantes dos actuais regulamentos, como seja o caso dos níveis de tensão, em concreto a fronteira MT/AT.

A tudo isto acresce o aumento da quantidade de informação que regularmente, nos termos constantes das propostas de novos regulamentos, passa a ter que ser fornecida, à ERSE, pelas entidades que exercem actividades reguladas, em particular pela EDP Distribuição. Este facto, acarreta para a obtenção da referida informação custos adicionais, sem ganhos evidentes para os clientes do SEP. No ponto 7.2, deste texto, concretizamos algumas das situações em que as exigências de informação parecem excessivas.

3 - A REGULAÇÃO DA EDP DISTRIBUIÇÃO

No período de regulação que agora termina foi utilizado o método de regulação por preços máximos (IPC-X) para regular as duas actividades exercidas pela EDP Distribuição – distribuição propriamente dita e comercialização.

Embora se reconheça que a actividade de distribuição por ser mais capital intensiva, poderia também ser regulada por taxa de remuneração, a regulação por (IPC-X) apresenta como características positivas, a introdução de incentivos à melhoria da eficiência e uma menor carga burocrática para as empresas e para a Entidade Reguladora.



Uma vez fixado pela Entidade Reguladora o enquadramento geral em que as empresas devem operar no sector eléctrico e assegurada a sua viabilidade económico - financeira, dentro das boas práticas de gestão, a informação relevante assenta essencialmente nos custos operacionais, nas despesas de capital e nas previsões de consumo, que já hoje existem.

3.1 - Actividades e Formas de Regulação

De acordo com as propostas em discussão, a actividade da EDP Distribuição passará a ser desdobrada em quatro actividades – Distribuição de Energia Eléctrica, Comercialização de Redes, Comercialização no SEP e Compra e Venda de Energia. As actividades ditas “comerciais” passam a ter uma regulação baseada na remuneração dos activos e em custos aceites em base anual.

Na actividade de compra e venda de energia, actividade que a própria ERSE classifica de “virtual” já que servirá para registar a passagem de custos provenientes da concessionária da RNT para os clientes finais, os proveitos correspondem à soma dos proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados relativos às actividades de aquisição de energia eléctrica, gestão global do sistema e transporte de energia eléctrica. Contudo, uma actividade ainda que “virtual” terá uma estrutura (dado exigir-se-lhe uma separação completa das restantes actividades), mesmo que seja reduzida, com os consequentes custos associados. Assim, a ser implementada a proposta agora em discussão, deverá ser considerada uma margem para esta actividade.

A actividade de distribuição, mais capital intensiva, e que continuará a ser regulada por preço máximo, vê agora alterados alguns dos sistemas de incentivos que estavam consagrados no actual RT.

O incentivo à redução do nível de perdas nas redes de distribuição passa a estar limitado a um valor máximo e a só ser tido em consideração nas tarifas à posteriori. Por outro lado, o estabelecimento de limiares por nível de tensão traz grandes dificuldades de medição, o que não permite uma análise objectiva dos valores.



É introduzido, igualmente, para ter efeitos à posteriori, um prémio/ penalização em termos da qualidade de serviço. O incentivo/ penalização à melhoria da qualidade de serviço é um mecanismo que actuará se o valor verificado na ENS (Energia não Servida) for inferior ou superior a um banda de valores a ser estabelecida em torno de um valor de referência a indicar pela ERSE. Não é contudo dada qualquer indicação quanto à forma como tal limiar irá ser encontrado. A consagração deste mecanismo, dando origem em algumas circunstâncias a uma redução dos proveitos, pode eventualmente constituir, face ao que está estipulado no Regulamento de Qualidade de Serviço (RQS), uma dupla penalização, de todo inaceitável.

Deverá também ser feita uma análise, com maior detalhe, às fórmulas constantes do Regulamento Tarifário, em termos de “incentivo à melhoria da qualidade de serviço” (na qual faltam fixar quatro valores de referência) e de ajustamento aos proveitos da actividade de distribuição, por parecerem existir algumas incorrecções nas referidas fórmulas.

Também neste caso os “incentivos” serão dados por nível de tensão, não estando explicitada a forma como serão medidas as grandezas que entram nos cálculos. Refere-se que esta dificuldade de “medição” se coloca não só na aplicação do RT, mas na aplicação de clausulado de outros regulamentos, como seja o caso da *Caracterização das redes de distribuição em MT e AT* em que a proposta agora em discussão estipula que o referido documento deve entre outros elementos conter a indicação de “... perdas nas redes por período tarifário, de acordo com a época do ano...”.

Sendo a actividade de distribuição regulada por preço máximo parece contraditório, que em lugar de uma súmula do plano de expansão das redes de distribuição (contemplando 3 anos, como acontece no actual sistema) o distribuidor vinculado passe a estar obrigado a apresentar um plano de investimentos contemplando 4 anos. Os investimentos nas redes de distribuição estão ligados à concretização de empreendimentos industriais, comerciais e habitacionais que têm períodos de construção inferiores a quatro anos com elevado grau de imprevisibilidade, pelo que, mantendo-se o mesmo tipo de regulação da actividade de distribuição não há razões objectivas para este aumento de burocracia.



A proposta de regulamento (RARI) refere que a entidade concessionária da RNT e o distribuidor vinculado de distribuição em MT e AT, entidades juridicamente distintas, *devem garantir* a coerência dos respectivos planos de investimento, o que em abstracto parece correcto, mas dada a diferente previsibilidade e prazo de realização dos investimentos seria mais adequado referir que “ *devem procurar garantir....*”.

A excessiva separação de actividades, agora proposta pela ERSE, obriga ao estabelecimento de inúmeros critérios subjectivos para a repartição de custos, já que os sistemas de informação empresariais são comuns a todas as actividades, com o conseqüente aumento, na empresa, dos custos e da carga administrativa.

A EDP Distribuição propõe que, para efeitos de regulação, sejam consideradas três áreas de actividade - “Distribuição”, “Comercial de Redes”, e “Comercial do SEP” que incluirá as actividades comercial no SEP e compra e venda de energia, actividade esta a ser remunerada por “IPC-X”.

4 - TARIFAS DO SEP

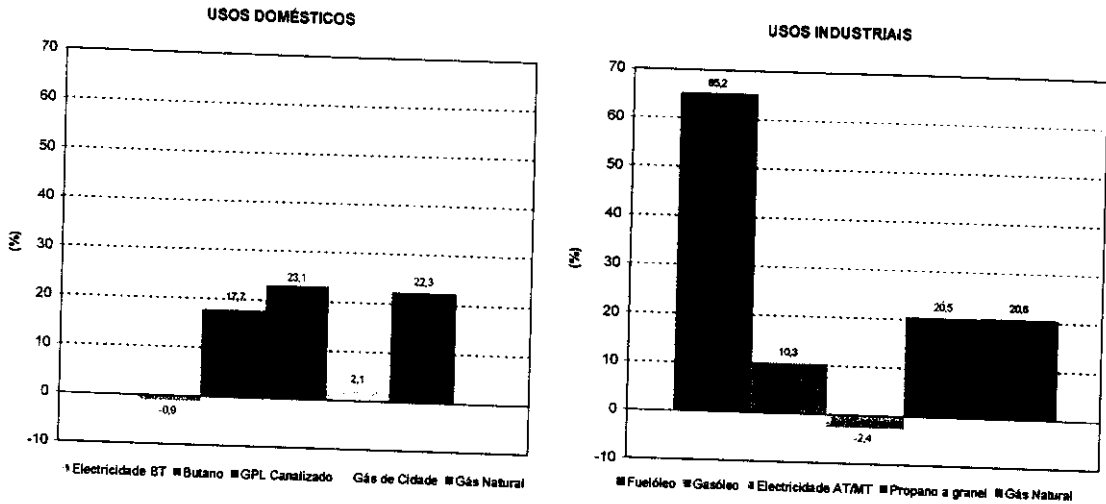
4.1 - Transferência dos Encargos com Combustíveis para os Clientes do SEP

