

## **Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”**

Agosto 2005

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1 - 3.º  
1400-113 Lisboa  
Tel: 21 303 32 00  
Fax: 21 303 32 01  
e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)  
[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

## ÍNDICE

INTRODUÇÃO.....	1
RRC - Regulamento de Relações Comerciais .....	9
RT - Regulamento Tarifário .....	223
RARI - Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações .....	375
Anexo I - Lista das entidades consultadas .....	443



## **INTRODUÇÃO**

Nos termos do artigo 23.º dos Estatutos da ERSE, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, “Antes de proceder à alteração de qualquer regulamento cuja emissão seja da sua competência, a Entidade Reguladora deve comunicar esse processo à DGE, à entidade concessionária da RNT, às entidades titulares de licença e às associações de consumidores, facultando-lhes o acesso aos textos respectivos.”.

Assim e tal como previsto no documento “Estratégia e Plano de Actividades 2005-2008”, a ERSE submeteu a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar. Esta proposta abrange três regulamentos do sector eléctrico: Regulamento de Relações Comerciais, Regulamento Tarifário e Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações.

Na elaboração da versão final dos novos textos regulamentares são considerados todos os comentários e sugestões que foram enviados, não apenas pelas entidades acima mencionadas e pelo Conselho Consultivo e pelo Conselho Tarifário da ERSE, mas por todos os interessados.

O presente documento inclui as considerações da ERSE aos comentários que lhe foram enviados. De forma sintética, o documento justifica ainda a inclusão ou não das sugestões recebidas na versão final dos regulamentos mencionados.

Foram recebidos na ERSE, além dos pareceres do Conselho Consultivo e do Conselho Tarifário, comentários das seguintes entidades:

- A CELER Cooperativa de Electrificação da Rebordosa
- Associação de Consumidores de Portugal - ACOP
- Associação de Empresas de Construção e Obras Públicas - AECOPS
- Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor - DECO
- Associação Portuguesa de Direito do Consumo - APDC
- Associação Portuguesa do Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica – APIGCEE
- Autoridade da Concorrência
- Comissão do Mercado de Valores Mobiliários - CMVM
- Associação Portuguesa de Cogeração - COGEN Portugal
- Cooperativa de Electrificação A Lord
- Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais
- Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este - CEVE

- Cooperativa Eléctrica de Vilarinho
- Direcção-Geral de Geologia e Energia - DGGE
- EDP Energias de Portugal
- EDP Comercial
- EDP Distribuição
- Electricidade dos Açores - EDA
- Empresa de Electricidade da Madeira - EEM
- Galp Power
- Gas Natural
- Iberdrola Portugal - Electricidade e Gás, SA
- Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto - Inesc Porto
- Instituto do Consumidor - IC
- Instituto Portuário e dos Transportes Marítimos - IPTM
- Operador de Mercado Ibérico de Energia - OMIP
- Rede Eléctrica Nacional - REN
- Secretaria Regional da Economia da Região Autónoma dos Açores
- Siderurgia Nacional EPL, SA
- Sodesa - Comercialização de Energia, S.A.
- Universidade de Coimbra

Seguidamente descrevem-se e justificam-se as seguintes matérias:

- Necessidade da revisão regulamentar
- Ajustamentos trimestrais
- Cessaçã dos CAE
- Participação da procura na Gestão do Sistema
- Registo de Dívidas

## **NECESSIDADE DA REVISÃO REGULAMENTAR**

Teria sido desejável que a revisão regulamentar ocorresse após publicação da Lei de Bases do sector eléctrico. A publicação deste diploma foi anunciada para o final de 2003 mas, até hoje, não se concretizou. No entanto, a legislação nacional e comunitária em vigor, juntamente com os estatutos da ERSE, oferecem uma base jurídica suficiente para proceder à revisão regulamentar. Eventuais lacunas e omissões legislativas não comprometem a coerência do edifício regulamentar. Atrasar a revisão regulamentar, à espera de uma futura Lei de Bases, teria consequências negativas, quer do ponto de vista da economia do sector eléctrico e da economia nacional em geral, quer do ponto de vista da possibilidade do efectivo exercício de direitos já consagrados legalmente, podendo aumentar o potencial de litigância entre os agentes intervenientes no sector eléctrico.

Os regulamentos traduzem plenamente as mais recentes decisões legislativas. Algumas dessas decisões são de aplicação imediata e não problemática – por exemplo, o direito de escolha de fornecedor de todos os consumidores de electricidade em Portugal continental. A aplicação de outras decisões legislativas, porém, encontra-se condicionada por factores externos à regulação – por exemplo, a passagem do actual regime de contratos de aquisição de energia no âmbito do Sistema Eléctrico de Serviço Público para o regime de “custos de manutenção do equilíbrio contratual” e o funcionamento do comercializador regulado dependem, de alguma forma, da existência de um mercado organizado. Consequentemente, a aplicação de algumas das disposições regulamentares agora consagradas será condicionada de forma análoga.

Mas a revisão regulamentar não se limita a adaptar os regulamentos ao novo quadro jurídico nacional e comunitário. Incorpora um conjunto de alterações com o objectivo de melhorar a clareza e a eficácia dos regulamentos, contribuindo para uma regulação mais eficiente e transparente. Por exemplo, os novos regulamentos incluem mecanismos de incentivo ao investimento em infra-estruturas reguladas que asseguram a necessária capacidade de transporte e distribuição de energia eléctrica, a eficiência operacional, a qualidade de serviço técnica e comercial, a redução de perdas, a resolução das restrições internas na rede, a promoção da qualidade ambiental, a gestão da procura, bem como a eficiência na ligação de novos centros electroprodutores que utilizem fontes renováveis e nas inter-ligações. Assegura-se um maior envolvimento, em todas as fases do processo, de todos os utilizadores das redes, e introduz-se uma maior disciplina na elaboração dos planos de expansão das redes, na execução das acções, na disponibilização de informação à ERSE e aos utilizadores das infra-estruturas.

As tarifas para 2006 serão inicialmente determinadas tendo em conta o actual regime de funcionamento do Sistema Eléctrico de Serviço Público, sendo posteriormente objecto de revisão extraordinária no que respeita às componentes afectadas pela introdução dos “custos de manutenção do equilíbrio contratual”, com a operacionalização deste novo regime na data de entrada em funcionamento dos mercados organizados. Ao proceder desta forma, a ERSE pretende aplicar, desde 1 de Janeiro de 2006, as novas

formas de regulação e os novos incentivos propostos no âmbito da distribuição, do transporte e da operação do sistema, estimulando assim uma maior eficiência no sistema eléctrico, independentemente do tempo e do modo de operação dos mercados organizados de energia eléctrica.

#### **AJUSTAMENTOS TRIMESTRAIS**

Tomando em consideração a generalidade dos comentários recebidos, suspenderam-se os ajustamentos trimestrais aplicáveis às tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.

Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, transitoriamente e até que o processo de extinção dos contratos de aquisição de energia eléctrica (CAE) esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica nos mercados organizados dos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação transitória destes ajustamentos trimestrais, desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE, visa repercutir apenas a parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado, relativos à energia dos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontrem em vigor.

Neste sentido, o Regulamento Tarifário estabelece, por um lado, a suspensão da aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais no regime definitivo e por outro lado, a aplicação transitória de ajustamentos trimestrais desde a data de entrada em funcionamento dos mercados organizados até à data de cessação de todos os CAE, nos termos do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003.

Entretanto, no regime que vigora até à entrada em funcionamento dos mercados organizados, o Regulamento Tarifário estabelece a suspensão da aplicação de ajustamentos trimestrais nas tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT a partir 1 de Janeiro de 2006. Nestes termos os ajustes trimestrais dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica estabelecidos no anterior Regulamento Tarifário só se aplicam até ao final de 2005, estabelecendo-se que os ajustes trimestrais dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica relativos ao III e IV trimestres de 2005 serão repercutidos nas tarifas em base anual.



Em conclusão importa referir que a partir de 2006, e até nova revisão dos parâmetros de regulação, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, a partir da data de entrada em funcionamento dos mercados organizados e na situação de existirem CAE, até à data da sua cessação.

### **CESSAÇÃO DOS CAE**

A entrada em vigor de algumas disposições regulamentares agora introduzidas na regulamentação, é condicionada pela cessação dos CAE e conseqüente aplicação do mecanismo destinado a compensar os respectivos produtores dos proveitos que não sejam garantidos pelas receitas expectáveis em regime de mercado, designado por custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC). Estes custos, já previstos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, tiveram com o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, a tradução legislativa dos critérios da sua valorização, bem como das formas de pagamento que devem ser observadas entre a REN e os produtores abrangidos.

Da interpretação conjunta destes dois diplomas resulta que:

- O regime de CMEC só se aplica aos CAE que cessarem.
- O regime de CMEC só produz efeito com a entrada em funcionamento dos mercados organizados.
- A REN mantém a obrigação de compra da energia eléctrica produzida pelas centrais ao abrigo de CAE sendo obrigada à sua venda nos mercados organizados.
- A diferença apurada entre os encargos totais a pagar pela energia eléctrica adquirida pela REN aos produtores com CAE ou em regime de CMEC, e o valor total das vendas dessa energia nos mercados organizados, deve ser incluído na tarifa de Uso Global do Sistema.

Neste sentido, enquanto não entrarem em funcionamento os mercados organizados, não se aplicam as disposições com eles relacionados constantes do Regulamento Tarifário, nomeadamente o cálculo de:

- Proveitos da actividade Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial.
- Custos com os CMEC, na determinação dos proveitos da actividade de Gestão Global de Sistema do operador da rede de transporte.
- Proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do comercializador regulado.

Assim, mantém-se válido o cálculo dos proveitos permitidos das actividades de Aquisição de Energia Eléctrica da entidade concessionária da RNT e de Compra e Venda de Energia Eléctrica do distribuidor vinculado em MT e AT do anterior Regulamento Tarifário.

Na data de entrada em funcionamento dos mercados organizados, pode haver necessidade de se proceder à revisão extraordinária da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, da tarifa de Energia e das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados, bem como das tarifas de Venda a Clientes Finais das concessionárias nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Refira-se ainda, que estas disposições entrarão em vigor com o início do funcionamento dos mercados organizados e da aplicação dos CMEC, nos termos publicitados através de Aviso da ERSE.

#### **PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NA GESTÃO DO SISTEMA**

Os regulamentos agora revistos prevêem a participação da procura na prestação de serviços de sistema, designadamente através da definição de um novo regime de interruptibilidade baseado em mecanismos de contratação que promovam a eficiência económica. A participação na oferta de serviços de sistema pelos consumidores será independente do seu fornecedor de energia eléctrica. O desenho do novo regime de interruptibilidade será aprovado pela ERSE, sob proposta do Gestor Sistema, aplicando-se a partir da data de entrada em funcionamento dos mercados organizados. Os custos correspondentes (na óptica do Gestor de Sistema) são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema.

Entretanto, no tempo que decorre até à entrada em funcionamento dos mercados organizados, será definida, sob proposta do Gestor de Sistema, uma nova modalidade de interruptibilidade de prazos muito curtos acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que cumpram os critérios que vierem a ser aprovados. Esta nova modalidade de interruptibilidade de prazos muito curtos será aprovada pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do Regulamento de Relações Comerciais. Este regime transitório será aplicável a todos os clientes do SEN, independentemente do seu fornecedor. Os custos com esta modalidade de interruptibilidade serão igualmente recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema, figurando nos custos de gestão de sistema em parcela própria.

Adicionalmente, os actuais contratos de interruptibilidade, celebrados entre o Gestor do Sistema e os actuais consumidores do SEP, mantêm-se em vigor com carácter transitório até à entrada em funcionamento dos mercados organizados e, por conseguinte, do novo regime de interruptibilidade baseado em mecanismos de contratação que promovam a eficiência económica.

Importa referir que no mercado eléctrico liberalizado, os vários comercializadores são livres de contratar com os seus clientes a prestação de serviços de modulação do consumo numa perspectiva comercial, nomeadamente com a finalidade de gerir a sua curva da procura relativamente aos preços no mercado organizado. Este tipo de relacionamento não é regulado pela ERSE ficando no âmbito da contratação bilateral entre agentes.

## **REGISTO DE DÍVIDAS**

Os procedimentos de mudança de fornecedor devem ser isentos do pagamento de encargos e devem processar-se de forma rápida e eficiente.

Um aspecto frequentemente analisado relativamente a esta matéria diz respeito à possibilidade de um cliente poder mudar de fornecedor de energia eléctrica mantendo dívidas para com o actual fornecedor.

A ERSE considera que o processo de mudança de fornecedor não está relacionado com os mecanismos de gestão das dívidas de clientes, considerando-se que os comercializadores de energia eléctrica que actuam em regime de livre concorrência dispõem dos mecanismos necessários para gerir o risco de crédito dos seus clientes (leia-se risco de incumprimento), tal como acontece na generalidade das actividades económicas exercidas em regime de mercado.

A revisão do Regulamento de Relações Comerciais, para permitir a abertura de mercado aos clientes em Baixa Tensão Normal (BTN), aprovada através do Despacho n.º 2030-A/2005, de 27 de Janeiro da ERSE, estabeleceu os princípios gerais a que deve obedecer a mudança de fornecedor, tendo sido contemplada a constituição de um registo de dívidas, com informação sobre clientes devedores, de modo a prevenir a acumulação de dívidas no mercado. Este registo seria mantido pelo operador da rede de distribuição em MT e AT de acordo com regras a aprovar pela ERSE.

As entidades com acesso ao registo de dívidas seriam as seguintes:

- Os clientes, relativamente à informação que lhes diga directamente respeito.
- Os fornecedores de energia eléctrica que actuam no mercado liberalizado, mediante autorização prévia do cliente que consta do registo.
- Os comercializadores regulados, para efeitos de verificação da necessidade de solicitar a prestação de caução aos clientes em BTN que pretendam celebrar um contrato de fornecimento.

A informação constante do registo de dívidas seria actualizada pelos fornecedores de energia eléctrica que actuam no mercado liberalizado, através do envio periódico ao operador da rede de distribuição em MT e AT de listas de clientes com dívidas.

Com este registo de dívidas pretendia-se criar um instrumento que permitisse aos fornecedores de energia eléctrica avaliarem o risco de crédito dos seus clientes, permitindo-lhes tomar as medidas adequadas para gerir esse risco, designadamente através da exigência de garantias para assegurar o cumprimento das obrigações contratuais aos clientes que constavam do registo de dívidas.

Previamente à aprovação da revisão regulamentar anteriormente referida, a ERSE solicitou à Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd) um parecer sobre a constituição deste registo de dívidas.

A CNPD enviou à ERSE a sua deliberação somente em meados de Junho último, na qual considera que a existência de uma base de dados deste tipo carece de enquadramento legislativo, o que actualmente não se verifica.

A ERSE, tendo em conta a deliberação da CNPD, eliminou do Regulamento de Relações Comerciais o artigo que previa a possibilidade de constituição do referido registo de dívidas.

Considerando tratar-se de uma metodologia adequada para permitir aos fornecedores de energia eléctrica a gestão do risco de crédito dos seus clientes, espera-se que com a publicação da nova legislação do sector eléctrico anunciada pelo Governo sejam criadas as condições legais necessárias para a constituição de um registo de dívidas nos termos exigidos pela CNPD.

Enquanto não houver condições legais para a criação deste registo de dívidas, os fornecedores que actuam no mercado liberalizado terão que encontrar formas alternativas de gerir o risco de crédito dos seus clientes.

A eliminação do registo de dívidas acarreta igualmente dificuldades para a gestão do risco de crédito dos clientes dos comercializadores regulados. Conforme anteriormente referido, a proposta regulamentar previa a possibilidade dos comercializadores regulados exigirem a prestação de caução aos clientes em BTN que constassem do registo de dívidas. Sem a existência do mecanismo de registo de dívidas tal possibilidade não estará acessível aos comercializadores regulados, que só poderão exigir a prestação de caução na sequência da interrupção de fornecimento decorrente de incumprimento contratual imputável ao cliente.