No quadro regulamentar ainda em vigor, o mecanismo de ajustamentos aos proveitos visava, no essencial, lidar com pequenas variações ocorridas nas previsões dos encargos com a aquisição de energia eléctrica. O que ocorreu no ano de 2000, em termos dos preços dos combustíveis, não se enquadra naquele mecanismo, e justificaria a revisão excepcional de tarifas, a realizar sempre que o montante de proveitos decorrentes da aplicação das tarifas, num dado ano, se afastasse significativamente do montante que serviu de base ao estabelecimento das referidas tarifas.

Com efeito, os fortes acréscimos nos preços das diferentes formas de energia observados no ano 2000 (vide figura), permitem concluir que só no caso da energia eléctrica não foi transmitido aos clientes o impacto associado ao aumento de preços do petróleo. Tem-se, assim, uma redução nos preços

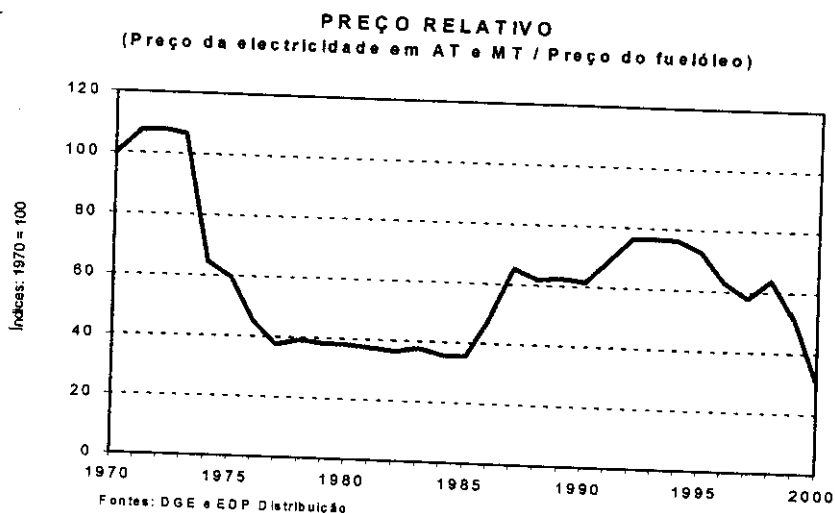


médios de venda de electricidade, associada à redução das tarifas (em termos nominais), em simultâneo com acréscimos de cerca de 20% nos preços do gás e de 65% no preço do fuelóleo.



A este propósito, interessa referir o facto do preço relativo da electricidade, definido como a relação entre o preço médio de venda da electricidade em AT e MT e o preço do fuelóleo, ter atingido no ano 2000 um valor sem precedentes no período posterior a 1970, conforme se ilustra no gráfico que se segue. A existência duma elasticidade da procura de electricidade em relação ao preço relativo, associada a este comportamento dos preços, tem vindo a induzir uma forte dinâmica no consumo de electricidade ao nível do Continente¹, com efeitos ainda mais pronunciados no consumo abastecido pelo SEP, na medida em que se assiste a uma substituição de cogeração por maiores compras ao SEP. Como consequência, alguns dos investimentos que têm vindo a ser feitos pelos cogeradores deixam de se tornar economicamente atractivos. Por outro lado, tem vindo a incentivar-se a substituição de outras formas de energia pelo consumo de electricidade.

¹ - O desfazamento na resposta da procura ao preço relativo (há alguma inércia na reacção dos consumidores), determina um forte impacto no consumo de 2001.



O facto de não ter sido feita, em 2000, uma revisão extraordinária das tarifas, diferindo, no tempo, a passagem para os clientes dos custos variáveis com os combustíveis, pode conduzir à situação, já clássica, do síndrome da Califórnia, em que temos componentes que entram na constituição das tarifas a subir, mas como as empresas têm os proveitos já fixados, é posto em causa o seu equilíbrio económico - financeiro.

Na proposta agora em discussão, tentar obviar a que a entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) tenha que suportar durante dois anos o valor do desajuste dos preços de combustíveis, instituindo um mecanismo de transferência das variações dos encargos variáveis, para alguns clientes do SEP (apenas os elegíveis) e para a EDP Distribuição, pelo estabelecimento de um mecanismo de ajuste das tarifas, trimestral com um diferimento de 6 meses, não nos parece adequado.

Este mecanismo, a ser fixado, e até porque nada é dito quanto à banda de valores a partir da qual há transferências da concessionária da RNT para o distribuidor vinculado, mais não é do que a transferência, para a EDP Distribuição, dos riscos de uma actividade em que a empresa não intervém, nem controla. Para além disso, vem introduzir uma instabilidade tarifária permanente aos clientes empresariais do SEP.

Com a aplicação do mecanismo de ajustamento das flutuações trimestrais ocorridas nos encargos variáveis de combustíveis, podem ocorrer situações em



que, sempre que os clientes sejam capazes de antecipar a alteração da relação entre os preços de mercado e as tarifas reguladas (após correcção trimestral) serão incentivados a mudar do Sistema Eléctrico de Serviço Público (SEP) para o Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV) ou vice-versa. De acordo com a proposta, o pré-aviso para passagem do SEP para o SENV, é reduzido para 30 dias, prazo este que nada tem a ver com o período para o qual as tarifas são fixadas. O resultado é o incentivo à mudança permanente, não relacionada com reais diferenças em termos de eficiência e não correspondendo certamente a uma correcta definição de competitividade.

A alteração agora proposta pode vir a acarretar a necessidade de aumentar as tarifas dos clientes que permanecem no SEP, já que nas propostas de regulamentação agora em discussão, não está prevista a recuperação dos custos que, em dado momento, são induzidos no SEP pelos clientes que entretanto mudaram para o SENV, através de uma tarifa aplicável a todos os clientes (SEP e SENV). Tal mecanismo existe no sistema actual, estando previsto no Regulamento Tarifário (RT) ainda em vigor, em que a Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) tem uma provisão para cobrir os custos causados pelos clientes do SEP que aderiram ao SENV.

Aliás não se compreende, como é que a ERSE pretende eliminar o único mecanismo através do qual os clientes do SENV podem vir a pagar parte dos custos que provocaram no SEP, quando simultaneamente pretende alargar o universo de clientes elegíveis de 200 para cerca de 20 000 clientes, num desrespeito pelo princípio da igualdade entre consumidores.