## **RRC - REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS**



<b>RRC - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
1.	Funções do operador da rede de transporte	<p>“O Decreto-lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que institui o mecanismo dos Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) decorrente da cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), incumbem a concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia Eléctrica (RNT) de muitos aspectos de gestão do mesmo, em particular em relação à recolha de dados e simulações a efectuar para efeitos do cálculo da parcela de acerto anual. Trata-se de uma função específica que durará pelo menos 10 anos, independentemente dos CAE que tenham cessado de facto. Esta função não parece ser enquadrável nas funções descritas nos Artigos 13.º, 23.º, 29.º, 30.º e 31.º, aspecto que convirá ser esclarecido.”</p>	<p>Trata-se de uma actividade atribuída à entidade concessionária da RNT pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro. A realização desta tarefa insere-se no âmbito das funções do Gestor de Sistema.</p> <p>Atendendo à natureza desta tarefa, não se considera adequado proceder à sua individualização no âmbito das actividades definidas para o operador da rede de transporte.</p> <p>Os custos associados à realização desta tarefa são considerados nos termos previstos no Regulamento Tarifário para o Gestor de Sistema, tendo-se ainda individualizado a parcela respectiva.</p>
2.	Agente Comercial	<p>“No Artigo 14.º é criada a actividade de Agente Comercial exercida pela concessionária da RNT, agente que comprará a energia eléctrica dos CAE residuais e a comercializará no mercado organizado. Adicionalmente a esta comercialização, a ERSE pretende que esta</p>	<p>O artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, sob a epígrafe “Funcionamento transitório” prevê no n.º 8 o seguinte: “Enquanto responsável pela optimização do</p>

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>actividade inclua, também, a compra de energia eléctrica aos produtores em regime especial e que efectue também a sua oferta no mercado organizado. Esta última pretensão constitui uma total impossibilidade processual no âmbito daquilo que poderá vir a ser o MIBEL. A grande maioria dos produtores em regime especial tem as suas entregas contratualizadas, não com a concessionária da RNT mas com o distribuidor em AT e MT. As medições relativas à maioria destes produtores são conhecidas com grande atraso e sem discriminação horária (frequentemente apenas discriminando três valores mensais de energia).</p> <p>Não será possível calcular desvios horários relativamente à maioria desta produção, nem também se crê possível criar para o Agente Comercial, no âmbito do MIBEL, procedimentos excepcionais de acerto de contas e liquidação de desvios, que não tenham equivalência nas ofertas feitas ao mercado pelo operador da rede e gestor do sistema espanhol, relativamente a alguns contratos de importação que este ainda gere. A única solução que julgamos possível para a comercialização da produção em regime especial, que não pretenda ir directamente ao mercado, é similar à adoptada em Espanha, onde os distribuidores (ou mais precisamente os comercializadores regulados) efectuam pedidos de compra ao mercado deduzindo a produção em</p>	<p>sistema eléctrico de serviço público, a entidade concessionária da RNT mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica de produção em regime especial.”</p> <p>O mesmo diploma estabelece que a entidade concessionária de RNT deve efectuar a venda de toda a energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE nos mercados organizados (n.º 2 do artigo 14.º).</p> <p>Considerando os comentários apresentados e o estabelecido no Decreto-Lei anteriormente referido, a redacção do RRC foi alterada no sentido de prever que a venda de energia eléctrica adquirida à PRE possa ser efectuada nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais a celebrar entre o Agente Comercial e o comercializador regulado em MT e AT.</p> <p>Nos termos do n.º 5 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, os contratos bilaterais celebrados pelos</p>



RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		regime especial, que esperam vir a receber, às necessidades expectáveis dos “clientes à tarifa.”	<p>comercializadores regulados são aprovados pela ERSE.</p> <p>Os regulamentos publicados pela ERSE em 2001, obrigaram à instalação, pelo operador da rede de distribuição em AT e MT, de equipamentos de medida em base horária que pudessem ser integrados em sistemas de telecontagem, em todos os clientes do sector abastecidos em média tensão ou em níveis de tensão superiores.</p> <p>Para os produtores em regime especial importa também que os sistemas de contagem sejam harmonizados com os sistemas dos restantes produtores e com os dos consumidores abastecidos em média tensão (ou tensão superior).</p> <p>O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, que estabelece as disposições relativas à actividade de co-geração, prevê no n.º 5 do artigo 12.º, que para potências superiores a</p>

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>1MW, “o co-gerador deve instalar equipamento de medição e teletransmissão que permita o registo do diagrama de cargas, pelo menos por um período mensal, determinado por sucessivas potências médias de quinze minutos”. Neste caso, existe a obrigação legal de instalação dos equipamentos de medição adequados, pelo que esta questão deverá ser colocada ao nível dos procedimentos aplicáveis ao cumprimento da legislação.</p> <p>Relativamente à restante produção em regime especial, com excepção da produção ligada em BT, o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, que regula a actividade de produção que integra o Sistema Eléctrico Independente, mediante recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, estabelece no n.º 3 do artigo 16.º que os equipamentos e as regras técnicas usados na medição da energia fornecida pelos produtores serão análogos aos usados pela rede pública para</p>

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>medição da energia fornecida aos consumidores. Assim, existindo desde já a obrigação de todos os consumidores em MT ou níveis de tensão superiores disporem de equipamentos de contagem horária com telecontagem, também todos os produtores ligados a estes níveis de tensão deverão dispor de equipamentos semelhantes.</p> <p>Já para a produção em BT, o Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março, que regula a produção de energia eléctrica em BT, estabelece no n.º 2 do artigo 9.º que os equipamentos e regras técnicas de medida serão definidos no contrato de venda e aquisição de energia eléctrica a estabelecer com a entidade titular de licença vinculada em BT a operar na respectiva zona. Nesta situação, compete ao operador da rede exigir a instalação do equipamento que considerar mais conveniente.</p>

<b>RRC - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			A entidade concessionária da RNT e o comercializador regulado devem dispor de informação relativa à produção destas centrais de forma atempada e com desagregação horária, sendo assim fundamental que estes agentes instalem os equipamentos de medida adequados, como em larga medida já está previsto na legislação aplicável à produção em regime especial.
3.	Separação das actividades do operador de rede	"Em relação à exigência de separação organizativa (Artigo 36º) das actividades do operador da rede de distribuição, a mesma, tanto quanto nos parece, apresenta uma difícil, se não impossível, exequibilidade."	A ERSE concorda com a observação e alterou o texto regulamentar em conformidade.
4.	Ligações às redes - matérias objecto de subregulamentação	"(...) no Capítulo VI (Ligações às redes), são introduzidas alterações, cuja clarificação é remetida para sub-regulamentação, dificultando-nos a percepção em relação ao seu exacto alcance e não permitindo a sua discussão pública."	O novo RRC estabelece os princípios orientadores do estabelecimento de ligações às redes, designadamente quanto à metodologia de repartição de encargos.  A ERSE considera existir vantagem em aprofundar os estudos que permitam obter um melhor conhecimento da relação existente entre as características da requisição de

<b>RRC - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>ligação, nomeadamente em termos de potência requisitada e de distância entre a instalação requisitante e a rede, e os custos de estabelecimento da ligação.</p> <p>Assim, com a aprovação da sub-regulamentação, procurar-se-á concretizar os mencionados princípios constantes do RRC, beneficiando de maior riqueza de informação e de conhecimento, em condições que permitam apontar uma maior eficiência para o sector.</p> <p>As entidades interessadas terão a oportunidade de exprimir a sua opinião em tempo devido.</p>
5.	Leitura extraordinária	<p>“No Artigo 127º (Medição), a alteração de 18 meses para 6 meses do prazo ao fim do qual pode ser marcada uma leitura extraordinária aos contadores dos clientes não parece conciliável com a obrigação de fazer 2 leituras no ano aos referidos contadores e pode acarretar acréscimos de custos.”</p>	<p>O artigo do RRC referente à leitura extraordinária foi alterado de modo a considerar a realização de leitura extraordinária ao fim de 12 meses consecutivos sem que tenha sido possível o acesso ao equipamento de medição por facto imputável ao cliente, autonomizando esta matéria das leituras de ciclo normais.</p>

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
6.	Periodicidade da facturação	<p>“Na passagem da facturação de mensal a bimestral nos clientes BTN (Artigo 167º), consideramos que devem ser devidamente ponderados quer os ganhos da operação quer também os respectivos custos (financeiros), os quais não poderão deixar de ser considerados em termos de fixação de tarifas.</p> <p>A aplicação deste princípio de facturação bimestral dos clientes em BTN, sobretudo no caso das Regiões Autónomas e segundo manifestado pelos respectivos representantes, poderá também transformar-se num problema de difícil resolução, devido à especificidade do mercado das mesmas, destacando-se:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O peso muito elevado que apresentam os clientes de BTN no total das suas vendas de energia e potência (68% nos Açores e 63% na Madeira);</li> <li>• O limite máximo de contratação em BTN ascender aos 215 kVA nos Açores e todo o respectivo pequeno Comércio e Serviços contratar em BTN, onde, para efeitos contabilísticos (dedutibilidade do IVA), exigem facturas mensais.”</li> </ul>	<p>De acordo com a informação disponibilizada pela EDP Distribuição, os benefícios associados à passagem da periodicidade de facturação de mensal para bimestral superam largamente o aumento dos custos financeiros. Os ganhos líquidos obtidos com esta alteração regulamentar serão considerados no processo de fixação de tarifas, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário.</p> <p>De modo a considerar a especificidade das Regiões Autónomas, o RRC manteve a regra da facturação mensal.</p>
7.	Aquisição de energia eléctrica pelos comercializadores regulados	Da matéria constante do mesmo Artigo 151º e do Artigo 179º é ainda de referir que resulta para os distribuidores vinculados de baixa tensão e, simultaneamente, comercializadores regulados a obrigação de	A redacção do RRC foi alterada no sentido de permitir aos comercializadores regulados em BT a aquisição de energia eléctrica para

<b>RRC - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
	em BT	adquirirem a energia eléctrica com um agravamento inicial da mesma ordem de grandeza do dos preços de venda (no corrente ano, de 2,3%), mas que, ao longo do ano, vai subindo através dos ajustes tarifários trimestrais (no corrente ano, 5,56 % no primeiro trimestre e 5,59% no segundo trimestre), conduzindo a um aumento muito significativo das respectivas facturas de aquisição de energia eléctrica. O Conselho Consultivo alerta para o impacto que a manutenção desta situação pode ter nas contas desses comercializadores, condicionando a sua viabilidade económico-financeira, o que poderá ser atenuado se, por exemplo, se possibilitar o ajuste das tarifas de baixa tensão.	<p>abastecimento dos seus clientes nos mercados organizados ou através de contratação bilateral.</p> <p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passaram a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT. Esta nova metodologia vigorará a partir de 1 de Janeiro de 2006.</p> <p>Adicionalmente, no relacionamento com o comercializador regulado de AT/MT, os comercializadores regulados em BT podem optar pela tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, ou pela diferença entre a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT aos seus clientes e a aplicação das tarifas de Uso</p>

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes e Comercialização. Esta forma opcional de facturação permite garantir o tratamento uniforme dos comercializadores regulados em BT que, deste modo, recebem uma remuneração das actividades de operação das redes de distribuição em BT, comercialização de redes em BT e comercialização de energia eléctrica correspondente à aplicação das tarifas aditivas aos seus fornecimentos em BT.
8.	Regras aplicáveis aos clientes em BTN	“Constata-se, de facto, que este nível de tensão (BTN) é objecto de medidas específicas diferenciadas dos restantes pela negativa, pelo menos numa perspectiva de defesa do consumidor. Para além da questão da periodicidade bimestral da facturação, também se poderiam referir os valores de caução e os prazos de pagamento das facturas, entre outros, situações que têm sido mantidas nos diversos regulamentos adoptados, o que justificaria uma melhor harmonização de procedimentos.”	Pelo contrário, considera-se que, salvo melhor opinião, tem-se procurado estender as disposições legais especificamente aplicáveis aos consumidores, definidos como tal na lei de defesa do consumidor, a todos os clientes em BTN, alargando assim o âmbito de aplicação de tais disposições no sector eléctrico.  A alteração da periodicidade da facturação para bimestral (do acordo entre as partes pode resultar outra periodicidade) acabou por ser



RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>considerada na medida em que a mesma vai permitir uma redução de custos que beneficiará estes clientes em sede de tarifas e preços aplicáveis. A este propósito foi possível verificar que em muitos outros serviços considerados essenciais é prática frequente a facturação bimestral sem que isso tenha motivado reclamações por parte dos consumidores.</p> <p>A prestação de caução aos clientes em BTN só pode ser exigida no caso de restabelecimento do fornecimento na sequência de interrupção por incumprimento contratual imputável ao cliente, o que se revela uma medida específica mais protectora relativamente aos demais clientes.</p> <p>Os prazos de pagamento mais curtos no caso dos clientes em BTN sempre estiveram associados à duração dos próprios contratos de fornecimento, fixada em 1 mês, enquanto para os restantes clientes se encontra prevista</p>

<b>RRC - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			a duração anual dos contratos de fornecimento, não se afigurando, por isso, uma medida negativa.
9.	Definição do conceito de consumidor	“Outro aspecto que nos merece referência é o da ausência de definição do conceito de consumidor, questão que se coloca com maior preminência em contexto de liberalização. Embora se verifique a distinção entre cliente doméstico e não doméstico no texto do RRC, confunde-se a noção de consumidor com outros utilizadores e clientes, mesmo finais. Assim, propõe-se que se autonomize a definição de consumidor e que se procedam às devidas adaptações no articulado, de acordo com a Lei n.º 24/96 de 31 de Julho, dado ser destinatário de obrigações específicas na prestação do serviço e de ter o correspondente conceito definido em lei própria. Esta necessidade de autonomização do conceito de consumidor resulta igualmente da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, sobretudo dos considerandos 24 e 26, do Artigo 3.º do capítulo II, e do Anexo A (transposto no essencial no anexo à Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro) que dispõe as medidas específicas para consumidores.”	A redacção do novo RRC foi alterada no sentido de acolher este comentário. Assim, o artigo 8.º do novo RRC passou a ter a epígrafe “Clientes e Consumidores” e inclui um novo número que estabelece a equivalência entre os conceitos de cliente e consumidor para efeitos de aplicação do RRC.  De igual modo, a redacção do número que introduz a definição de clientes domésticos e não domésticos foi alterada, tendo passado a remeter para o estabelecido na Lei n.º 24/96 sobre esta matéria.
10.	Resolução de conflitos	“A questão da resolução de conflitos mantém-se, no essencial, com a configuração adoptada anteriormente, não identificando os consumidores e relegando esta situação para sistema de arbitragem	Nos termos do RRC, os comercializadores e comercializadores regulados devem elaborar os seus contratos de fornecimento

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>voluntária ou centros arbitrais de iniciativa do regulador (de facto, previstos quase desde o início da regulação). Dado que o fornecimento de electricidade está consignado como Serviço Público Essencial pela Lei n.º 23/96, de 26 de Julho, e ainda que a actividade de comercialização está sujeita a licenciamento prévio, entende-se que esta matéria, de importância fundamental para a transparência do mercado e o respeito pelos interesses dos consumidores, merecia um maior desenvolvimento. Propõe-se, assim, a autonomização em alínea própria desta matéria em relação aos consumidores, bem como um maior desenvolvimento do que respeita a litígios com o comercializador regulado ou outros comercializadores licenciados. Vê-se, aliás, com interesse que, no âmbito do licenciamento dos comercializadores regulados, seja ponderada a existência duma regra, estabelecendo uma cláusula compromissória, nos termos da qual estes se sujeitem a submeter à arbitragem de consumo este tipo de litígios, se ambas as partes assim o entenderem.”</p>	<p>especificando, entre outras matérias, o método a utilizar para dar início aos procedimentos de resolução de litígios, de acordo com o previsto na alínea f) do anexo A da Directiva 2003/54/CE. Neste contexto, todos os comercializadores deverão dispor de mecanismos transparentes, simples e economicamente acessíveis de resolução de litígios, que poderão passar pela arbitragem.</p> <p>Nos termos dos seus estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, a ERSE deve fomentar a arbitragem voluntária para a resolução de conflitos de natureza comercial ou contratual entre as entidades concessionárias e licenciadas de produção, transporte e de distribuição e entre elas e os consumidores. Para tanto, a ERSE pode cooperar na criação e estabelecer acordos com centros de arbitragem, incentivando este mecanismo de resolução de conflitos. A ERSE no âmbito da resolução dos processos de</p>

<b>RRC - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			mediação que desenvolve dá cumprimento ao disposto nos seus regulamentos.
11.	Interrupção do fornecimento de energia eléctrica	<p>“O RRC determina as condições de interrupção do fornecimento e reposição do serviço, atribuindo estas funções exclusivamente ao operador de rede. Um dos factos imputáveis ao cliente para este efeito é a existência de dívidas de facturação. Dada agora a possibilidade de contratação fora do sistema regulado, coloca-se a dúvida (por não se depreender disposição que esclareça este caso) se podem os consumidores ligados a um determinado comercializador licenciado ser prejudicados por sanções aplicadas a este pelo operador ou outras entidades fornecedoras a montante que, em caso extremo, possam configurar a recusa de fornecimento. A questão aparenta não estar convenientemente explicitada e, de facto, situação idêntica já existiu aquando da liberalização do sector das comunicações.”</p>	<p>As condições gerais do actual Acordo de Acesso e Operação das Redes a celebrar entre os operadores das redes de distribuição e os comercializadores ou agentes externos só prevêm a sua suspensão em situações de incumprimento grave. O mesmo se passará no futuro com o Contrato de Uso das Redes, que substituirá o Acordo de Acesso e Operação das Redes actualmente previsto na regulamentação. Relativamente aos clientes, além dos termos que possam decorrer de um eventual processo de insolvência e de recuperação de empresa a que poderão estar sujeitos os comercializadores e agentes externos, importa salientar dois aspectos específicos do sector eléctrico. Por um lado, a legislação aplicável à atribuição de licença aos comercializadores ou de registo dos agentes externos (Decreto-Lei n.º 184/2003 e Portaria</p>

<b>RRC - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>n.º 139/2005) obrigam à prestação de garantias e à celebração de um seguro de responsabilidade civil que deverão fazer face à satisfação de eventuais compromissos em dívida no caso de extinção da licença ou do registo. Por outro lado, a incapacidade de abastecimento dos clientes conduzirá a uma inevitável cessação dos contratos de fornecimento, a qual, nos termos do RRC, só poderá ocorrer após o decurso de um determinado prazo previsto em sede de sub-regulamentação em matéria de gestão do processo de mudança de fornecedor. Este prazo tem como objectivo permitir a celebração de novo contrato de fornecimento com outro comercializador ou agente externo ou, perante certas circunstâncias, com o comercializador regulado, no seu papel de comercializador de último recurso.</p> <p>Podemos, assim, concluir que o quadro regulamentar estabelece os mecanismos</p>

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			necessários para assegurar aos consumidores o abastecimento de energia eléctrica de acordo com os princípios da regularidade e continuidade de fornecimento. O fornecimento de energia eléctrica só pode ser interrompido nas situações previstas no RRC, podendo o cliente celebrar um contrato de fornecimento com o comercializador regulado que está sujeito a obrigações de serviço público e universal.
12.	Interruptibilidade	<p>“A proposta relativa ao regime de interruptibilidade que consta do Artigo 180º, pelas suas implicações com a segurança de abastecimento, certamente ficará condicionada ao que vier a ficar plasmado sobre a matéria no âmbito da Lei de Bases do Sector Eléctrico e respectiva legislação complementar, pelo que nos interrogámos se não será prematura. De qualquer modo e conforme se encontra presentemente, coloca-se a questão da proposta formulada consignar a possibilidade do comercializador regulado poder minimizar o impacto nos seus custos sempre que os preços de energia no mercado organizado atinjam valores expressivos, accionando então os respectivos contratos de interruptibilidade, não se percebendo, por outro lado, a razão pela</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de</li> </ul>

RRC - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		qual a REN intervém (semestralmente) na fixação da “quantidade de potência interruptível”.”	<p>proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.</li> </ul>
13.	Entrada em vigor	“Por último e da maneira como está redigido o Artigo 245º (Entrada em vigor), parece ser a ERSE que determina quando entram em vigor as disposições que se relacionam com os CMEC, quando é o Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, que impõe um prazo para fazer as devidas alterações regulamentares, de modo a serem cumpridas as disposições do mesmo Decreto-Lei.”	Foi considerada a alteração da redacção do artigo relativo à entrada em vigor do RRC de modo a clarificar que só após a entrada em funcionamento dos mercados organizados e a aplicação dos CMEC as disposições do RRC dependentes destes factos entrarão em vigor, o que será precedido de Aviso da ERSE para o efeito.





RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
14.	Interrupção do fornecimento de energia eléctrica	“O n.º 1 deste artigo deverá ser aditado com mais uma alínea contemplando a interrupção por determinação da administração central ou local. Na verdade existem pelo menos dois diplomas legais (DL 109/91 de 15 de Março, republicado pelo DL 282/93 de 17 de Março e o DL 92/95 de 9 de Maio) que impõem ao distribuidor a interrupção do fornecimento de energia eléctrica.”	A ERSE concorda com a observação e alterou o texto regulamentar em conformidade.
15.	Definição do ponto de ligação à rede para determinação de encargos de ligação	“Comentário 2 - Definição do ponto de ligação à rede para determinação de encargos de ligação (artigo 72.º)  A redacção do ponto 2 deste artigo deverá ser, em nosso entender, modificada tomando a forma que se propõe:  2 — O ponto de ligação à rede das instalações de clientes em BT, <u>com potências requisitadas não superiores aos limites fixados pelo n.º 2 do artigo 10.º da Portaria 454/2001 de 5 de Maio, sem prejuízo do disposto no n.º 1 do mesmo artigo</u> e MT, (texto existente).”	Os limites a que alude o mencionado n.º 2 do artigo 10.º da Portaria 454/2001, de 5 de Maio, referem-se à obrigação de fornecimento de energia eléctrica. É entendimento da ERSE que as designadas potências de referência não se aplicam, assim, à definição do ponto de ligação à rede de baixa tensão, aqui efectuada para determinação dos encargos com o estabelecimento da ligação.
16.	Potência contratada e potência instalada	“Contrariamente ao que acontece ao cliente normal de MT (indústria, serviços ou outro) que podem dimensionar a capacidade dos seus transformadores em função do equipamento que decidem instalar, um distribuidor de baixa tensão não tem esse poder de decisão.  (...)”	A potência instalada no ponto de entrega é um factor que condiciona o dimensionamento das redes de distribuição nessa zona. Assim, cada instalação provoca, por essa via, determinados investimentos nas redes.

RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>Assim, face ao exposto, propomos que o n.º 3 do artigo 109.º seja aditado com dois parágrafos com uma redacção próxima da que se indica:</p> <p><u>Aos operadores das redes de BT não será aplicável o disposto neste número.</u></p> <p><u>A potência contratada será determinada pela potência tomada no primeiro mês de facturação.”</u></p>	<p>Os comercializadores regulados em BT, em virtude da sua condição de agregadores de consumo, apresentam nos pontos de entrega do distribuidor vinculado em MT e AT, em média, uma utilização da potência contratada muito superior à média dos restantes clientes em MT.</p> <p>Foi efectuada uma alteração regulamentar à facturação aos comercializadores regulados em BT, que podem optar por serem facturados com base nas quantidades medidas nos pontos de entrega a clientes BT. Assim, com esta opção, a potência contratada nos pontos de entrega em MT aos comercializadores regulados em BT deixa de ter significado nas novas regras de facturação.</p>
17.	Medição a tensão diferente de fornecimento	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ “Considerando que o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados não estará publicado senão para o final do ano,</li> <li>▪ considerando que estes distribuidores já, em Agosto do ano</li> </ul>	<p>A questão relacionada com a medição a tensão diferente da tensão de fornecimento, no caso dos clientes finais, será objecto de tratamento detalhado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.</p>

RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>passado, apresentaram, a pedido da ERSE, um estudo exaustivo sobre o valor das perdas, sem que até à presente data tenha sido objecto de qualquer reparo,</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ considerando que o valor de 1,0% actualmente aplicado é superior, em mais de 4 (quatro) vezes, o valor calculado no estudo acima referido,</li> <li>▪ considerando que nem as grandes pressões exercidas sobre o operador da rede de MT para começar a instalar o equipamento de medida do lado da tensão da entrega conseguiram movê-lo da sua posição de nada fazer sobre a alteração desta injusta situação, propomos:</li> </ul> <p>Que, transitoriamente e até à publicação do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, seja mantido o teor do artigo 146º do actual RRC, porém substituindo nos seus pontos 6 e 7, o valor de 1% por 0,23%.”</p> <p>“Mantendo-lhes um factor de ajustamento das perdas de transformação de 1,00%, apesar da ERSE ter em seu poder, desde Agosto do ano passado, um completo estudo que demonstra que esse valor é de 0,23%. Remete a resolução para um futuro documento cuja publicação só ocorrerá, na melhor das hipóteses, para finais do ano. Entretanto</p>	<p>Contudo, no caso dos operadores de rede em BT que não sejam cumulativamente operadores de rede em MT a AT, as alterações regulamentares introduzidas permitem ultrapassar esta dificuldade caso optem por serem facturados com base nas medidas registadas nos contadores dos clientes em BT.</p> <p>Dessa forma, a ERSE não considera oportuna a fixação de um regime transitório, conforme proposto, cuja vigência e aplicação seria reduzida.</p>

<b>RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>alguns destes distribuidores continuarão a pagar, mensalmente, mais de 1.500 euros como diferencial entre o valor facturado e o valor justo.</p> <p>Se a primeira estratégia os elimina como comercializadores esta inviabiliza-os como operadores de redes já que o factor de ajustamento para perdas na BT está fixado, pelo tarifário, no período horário de vazio em 4,3%. Ora somando as perdas no cobre de 1,00% com as perdas no ferro teremos em valor próximo de 1,2% (no PT). Restam assim 3,1% para perdas na rede (valor que é, nitidamente, insuficiente).</p> <p>Assim, uma parte das tarifas de uso da rede vai ser desviadas para suportar os custos da energia perdida, inviabilizando assim a actividade de operador de rede.”</p>	
18.	Aquisição de energia eléctrica (artigo 151.º) e facturação dos fornecimentos aos comercializadores regulados em BT (artigo 179.º)	<p>Por força do disposto no n.º 7 do artigo 151.º os comercializadores regulados que assegurem exclusivamente fornecimentos em baixa tensão são obrigados a adquirir a energia eléctrica que fornecem aos seus clientes, ao comercializador regulado de MT da respectiva área geográfica.</p> <p>O n.º 2 do artigo 179.º estabelece que à energia adquirida ao comercializador regulado de MT são aplicadas as tarifas de venda a clientes finais em MT.</p>	<p>A redacção do RRC foi alterada no sentido de permitir aos comercializadores regulados em BT a aquisição de energia eléctrica para abastecimento dos seus clientes nos mercados organizados ou através de contratação bilateral.</p> <p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais das</p>

RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>Tal disposição regulamentar obriga-nos aos seguintes considerandos:</p> <p>a) Por força do disposto no DL 192/2004 de 17 de Agosto o distribuidor vinculado de BT assumirá a função de comercializador de regulado. Quer isto dizer que os actuais pequenos distribuidores vinculados de baixa tensão serão sempre forçados a assumir a função de comercializador.</p> <p>Por outro lado o relacionamento muito personalizado que temos com os nossos clientes, o facto de serem na sua grande maioria cooperadores e, nessa qualidade, parte interessada na própria viabilidade financeira do distribuidor/comercializador leva-nos a admitir que grande parte dos nossos actuais clientes não optará, num futuro próximo, pelo SENV. Quer isto dizer que nos proveitos obtidos, a componente comercialização da energia continuará a assumir um papel importante, devendo cobrir os encargos inerentes a esta função.</p> <p>(...) “não consideramos correcto aplicar ao distribuidor vinculado de BT/comercializador regulado a mesma tarifa e sobretudo as mesmas regras tarifárias, <u>designadamente o ajustamento trimestral</u>, já que se trata de clientes com características completamente distintas como passamos a demonstrar: (...)”</p>	<p>tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passaram a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT. Esta nova metodologia vigorará a partir de 1 de Janeiro de 2006.</p> <p>Adicionalmente, no relacionamento com o comercializador regulado de AT/MT, os comercializadores regulados em BT podem optar pela tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, ou pela diferença entre a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT aos seus clientes e a aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes e Comercialização. Esta forma opcional de facturação permite garantir o tratamento uniforme dos comercializadores regulados em BT que, deste</p>

RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			modo, recebem uma remuneração das actividades de operação das redes de distribuição em BT, comercialização de redes em BT e comercialização de energia eléctrica correspondente à aplicação das tarifas aditivas aos seus fornecimentos em BT.
19.	Ligações às redes - compatibilização das normas legais	<p>“Veja-se o que se passa com os custos inerentes à expansão da rede, onde a Portaria n.º 454/2001 de 5 de Maio, que rege os actuais contratos de concessão em baixa tensão, de forma clara, obriga que o requisitante participe nos custos da expansão da rede (ou da infraestrutura necessária à sua alimentação sempre que, tecnicamente, a expansão da rede não seja solução), vem agora a ERSE, numa atitude de flagrante desrespeito pela lei, (em nossa modesta opinião, num Estado de Direito, um Regulamento não pode conter regras que contrariem a Lei ou, por outras palavras, um Regulador não está acima da Lei), impor, no futuro RRC (artigo 77.º) que os encargos (há casos que assumem muitas dezenas de milhares de euros, no caso de situações em que o requisitante tem de suportar, em 50%, os custos do ramal de MT, do posto de transformação e da rede de BT) não sejam suportados pelo requisitantes, já que passarão a ser repercutidos na tarifa e, como tal, pagos por todos os clientes.</p>	<p>O Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, que estabelece as bases da organização do SEN e os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, expressamente define que integram o Regulamento de Relações Comerciais “as condições comerciais para a ligação às redes do SEP”, cuja competência para a sua aprovação foi cometida à ERSE pelo n.º 2 do art.º 63.º do mesmo diploma.</p> <p>Acresce que o art.º 10.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, que estabeleceu o regime jurídico do exercício da actividade de distribuição de energia eléctrica, remete</p>

<b>RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>igualmente para o RRC a regulamentação em matéria de ligações às redes. Por conseguinte, regulamentando em matéria de ligações às redes, a ERSE actua no âmbito de competências próprias, legalmente atribuídas, que prevalecem sobre outras disposições regulamentares que não têm previsão legal sobre esta matéria.</p> <p>Assim, tendo por base a respectiva norma habilitante, o RRC em vigor define as regras relativas às condições comerciais em que se efectuam as ligações às redes, algo que a proposta de revisão regulamentar colocada à discussão pública não veio alterar.</p> <p>Por outro lado, a experiência extraída da aplicação da regulamentação em vigor permitiu identificar algumas dificuldades na sua implementação, designadamente quanto à complexidade dos conceitos empregues.</p> <p>Com o novo RRC, a ERSE procura assegurar uma simplificação dos conceitos e das</p>

<b>RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>disposições correspondentes, sem pôr em causa os princípios de equidade e eficiência na repartição dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes.</p> <p>No que concerne aos encargos com a expansão das redes em BT, a nova redacção do RRC vai no sentido de compatibilizar o disposto na Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, com o regime expresso no RRC, permitindo-se a recuperação daqueles encargos por via da aplicação das respectivas tarifas de utilização das redes.</p> <p>Importa ainda esclarecer que o novo RRC procura manter os sinais económicos quanto à localização e quanto à potência requisitada, que o regime actualmente em vigor procurou consagrar. Dessa forma, tanto quanto possível, a ERSE procura contribuir para uma atribuição de custos entre os diversos requisitantes que verifique o princípio da equidade relativa e da aderência aos custos</p>



<b>RRC – A CELER COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DA REBORDOSA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>induzidos.</p> <p>A simplificação dos conceitos e das disposições regulamentares introduzidas não pretende efectuar nenhuma concessão quanto aos princípios anteriormente enumerados, procurando, pelo contrário, contribuir para uma mais directa e efectiva aplicação da regulamentação, em benefício de todos os intervenientes. Ou seja, os princípios actualmente em vigor permanecem inalterados, alterando-se apenas os instrumentos da sua aplicação.</p>



<b>RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
20.	Código de conduta para operadores de rede exclusivamente em BT	<p>“No que concerne aos artigos 37, n.º 5, 38.º, n.º 5 e 39.º n.º 4, não se nos afigura clara a razão da isenção dos pequenos distribuidores em Baixa Tensão que não sejam, simultaneamente detentores de licença de distribuição vinculada em Média Tensão e Alta Tensão, no que toca à elaboração e cumprimento de um Código de Conduta, da lista de informação comercialmente sensível e de ser objecto de auditoria.</p> <p>...</p> <p>Do mesmo modo, a auditoria que visa os mesmos princípios, os quais se encontram consagrados no n.º 4 do artigo 36.º, deve ser obrigatória para os distribuidores em Baixa Tensão que não sejam simultaneamente detentores de licença de distribuição vinculada em Média Tensão e alta Tensão.”</p>	<p>Nem o número 2 do artigo 15.º da Directiva 2003/54 nem a legislação nacional obrigam à separação de actividades para as empresas de electricidade que abasteçam menos de cem mil clientes, o que justifica a decisão tomada pela ERSE.</p> <p>Não havendo separação de actividades, e sendo simultaneamente distribuidores e comercializadores regulados na sua área geográfica, não há razões objectivas para obrigar à elaboração de um Código de Conduta e da lista de informação comercialmente sensível, bem como à realização de auditorias.</p>
21.	Informação sensível	No que se refere à lista de informação comercialmente sensível, há que especificar quais os critérios e limites para se poder reconhecer o carácter de confidencialidade à informação, sob pena de se desvirtuar o que se encontra consagrado no artigo 38.º, n.º 1, acrescendo o dever de informação, no âmbito das relações de consumo consagrado no artigo 8.º da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.	De acordo com o artigo 16.º da Directiva 2003/54, a lista de informação comercialmente sensível destina-se a garantir a concretização dos princípios da igualdade, transparência e independência aos diversos agentes que utilizam as mesmas redes, tal como estabelecido nos números 1 e 2 do artigo 38.º

RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			da proposta regulamentar (n.ºs 1 e 2 do artigo 42.º do novo RRC).
22.	Ligações às redes - condições de pagamento	<p>“O artigo 80.º, n.º1, referente às condições de pagamento deveria prever o pagamento faseado na situações de prazos de execução iguais ou inferiores a 20 dias úteis, visto os encargos serem demasiado onerosos para o consumidor comum.</p> <p>O artigo 81, n.º 2, o qual prevê a hipótese do requisitante construir pelos seus próprios meios os elementos de uso exclusivo, podendo o operador de rede a que se requer a ligação poder inspeccionar a construção. Ora, discordamos com tal preceito visto caber a este último a obrigação de inspeccionar, libertando o requisitante da obrigação de prestação de garantia para suprir as eventuais deficiências de construção.</p> <p>Deverá caber ainda ao operador da rede construir as infra-estruturas para a prestação do serviço a que se propõe.”</p>	<p>No essencial, o regime expresso no número 1 do artigo 80.º da proposta de alteração do RRC (artigo 87.º do novo RRC) não veio alterar as condições de pagamento já em vigor para as situações em que a ligação à rede da instalação tem prazos de execução iguais ou inferiores a 20 dias úteis. Esta disposição visa, primordialmente, nas ligações às redes que envolvem trabalhos simples e de rápida execução, introduzir um incentivo à célere conclusão dos trabalhos e, conseqüentemente, à ligação da instalação à rede.</p> <p>Por outro lado, a prerrogativa concedida ao requisitante de poder promover a construção dos elementos de ligação de uso exclusivo, não deve prejudicar a operação das redes em condições de segurança e em respeito dos padrões regulamentares aplicáveis,</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			designadamente quanto à qualidade de serviço. É neste contexto que se inserem as disposições referentes à inspecção das obras efectuadas por parte do operador da rede, bem como à existência de uma garantia prestada pelo requisitante. A este propósito, permitimo-nos recordar que, uma vez construídos, os elementos de ligação passam a integrar a rede explorada pelo respectivo operador de rede e que este deverá assegurar a sua manutenção e os correspondentes custos.
23.	Dupla medição na BT	“Dever-se-ia permitir que os clientes de Baixa Tensão pudessem instalar um segundo equipamento para efeitos de medição dupla (artigo 102, n.º 5). Tal a acontecer permitiria uma diminuição dos conflitos existentes.	A ERSE atendeu parcialmente à pretensão da ACOP ao estender à BTE a possibilidade de instalação de um segundo equipamento para efeitos de dupla medição. No que concerne à BTN, a legislação do sector eléctrico não impede estes clientes de instalarem um segundo equipamento de medição para monitorização dos seus consumos de energia eléctrica.

RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>A ERSE não considerou adequado estender à BTN a possibilidade de instalação de um segundo equipamento de medição para efeito de dupla medição pelas seguintes razões:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reduzido número de reclamações existentes sobre o funcionamento dos contadores de energia eléctrica.</li> <li>▪ Elevada fiabilidade dos contadores de energia eléctrica.</li> <li>▪ Dificuldades de natureza prática associadas à implementação desta opção, designadamente no que se refere à inexistência do espaço necessário (no habitáculo do quadro eléctrico) para montar um segundo contador.</li> <li>▪ Evitar que o cliente seja onerado com os custos decorrentes do cumprimento de legislação sobre controlo metrológico relativamente ao seu contador.</li> </ul>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
24.	Pré-aviso da data de realização de leitura	No que toca ao aviso prévio dos clientes da data de realização da leitura dos contadores, previsto no artigo 126.º, n.º 7, revela-se necessário delimitar o conceito indeterminado “meios de comunicação adequados para o efeito” por forma a minorar os conflitos existentes nas relações de consumo, pois é frequente existirem erros de facturação os quais são justificados com a impossibilidade de se efectuar a leitura por culpa imputável ao cliente. Todavia os clientes desconhecem a maior parte das vezes, que foram informados da data estipulada para a respectiva leitura. (...)	A ERSE considera que enumerar os “meios de comunicação adequados para o efeito” poderia ter como efeito limitar a um conjunto de meios que, na prática, não se revelem adequados. Competirá ao operador de rede escolher os meios pretendidos, cabendo à ERSE avaliar a sua eficácia e efectuar recomendações se se verificar que não cumprem os objectivos pretendidos. Todavia, este artigo foi alterado de modo a flexibilizar esta exigência, retirando a natureza prévia ao aviso em apreço. O aviso deve ser realizado, ainda que o possa ser efectuado previamente ou na data da tentativa de leitura e deve conter alguma informação considerada essencial para que o cliente possa diligenciar, designadamente pela comunicação da leitura ao distribuidor, dentro de um determinado prazo. O objectivo principal da existência de aviso é alertar o cliente que, dada a impossibilidade de leitura pelo distribuidor, ele deve diligenciar pela

RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			transmissão dos seus dados de consumo por forma a permitir que o acerto de facturação seja efectuado em período não superior a 6 meses. Se apesar do aviso, o cliente não disponibilizar os seus dados de consumo, não será possível, por facto imputável ao cliente, proceder ao acerto de facturação dentro do prazo estabelecido, desresponsabilizando o distribuidor pela inobservância desta regra.
25.	Registo de dividas	“Quanto ao registo de dívida previsto no artigo 142, verifica-se que nada foi determinado quanto à protecção dos dados pessoais não se podendo ignorar o que se encontra prescrito no artigo 2 da Lei 67/98, de 26, de Outubro bem como pelo artigo 3, n.º 1 da Lei 41/2004, de 18 de Agosto..”	<p>A constituição de um registo de clientes aos quais sejam imputáveis valores em dívida comprovada e não contestada junto de um fornecedor de energia eléctrica foi considerada na revisão do Regulamento de Relações Comerciais, aprovada através do Despacho nº 2 030-A/2005, de 27 de Janeiro.</p> <p>Previamente à aprovação da revisão regulamentar anteriormente referida, a ERSE solicitou à Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd) um parecer sobre a constituição deste registo de dívidas.</p>



RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>A CNPD emitiu uma deliberação que foi enviada à ERSE em meados de Junho último, considerando que a existência de uma base de dados deste tipo carece de enquadramento legislativo, que actualmente não existe.</p> <p>A ERSE, considerando a deliberação da CNPD, eliminou do RRC o artigo que previa a possibilidade de constituição do referido registo de dívidas.</p>
26.	Facturação de energia reactiva	O artigo 173 n.º 4 , que permite que possa ser objecto de facturação a energia reactiva fornecida à rede durante as horas de vazio, viola o direito dos consumidores previsto no artigo 60 da CRP.”	<p>O consumo ou fornecimento de energia reactiva à rede por instalações consumidoras é um comportamento indissociável do consumo de energia activa por essas instalações. Com efeito, existem instalações eléctricas que, pelo seu regime de funcionamento, fornecem energia reactiva à rede em quantidades que perturbam o normal funcionamento das redes de energia eléctrica. Nestas circunstâncias, torna-se necessário transmitir a estes cliente sinais económicos no sentido de alterar o regime de funcionamento</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO DE CONSUMIDORES DE PORTUGAL - ACOP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			das suas instalações, sendo justificável a facturação da energia reactiva fornecida por estas instalações. Nestes casos, os consumidores só pagam a energia reactiva que fornecem à rede na justa medida das perturbações que induzem nas redes eléctricas.

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO DE EMPRESAS DE CONSTRUÇÃO E OBRAS PÚBLICAS - AECOPS</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
27.	Ligações às redes - metodologia de repartição de encargos	<p>“Tendo analisado o Regulamento de Relações Comerciais, (...) permitimo-nos tecer as seguintes considerações relativas ao novo RRC:</p> <p>(...)</p> <p>- artigo 70º: com a preocupação de simplificação de conceitos deixou de haver expressa referência ao conceito de ‘sobredimensionamento’, o qual em nosso entender era esclarecedor e positivo, pelo que deveria ser mantido (cf n.ºs 4 e 5 do artigo 75º do RRC em vigor).</p> <p>A este propósito cumpre reafirmar a nossa preocupação de assegurar que não sejam feitas exigências excessivas face ao pedido formulado. É que as empresas associadas se queixam, com alguma frequência, de lhes ser imposta, em urbanizações ou loteamentos, a construção de Postos de Transformação, não para satisfazerem necessidades efectivas decorrentes da pretensão em causa, mas sim por força do aludido sobredimensionamento pretendido pelo operador da rede.</p> <p>- artigo 75: a nosso ver a redacção deste artigo deveria continuar a contemplar de forma explícita o princípio constante do n.º 2 do actual artigo 77º, de acordo com o qual “os encargos relativos aos elementos de ligação para uso partilhado devem ser repartidos pelos diversos requisitantes, ou, nos casos em que se tenha procedido ao</p>	<p>A experiência extraída da aplicação da regulamentação em vigor permitiu identificar algumas dificuldades na sua implementação, designadamente quanto à complexidade dos conceitos empregues. O conceito de sobredimensionamento e a sua implementação prática foram duas das dificuldades detectadas neste contexto.</p> <p>No novo RRC, a ERSE procurou assegurar uma simplificação dos conceitos e das disposições correspondentes, sem pôr em causa os princípios de equidade e eficiência na repartição dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes.</p> <p>O novo RRC procura manter os sinais económicos quanto à localização e quanto à potência requisitada, que o regime actualmente em vigor procurou consagrar, sem prejuízo de serem imputados aos requisitantes não mais do que os custos inerentes às características da sua requisição</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO DE EMPRESAS DE CONSTRUÇÃO E OBRAS PÚBLICAS - AECOPS</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>sobredimensionamento ... entre os requisitantes e a entidade concessionária da RNT”;</p> <p>- artigo 84: relativamente ao previsto no n.º3 tem-nos sido referido que nas urbanizações e loteamentos alguns dos custos das obras de electrificação são suportados na íntegra não só pelo primeiro requisitante, mas também pelos subsequentes, desta forma se assistindo a uma duplicação de pagamentos referentes a uma mesma situação e o que não é de todo aceitável.</p> <p>Por outro lado, consideramos que deveriam ser previstos mecanismos que permitissem que o primeiro requisitante fosse ressarcido de despesas que efectuou com a rede de infraestruturas eléctricas, rede essa de que irão igualmente beneficiar os posteriores requisitantes, aspecto que temos por de primordial importância.</p> <p>Salienta-se, a terminar e como tivemos oportunidade de referir na reunião havida nessa entidade no passado dia 14 de Março, que as observações formuladas não prejudicam o entendimento desta associação de que os custos da execução das infra-estruturas de electricidade não deveriam ser suportados pelos requisitantes, mas sim pela entidade que fornece energia e que se faz pagar por um tal serviço.</p>	<p>de ligação, dispensando, dessa forma, a existência de outros mecanismos de ressarcimento do primeiro requisitante.</p> <p>Ainda no que concerne à repartição de encargos com o estabelecimento de ligações às redes, os princípios expressos no novo RRC, designadamente quanto aos elementos de ligação para uso partilhado, mantêm o regime de repartição dos encargos entre os requisitantes em função do seu número, da capacidade utilizada por cada um e das características da requisição.</p> <p>Por outro lado, a redacção do novo RRC não alterou o regime aplicável à ligação de núcleos habitacionais, urbanizações, loteamentos e parques industriais e comerciais, mantendo a cargo do requisitante as despesas resultantes do primeiro estabelecimento de obras de electrificação. As características destas obras de electrificação devem obedecer ao respectivo projecto, cuja aprovação parece, no</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO DE EMPRESAS DE CONSTRUÇÃO E OBRAS PÚBLICAS - AECOPS</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>Na verdade, só desta forma é que se assegura que não sejam os promotores privados a suportar custos pela execução de uma rede que, uma vez transferida para o distribuidor, também privado, irá ser explorada e rentabilizada pelo mesmo, sem que este tenha tido qualquer despesa com tal rede.</p> <p>É efectivamente uma tal filosofia que se entende ser a mais correcta numa economia de mercado, pelo que em nosso entender o capítulo do novo RCC do Regulamento das Relações Comerciais a que nos temos vindo a reportar deveria ser alterado de acordo com a mesma.</p> <p>Acresce que a nosso ver a filosofia que se encontra consagrada e que tem vindo a ser adoptada tinha presente uma realidade que se encontra hoje indubitavelmente ultrapassada, uma vez que não são já as entidades públicas que actuam como distribuidoras de energia.”</p>	<p>entender da ERSE, ultrapassar a aplicação do RCC.</p> <p>A simplificação dos conceitos e das disposições regulamentares introduzidas não pretende efectuar nenhuma concessão quanto aos princípios anteriormente enumerados, procurando, pelo contrário, contribuir para uma mais directa e efectiva aplicação da regulamentação, em benefício de todos os intervenientes. Ou seja, os princípios actualmente em vigor permanecem inalterados, alterando-se apenas os instrumentos da sua aplicação.</p>



<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
28.	Código de conduta	<p>“É de saudar a elaboração de um código de conduta que vincule os operadores da redes de distribuição a um conjunto de regras relativas à imparcialidade, independência, isenção e responsabilidade dos seus actos, em especial no que concerne ao seu relacionamento com os clientes.</p> <p>Consideramos que a eficácia de tal código de conduta ficará, no entanto, dependente do regime sancionatório que pelo mesmo venha a ser estabelecido, em caso de desrespeito das regras, pelo que tal característica deverá ser tido em conta pela ERSE como fundamental, no momento da sua aprovação.”</p>	<p>A verificação do cumprimento do Código de Conduta compete à ERSE.</p> <p>Caso seja verificada qualquer violação do estabelecido no Código de Conduta, a ERSE actuará nos termos previstos nos seus estatutos, designadamente, em matéria de competências sancionatórias.</p>
29.	Telecontagem – custos com as infraestruturas de telecomunicações	<p>“Consideramos positivo o facto de os distribuidores passarem a ser responsáveis pelos custos inerentes à instalação e manutenção das infra-estruturas de telecomunicações de leitura remota (telecontagem).</p> <p>Pensamos ainda que uma futura implementação do sistema de leitura remota aos clientes em BT seria extremamente positiva, evitando-se os efeitos perversos que todos conhecemos relacionados com as leituras por estimativa e acabando-se, de vez, com a sistemática violação, pela empresa comercializadora, da obrigação de realizar leituras de 6 em 6 meses, que, invariavelmente, termina com a tentativa de cobrança de valores já prescritos, nos termos do art.º 10.º da Lei n.º 23/96, de 26 de</p>	<p>A ERSE reconhece as vantagens que podem decorrer da implementação de um sistema de leitura remota dos equipamentos de medição de clientes baixa tensão.</p> <p>Contudo, a decisão de dotar os equipamentos de medição dos clientes em baixa tensão de características que lhes permitam ser integrados nos sistemas de telecontagem, não pode deixar de ser acompanhada de um estudo aprofundado, que evidencie uma</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		Julho.”	relação entre custos e benefícios que resulte favorável para o sector eléctrico nacional.  Aguarda-se a apresentação deste estudo pela EDP Distribuição.
30.	Leitura extraordinária	<p>“Nada temos a opor ao estabelecimento de uma leitura extraordinária dos equipamentos de medição, bem como em relação ao seu pagamento pelo cliente, desde que se encontrem devidamente salvaguardados os direitos dos consumidores.</p> <p>Isto quer dizer que deverá o operador de rede provar, por escrito, que tentou, por duas vezes num período de trinta dias, contactar o cliente para a realização da leitura do equipamento de medição.</p> <p>Seja como for, pensamos que, ainda que o incumprimento seja imputável ao cliente, não deverá haver lugar ao pagamento da leitura extraordinária, nos casos que flagrantemente o cliente justifique a causa que inviabilizou a leitura ordinária (v.g.: internamento hospitalar, doença prolongada; ausência por motivos profissionais; etc.), ou o conhecimento efectivo das tentativas de contacto.”</p>	O artigo do RRC referente à leitura extraordinária foi alterado de modo a considerar a realização de leitura extraordinária ao fim de 12 meses consecutivos sem que tenha sido possível o acesso ao equipamento de medição, por facto imputável ao cliente, autonomizando esta matéria das leituras de ciclo normais. As situações de “incumprimento” identificadas deverão ser avaliadas em face do conceito de “facto imputável ao cliente”.
31.	Contestação de dívidas	No caso de existir um valor em dívida do consumidor para com o operador de rede a que a instalação consumidora do cliente se encontra ligada, diz-nos o n.º 5 deste artigo que o consumidor fica	A ERSE concorda com o comentário, tendo alterado o texto regulamentar no sentido de incluir uma referência às dívidas que não