Assim, a proposta da EDP Distribuição, que visa aproximar os preços dos custos com os combustíveis, é a de que seja realizada uma revisão anual, a ter lugar aquando da fixação das tarifas do ano $t+1$, revisão essa feita com base na estimativa de custos do ano t (ano onde ocorreram as variações dos encargos variáveis com os combustíveis). Na fixação das tarifas do ano $t+2$, poderá haver um segundo reajustamento de pormenor, já que é nesse momento que se possuirá toda a informação “real” sobre os custos do ano t . Esta proposta é complementada com a fixação de um mecanismo de revisão extraordinária das tarifas, a actuar a partir de um limiar a instituir, por exemplo, 15% de desvio em relação aos encargos de



combustível previstos na tarifa, de aplicação automática a todos os segmentos de clientes - Baixa Tensão (BT), Média Tensão (MT), Alta Tensão (AT) e Muito Alta Tensão (MAT) - já que não vemos razões para introduzir um tratamento discriminatório entre clientes, tal como agora é proposto.

Igualmente se propõe que o novo RT preveja o mecanismo constante do Regulamento Tarifário (RT) ainda em vigor, em que a Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) tem uma provisão para cobrir os custos causados pelos clientes do SEP que aderiram ao SENV.

A consagração, no RT, dos mecanismos por nós propostos, conduzirá a uma maior estabilidade no mercado, a uma menor perturbação nos preços relativos das várias formas de energia e à não discriminação dos clientes. Permite igualmente reduzir fortemente o impacto das variações de custo dos combustíveis, nas contas da concessionária da RNT.

4.2 - Aditividade das tarifas

Na proposta de regulamento tarifário prevê-se a aditividade das tarifas de venda a clientes finais do SEP. A actual proposta de aditividade é algo complexa, sendo de difícil apreensão pela maioria dos consumidores de energia eléctrica, o que contraria um dos princípios vigentes no regulamento tarifário que é o da simplicidade na formulação e fixação das tarifas.

Acresce que a aditividade implica o conhecimento de informação de difícil obtenção, como por exemplo, a desagregação por período tarifário do consumo dos clientes de BT.

Num sistema eléctrico em que se pretende caminhar para a liberalização deve ser deixada às empresas uma margem de manobra para poderem criar tarifas atractivas e inovadoras, à semelhança do que vem acontecendo no mercado das telecomunicações. Apesar de decorrer da legislação do sector eléctrico a não fixação das tarifas pela EDP Distribuição, este facto constrange a empresa já que, num sistema crescentemente liberalizado, lhe retira a possibilidade de disponibilizar aos seus clientes, particularmente aos de AT e MT, opções



tarifárias mais de acordo com as suas necessidades e os seus diagramas de carga.

As empresas que actuam no sistema não vinculado podem determinar livremente os preços que aplicam aos seus clientes, o mesmo não acontecendo com a EDP Distribuição que se vê de mãos atadas para prosseguir qualquer política comercial que a aproxime da actuação em ambiente de mercado.

As tarifas a publicar pela ERSE, em nosso entender, deveriam constituir um referencial de preço máximo, ficando a Empresa de Distribuição com a possibilidade de praticar tarifas que proporcionassem níveis de proveitos inferiores aos regulados, sem que para tal fosse necessária a intervenção da ERSE.

4.3 - Facturação da energia reactiva

A EDP Distribuição e a concessionária da RNT, irão brevemente formular uma proposta, com o objectivo de facilitar o cálculo, para efeitos de facturação da energia reactiva relativa ao uso da rede de transporte.

4.4 - Facturação detalhada

A transparência da informação a fornecer aos clientes na factura é essencial, mas a forma como a questão da factura detalhada é apresentada não parece adequada. De facto, aos clientes não interessa saber como foi constituído o preço, mas apenas necessitam ter a confirmação de que os valores facturados estão correctos, o que é feito explicitando esses valores nas facturas (como já hoje em dia acontece) e tendo os clientes acesso à informação residente nos contadores.

Nomeadamente aos clientes elegíveis, que têm a possibilidade de comparar os preços estabelecidos para o SEP com os oferecidos por operadores de mercado, o que lhes interessa é a comparação do preço final da factura (valor médio do kWh) até porque a forma de facturar é substancialmente diferente entre os dois sistemas: provavelmente mais simples no Sistema Não Vinculado do que no SEP, sobretudo se for implementada a proposta agora apresentada pela ERSE.



A factura detalhada terá então interesse para os clientes não elegíveis, mas, para além de se considerar, como acima referido, que a discriminação actual é suficiente, a adicional complexidade e o peso burocrático associado à proposta de factura detalhada, é desajustada a um segmento de clientes que terá, certamente, grande dificuldade em a compreender. Aliás, a factura detalhada pode vir a induzir, nos clientes, a ideia de que estão a pagar serviços que não utilizam ou produtos que não consomem (como seja o aparecimento, na factura, de conceitos, como o de “tarifas de UGS, URT e URD”; ou o pagamento de “leituras” no caso de clientes aderentes à conta certa).

Como a aditividade das tarifas é para ser prosseguida de forma gradual, a factura detalhada, até 2004, não irá incluir todos os preços constituintes de uma dada opção tarifária, pelo que não será possível aos clientes verificar a sua factura.

Por outro lado, a aditividade, a ser prosseguida, será válida por opção tarifária e não por cliente, o que implica que, basta o cliente ter um diagrama de carga diferente do digrama “tipo” daquela opção tarifária para o seu preço final ser diferente do da soma das parcelas.

Assim, propomos manter o actual sistema de apresentação da factura, mais simples e com menor burocracia, aumentando a informação ao cliente final de forma a permitir uma melhor Gestão da Procura, contribuindo assim para uma melhor eficiência energética.

Esta proposta da EDP Distribuição vem um pouco em linha com o que consta do trabalho produzido pela ERSE de análise ao Inquérito de Qualidade de Serviço realizado, em 2000, ao universo de “consumidores empresariais” onde se regista a seguinte observação “... a ...clareza e facilidade de compreensão da informação constante da factura de energia eléctrica... merecem dos consumidores empresariais uma avaliação positiva”².

² - Inquérito de Qualidade de Serviço Consumidores Empresariais – Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, Fevereiro de 2001 (página 40).



5 - ABERTURA DE MERCADO

5.1 - Grau de abertura

A EDP Distribuição, compreendendo os benefícios habitualmente associados à liberalização do sector, reafirma a sua posição de que considera fundamental que este processo seja conduzido de uma forma faseada e cuidadosa, por forma a minimizar os riscos existentes.

A transição abrupta de um universo de clientes elegíveis de 200 para cerca de 20000 cria dificuldades de resposta aos clientes e obriga a sobrecustos e sobredotações na EDP, pelo que consideramos que deverão ser minimizados os impactos quer para os clientes quer para a Empresa, **mantendo activo**, neste novo período de regulação, como já referido anteriormente, **o mecanismo de correcção através da tarifa de UGS, quando ocorra a redução do volume de vendas, provocado pela adesão ao SENV de clientes do SEP.**

5.2 - Telecontagem

Dotar todas as instalações eléctricas de MT, AT e MAT com equipamentos de medição que reúnam características técnicas que permitam a sua integração em sistemas integrados de telecontagem acarretará custos avultados que se estimam superiores a 6 milhões de contos. Pela actual capacidade de instalação seriam necessários cerca de 10 anos para instalar todos os equipamentos de contagem, podendo-se reduzir este período reforçando o pessoal afecto a esta actividade, com o consequente aumento dos custos.

A proposta refere que os custos de execução do programa de substituição serão aprovados pela ERSE. Julgamos que com o objectivo de virem a integrar os activos a remunerar, mas mesmo assim pode colocar-se a questão de saber se todos os investimentos serão levados às tarifas, e se não, quais as prioridades a estabelecer nomeadamente com os investimentos a efectuar nas redes.

Por outro lado, define-se que é da responsabilidade dos clientes a instalação e os custos da infraestrutura telefónica local para telecontagem, mas muitos clientes poderão não estar interessados em suportar esses custos. Fica em aberto a questão de como se irá proceder nesses casos à substituição dos contadores existentes por outros preparados para telecontagem.



Julgamos, pois, que os sistemas de telecontagem devem ser instalados por razões de natureza económica, determinadas por regras de gestão das empresas e dos clientes e não por critérios administrativos.

6 - RELAÇÕES SEP/SENV

6.1 - Facturação clientes SENV

A ERSE propõe que, no caso dos clientes não vinculados, seja o distribuidor vinculado a facturar e a cobrar as tarifas de Uso Geral do Sistema (UGS) e do Uso da Rede de Transporte (URT). É algo para o qual não encontramos explicação (nem a ERSE a apresenta, eventualmente por não existir).

Nas propostas agora em discussão chega-se ao ponto de o distribuidor vinculado ter de facturar UGS e URT aos clientes não vinculados em MAT, com os quais não necessita de ter qualquer relação. E não é comparável o que se passa com os clientes não vinculados, com o que se passa com os clientes do SEP. Estes últimos relacionam-se apenas com o distribuidor vinculado. É incorrecto dizer que estes clientes “compram UGS ou URT”. O distribuidor vinculado é que necessita de adquirir à concessionária da RNT a energia que esses clientes lhe vão comprar, e para isso tem de pagar aqueles encargos. Quanto aos clientes não vinculados é diferente: eles relacionar-se-ão sempre com duas entidades (aliás três, se se incluir o seu fornecedor de energia eléctrica) – o distribuidor vinculado (excepto nos ligados em MAT) e a concessionária da RNT, que lhes factura, também, os encargos com o sistema de ofertas e com os contratos de garantia de abastecimento. Se o objectivo era reduzir, para os clientes não vinculados, o seu número de interlocutores este objectivo não é alcançado.

Com a extensão da abertura de mercado a clientes de menores dimensões e maior volatilidade, as dificuldades de cobrança serão enormemente acrescidas. **Se esta actividade vier a ficar no distribuidor vinculado, os custos acrescidos e o aumento do risco em que a actividade comercial da EDP Distribuição passará a incorrer, deverão ser repercutidos nas tarifas.**



6.2 - Interruptibilidade

A ERSE estabelece vários princípios a serem respeitados pelo RT um dos quais é o da *"Estabilidade das tarifas, tendo em conta as expectativas dos consumidores, os seus hábitos de consumo e a necessidade de proceder a alteração da estrutura tarifária"*.

Ora a interruptibilidade é um exemplo de não cumprimento deste princípio. Em 2000 alterou-se o regime que vigorava há vários anos, com prejuízo para os clientes abrangidos. Agora, de novo se pretende alterar o regime, deixando alguma indefinição, mas desde logo criando a suspeita de que alguns clientes poderão ser afectados.

No entanto, o esquema proposto, de os contratos serem feitos com a concessionária da RNT, é inaceitável para a EDP Distribuição. De facto, os clientes do SEP têm o seu relacionamento exclusivamente com o distribuidor vinculado, dificilmente estando dispostos a contactarem outra entidade para obterem o regime de interruptibilidade que, para eles, faz parte integrante do seu contrato. A alternativa poderá ser, mais uma vez, saírem do SEP, por razões menos adequadas.

Acresce que a concessionária da RNT, não tendo a seu cargo o relacionamento comercial corrente com estes clientes, não estará particularmente vocacionada para gerir aqueles contratos. Aliás, o passo inicial para aplicação do regime – identificação pelo Agente Comercial do SEP das necessidades – parece inconciliável com o regime de garantia de abastecimento que pressupõe a identificação, pelo mesmo Agente Comercial do SEP das disponibilidades deste, pois ou há disponibilidade ou há necessidade.

Por outro lado, a proposta é omissa sobre a forma como se estabelecerão as prioridades de fornecimento por parte do SEP entre: clientes do SEP (com ou sem contrato de interruptibilidade), clientes de um agente externo usando as interligações (com ou sem contrato de Garantia de Abastecimento) e clientes dum produtor não vinculado, podendo dar origem a situações de tratamento discriminatório.



Assim, a propomos que o relacionamento dos clientes do SEP, também em termos de contratos de interruptibilidade, continue a realizar-se com uma única entidade, neste caso a EDP Distribuição.

7 - DIVERSOS

7.1 - Ligações às Redes

- **Ligações às redes de instalações de clientes**

A proposta de RRC agora em discussão, não clarifica nem melhora os actuais procedimentos para concretização das ligações às redes. Não se vê em que medida os clientes serão tratados de forma mais equitativa ou justa, nem que para eles se verifique uma mais valia. A proposta remete para quem se pretenda ligar à rede a responsabilidade pela cobertura dos custos, tal como actualmente. O valor das comparticipações no reforço da rede só será devido por ultrapassagem das potências de referência, sendo o valor unitário decidido pela ERSE sob proposta do distribuidor. A mudança de definições pode levar a que obras actualmente classificadas como de construção exclusiva (e pagas integralmente por qualquer requisitante) passem a ser classificadas como "reforço", sendo o seu pagamento devido apenas por alguns. A presente proposta, se implementada na sua forma actual, vai aumentar a dependência do montante das comparticipações de critérios não explicitados pela ERSE.

Na proposta agora em discussão e para o caso dos "elementos para uso partilhado" existem algumas especificidades formais, dado "poderem ser sobredimensionados para posterior utilização para a ligação de outras instalações", não sendo claro se pode ser usado por clientes "actuais". Está previsto que no caso destas obras o distribuidor suporte, numa primeira fase, os custos de sobredimensionamento, que depois recuperará dos clientes que posteriormente venham ligar-se a esses troços. Esta metodologia acarreta dificuldades acrescidas, não só para manter actualizados os registos destas situações, mas também para que seja possível explicar, aos novos clientes, a base em que estes montantes são por eles devidos. Dada toda a complexidade do processo, vai provocar necessariamente um acréscimo de reclamações por parte dos clientes, em contraponto com o actual regime, que já se encontra assimilado pelos clientes, e que tem estado na génese de um número muito reduzido de reclamações.



No cláusulado da proposta de RRC no que concerne ao estabelecimento de ligações provisórias, há uma aparente incoerência já que está estabelecido que quando essas ligações são feitas, não há por um lado lugar ao pagamento de participações por reforço da rede mas por outro essas ligações devem preferencialmente ser estabelecidas de modo a que possam vir a constituir, sem alterações, ligações definitivas. Contudo, nada é dito quanto à garantia de fornecimento. A participação por reforço da rede será devida quando o contrato deixar de ser “provisório” e passe a definitivo.