<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>impedido de escolher outro fornecedor de energia eléctrica, a menos que tenha judicialmente contestado tal dívida.</p> <p>Ora, por um lado, quer isto dizer que esse consumidor não pode ser impedido de mudar de fornecedor antes de precludido o seu prazo processual de contestar acção judicial. Por outro lado, quer esta regra dizer que apenas as dívidas judicialmente já accionadas e não contestadas são passíveis de fundamentar a recusa de mudança de fornecedor.</p> <p>A solução parece-nos pouco razoável, até porque se pretende fomentar o recurso a mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos de consumo, pelo que, pensamos que o recurso a tais mecanismos deveriam ser também incluídos neste dispositivo como forma de permitir a mudança de fornecedor.</p>	<p>tenham sido contestadas “junto dos tribunais ou de entidades com competência para a resolução extrajudicial de conflitos (...)”.</p>
32.	Registo de dívidas	<p>A criação, manutenção e tratamento de uma base de dados (registo) dos clientes aos quais sejam imputáveis valores em dívida comprovada e não contestada junto de um fornecedor de energia eléctrica deverá ser objecto de parecer prévio junto da CNPD (Comissão Nacional de Protecção de Dados).</p> <p>Acresce que, ainda que autorizada pela CNPD, deverá tal base de dados ser tratada e gerida por entidade idónea e independente, de</p>	<p>A constituição de um registo de clientes aos quais sejam imputáveis valores em dívida comprovada e não contestada junto de um fornecedor de energia eléctrica foi considerada na revisão do Regulamento de Relações Comerciais, aprovada através do Despacho nº 2 030-A/2005, de 27 de Janeiro.</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		forma a ser salvaguardado o respeito desses dados pessoais, que, em alguns casos, até podem ser “dados sensíveis”.	<p>Previamente à aprovação da revisão regulamentar anteriormente referida, a ERSE solicitou à Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd) um parecer sobre a constituição deste registo de dívidas.</p> <p>A CNPD emitiu uma deliberação que foi enviada à ERSE em meados de Junho último, considerando que a existência de uma base de dados deste tipo carece de enquadramento legislativo, que actualmente não existe.</p> <p>A ERSE, considerando a deliberação da CNPD, eliminou do RRC o artigo que previa a possibilidade de constituição do referido registo de dívidas.</p>
33.	Periodicidade da facturação	“Não concordamos com a regra da bimestralidade da facturação aos clientes. Compreendemos as razões da proposta feita pela EDP Distribuição sobre este assunto. No entanto, é preciso ter também em conta que os valores a pagar pelo fornecimento de energia eléctrica têm vindo a aumentar de forma preocupante, tendo em conta a baixa média de rendimentos dos agregados familiares portugueses.	A alteração da periodicidade da facturação para bimestral (embora do acordo entre as partes possa resultar outra periodicidade) acabou por ser considerada na medida em que a mesma vai permitir uma redução de custos que beneficiará estes clientes em sede

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>Isto quer dizer que a facturação bimestral poderá constituir uma séria preocupação para a solvência financeira das famílias portuguesas (as já mais sobreendividadas da Europa), em virtude de passarem a constituir um encargo fixo bimensal de montante bastante elevado, em função da gestão diária dos rendimentos do agregado familiar, bem como, por exemplo, as leituras bimestrais por estimativa poderão potenciar um disparo dos valores apresentados para pagamento.</p> <p>Por estas razões, continuamos a defender a periodicidade <u>mensal</u> da facturação dos clientes, devendo, pelo contrário a bimestralidade da factura constituir uma excepção sobre a qual poderá ocorrer acordo com o cliente.”</p>	<p>de tarifas e preços aplicáveis. A este propósito foi possível verificar que em muitos outros serviços considerados essenciais é prática frequente a facturação bimestral sem que isso tenha motivado reclamações por parte dos consumidores.</p>



<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
34.	Código de conduta para operadores de rede exclusivamente em BT	<p>“O primeiro ponto que nos merece algumas críticas diz respeito aos art.º s 37 n.º 5, 38 n.º 5 e 39 n.º 4 do Regulamento de Relações Comerciais (doravante RRC).</p> <p>Não se nos afigura clara a razão da isenção dos pequenos distribuidores em Baixa Tensão que não sejam simultaneamente detentores de licença de distribuição vinculada em Média Tensão e Alta Tensão, da elaboração e cumprimento de um Código de Conduta, da lista de informação comercialmente sensível e de ser objecto de auditoria.”</p>	<p>Nem o número 2 do artigo 15.º da Directiva 2003/54 nem a legislação nacional obrigam à separação de actividades para as empresas de electricidade que abasteçam menos de cem mil clientes, o que corresponde à decisão tomada pela ERSE.</p> <p>Não havendo separação de actividades, e sendo simultaneamente distribuidores e comercializadores regulados na sua área geográfica, não há razões objectivas para obrigar à elaboração de um Código de Conduta e da lista de informação comercialmente sensível, bem como à realização de auditorias.</p>
35.	Código de conduta	<p>“No que concerne ao Código de Conduta seria mais viável caber a sua elaboração à ERSE e vincular todas as entidades responsáveis pela distribuição.”</p>	<p>Pela sua especificidade, a elaboração de um Código de Conduta deve ser responsabilidade das empresas em causa.</p> <p>Deve, no entanto, referir-se que o Código de Conduta terá necessariamente que observar o disposto na legislação e nos regulamentos</p>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			sobre a actuação dos operadores de redes.
36.	Informação comercialmente sensível	<p>“Quanto à lista de informação comercialmente sensível, traduzindo-se na informação que se pretende considerar de natureza confidencial, há que especificar quais os critérios e limites para se poder reconhecer o carácter de confidencialidade à informação, sob pena de se desvirtuar o que se encontra consagrado no art.º 38 n.º 1 do RRC, ou seja, o dever de divulgação de informação de forma a:</p> <p>“a) Concretizar os princípios da igualdade, da transparência e da independência enunciados no n.º 4 do art.º 36 e no art.º 37.</p> <p>b) Justificar perante as entidades com as quais se relaciona as decisões tomadas, sempre que solicitado”.</p> <p>Acrescendo o dever de informação existente nas relações de consumo, como o determina o art.º 8 da Lei 24/96, de 31 de Julho e art.º 4 da Lei 23/96, de 26 de Julho.”</p>	<p>A lista de informação comercialmente sensível destina-se a garantir a concretização dos princípios da igualdade, transparência e independência aos diversos agentes que usam as mesmas redes, tal como estabelecido nos números 1 e 2 do artigo 38.º da proposta regulamentar (n.ºs 1 e 2 do artigo 42.º do novo RRC).</p> <p>Refira-se, ainda, que a lista de informação comercialmente sensível é aprovada pela ERSE, na sequência de proposta do operador da rede de distribuição em MT e AT.</p>
37.	Separação de actividades para os operadores de rede exclusivamente em BT	<p>"Do mesmo modo, a auditoria que visa os mesmos princípios consagrados no n.º 4 do art.º 36 - a) Salvaguarda do interesse público; b) Igualdade de tratamento e de oportunidades; c) Não discriminação; d) Transparência das decisões, designadamente através de mecanismos de informação e de auditoria - deve ser obrigatória para os distribuidores em Baixa Tensão que não sejam simultaneamente</p>	<p>Nem o número 2 do artigo 15.º da Directiva 2003/54 nem a legislação obrigam à separação de actividades para as empresas de electricidade que abasteçam menos de cem mil clientes, o que corresponde à decisão tomada pela ERSE.</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		detentores de licença de distribuição vinculada em Média Tensão e Alta Tensão.”	Não havendo separação de actividades, e sendo simultaneamente distribuidores e comercializadores regulados na sua área geográfica, não há razões objectivas para proceder à realização da auditoria relativa aos assuntos mencionados.
38.	Ligações às redes - repartição de encargos de ligação	<p>“Paralelamente, existem aspectos que não foram objecto de alteração, mas que deveriam ser.</p> <p>Nomeadamente, todos os encargos que são suportados pelo requisitante, revelando-se esta situação extremamente onerosa, a saber:</p> <p>Art.º 67 n.º 1 - As modificações da ligação necessárias para a construção da ligação são da responsabilidade e encargo do requisitante da ligação;</p> <p>Art.º 74 – Os elementos de uso exclusivo são suportados integralmente pelo requisitante;</p> <p>Art.º 75 – A comparticipação por parte do requisitante nos elementos de uso partilhado,</p> <p>Este artigo acarreta outro grave problema, que consiste na violação do</p>	<p>O novo RRC, assim como o regulamento presentemente em vigor, determinam que as modificações da instalação necessárias ao estabelecimento da ligação são responsabilidade e encargo do requisitante. Tal é justificado, não apenas pela titularidade dessa mesma instalação, como também pelo facto desta dever cumprir com as especificações necessárias ao seu licenciamento ou certificação.</p> <p>No novo RRC, a ERSE procurou assegurar uma simplificação dos conceitos e das disposições correspondentes, sem pôr em causa os princípios de equidade e eficiência na repartição dos encargos com o</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>Princípio da Igualdade, consagrado pelo art.º 13 da constituição da República Portuguesa, pois no caso de alargamento da rede, o primeiro requisitante terá de suportar isoladamente este encargo e os requisitantes seguintes terão de suportar apenas os encargos com os elementos de uso exclusivo, conduzindo a um tratamento desigual uma situação materialmente igual.</p> <p>Art.º 77 – Os encargos com a expansão das redes em Baixa tensão são recuperados pelo operador da rede no âmbito da aplicação da tarifa de uso das redes, sendo suportados pelo requisitante em momento posterior ao momento da ligação à rede;</p> <p>Art.º 79 n.º 1 – Relativamente aos encargos com os estudos para a elaboração, o operador tem direito a ser ressarcido pelo requisitante. Embora não se concorde com mais este encargo, pelo menos que se estipule a obrigação de especificar os estudos que são feitos, os valores imputados e forma de cálculo desses mesmos valores.</p> <p>Art.º 83 n.º 3 – O requisitante suporta ainda os encargos que decorram exclusivamente das alterações necessárias à conversão de ligações de carácter provisório em definitivas.</p> <p>Mal se compreende que somadas todas estas parcelas, a serem suportadas pelo requisitante, se estipule no art.º 82 que os elementos</p>	<p>estabelecimento de ligações às redes.</p> <p>O novo RRC procura manter os sinais económicos quanto à localização e quanto à potência requisitada, que o regime actualmente em vigor procurou consagrar, sem prejuízo de serem imputados aos requisitantes não mais do que os custos inerentes às características da sua requisição de ligação, dispensando, dessa forma, a existência de outros mecanismos de ressarcimento do primeiro requisitante.</p> <p>Ainda no que concerne à repartição de encargos com o estabelecimento de ligações às redes, os princípios expressos no novo RRC, designadamente quanto aos elementos de ligação para uso partilhado, mantêm o regime de repartição dos encargos entre os requisitantes em função do seu número, da capacidade utilizada por cada um e das características da requisição.</p> <p>A disposição de integrar os elementos de</p>



RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>de ligação passam a ser propriedade do operador da rede, que comparticipa unicamente nos elementos de uso partilhado.</p> <p>Determina o art.º 80 n.º 1 que as condições de pagamento devem ser objecto de acordo entre as partes, porém, não havendo acordo e atendendo às condições do n.º 2, não se compreende que não haja a possibilidade de pagamento faseado nas situações de prazos de execução iguais ou inferiores a 20 dias úteis, pois os encargos a suportar pelos requisitantes, nomeadamente para o consumidor comum, revelam-se extremamente onerosos.</p> <p>Abrindo o art.º 81 n.º 2 a hipótese de o requisitante construir pelos seus próprios meios os elementos de uso exclusivo e estipulando os n.º 6 e 7 que, a par da fiscalização pelas entidades administrativas, o operador da rede a que se requer a ligação pode inspeccionar a construção, deve este ter a obrigação e não a possibilidade de inspeccionar, libertando o requisitante da obrigação de prestação de garantia para suprir as eventuais deficiências de construção.</p> <p>Parece-nos descabida esta hipótese, devendo caber ao operador da rede construir as infra-estruturas para a prestação do serviço a que se propõe.”</p>	<p>ligação construídos na rede tem por fundamento o facto de constituir obrigação do operador de rede efectuar a exploração desta em condições de segurança e com adequados níveis de qualidade de serviço, suportando os necessários encargos com a exploração e manutenção dos equipamentos que integram as redes. Acresce que, do ponto de vista da regulação económica, os activos integrados nas redes e objecto de comparticipação por parte dos requisitantes/clientes, não integram a base remunerada de activos do operador de rede, pelo que este não beneficia de qualquer proveito que lhe seja indevido por via da aplicação das tarifas de uso das redes.</p> <p>Por outro lado, no essencial, o regime expresso no novo RRC não veio alterar as condições de pagamento já em vigor para as situações em que a ligação à rede da instalação tem prazos de execução iguais ou inferiores a 20 dias úteis. Esta disposição visa,</p>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>primordialmente, nas ligações às redes que envolvem trabalhos simples e de rápida execução, introduzir um incentivo à célere conclusão dos trabalhos e, conseqüentemente, à ligação da instalação à rede.</p> <p>A prerrogativa concedida ao requisitante de poder promover a construção dos elementos de ligação de uso exclusivo, não deve prejudicar a operação das redes em condições de segurança e em respeito dos padrões regulamentares aplicáveis, designadamente quanto à qualidade de serviço, já anteriormente mencionados. É neste contexto que se inserem as disposições referentes à inspecção das obras efectuadas por parte do operador da rede, bem como à existência de uma garantia prestada pelo requisitante.</p>
39.	Dupla medição na BT	Outro ponto que merece a nossa crítica consiste no facto de, no art.º 102 n.º 5, se impedir que os clientes em Baixa Tensão possam instalar um segundo equipamento, para efeitos de dupla medição. A abrir-se	A ERSE atendeu parcialmente à pretensão da APDC ao estender à BTE a possibilidade de instalação de um segundo equipamento para

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>esta possibilidade permitir-se-ia diminuir muitos dos conflitos de consumo existentes e assegurar-se-ia a igualdade material dos intervenientes nas relações de consumo, consagrada no art.º 9 n.º 1 da Lei n.º 24/96, de 31 de Julho.</p>	<p>efeitos de dupla medição. No que concerne à BTN, a legislação do sector eléctrico não impede estes clientes de instalarem um segundo equipamento de medição para monitorização dos seus consumos de energia eléctrica.</p> <p>A ERSE não considerou adequado estender à BTN a possibilidade de instalação de um segundo equipamento de medição para efeitos de dupla medição pelas seguintes razões:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reduzido número de reclamações existentes sobre o funcionamento dos contadores de energia eléctrica.</li> <li>▪ Elevada fiabilidade dos contadores de energia eléctrica.</li> <li>▪ Dificuldades de natureza prática associadas à implementação desta opção, designadamente no que se refere à inexistência do espaço necessário (no habitáculo do quadro</li> </ul>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>eléctrico) para montar um segundo contador.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Evitar que o cliente seja onerado com os custos decorrentes do cumprimento de legislação sobre controlo metrológico relativamente ao seu contador.</li> </ul>
40.	Pré-aviso da data de realização de leitura	No que se prende com o aviso prévio dos clientes da data de realização da leitura, interessaria concretizar o conceito indeterminado de “meios de comunicação adequados para o efeito”, indicado no n.º 7 do art.º 126. Como refere o art.º 11 n.º 2 da Resolução n.º 82/2005, de 15de Abril, apenas se deve utilizar “... conceitos indeterminados quando estritamente necessário”. Ora, muitos dos litígios existentes nas relações de consumo prendem-se com erros de facturação justificados com a impossibilidade de se efectuar a leitura, uma vez que os clientes não a possibilitaram. No entanto, estes argumentam nunca terem sido informados da data estipulada para essa mesma leitura.”	A ERSE considera que enumerar os “meios de comunicação adequados para o efeito” poderia ter como efeito limitar a um conjunto de meios que, na prática, não se revelem adequados. Caberá ao operador de rede escolher os meios pretendidos, cabendo à ERSE avaliar a sua eficácia e efectuar recomendações se se verificar que não cumprem os objectivos pretendidos. Todavia, este artigo foi alterado de modo a flexibilizar esta exigência, retirando a natureza prévia ao aviso em apreço. O aviso deve ser realizado, ainda que o possa ser efectuado previamente ou na data da tentativa de leitura e deve conter alguma informação considerada essencial para que o cliente

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>possa diligenciar, designadamente pela comunicação da leitura ao distribuidor, dentro de um determinado prazo. O objectivo principal da existência de aviso é alertar o cliente que, dada a impossibilidade de leitura pelo distribuidor, ele deve diligenciar pela transmissão dos seus dados de consumo por forma a permitir que o acerto de facturação seja efectuado em período não superior a 6 meses. Se apesar do aviso, o cliente não disponibilizar os seus dados de consumo, não será possível, por facto imputável ao cliente, proceder ao acerto de facturação dentro do prazo estabelecido, desresponsabilizando o distribuidor pela inobservância desta regra.</p>
41.	Contrato de fornecimento	<p>“No n.º 4 do art.º 146 deve ser estipulado o dever de fundamentação da intenção de alterar as condições contratuais vigentes, motivação essa a ser apreciada pela ERSE.”</p>	<p>A redacção do n.º 4 do artigo 146.º da proposta de RRC (n.º 4 do artigo 154.º do novo RRC) foi alterada de modo a considerar este comentário.</p>