No que se refere ao pagamento de encargos, e ao contrário do que é referido na proposta da ERSE, a EDP Distribuição já vinha praticando o pagamento escalonado para orçamentos de elevado valor. Na proposta agora em discussão é alargada esta forma de pagamento a uma nova gama de situações (só ficam de fora as ligações BT com prazo de execução inferior a 15 dias úteis). O estabelecimento sistemático de acordos para pagamento das participações e a gestão desses acordos implicará uma forte sobrecarga administrativa. Por outro lado, a regra supletiva em caso de falta de acordo é muito vaga e não resulta claro como pode ser aplicada. Além disso, caso seja estabelecido um plano de pagamento, fica a dúvida de qual deve ser a actuação em caso de não liquidação de uma prestação – interrompe-se a realização da obra, com custos acrescidos, ou conclui-se a obra ficando a ligação pendente do pagamento em falta, incorrendo o distribuidor em encargos financeiros e em custos de imagem associados com esta actuação?

O argumento de que o procedimento proposto é praticado no fornecimento da generalidade dos bens e serviços não parece adequado, desde logo por comparação com serviços do mesmo tipo (água, telefones, gás).

A EDP Distribuição considera que o actual modelo de participações, pelos clientes, nos custos das obras de ligações às redes é correcto, já que transmite os incentivos adequados e fomenta a eficiência, pelo que propõe a manutenção do regime actual.

- Ligação de instalações produtoras às redes



Nas propostas de regulamentos continua a não estar estabelecido como é resolvida a eventual situação de falta de capacidade de determinado ponto da rede para suportar ao mesmo tempo um Produtor não Vinculado e um Produtor em Regime Especial com pedido de acesso simultâneo.

7.2 - Informação – Burocratização - Sobrecustos

De seguida referem-se algumas das situações em que é “exigida” à EDP Distribuição mais informação:

- passagem da informação que era de base anual, para informação mensal a fornecer trimestralmente;
- o facto de algumas das actividades, nos termos propostos, passarem a ser remuneradas por “taxa de rentabilidade” tem subjacente a necessidade de maior detalhe na informação a prestar;
- grande detalhe exigido em termos de informação necessária ao acompanhamento dos planos de investimento, de promoção da qualidade ambiental, de gestão da procura;
- ao alterar a forma de contabilização de custos de estabelecimento das ligações de uso partilhado, está-se a criar a necessidade de manutenção de registos, com grande detalhe e actualizados durante muitos anos, relativos às ligações.

Assim, todos os custos necessários a coligir informação, a prestar à ERSE, bem como os custos associados com eventuais adaptações que os sistemas de informação da EDP Distribuição venham a ter que sofrer por forma a dar resposta ao que venha a ficar estabelecido nos regulamentos, são sobrecustos adicionais que virão a ser reflectidos nos clientes do SEP. **Neste contexto, propõe-se uma análise selectiva com vista à identificação das necessidades efectivas, tendo em conta os objectivos.**

Ainda relacionado com “informação” coloca-se a questão de prazos. De facto, nas propostas agora em discussão e relativamente aos regulamentos ainda em vigor são, de uma forma geral, alterados os prazos em que o distribuidor vinculado tem que prestar informação (genericamente são antecipados). Os prazos propostos, face aos sistemas de informação que actualmente existem na

empresa, são por vezes de difícil, senão impossível cumprimento, por muitos esforços que a empresa faça.

Referem-se algumas situações em que a EDP Distribuição terá grande dificuldade de cumprimento do estipulado, como seja o prazo de 15 dias (muito apertado, se se tiver em consideração os tempos inevitáveis gastos em etapas complementares – recepção, encaminhamento) que é estipulado para que empresa conduza os estudos necessários à determinação da possibilidade de facultar o acesso às suas redes, ou ainda o caso do documento “Caracterização das redes de distribuição em MT e AT” em que passa a estar estabelecida a data de 31 de Março para o envio do documento à ERSE. Sem dúvida que a ERSE tem consciência de que a potência de curto circuito na rede de AT e MT depende da potência de curto circuito na RNT e sendo certo que esta última só será conhecida após a publicação respectiva, a data proposta é de todo irrealista. Assim, propõe-se que o prazo para a EDP Distribuição seja ajustado em dois meses relativamente ao da concessionária da RNT, ou seja, a entrega far-se-á até 31 de Maio.

É também evidente a dificuldade de cumprimento dos prazos estabelecidos para implementar todas as fronteiras e definir todas as regras para a identificação das quatro actividades que a ERSE propõe no RT (distribuição, comercial de redes, comercial no SEP e compra e venda de energia).

8 - COMENTÁRIOS FINAIS

A EDP Distribuição reconhece uma vez mais o papel importante a desempenhar pela Entidade Reguladora do Sector Eléctrico, de por um lado proteger os interesses dos consumidores e por outro garantir às entidades que actuam no SEP (entidade concessionária da REN e titulares de licenças vinculadas de distribuição) condições para a obtenção do equilíbrio económico-financeiro. Com este documento pretendemos contribuir para uma revisão dos regulamentos que não perca de vista os objectivos atrás enunciados.

Em anexo, junta-se documento, contendo propostas de alteração de algum clausulado específico dos regulamentos.



EDP
Distribuição

ANEXO
PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DE CLAUSULADO

Julho de 2001



-PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO AO CLAUSULADO DOS REGULAMENTOS

GERAL

No capítulo intitulado "Garantias administrativas e resolução de conflitos", existente em todos os regulamentos, colocam-se as seguintes questões:

Admissibilidade de petições, queixas e reclamações

Relativamente aos regulamentos ainda em vigor, foi eliminada a referência "sem prejuízo de recurso aos tribunais competentes", referência esta que propomos seja de novo incluída.

Impugnação das decisões da ERSE

Foi eliminada a referência " Sem prejuízo do recurso aos tribunais competentes..."

Propõe-se a seguinte redacção:

"As decisões e deliberações da ERSE podem ser objecto de reclamação nos termos previstos no Código de Procedimento Administrativo e de recurso para os tribunais administrativos."

Nos RRC, RARI e RD, no que se refere à arbitragem voluntária, fazemos os seguintes comentários:

Foi substituída a palavra "podem" por "devem preferencialmente".

Esta "obrigatoriedade ambígua" levanta problemas de legalidade e de constitucionalidade. Com efeito, a arbitragem voluntária não pode, por definição, ser imposta. Quanto à arbitragem necessária, ela tem que constar de lei especial, a qual está sujeita à "tutela" do artigo 20º da Constituição, segundo o qual a ninguém pode ser vedado o acesso aos tribunais.

Propõe-se, assim, que se mantenha a redacção actual, mais conforme com a lei, enquadrando-se melhor na letra e no espírito do artigo 21º do Decreto-Lei nº 187/95, de 27 de Julho que estabelece as competências da ERSE.

Prevê-se ainda a criação, pela ERSE, de centros de arbitragem, sendo manifesta a intenção de criar tribunais especiais para a electricidade.

Ora sucede que já abundam os centros de arbitragem. Existem ainda os centros de arbitragem dos conflitos de consumo, a que aliás a EDP aderiu. Por outro lado, os centros de arbitragem têm custos, mormente se se pensar na sua disseminação local ou regional.

REGULAMENTO TARIFÁRIO

Artigo 59º - Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT

Não se menciona em que preço são convertidos os preços de energia reactiva nos fornecimentos aos clientes finais do SEP das opções tarifárias de BTN.



Artigos 63º e 65º - Tarifas de Comercialização de Redes

Quando se define a estrutura geral das tarifas de Comercialização de redes e de Comercialização no SEP, não se refere quais os termos de facturação destas tarifas, apenas se diz que "...são compostas por preços definidos em Euros por mês."

Artigo 66º - Proveitos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica

No número 1 deste artigo, na fórmula que define a componente variável dos proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT no âmbito da actividade de aquisição de energia eléctrica, não se define qualquer ajustamento, nomeadamente a parcela dos desvios dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica que a RNT não passou para os distribuidores vinculados (caso dos desvios referentes aos clientes de BT).

No número 4 é feita uma actualização de 1 ano no ajustamento, quando deveria ser de dois anos.

Artigo 70º - Proveitos da Actividade de Distribuição de Energia Eléctrica

O número 4 deste artigo tem algumas incorrecções, nomeadamente na fórmula do ajustamento e no cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Na fórmula do ajustamento o valor do incentivo à melhoria da qualidade de serviço deveria ser precedido de um sinal negativo e não de um sinal positivo.

No cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço, onde está:

$$RQS_{j,t-2} = \text{Max} \{ RQS_{\min t-2, \dots} \}$$

deveria estar:

$$RQS_{j,t-2} = \text{Max} \{ RQS_{\max t-2, \dots} \}$$

Artigo 73º - Proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência aos clientes finais

Na fórmula que define os proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da tarifa de energia e potência aos clientes finais (29), o sinal que precede o desvio relativo aos valores facturados pelos distribuidores vinculados devido à aplicação da tarifa de energia e potência aos fornecimentos dos clientes de BT no ano t-2 ($\Delta_{TEP}^{BT}_{t-2}$) deveria ser negativo.

Artigo 79º - Afectação dos proveitos a recuperar pelos distribuidores vinculados por aplicação da Tarifa de Energia e Potência

No número 2 deste artigo as fórmulas 46 e 47 contêm uma incorrecção. O desvio constante em cada uma das fórmulas deveria ser precedido de um sinal negativo e não de um sinal positivo.



REGULAMENTO DAS RELAÇÕES COMERCIAIS

Artigo 45º (alínea 3) – Potência requisitada

O texto continua a ser confuso e a permitir diversas interpretações para efeitos de orçamentação em alguns casos particulares, nomeadamente nos edifícios que, por razões arquitectónicas incompatíveis com a alimentação através de um só ramal, serão obrigatoriamente alimentados através de ramaís distintos estabelecidos a partir do **Ponto de Ligação à Rede** definido no ponto 5 do Artigo 43º.

Considerando que o conceito de **Requisição de Ligação** à rede de um edifício está claramente definido no ponto 4 do Artigo 44º, propõe-se a seguinte redacção para o ponto 3 do Artigo 45º:

“No caso dos edifícios referidos no ponto 4 do Artigo anterior, a potência requisitada será referida à ligação do edifício à rede, independentemente da configuração dos elementos de ligação para uso exclusivo, sem prejuízo de poder ser atribuída uma potência requisitada específica a cada instalação de utilização.”

Artigo 54º (pontos 2 e 5) – Orçamento

A discriminação do orçamento de acordo com o ponto 2 é inédita em termos de orçamentação de prestação de serviços. O método anterior não deixava de ser transparente e, sobretudo para as ligações em BT, era extraordinariamente expedito e bastante justo. Não colocando em causa a vontade de cobrar ao cliente exactamente o custo da realização da ligação, mas considerando que:

- Esta nova obrigação é geradora de encargos suplementares importantes para que a qualidade de serviço que pretendemos sempre melhorar, e que neste caso se revê no tempo de resposta ao pedido do cliente, se possa manter.
- São muito frequentes os casos em que, por razões construtivas, a obra não é executada exactamente como foi projectada.
- Em consequência do ponto anterior, e para respeitar o espírito subjacente à introdução desta modalidade, tornar-se-á frequentemente necessário o estabelecimento de rectificativos aos orçamentos iniciais, duplicando o trabalho inerente a esta actividade.

Propõe-se que o texto do ponto 5 constitua a base orientadora da orçamentação e que, após a realização dos trabalhos, estes sejam objectivamente valorizados. A diferença relativamente à estimativa orçamental original, superior a um valor a definir, será objecto de pagamento ou de reembolso.

Artigo 84º - Responsabilidade pelo acto fraudulento

Os contadores, mesmo se situados no exterior da instalação de utilização, são sempre montados em caixas cuja propriedade é do cliente que, por conseguinte, possui as chaves respectivas e pela sua boa conservação deve zelar. Assim sendo, deverá ser clarificado o que se entende por “acesso livre ao equipamento”.

Artigo 92º (ponto 5) – Obrigação de fornecimento

Propõe-se a seguinte alteração: *“Para além do disposto no número anterior, não existe obrigação de fornecimento quando não se encontre regularizado o pagamento de dívidas **vencidas**, provenientes de contratos de fornecimento celebrados entre o mesmo distribuidor vinculado e o mesmo cliente, já cessados ou não, ...”*



Artigo 97º – Contrato

A redacção deste artigo abre a possibilidade de consagração da desmaterialização do contrato de fornecimento de energia a Clientes BT.

Estabelece, contudo, no ponto 4, que o contrato se considera aceite pelo cliente se este não declarar expressamente o contrário no prazo de 15 dias após a recepção das condições gerais e particulares do contrato de fornecimento de energia eléctrica.

O problema que aqui surge é o de ser aberta a possibilidade de o cliente alegar, a todo o tempo, que não recebeu aqueles documentos, fundamentando dessa forma uma presunção de nulidade do contrato.

Julga-se mais adequado que o prazo de 15 dias fosse contado a partir do pagamento da primeira factura, uma vez que o distribuidor vinculado está obrigado, pelo disposto no número 3, ao envio dos documentos, tendo de instituir uma prática, auditável a qualquer momento, para cumprimento dessa exigência.

Artigo 99º – Duração do contrato para fornecimento em BTN

Entende-se que a eliminação, neste artigo, das disposições dissuasoras contidas nos números 2 a 4 do artigo 122º do texto regulamentar ainda em vigor não traduz nenhum ganho e apenas transmite sinais de condescendência perante comportamentos menos sérios que importa prevenir.

Artigo 103º – Alteração da informação relativa ao cliente

Entende-se que a eliminação, neste artigo, das disposições dissuasoras contidas no número 3 do artigo 118º do texto regulamentar ainda em vigor não traduz nenhum ganho e apenas transmite sinais de condescendência perante comportamentos menos sérios que importa prevenir.

Artigo 110º – Alteração do valor da caução

Aparentemente, a eliminação das disposições contidas nos números 2 e 3 do artigo 126º do texto regulamentar em vigor, retira a possibilidade de o distribuidor poder actualizar a caução em casos de incumprimento.

Assim, um “incumpridor” sistemático que tenha depositado caução passará a ter aberta a possibilidade de não pagar as facturas, a partir de agora e por tempo indeterminado, apenas tendo que ir repondo o valor da caução (que poderá ser irrisório). Entende-se que esta decisão deveria ser revista.

Artigo 111º - Utilização da caução

A inversão da ordem dos números 2 e 3 parece proporcionar uma compreensão mais imediata.