<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
42.	Registo de dividas	<p>“Relativamente ao registo de dívidas estipulado no art.º 142, nada foi determinado quanto à protecção dos dados pessoais, não se podendo olvidar o que determina o art.º 2 da Lei 67/98, de 26 de Outubro:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ “O tratamento de dados pessoais deve processar-se de forma transparente e no estrito respeito pela reserva da vida privada, bem como pelos direitos, liberdades e garantias fundamentais”.</li> <li>▪ Complementado com o que nos é dito pelo art.º 3 n.º 1 da Lei 41/2004, de 18 de Agosto:</li> <li>▪ “As empresas que oferecem redes e as empresas que oferecem serviços de comunicações electrónicas devem colaborar entre si no sentido da adopção de medidas técnicas e organizacionais eficazes para garantir a segurança dos seus serviços e, se necessário, a segurança da própria rede”.</li> </ul> <p>Inclusivamente, como são tratadas as dívidas originadas pelo desacordo por parte do cliente relativamente aos montantes de facturação, por exemplo, a cobrança de consumos mínimos proibidos pelo art.º 8 da Lei 23/96, de 26 de Julho. E a situação em que esse desacordo deu origem a litígio judicial onde não existe ainda sentença transitada em julgado? “</p>	<p>A constituição de um registo de clientes aos quais sejam imputáveis valores em dívida comprovada e não contestada junto de um fornecedor de energia eléctrica foi considerada na revisão do Regulamento de Relações Comerciais, aprovada através do Despacho nº 2 030-A/2005, de 27 de Janeiro.</p> <p>Previamente à aprovação da revisão regulamentar anteriormente referida, a ERSE solicitou à Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd) um parecer sobre a constituição deste registo de dívidas.</p> <p>A CNPD emitiu uma deliberação que foi enviada à ERSE em meados de Junho último, considerando que a existência de uma base de dados deste tipo carece de enquadramento legislativo, que actualmente não existe.</p> <p>A ERSE, considerando a deliberação da CNPD, eliminou do RRC o artigo que previa a possibilidade de constituição do referido</p>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			registo de dívidas.
43.	Facturação de energia reactiva	<p>“Por último, e analisando unicamente da perspectiva das relações de consumo, quando no art.º 173 n.º 4 se permite que possa ser objecto de facturação a energia reactiva fornecida à rede durante as horas de vazio, tal viola o direito dos consumidores à protecção dos seus interesses económicos, assegurado pelo art.º 60 da C.R.P., fundamentante da regra de que “os consumidores só pagam o que consomem e na estrita medida do que consomem”. “</p>	<p>O consumo ou fornecimento de energia reactiva à rede por instalações consumidoras é um comportamento indissociável do consumo de energia activa por essas instalações. Com efeito, existem instalações eléctricas que, pelo seu regime de funcionamento, fornecem energia reactiva à rede em quantidades que perturbam o normal funcionamento das redes de energia eléctrica. Nestas circunstâncias, torna-se necessário transmitir a estes cliente sinais económicos no sentido de alterar o regime de funcionamento das suas instalações, sendo justificável a facturação da energia reactiva fornecida por estas instalações. Nestes casos, os consumidores só pagam a energia reactiva que fornecem à rede na justa medida das perturbações que induzem nas redes eléctricas.</p>





<b>RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA - APIGCEE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
44.	Serviços de sistema	“- Não dá relevo adequado aos “serviços do sistema”, nomeadamente aqueles que os grandes consumidores industriais podem dar à optimização da globalidade do sector eléctrico, o que vai contra as próprias directrizes europeias relativamente à promoção dum desenvolvimento sustentável.”	De acordo com o disposto no Regulamento do Despacho, os serviços de sistema são objecto de um plano de necessidades a elaborar pela entidade concessionária da RNT e a aprovar pela ERSE. As preocupações apresentadas deverão ser inseridas neste contexto.
45.	Interruptibilidade	<p>“Tanto na tarifa como no mercado livre, os grandes consumidores, que tenham condições para tal, e queiram aderir, poderão colaborar com o operador do SE, oferecendo uma interruptibilidade, ou seja libertando a rede dum procura de potência em momentos de dificuldade de fornecimento na exploração do SE. Na prática equivale a que o SE disponha de centrais térmicas de potências equivalentes, e que só funcionariam pontualmente, sem ter que fazer qualquer investimento, nem ter qualquer custo de exploração.</p> <p>- Os grandes consumidores que tenham condições para isso e adequem as suas instalações no quadro de gestão do operador do sistema, devem ser compensados por cederem em certas circunstâncias toda, ou parte, da sua potência com os préavisos determinados, interrompendo o respectivo consumo nas quantidades acordadas.</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</li> </ul>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA - APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		A compensação a receber, tanto estando em tarifa como no mercado livre, deverá ser uma percentagem do consumo total anual, da soma do factor de potência com as energias consumidas, calculada ao preço base das “horas cheias”, à tarifa que lhe corresponderia caso estivesse no regime tarifado. ”	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.</li> </ul>
46.	Mercados organizados e concorrência	<p>“(…) b) A bolsa deve integrar mercados de blocos constantes de electricidade para 24 horas, e para uma semana, sendo que estes diferentes blocos devem ter “clearings” distintos dos “clearings” horários.</p> <p>c) Devem existir entidades independentes, tanto ao nível europeu como nacional, que tenham o poder de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>o Eliminar todos os abusos de posição dominante, ou de oligopólio;</li> <li>o Promover a implantação de novas centrais concorrentes;</li> <li>o Impor a publicação transparente de todos os dados úteis para o mercado.”</li> </ul>	<p>Independentemente da concordância, ou não, da ERSE, com o teor do comentário apresentado, as regras a que deverá obedecer o funcionamento dos mercados organizados e os mecanismos de supervisão e regulação serão definidos nos termos que vierem a ser acordados entre os Governos de Portugal e de Espanha.</p> <p>Os produtos a disponibilizar nos mercado serão propostos pelos respectivos operadores de mercado, respeitando a legislação</p>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA - APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			aplicável.
47.	Interrupção do fornecimento de energia eléctrica	<p>“Artigo 44.º, página 38</p> <p>Ponto 1 – Motivos de interrupção”</p> <p>Consideramos que deve ser acrescentada uma alínea por forma a permitir ao gestor do sistema ou distribuidor regulado em MT e AT, interromper o fornecimento ao abrigo de contrato de interruptibilidade estabelecido com o cliente.”</p> <p>“Artigo 51.º, página 42</p> <p>Consideramos que deve ser acrescentado um novo ponto 4, com a redacção:</p> <p>“Definido em contrato de interruptibilidade estabelecido entre o cliente e os operadores de redes”.</p>	<p>O fornecimento de energia eléctrica está sujeito à observância dos princípios da regularidade e da continuidade do serviço.</p> <p>As interrupções que ocorram no âmbito dos contratos de interruptibilidade têm um carácter distinto dos motivos de interrupção referidos no artigo mencionado. Com efeito, uma vez que as interrupções que ocorram no âmbito dos contratos de interruptibilidade obedecem a um conjunto de regras neles estabelecidas, nomeadamente os pré-avisos e os procedimentos de accionamento da interruptibilidade, não se considera adequada a sua referência neste artigo.</p>
48.	Facturação de energia reactiva	<p>“Consideramos que devem ser alteradas as actuais regras de facturação de energia reactiva por forma a:</p> <p>- penalizar quem tem energia reactiva:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Quem tem energia reactiva igual ou superior ao limiar de 30%, deve ser facturado de uma forma progressiva como consequência da</li> </ul>	<p>A ERSE alterou a regulamentação por forma a permitir a alteração das regras de facturação da energia reactiva na sequência de propostas fundamentadas que serão apresentadas pelos operadores de redes.</p>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA - APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>energia que gerou;</p> <p>Ex: teve 30% de energia reactiva é facturado: = Quantidade x preço Energia Reactiva</p> <p>Ex: teve 40% de energia reactiva é facturado: 30% a:= Quantidade x Preço Energia Reactiva + restantes 10% a: +Quantidade x Preço Energia Reactiva x (1+10%) (ou de forma semelhante através de um preço médio)</p> <p>- e premiar quem não tem energia reactiva:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Quem tem energia reactiva inferior ao limiar de 30%, deve ter um desconto progressivo em função da sua eficiência.”</li> </ul>	
49.	Tarifas a aplicar	<p>Consideramos que o ponto 1 deve ser alterado por forma a permitir a comercialização das Tarifas de Venda a Clientes Finais de Referência conforme referidas no regulamento tarifário. Assim, propomos a seguinte redacção:</p> <p>“1 — Aos fornecimentos dos comercializadores regulados aos seus clientes são aplicadas as tarifas de Venda a Clientes Finais ou as Tarifas de Venda a Clientes Finais de Referência, estabelecidas nos termos do Regulamento Tarifário”.</p>	<p>Na proposta de regulamento as tarifas de referência tinham um carácter meramente informativo. A sua publicação em documentos da ERSE visava esclarecer os consumidores quanto à evolução dos custos que dependem da eficiência das empresas do sector e dos custos que dependem de medidas de política energética ou outras políticas determinadas de</p>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA - APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p><i>Assim, torna-se necessário incluir neste artigo um novo ponto 6</i></p> <p>“6 — Os preços a praticar a clientes que cumpram os requisitos de consumidores intensivos de energia eléctrica são os definidos pela Tarifa de Venda a Clientes Finais de Referência”.</p>	<p>forma exógena ao funcionamento das empresas e à regulação do sector.</p> <p>No entanto, tendo em conta os comentários dos vários agentes decidiu-se retirar estas tarifas do articulado do regulamento tarifário. Os valores em causa serão objecto de divulgação pela ERSE no documento justificativo das tarifas, mantendo-se o seu carácter informativo.</p>
50.	Interruptibilidade	<p>“Conforme se depreende deste Artigo, e da página 33 do respectivo documento justificativo, onde se propõe a “valorização económica” a aplicação de mecanismos competitivos do mercado, e se afirma que o valor da potência interruptível é apurado pela ERSE para cada semestre...”, este novo regulamento aponta para um regime já anteriormente proposto pela ERSE em Maio de 2003, e sobre o qual na altura a APIGCEE já se pronunciou com um parecer fundamentado, considerando-o claramente inadequado.</p> <p>Somos do parecer que também aqui, e tendo igualmente em consideração o objectivo político da criação do MIBEL, o sistema actualmente existente em Portugal deve aprefeiçoar-se,</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de</li> </ul>

RRC – ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA - APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>acrescentando-se a interruptibilidade rápida conforme já formalmente proposta pela REN, em 17/Dezembro/2004, e não recorrer a mecanismos burocratizados e na prática inaplicáveis que poriam definitivamente em causa o próprio MIBEL, pois estariam a afastar Portugal cada vez mais das práticas já testadas em Espanha.</p> <p>Assim, em Portugal devem existir no futuro dois regimes de interruptibilidade:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Interruptibilidade rápida</b> — tal como proposto pela REN em 17/Dezembro/2004 (pré - aviso de 5 minutos e paragem de 1 hora;</li> <li>• <b>Interruptibilidade alargada</b> — tal como o regime actualmente existente (pré - aviso de pelo menos meia - hora e paragens que podem ir até às 16 horas).”</li> </ul>	<p>proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.</li> </ul>

<b>RRC – CMVM</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
51.	Conceito de mercados organizados a prazo	“Na definição dos mercados a prazo nota-se urna discrepância entre a definição proposta e a constante do Acordo de Santiago de Compostela, no art. 6.º, n.º 1, a), que é ainda mais patente por ter sido, aparentemente, este último preceito que inspirou a redacção da definição.”	<p>A ERSE introduziu alterações de redacção no artigo que se refere aos mercados organizados, no sentido de melhor detalhar as definições dele constantes, não apenas para o conceito de mercados a prazo mas também para o conceito de mercados diários.</p> <p>As redacções dos artigos relativos aos “Princípios e disposições gerais” e “Mercados organizados” foi alterada no sentido de as tornar idênticas ao estabelecido no Acordo de Santiago de Compostela.</p> <p>No caso particular dos mercados a prazo tornou-se explícito que a liquidação dos contratos pode ser efectuada por entrega física ou por diferenças.</p>
52.	Agentes de mercado	“Parece que o elenco de quem pode actuar nos mercados organizados, em sentido amplo, e que corresponde ao conceito de agente do mercado referido no nº 2 do art. 3.º do projecto de Regulamento, poderá não ser completamente consistente com, a lista constante do art. 3º do Acordo de Santiago de Compostela.”	<p>A ERSE acolheu o comentário apresentado, tendo alterado o RRC em conformidade.</p> <p>Assim, com o intuito de compatibilizar a definição de agentes de mercado constante do n.º 2 do art.º 3.º do novo RRC com os</p>

RRC – CMVM			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			preceitos do Acordo de Santiago de Compostela sobre as entidades a actuar no âmbito do MIBEL, foram introduzidas alterações de redacção no RRC, concedendo aos agentes de mercado (conforme definidos no RRC) a possibilidade de actuarem nos mercados organizados, mas sem restringir a participação de outros agentes que se enquadrem na legislação e regulamentação existente sobre a constituição e operação dos mencionados mercados.
53.	Informação e factos relevantes	<p>“Não resulta completamente claro:</p> <p>b) o aprazamento dos deveres de informação. Por exemplo, nos mercados financeiros, os factos relevantes devem ser divulgados imediatamente. Se se optar deixar essa matéria para a competência do operador do mercado (solução que não será a melhor), então deve acrescentar-se ao n.º3 do art. 186.º a referência ao prazo.</p> <p>c) o conceito de facto relevante (talvez fosse útil incluí-lo nas definições e trabalhá-lo).”</p>	<p>Foram efectuadas alterações de redacção ao RRC, nos seguintes termos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sem prejuízo dos deveres de informação próprios dos operadores de mercado aos membros e participantes nos mercados organizados, de acordo com as regras próprias legalmente aprovadas, é cometida ao operador da rede de transporte na sua função de Acerto de Contas a responsabilidade de centralizar</li> </ul>



RRC – CMVM			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>informação relevante sobre o funcionamento dos mercados, designadamente sobre factos que possam influir na formação dos preços. Para tal, foi consagrado o dever, por parte dos agentes de mercado, de comunicação dessa informação, de forma célere e atempada, ao Acerto de Contas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No sentido de melhor precisar o conceito de “factos relevantes”, foram caracterizadas, de forma não exaustiva de modo a não limitar o conceito, situações que se configuram como facto relevante, objecto de comunicação ao Acerto de Contas.</li> </ul>
54.	Manuais de procedimentos e operação de mercado	“O enquadramento jurídico do Mercado Ibérico sobre Energia Eléctrica resulta da aplicação conjugada dos Acordos celebrados entre a República Portuguesa e o Reino de Espanha e da legislação interna destes Estados que regule os mercados eléctrico e financeiro. Neste contexto, o Acordo de Santiago de Compostela, celebrado em Outubro de 2004 (ainda não ratificado em qualquer dos países), é um	A ERSE alterou a redacção do RRC, no sentido de evitar conflitos ou sobreposições com o restante enquadramento legal sobre a criação e operação de mercados organizados, dando, assim, acolhimento ao comentário da CMVM.