Artigo 115º - Controlo de potência

Propõe-se a intercalação, entre os números 1 e 2, de um novo ponto com a seguinte redacção:

“O impedimento pelo Cliente ao estabelecido no número anterior constitui fundamento para a interrupção do fornecimento de energia nos termos da alínea j) do n.º 1 do Artigo 148.”



Artigo 123º – Consumo para efeitos de facturação

(ponto 1)

Propõe-se que a antecedência máxima admissível para uma leitura seja alterada para 5 dias.

(ponto 2)

Propõe-se: a seguinte alteração: “... sem prejuízo do disposto nos números 3 e 5 do Artigo 116º e do número 2 do Artigo 120º”.

(ponto 5)

Estabelece-se, nesta disposição, que a metodologia de estimativa seleccionada pelo Cliente, “... , deverá constar das condições particulares do contrato de fornecimento de energia eléctrica ...”.

Estando, também consagrada, no artigo 97º, a possibilidade de desmaterialização do contrato, de que decorrerá a inexistência de condições particulares do contrato de fornecimento de energia eléctrica, importará salvaguardar, no texto, essa possibilidade.

Artigo 134º (ponto 3) – Arredondamentos na facturação

Tal como está redigida, esta disposição estabelece a obrigatoriedade de, até 31 de Dezembro próximo, a facturação ser efectuada em escudos.

Esta disposição não é suportada por nenhuma norma legal, correspondendo a uma nova imposição. Propõe-se que o número 3, deveria ter a seguinte redacção:

“No período em que ainda seja legalmente permitida a facturação em escudos e quando seja essa a solução praticada, os valores de facturação ...”

Artigo 148º - Interrupções por acordo ou por facto imputável ao cliente

(ponto 1)

Na sequência da proposta de alteração do artigo 115º, propõe-se a introdução de uma última alínea com o texto seguinte:

“ j) Impedimento da instalação do equipamento de controle de potência previsto no número 1 do Artigo 115º.”

(ponto 3)

Incluir a alínea proposta no ponto anterior.

Artigo 150º - Indemnizações

A actual descrição, através do número 1, permite a interpretação de que é conferido ao cliente o direito de indemnização quando as interrupções de fornecimento se enquadrarem nas alíneas a), b), c) e d) do Artigo 143º.



Por forma a reduzir a possibilidade de intervenções ambíguas, pensa-se que se deveria explicitar, no corpo deste artigo, que as circunstâncias em que são devidas indemnizações bem como os procedimentos de cálculo e de concretização dos pagamentos são estabelecidos no Regulamento da Qualidade de Serviço.

Artigo 163º (ponto 3) – Medição que interessa a mais de duas entidades

“O proprietário do equipamento deve facultar o acesso às restantes entidades interessadas das indicações dos equipamentos de medição”.

Haverá que precisar o conceito de “indicações dos equipamentos de medição”.

Artigo 164º (ponto 1) - Medição da energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado

“Em cada período de 15 minutos, a energia activa adquirida pelo distribuidor vinculado corresponde à soma algébrica da energia transitada nos pontos de entrega”.

Convirá definir o conceito de energia activa transitada nos pontos de entrega.

Artigo 175º - Facturação do uso global do sistema

(ponto 1)

Este artigo dispõe que “A facturação do uso global do sistema relativo às entregas em MAT é obtida por aplicação do preço da tarifa de uso global do sistema convertida para MAT às entregas de energia activa nos pontos de entrega referidos na ponto b) do nº 1 do artigo 159º”.

Não está definido o conceito de tarifa de uso global do sistema convertida para MAT.

(ponto 2)

Este artigo dispõe que “A facturação do uso global do sistema relativo às entregas em AT é obtida por aplicação do preço da tarifa de uso global do sistema às entregas efectuadas nos pontos de entrega referidos na ponto a) do nº 1 do Artigo 159º adicionadas das entregas efectuadas nos pontos de entrega referidos nas pontos c), d) e e), bem como da ponto g) relativamente ao saldo importador de energia eléctrica, todas do nº 1 do artigo anteriormente referido, devidamente ajustadas para perdas à saída da RNT em AT.

Entendemos que não deverá ser considerado o ajustamento para perdas.

Artigo 176º (ponto 2) – Facturação da potência tomada no uso das redes de transporte

Entendemos também que não deverá ser considerado o ajustamento para perdas.

REGULAMENTO DO DESPACHO

A nova estrutura do RD procura simplificar provocando todavia algumas alterações nas secções com algum “prejuízo” aquando da consulta do futuro regulamento. É o caso do Capítulo III “Exploração do sistema em tempo real”, com a passagem das secções “Controlo do sistema em tempo real”, “Operação do sistema em tempo real” e “Modulação da produção” que passam a ser tratadas nas secções “Disposições gerais” e “Medidas de exploração”.



De seguida indicam-se alguns aspectos que, do ponto de vista da EDP Distribuição, deveriam ser contemplados no novo RD.

Artigo 6º - Atribuições do Gestor de Sistema

É de admitir que algumas concentrações actuais ou futuras, de produtores sobre determinado injector, influenciem (ou venham a influenciar) a modulação referida neste artigo, pelo que se propõe:

“ b)sujeitos a despacho e de eventuais grupos de centros electroprodutores não vinculados que pela sua posição estratégica na rede (localização ou concentração, nomeadamente) o exija”.

Artigo 7º - Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema

O detalhe das matérias do Manual de Procedimentos deveria ser estruturado por grupos de matérias afins.

Uma vez que o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema irá conter matérias de interesse para a entidade titular de licença vinculada de distribuição MT e AT, deve ficar contemplado a obrigatoriedade de a ERSE ouvir as entidades envolvidas no âmbito do Regulamento. Assim, propõe-se:

“ 2 – em vigor do presente regulamento. Na elaboração do Manual deverão ser ouvidas as entidades envolvidas nas acções tratadas.”

Artigo 13º - Critérios de segurança

Propõe-se

“1 - a) - Potência admissível nos transformadores, auto transformadores, linhas da RNT, incluindo as interligações, e potência das baterias de condensadores instaladas no sistema.”

...

3 – O Gestor do Sistema pode propor ou realizar alterações aos valores estabelecidos sempre que.... “

Artigo 18º - Participação na exploração do sistema

Propõe-se

“1 – As entidades abrangidas pelo presente regulamento.... ..devendo, em especial, manter o gestor do Sistema tempestivamente informado das condições de funcionamento das suas instalações de acordo com o estipulado no Manual de procedimentos do Gestor do Sistema ou protocolo específico para o efeito.”

Artigo 19º - Acesso às instalações dos utilizadores das redes

Propõe-se

“ c) ii) Analisar o impacto na RNT do funcionamento das instalações, nomeadamente na análise do teor harmónico, funcionamento e regulação de protecções e sistemas automáticos de exploração.”

Artigo 20º - Variáveis de controlo e segurança

Propõe-se:

" 1 – Das variáveis que permitem supervisionar destacam-se a frequência, a tensão, a potência, o factor de potência e a temperatura dos diversos elementos"

Artigo 22º - Instruções de despacho

O número 4 do artigo refere que "os produtores vinculados, bem como os não vinculados sujeitos a despacho, devem, nos termos do presente regulamento, dar cumprimento às instruções de despacho emitidas pelo Gestor de Sistema."

Importa chamar a atenção para duas situações:

- actuação face aos produtores vinculados ligados à rede da EDP Distribuição, quando ocorre uma alteração dos esquemas normais de exploração nesta rede;
- articulação do mecanismo actual de análise dos desvios com a situação dos produtores não vinculados sujeitos a despacho.

Propõe-se:

" 3 – O Gestor do Sistema deve emitir as instruções do despacho com uma antecedência que permita a sua execução...de acordo com a boa prática industrial, a constar em protocolo ou no Manual de Procedimentos do Gestor e, no caso dos grupos....."

No número 5, é de ter em atenção que por protocolo, REN - EDP Distribuição, nos casos de carência energética a EDP Distribuição recebe instruções da Divisão do Gestor do Sistema e que por razões de segurança do Sistema recebe instruções do Centro de Operação da Rede.

Artigo 31º - Planos de deslastre de carga

Propõe-se:

" 2 – Os planos de deslastre de carga....devem identificar o tipo de deslastre (manual ou automático) objecto do plano e a localização dos dispositivos instalados para a sua execução.

*...
4 - Os planos de deslastre de carga serão estabelecidosconsumos essenciais ou conjugar a transferência de alimentação a partir de um outro injector, pelas redes próprias daquela entidade."*

Artigo 34º - Planos de reposição de serviço

Os protocolos de exploração acordados com as distribuidoras devem contemplar a articulação dos planos de reposição de serviço;

Artigo 40º - Plano de indisponibilidades

A EDP Distribuição tem necessidade de conhecer os planos de indisponibilidade de alguns elementos da rede a montante, que lhe sejam afins, não só para salvaguardar eventuais perdas de segurança na sua



rede, como também para aproveitar a indisponibilidade para conservar elementos afins na sua rede, pelo que se propõe:

“ 3 - O Gestor do Sistema no referido plano ou permitir ajustamentos aos planos parcelares internos daquelas entidades.”

Artigo 44º - Uso de informação

Propõe-se:

“ 6 - Carece de autorização prévia da ERSE... nos termos do artigo anterior, sem prejuízo de trocas de informação pontuais como as referidas no número 6 do artigo 42º.”



EDP Distribuição
Energia, S.A.

Conselho de Administração

Rua Camilo Castelo Branco, 43
1050-044 LISBOA
Telefone: 21 002 1400 Fax: 21 002 1610

Exmo. Senhor
Dr. Ing. Jorge Vasconcelos
Presidente do Conselho de
Administração da ERSE - Entidade
Reguladora do Sector Eléctrico
Edifício Restelo
Rua Dom Vasco da Gama, 1 - 3º
1400-113 Lisboa

Sua referência	Sua comunicação de	Nossa referência	Data:
		Carta 409/01/CA	1 - 8 - 2001

Assunto: Regulamento de Relações Comerciais - Ligações às Redes

Exmo. Senhor,

Na sequência dos comentários enviados pela EDP Distribuição às propostas de regulamentos para o sector eléctrico, vimos por este meio apresentar algumas propostas alternativas ao clausulado referente a ligações às redes de instalações de clientes, que se encontra na proposta de Regulamento de Relações Comerciais.

Julgamos que as propostas aqui apresentadas clarificam e melhoram os procedimentos para a concretização das ligações às redes pelos seguintes factos:

- É dada maior garantia técnica ao Cliente;
- Há uma redução do peso burocrático e dos correspondentes custos associados;
- Evitam-se possíveis (e muito prováveis) reclamações e contenciosos com Clientes futuros;
- Elimina-se a tendência para o aumento do tempo de execução e dos correspondentes custos das obras de menor dimensão ao não serem faseadas;
- O requisitante pagará o mesmo montante quer haja ou não sobredimensionamento das redes e que será sempre o que pagaria se não houvesse esse sobredimensionamento.

Seguem em anexo as referidas propostas que fazem parte do nosso contributo empenhado para a melhoria da Regulamentação agora em fase de revisão, tendo sempre em vista a melhoria do serviço prestado aos clientes do sector eléctrico.

Com os melhores cumprimentos,

O CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Anexo: O mencionado

ANEXO: PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO AO CLAUSULADO DA PROPOSTA DE REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

Artigo 49.º - Elementos de ligação para uso partilhado

Julgamos que se deve acrescentar uma alínea c) ao n.º 4 deste artigo, com a seguinte redacção:

“c) A construção das ligações à rede com capacidade superior à estritamente necessária para alimentar a instalação ou instalações requisitantes que resultem da inserção em redes bi-alimentadas.”

Consideramos que esta é uma proposta que em termos técnicos dá mais garantias ao Cliente

Artigo 51.º - Encargos com os elementos de ligação à rede

Propomos a introdução de uma alínea a seguir ao n.º 1, com a seguinte redacção:

“a) Os encargos resultantes da construção dos elementos de ligação para uso partilhado, em que não tenha havido sobredimensionamento, são suportados integralmente pelo requisitante.”

Propomos uma redacção alternativa aos n.ºs 2 e 3:

“2- Os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado devem ser repartidos entre os requisitantes e o distribuidor vinculado ou a entidade concessionária da RNT, nos casos em que estas entidades tenham procedido ao sobredimensionamento previsto no artº 49.

3- Nos casos previstos no número anterior o requisitante suportará os encargos em que incorreria se não houvesse sobredimensionamento.”

Consideramos que se devem eliminar os n.ºs 4 (sendo a EDP Distribuição ressarcida dos excedentes através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição), 5 e 6 deste artigo.

As alterações apresentadas têm a seguinte justificação:

- Consideramos que a proposta da ERSE é dificilmente exequível pelo excessivo peso burocrático;
- A alternativa aqui apresentada evita um elevado número de registos que terão que se efectuar, dada a quantidade significativa de Clientes que requisitam novas ligações, registos que, inclusivamente, com a natural evolução da rede, serão sujeitos a alterações (ex.: passagem de rede aérea a subterrânea);
- Por outro lado, é complicado fazer acordos, caso a caso, com milhares de Clientes, evitando-se também as possíveis e naturais discussões com os Clientes futuros;
- Suplementarmente, consideramos que o requisitante deve pagar sempre o mesmo independentemente de existir sobredimensionamento ou não da rede.

Pagamento de Comparticipações

Quanto ao pagamento de comparticipações julgamos que, para os Clientes de BT, se deve manter a situação actual de pagamento antes da realização da obra. O controlo do pagamento faseado acarretará excessivo peso burocrático e consequentes custos, dada a quantidade de Clientes e a menor dimensão deste tipo de obras.

Para os restantes níveis de tensão propomos os seguintes formas de pagamento:

- MT - pagamento de 80% antes do início da obra e de 20% após a sua conclusão, como forma de agilizar os procedimentos a seguir;
- AT - negociado caso a caso, com o pagamento de um máximo de 30% antes do início da obra e de um mínimo de 20% após a sua conclusão.

Estas alterações justificam-se por consideramos que a proposta apresentada pela ERSE tem um elevado peso burocrático e por se poder vir a verificar uma tendência para aumentar o tempo de execução das obras, o que terá como consequência um aumento dos custos. Outro factor são as dificuldades de cobrança das prestações com uma obra em curso sem a interromper.