RRC – CMVM			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		instrumento importante na definição de alguns princípios em sede de supervisão dos mercados. Entre estes sobressaem o princípio do respeito pela legislação interna de cada Estado e pelas competências de cada regulador nacional (artigo 10.º, n.º2 do citado Acordo), devendo para o efeito os Estados contratantes promoverem a celebração de Memorandos de Entendimento, nos termos do artigo 10º n.º 4 do citado Acordo), e o princípio da institucionalização dessa cooperação através da criação de um Conselho de Reguladores (artigo 11 .º do citado Acordo).”	Dessa forma, deixaram de ser previstos no RRC manuais de procedimentos e operação dos mercados, remetendo-se as respectivas regras para definição pelos operadores de mercado com aprovação ou registo pelas entidades competentes nos termos da lei e dos adequados mecanismos de cooperação institucional das diferentes entidades de regulação e supervisão envolvidas.
55.	Enquadramento jurídico	<p>“(…)O quadro jurídico emergente da DMIF, não obstante ainda não se encontrar transposto para o ordenamento jurídico nacional, deve ser considerado na definição de qualquer entendimento ou solução regulatória no plano dos mercados financeiros.”</p> <p>“O Cód. VM oferece, assim, o quadro jurídico que deve regular os termos da constituição e funcionamento de um mercado a prazo sobre energia eléctrica, desde logo por remissão do Acordo ibérico de Santiago de Compostela e pelo facto desta matéria se encontrar</p>	<p>A ERSE considera que a alteração de redacção efectuada às disposições do RRC sobre mercados organizados atendem ao espírito da Directiva 2004/39/CE, designadamente quanto à existência e disponibilização de informação e quanto à participação nos mercados organizados de contratação a prazo.</p> <p>A ERSE, alterou a redacção das disposições do RRC sobre mercados organizados, no sentido de não contrariar o quadro legal existente sobre a regulação e supervisão dos</p>

RRC – CMVM			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		compreendida no âmbito material de aplicação daquele Código, conforme evidenciámos.”	mercados de contratação a prazo, sem prejuízo dos adequados mecanismos de cooperação institucional das diferentes entidades de regulação e supervisão envolvidas.
56.	Aprovação dos Manuais de Procedimentos e Código de Valores Mobiliários (CVM)	<p>“O projecto de revisão do Regulamento da ERSE relativo às relações comerciais, sujeita os <i>Manuais de Procedimentos e Operação dos Mercados a Prazo</i> a um procedimento de aprovação conjunta da ERSE e da CMVM, como referido no art. 187.º. Apesar de o conteúdo preciso destes Manuais não se encontrar integralmente densificado em regulamentação da ERSE (a única referência a esta matéria vem no art.185º), a ERSE esclareceu a CMVM (por e-mail de 9 de Maio do corrente), que os mesmos disporão, entre outras matérias sobre “procedimentos e condições de adesão ao mercado, regras e condições de funcionamento do mercado, regras de liquidação, garantias a prestar pelos agentes e obrigações de divulgação de informação aos agentes e entidades de supervisão”.</p> <p>Há, assim, um espaço de sobreposição entre os Manuais referidos e as regras do mercado e de sistemas de compensação e assunção da função de contraparte central de que trata o Cód. VM, com consequências diversas ao nível das competências de aprovação</p>	<p>A ERSE alterou a redacção do RRC, remetendo para os operadores de mercado a elaboração das respectivas regras de funcionamento e operação dos mercados, sem prejuízo da sua sujeição ao regime de registo ou aprovação pelas entidades competentes nos termos da lei, tendo em conta a cooperação institucional entre as entidades de regulação e supervisão envolvidas.</p> <p>Deixa, assim, de se verificar qualquer sobreposição de regras ou de competências de aprovação.</p>

RRC – CMVM			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		(CMVM e ERSE no primeiro caso, CMVM apenas no segundo).”	
57.	Aprovação das regras de mercado	<p>“No espírito do Acordo Ibérico de Santiago de Compostela e no quadro das relações excelentes existentes entre ERSE e CMVM, parece-nos que bastaria que constasse do Regulamento a simples remissão para um memorando de entendimento ou para a concertação entre as duas entidades (no espírito do art. 10.º, n.º4 do Acordo de Santiago de Compostela) quanto ao processo de aprovação dos referidos manuais (ex: “n.º 3: Os Manuais de Procedimentos e Operação dos Mercados a Prazo são aprovados nos termos da legislação aplicável a esses mercados e dos processos de concertação e cooperação que venham a ser estabelecidas entre as entidades de supervisão competente”).</p> <p>“Uma última referência vai para a designação “Manuais de Procedimentos e Operação do Mercado”. Tratando-se de algo dotado de um conteúdo heterogéneo (regras jurídicas e procedimentos operacionais), teve talvez de buscar-se uma designação abrangente. Todavia, há que reconhecer que, na boa técnica jurídica, os textos normativos puros deveriam estar separados dos puros procedimentos operacionais. Por isso aconselha-se a rever a expressão ou, em alternativa, deixar claro que ela é usada apenas para os efeitos do Regulamento da ERSE, sem prejuízo de terminologia usada na lei (veja-se, por exemplo, o conceito de “regras de mercado”, no art. 201º</p>	<p>Atendendo à possibilidade de interpretações conflituantes da redacção proposta, a ERSE decidiu alterar as disposições do RRC no sentido de eliminar referências a manuais de procedimentos e operação dos mercados, substituindo-as por regras dos mercados, cujas competências de registo ou aprovação se processam nos termos da legislação vigente.</p> <p>A ERSE considera que a questão terminológica associada à existência de Manuais de Procedimentos e Operação do Mercado deixa de se colocar com a remissão para as regras de mercado da responsabilidades dos operadores de mercado, sem prejuízo da sua sujeição ao regime de registo ou aprovação pelas entidades competentes nos termos da lei.</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

<b>RRC – CMVM</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		do Cód. VM) e sem se impor como designação obrigatória para o operador do mercado que aprova os textos.”	



RRC – COGEN PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
58.	Agente Comercial	<p>“No artigo 14.º do RRC, é criada a actividade de Agente Comercial, exercida pelo concessionário da RNT e que tem como atribuições a compra da produção em regime especial e a sua venda no mercado organizado (artigo 52.º).</p> <p>Relativamente a esta questão, permitimo-nos alertar V. Exa. para alguns aspectos que deverão ser devidamente ponderados:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ A maioria dos cogeradores têm as suas entregas contratualizadas com distribuidores em AT e MT.</li> <li>▪ Os equipamentos de medida de muitos produtores podem não permitir uma adequada gestão dos contratos (descriminação horária, cálculo de desvios).</li> <li>▪ As instalações de cogeração, porque têm obrigações no fornecimento de energia térmica, não podem participar nos Programas de Exploração previsto no Artigo 56.º.”</li> </ul>	<p>O artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, sob a epígrafe “Funcionamento transitório” prevê no n.º 8 o seguinte: “Enquanto responsável pela optimização do sistema eléctrico de serviço público, a entidade concessionária da RNT mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica de produção em regime especial.”</p> <p>O mesmo diploma estabelece que a entidade concessionária de RNT deve efectuar a venda de toda a energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE nos mercados organizados (n.º 2 do artigo 14.º).</p> <p>Considerando os comentários apresentados e o estabelecido no Decreto-Lei anteriormente referido, a redacção do RRC foi alterada no sentido de prever que a venda de energia eléctrica adquirida à PRE possa ser efectuada nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais a celebrar entre o Agente Comercial e o comercializador regulado em</p>

<b>RRC – COGEN PORTUGAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>MT e AT.</p> <p>Nos termos do n.º 5 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, os contratos bilaterais celebrados pelos comercializadores regulados são aprovados pela ERSE.</p> <p>Os regulamentos publicados pela ERSE em 2001, obrigaram à instalação, pelo operador da rede de distribuição em AT e MT, de equipamentos de medida em base horária que pudessem ser integrados em sistemas de telecontagem, em todos os clientes do sector abastecidos em média tensão ou em níveis de tensão superiores.</p> <p>Para os produtores em regime especial importa também que os sistemas de contagem sejam harmonizados com os sistemas dos restantes produtores e com os dos consumidores abastecidos em média tensão (ou tensão superior).</p>



<b>RRC – COGEN PORTUGAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, que estabelece as disposições relativas à actividade de co-geração, prevê no n.º 5 do artigo 12.º, que para potências superiores a 1MW, “o co-gerador deve instalar equipamento de medição e teletransmissão que permita o registo do diagrama de cargas, pelo menos por um período mensal, determinado por sucessivas potências médias de quinze minutos”. Neste caso, existe a obrigação legal de instalação dos equipamentos de medição adequados, pelo que esta questão deverá ser colocada ao nível dos procedimentos aplicáveis ao cumprimento da legislação.</p> <p>Relativamente à restante produção em regime especial, com excepção da produção ligada em BT, o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, que regula a actividade de produção que integra o Sistema Eléctrico Independente, mediante recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, estabelece</p>

RRC – COGEN PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>no n.º 3 do artigo 16.º que os equipamentos e as regras técnicas usados na medição da energia fornecida pelos produtores serão análogos aos usados pela rede pública para medição da energia fornecida aos consumidores. Assim, existindo desde já a obrigação de todos os consumidores em MT ou níveis de tensão superiores disporem de equipamentos de contagem horária com telecontagem, também todos os produtores ligados a estes níveis de tensão deverão dispor de equipamentos semelhantes.</p> <p>Já para a produção em BT, o Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março, que regula a produção de energia eléctrica em BT, estabelece no n.º 2 do artigo 9.º que os equipamentos e regras técnicas de medida serão definidos no contrato de venda e aquisição de energia eléctrica a estabelecer com a entidade titular de licença vinculada em BT a operar na respectiva zona. Nesta</p>

<b>RRC – COGEN PORTUGAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>situação, compete ao operador da rede exigir a instalação do equipamento que considerar mais conveniente.</p> <p>A entidade concessionária da RNT e o comercializador regulado devem dispor de informação relativa à produção destas centrais de forma atempada e com desagregação horária, sendo assim fundamental que estes agentes instalem os equipamentos de medida adequados, como em larga medida já está previsto na legislação aplicável à produção em regime especial.</p> <p>Os programas de exploração referidos no artigo 56.º da proposta regulamentar (artigo 63.º do novo RRC) dizem exclusivamente respeito a centrais com CAE.</p>



<b>RRC – COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D’ESTE - CEVE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
59.	Relação entre operadores de redes	“- No corpo do art.43, deve ser referido que os montantes a recuperar pelo operador de rede de BT, devem ter em conta as perdas na rede de BT; ”	As tarifas referidas no artigo 43.º da proposta regulamentar (artigo 47.º do novo RRC) já consideram as perdas nas redes de BT.
60.	Interrupção do fornecimento de energia eléctrica	"- No corpo do art.44, deve ser incluído as interrupções por intimações dadas por entidades judiciais e entidades administrativas; "	A ERSE concorda com a observação e alterou o texto regulamentar em conformidade.
61.	Interrupção do fornecimento de energia eléctrica	"- No número 3 do art. 50, dever ser esclarecido a que entidade o operador de rede deve comunicar a interrupção do fornecimento de energia;”	Conforme estabelecido no número 3 do artigo 56.º do novo RRC, o pré-aviso deve ser comunicado ao cliente com uma antecedência de 8 dias.
62.	Ligações entre redes em MT e AT e redes em BT	“- Ao corpo do art.86. deve ser acrescido um parágrafo, em que seja estabelecido um prazo mínimo, para a ligação entre as respectivas redes, após a adjudicação da proposta da execução do ramal;  - No art.93, deve ser definido o limite máximo das potências para a ligação à rede de BT, sem prejuízo da cooperação, quanto a solução mais vantajoso, para ambos as partes;”	Na perspectiva da ERSE, no caso do estabelecimento de ligações entre as redes em MT e AT e as redes em BT, a que respeita o artigo 86.º da proposta regulamentar (artigo 93.º do novo RRC), torna-se de difícil implementação um prazo uniforme a aplicar a todas as situações devido à sua diversidade técnica. Contudo, a ERSE não deixará de acompanhar este assunto, disponibilizando-se sempre para apreciar as situações em concreto que possam estar na origem do

<b>RRC – COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D’ESTE - CEVE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>comentário apresentado.</p> <p>No que respeita à ligação de instalações produtoras às redes em BT, também objecto de tratamento no artigo 93.º da proposta regulamentar (artigo 100.º do novo RRC), o regime estabelecido no RRC decorre da legislação habilitante, pelo que não é possível ao nível deste regulamento a imposição de limites nas potências de ligação à rede em BT.</p>
63.	Acesso ao equipamento de medição	“No número 3 do art.102, deve ser esclarecido o que se entende por acesso livre ao equipamento. A homologação dos elementos de alojamento dos actuais equipamentos não confere segurança, de modo a criar exclusividade de acesso; “	<p>O disposto neste número constitui o cliente em fiel depositário dos equipamentos de medição que são propriedade do operador da rede de distribuição. No entanto, esta obrigação só lhe pode ser imposta nas situações em que terceiros não tenham acesso aos equipamentos de medição.</p> <p>No caso de terceiros terem acesso aos equipamentos de medição (por exemplo nas áreas comuns dos prédios), a ocorrência de danos nos equipamentos terá que ser avaliada numa base casuística.</p>

<b>RRC – COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D’ESTE - CEVE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			Pela razão apresentada não se considera necessário proceder a uma maior especificação da redacção deste número.
64.	Potência contratada e potência requisitada	“No número 2 do art.109. discorda-se do seu conteúdo quanto à restrição à potência requisitada, no âmbito das necessidades dos operadores de rede, dado a dificuldade de estimar, com rigor e sem históricos, as potências em jogo; “	Em cada ponto de entrega, a potência contratada não pode ultrapassar a potência requisitada à rede, uma vez que esta constitui um limite técnico (valor da potência para a qual a ligação deve ser construída e a rede de montante deve ter capacidade de alimentar).
65.	Potência contratada em BTE	“No número 3 do art.109, devem ser contemplados os consumidores de BTE, visto o tipo de tarifa a eles aplicada ter o mesmo processo de facturação que as taxas mencionadas no corpo deste artigo; “	O n.º 3 do artigo 109.º da proposta regulamentar (artigo 116.º do novo RRC) refere-se exclusivamente a entregas em MT, AT e MAT, pelo que não é possível considerar o comentário efectuado.
66.	Margem de potência adicional	“No número 4 do art. 125, o valor da potência contratada não deve ser superior a 10,35 KVA pois acima deste valor cria problemas de exploração, nomeadamente desequilíbrios de fase, em redes de pequena dimensão; “	O número 4 do artigo 125.º da proposta regulamentar (n.º 4 do artigo 134.º do novo RRC) refere-se a situações em que, por razões técnicas, o distribuidor, entende ser a alimentação trifásica a forma mais adequada de efectuar um fornecimento. Dado que ao

<b>RRC – COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D’ESTE - CEVE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>cliente lhe é permitido optar pela alimentação monofásica, o distribuidor, caso opte pela alimentação trifásica da instalação, deverá compensar o cliente concedendo-lhe uma margem de potência adicional de 3x5A face ao correspondente à potência contratada pelo cliente. Os eventuais desequilíbrios de fase que possam ocorrer deverão ser corrigidos através de uma distribuição equilibrada de cargas pelas fases nas redes do distribuidor, tal como acontece com as restantes instalações alimentadas em sistema trifásico de tensões.</p>
67.	Pré-aviso da data de realização de leitura	<p>“No número 7 do art. 126, deve ser salvaguardada uma excepção, quanto ao aviso prévio de leituras ao consumidor, visto que os pequenos distribuidores (Cooperativas) procedem a recolhas de leituras e facturação mensal;”</p>	<p>O artigo em apreço foi alterado de modo a tornar a exigência de aviso mais flexível, podendo ser efectuado previamente ou na data da tentativa de leitura. Ainda que as leituras sejam realizadas mensalmente, nas instalações em que pontualmente não tenha sido possível essa recolha de dados, o</p>



<b>RRC – COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D’ESTE - CEVE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			distribuidor pode deixar um aviso de que esteve no local e solicitar ao cliente que lhe comunique os seus dados de consumo. O objectivo principal da existência de aviso é alertar o cliente que, dada a impossibilidade de leitura pelo distribuidor, ele deve diligenciar pela transmissão dos seus dados de consumo por forma a permitir que o acerto de facturação seja efectuado em período não superior a 6 meses. Se apesar do aviso, o cliente não disponibilizar os seus dados de consumo, não será possível, por facto imputável ao cliente, proceder ao acerto de facturação dentro do prazo estabelecido, desresponsabilizando o distribuidor pela inobservância desta regra.
68.	Aplicação de perfis de consumo	“No corpo do art. 130, e quanto à aplicação uniforme dos perfis de consumo, deve ter-se em conta prazos de carência na sua aplicação, atendendo à dimensão das empresas, e ao esforço financeiro que tem de suportar, para a sua implementação;”	Os operadores de rede, relativamente às instalações em BT ligadas às suas redes e que não disponham de equipamento de medição com desagregação horária dos consumos, devem aplicar os perfis de consumo definidos para o efeito.

<b>RRC – COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D’ESTE - CEVE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			Não é possível considerar atrasos na aplicação destas regras, uma vez que tal representaria uma limitação dos direitos dos consumidores à livre escolha de fornecedor já consagrada na lei. Contudo, essa situação não prejudica a existência de um mecanismo de flexibilidade na aplicação dos perfis, prevendo o RRC que, por acordo entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e o operador da rede de distribuição em BT, a facturação da tarifa de acesso a clientes em BT possa ser efectuada pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.
69.	Periodicidade da facturação	“- O art. 167, deve salvaguardar a dimensão dos distribuidores, que por via de regra facturam mensalmente, de modo a satisfazer os seus compromissos com a mesma regularidade;”	Manteve-se a regra da facturação mensal no caso dos comercializadores regulados exclusivamente em BT, passando o articulado a excepcionar esta situação.
70.	Facturação da potência/cessação do	“- No corpo do art. 174, deve ser especificado o prazo pelo qual a situação se pode prolongar a facturação da potência, sem que sejam	O artigo 174.º da proposta regulamentar (artigo 186.º do novo RRC) prevê as situações

<b>RRC – COOPERATIVA ELÉCTRICA DO VALE D’ESTE - CEVE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
	contrato de fornecimento	levantados os elementos que constituem a ligação física ao consumidor;”	de interrupção de fornecimento por causa imputável ao cliente (ex.: falta de pagamento), mas que não tenha por consequência a cessação do contrato de fornecimento. Ao contrário, o que se prevê no RRC é que a interrupção do fornecimento que se prolongue por um período superior a 60 dias constitui um dos motivos para a cessação do contrato de fornecimento. Situação distinta é a cessação do contrato de fornecimento por iniciativa de qualquer das partes, que não justifica a manutenção da facturação de potência, uma vez que o levantamento do equipamento de medição é um ónus e encargo do distribuidor.
71.	Prazo de pagamento das facturas	“- No art. 175, não devem ser alterados os actuais prazos de pagamento dos clientes de BTN;”	Mantendo-se a regra da facturação mensal aos clientes em BTN dos comercializadores regulados exclusivamente em BT deverá considerar-se a manutenção do prazo de pagamento das respectivas facturas previsto no RRC em vigor.



RRC – DIRECÇÃO-GERAL DE GEOLOGIA E ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
72.	Interruptibilidade	<p>“Os investimentos nas redes de distribuição têm implicações na segurança do abastecimento que é uma competência Governo, pelo que esta matéria deverá ser tratada na legislação de base do sector e não definida num regulamento. (...) O mesmo argumento sobre segurança de abastecimento é aplicável à nova proposta de regime de interruptibilidade que consta do Artº. 180 da proposta de RRC.”</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</li> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação</li> </ul>

<b>RRC – DIRECÇÃO-GERAL DE GEOLOGIA E ENERGIA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.
73.	Entrada em vigor	“Da maneira como está redigido o Artº. 245 (entrada em vigor) a ERSE determina quando entram em vigor as disposições que se relacionam com os CMEC’s, quando é o Decreto-Lei 240/2004 que impõe à ERSE um prazo para fazer as alterações nos seus regulamentos de modo a serem cumpridas as disposições do mesmo Decreto-Lei.”	Foi considerada a alteração da redacção deste artigo do RRC de modo a clarificar que só após a entrada em funcionamento dos mercados organizados e a aplicação dos CMEC as disposições do RRC dependentes destes factos entrarão em vigor, o que será precedido de Aviso da ERSE para o efeito.

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
74.	Existência de dívidas	<p>Os princípios gerais relativos à mudança de fornecedor por parte dos clientes, que consta desta proposta regulamentar, consagra os seus direitos à livre escolha dentro daquilo que é o espírito da Directiva 2003/54/CE.</p> <p>Contudo, o processo da mudança de fornecedor em mercado com impacto na gestão das dívidas é um aspecto crítico a acautelar à priori, tendo em conta a eficiente gestão de todos os processos de mudança, nomeadamente quanto ao acesso à informação relativa aos devedores, que julgamos ser um tema de elevada relevância para o bom funcionamento do sistema de mercado.</p> <p>A proposta de criação de um registo sobre clientes devedores terá tanto mais utilidade quanto maior for a viabilização da sua implementação e correcta utilização, revelando-se a autorização por parte dos clientes como a questão central para o real aproveitamento de tão importante informação. Ainda neste contexto, importa acrescentar que o incumprimento sucessivo, por parte do cliente, das obrigações contratuais a diversos comercializadores a actuar no mercado, designadamente por falta de pagamento, pode conduzir a um retorno ao comercializador regulado sem que para isso tenham sido regularizadas as situações anteriores.</p>	<p>A existência de dívidas não deve constituir impedimento à mudança de fornecedor, considerando-se que os comercializadores de energia eléctrica que actuam em regime de livre concorrência dispõem dos mecanismos necessários para gerir o risco de crédito dos seus clientes, tal como acontece na generalidade das actividades económicas exercidas em regime de mercado.</p> <p>A constituição de um registo de clientes aos quais sejam imputáveis valores em dívida comprovada e não contestada junto de um fornecedor de energia eléctrica foi considerada na revisão do Regulamento de Relações Comerciais, aprovada através do Despacho nº 2 030-A/2005, de 27 de Janeiro.</p> <p>Previamente à aprovação da revisão regulamentar anteriormente referida, a ERSE solicitou à Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd) um parecer sobre a constituição deste registo de dívidas.</p>

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>Este tema deve ser objecto de um estudo mais aprofundado, nomeadamente tendo em conta experiências idênticas em outros mercados eléctricos e em outros sectores de actividade com processos semelhantes de liberalização como é o caso das telecomunicações fixas, em que apesar de existirem soluções legalmente estabelecidas a sua implementação tem sido morosa.</p> <p>No que diz respeito ao comercializador regulado, existe como princípio que a passagem de um cliente para o mercado só se poderá verificar, se não existir dívida vencida que seja do conhecimento do cliente. Sabe-se, no entanto, que nesse momento da passagem poderá existir dívida que, não só não está vencida porque a facturação corrente tem um prazo de 30 dias nos clientes MAT/AT/MT/BTE e de 14 dias nos clientes BTN, como também estará por facturar, dado que a última factura apenas é processada com a cessação contratual.</p> <p>Para obviar a acumulação de dívidas associadas com a última factura, só deve ser permitido a efectiva passagem ao mercado no final de 90 dias a contar da data da concretização da mudança inicial, podendo o comercializador regulado accionar uma cláusula de anulação dessa mudança, caso não tenha sido paga pelo cliente a dívida final confirmada. Em alternativa, poder-se-á considerar a possibilidade do novo comercializador aceitar responsabilizar-se, perante o</p>	<p>A CNPD emitiu uma deliberação que foi enviada à ERSE em meados de Junho último, considerando que a existência de uma base de dados deste tipo carece de enquadramento legislativo, que actualmente não existe.</p> <p>A ERSE, considerando a deliberação da CNPD, eliminou do RRC o artigo que previa a possibilidade de constituição do referido registo de dívidas.</p> <p>O RRC estabelece que os clientes do comercializador regulado não podem mudar de fornecedor enquanto existirem dívidas por saldar.</p> <p>Relativamente aos clientes em MAT, AT, MT e BTE, o comercializador regulado pode exigir-lhes a prestação de caução para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de fornecimento de energia eléctrica.</p> <p>O actual enquadramento regulamentar trata adequadamente a especificidade de actuação</p>



RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		comercializador regulado, pela dívida do seu novo cliente.	do comercializador regulado, não se considerando adequado impor um prazo de 90 dias para tornar efectiva a mudança de fornecedor.  Tal prazo, a existir, constituiria uma barreira à liberalização do sector eléctrico.
75.	Parcela livre e cessação dos CAE	<p>Tendo em conta as disposições do regulamento a parcela livre é considerada extinta no pressuposto de ter sido já atingida a liberalização total do mercado.</p> <p>Do nosso ponto de vista, face à legislação aplicável a esta matéria, importa explicitar a correspondência entre a extinção da referida parcela e a cessação dos CAE, uma vez que a parcela livre deve ser extinta com o início de funcionamento do mercado.</p> <p>Até esse momento, o distribuidor vinculado em MT e AT deve adquirir 92% das suas necessidades de energia à entidade concessionária da RNT, podendo complementar as restantes através da parcela livre (8%).</p>	<p>A ERSE concorda com o comentário efectuado.</p> <p>O Decreto-Lei nº 185/2003, de 20 de Agosto prevê que a EDP Distribuição possa recorrer à parcela livre prevista no artigo 16.º do Decreto-Lei nº 184/95, de 27 de Julho, transitoriamente, até à liberalização total do mercado.</p> <p>A ERSE considera que o Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto liberaliza o mercado do lado da procura, mas que a total liberalização do mercado só será efectiva quando houver liberalização da oferta, isto é, com a revisão dos Contratos de Aquisição de</p>

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			Energia (CAE) e a definição das regras que permitam aos produtores vender a energia que produzem no mercado.
76.	Responsabilidade dos custos de infra-estrutura de telecomunicações dos equipamentos de telecontagem	<p>“A proposta prevê uma alteração na atribuição de responsabilidade pelos custos de instalação e manutenção de comunicações para telecontagem, referindo que “Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação e a manutenção de infra estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes constituem encargo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Do operador da rede de distribuição MT e AT, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados à rede de transporte;</li> <li>- Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados às suas redes”.</li> </ul> <p>A fundamentação apresentada para esta alteração da responsabilidade parece ser aceitável levantando-se, contudo, questões relacionadas com custos aceites e com a optimização do ponto de vista económico da tecnologia a utilizar pelos operadores das redes.</p> <p>Surge ainda um terceiro impacto que envolve todos os clientes que se</p>	<p>A ERSE reconhece a existência de uma situação de desigualdade entre os clientes que já instalaram a infra-estrutura de telecomunicações para leitura remota dos equipamentos de medição, e os clientes que, com a entrada em vigor do texto regulamentar agora proposto, passem a estar integrados nos sistemas de telecontagem.</p> <p>Atendendo à necessidade de conceder ao operador da rede de distribuição algum tempo para se adaptar ao novo quadro regulamentar e, simultaneamente, limitar o período em que os clientes com instalações já integradas nos sistemas de telecontagem continuem a suportar os custos com as infra-estruturas de telecomunicações, a ERSE alterou a redacção do RRC no sentido de prever que os encargos com as infra-estruturas de telecomunicações</p>

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>encontram no SENV e os do SEP que tenham instalado a infra-estrutura de telecomunicações para suporte aos equipamentos de telecontagem. Efectivamente este conjunto de clientes já incorreu e continua a incorrer em custos desta natureza.</p> <p>A proposta de regulamentação ao imputar à EDP Distribuição a responsabilidade dos custos com a instalação e manutenção de infra-estruturas de telecomunicações deve permitir a esta empresa apresentar à ERSE uma proposta baseada num estudo técnico-económico que vai certamente, à semelhança do que se verifica nas utilities europeias, no sentido da utilização generalizada da tecnologia GSM, em detrimento de rede fixa PSTN.</p> <p>Do ponto de vista da regulação económica a solução a adoptar deve, garantidamente e de uma forma transparente, ser constituída como base de custos e activos aceites para regulação.</p> <p>Efectivamente, com esta alteração regulamentar, os comercializadores dos clientes que pretendam passar ao mercado serão informados de que não deixam de suportar os custos relativos a comunicações associadas à telecontagem, sendo de esperar dois tipos de consequências: um aumento dos pedidos (actualmente cerca de 300/mês) ou a solicitação de que a EDP Distribuição assuma os custos</p>	<p>relativas a instalações já integradas no sistema de telecontagem continuam a ser suportadas pelos clientes durante um período de 6 meses após a entrada em vigor do novo RRC.</p> <p>A ERSE considera que o período transitório de 6 meses tem a duração adequada para permitir a adaptação de todos os agentes às novas regras estabelecidas no RRC sobre esta matéria.</p> <p>Os custos com a telecontagem são considerados nas tarifas de comercialização de redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.</p>

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>das comunicações fixas das carteiras dos actuais clientes.</p> <p>Não parece aceitável que a EDP Distribuição deva assumir os custos de linhas telefónicas para instalações de clientes, pelo que deverá ficar estabelecido um prazo, nunca inferior a um ano, para a passagem dessas comunicações de PTSN para GSM, prazo esse durante o qual os clientes continuam a assumir os respectivos encargos com as comunicações.</p> <p>Nas novas ligações, e ainda que não seja uma prática generalizada, existem situações em que alguns clientes disponibilizam linha telefónica para a telecontagem. A passagem desta responsabilidade para a EDP Distribuição permitirá a instalação, em simultâneo, da comunicação GSM e do equipamento de medição, evitando uma nova intervenção na instalação.</p> <p>Com a implementação destes procedimentos, no final de 2005 haverá cerca de 10 000 consumidores em telecontagem, ou seja, aproximadamente o dobro do número actual.</p> <p>Neste sentido, propõe-se que seja considerado como prazo o final de 2008 (final do próximo período de regulação), para que se torne efectiva a generalização de infra-estruturas de telecomunicações para telecontagem a todos os clientes MT.”</p>	

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
77.	Facturação da Energia Reactiva	<p>A questão do limiar óptimo de compensação de energia reactiva tanto nas redes de transporte, como nas redes de distribuição, bem como o respectivo preço, passou a assumir uma importância crescente com as metas de redução de perdas apontadas pelo PNAC.</p> <p>O problema da indução da compensação da energia reactiva, quer através dos preços, quer através do limiar de compensação, atinge apenas os clientes MAT, AT, MT e BTE, correspondendo a cerca de metade dos fornecimentos em energia activa e mais de metade da energia reactiva.</p> <p>Na BTN, não existe medição de energia reactiva, sendo o controlo apenas feito de forma indirecta, através do disjuntor diferencial que é também um limitador da potência contratada, que sendo uma potência aparente (S), tem implícita potência reactiva. O segmento doméstico, sendo o sector de maior peso na BTN, tem tido até há alguns anos, cargas predominantemente resistivas. Contudo a penetração de novos equipamentos “electrodomésticos”, nomeadamente o designado “ar condicionado”, pode estar a contribuir para a alteração dessa situação, passando as redes de BT a poder veicular trânsitos de energia reactiva não negligenciáveis.</p> <p>Esta situação terá que ser monitorizada e avaliada, de forma a se</p>	<p>A ERSE alterou a regulamentação por forma a permitir a alteração das regras de facturação da energia reactiva na sequência de propostas fundamentadas que serão apresentadas pelos operadores de redes.</p>

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>encontrar medidas eficazes para resposta a esta questão e que se resumem em:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Estabelecimento de um normativo que obrigue os construtores de equipamentos a instalar compensação local, para que a carga seja predominantemente resistiva (1), ou alternativamente;</li> <li>- Monitorização da energia reactiva na BTN, tal como é feito nos restantes níveis de tensão, o que obrigaria à mudança sistemática dos quase 6 milhões de contadores instalados. Caso venha a ser encarada esta hipótese, teria que ser perspectivada numa forma mais abrangente e que rentabilizasse outras funcionalidades potenciais, numa perspectiva de optimização de sinergias.</li> </ul> <p>Gostaríamos de recordar que o actual limiar de facturação de energia reactiva foi estabelecido em Janeiro 1989, altura em que se ultrapassou o limiar de <math>tgcp = 0,6</math> para <math>tgcp = 0,4</math>.</p> <p>Estamos cientes que qualquer compensação mais exigente de energia reactiva implica investimentos, quer por parte dos clientes, quer por parte do distribuidor, na actividade de compra do acesso à rede de transporte. Estes investimentos, para além do esforço financeiro, implicam algum tempo para serem executados.</p> <p>No caso de se estabelecer um novo limiar de compensação de energia</p>	

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>reactiva, a ERSE deve reconhecer na totalidade os investimentos em meios de compensação que a EDP Distribuição tiver de realizar nas subestações fronteira “transporte - distribuição”.</p> <p>Entendemos tratar-se de um assunto complexo que exige estudos cujo tempo de execução não será seguramente curto, propondo-se, para o efeito, que pelo menos no primeiro ano do novo período regulatório se mantenha o actual limiar de compensação até que se dispor de estudos conclusivos sobre a matéria.</p>	
78.	Interruptibilidade	<p>“(…)Embora estejamos genericamente de acordo com esta proposta, entende-se que deve competir ao comercializador regulado de MT e AT propor, numa base anual, as quantidades de potência interruptível pretendida, dado que não se trata duma interruptibilidade na óptica da exploração do SE, a qual é da competência da concessionária da RNT.</p> <p>Julgamos assim que a concessionária da RNT, poderia propor figuras de interruptibilidade complementares, num enquadramento de exploração otimizada do SE, nomeadamente uma interruptibilidade rápida, com um pré-aviso de 5 minutos.</p> <p>A questão do MIBEL e as assimetrias entre as soluções encontradas para Portugal e Espanha não podem a este respeito deixar de ser analisadas. Está previsto que o actual regime de interruptibilidade se</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias</li> </ul>

RRC – EDP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		irá prolongar em Espanha até 2010, o que se tem manifestado como mais favorável para os clientes espanhóis do que para os portugueses. Com a criação, nos moldes propostos, do novo regime de interruptibilidade em Portugal manter-se-á este desequilíbrio relativo entre os clientes dos dois países.”	<p>após a entrada em vigor do novo RRC.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.</li> </ul>



RRC – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
79.	Responsabilidade pelos custos com a infra-estrutura de telecomunicações da telecontagem	<p>“Na actual proposta, a responsabilidade de instalação e manutenção destas infra-estruturas passa do cliente (situação actual) para o Operador da Rede de Distribuição em MT e AT, sendo o seu custo recuperado na Tarifa de Comercialização de Redes.</p> <p>Os argumentos apresentados para esta alteração parecem-nos válidos, visando a eficiência do mercado e um melhor aproveitamento dos investimentos efectuados. Porém, impõe-se clarificar a forma de gerir os casos em que os clientes assumiram no passado os custos de instalação e estão hoje a assumir os custos de manutenção.</p> <p>Tendo em conta que já existe um número significativo de clientes que incorreram nestes custos, a nossa proposta vai no sentido de que, pelo menos, os respectivos custos de manutenção passem a ser assumidos pelo Operador da Rede de Distribuição.”</p>	<p>A ERSE concorda com os comentários apresentados, designadamente no que se refere aos custos de manutenção das infraestruturas de telecomunicações dos clientes já integradas no sistema de telecontagem.</p> <p>Atendendo à necessidade de conceder ao operador da rede de distribuição algum tempo para se adaptar ao novo quadro regulamentar e, simultaneamente, limitar o período em que os clientes com instalações já integradas nos sistemas de telecontagem continuem a suportar os custos com as infra-estruturas de telecomunicações, a ERSE alterou a redacção do RRC no sentido de prever que os encargos com as infra-estruturas de telecomunicações relativas a instalações já integradas no sistema de telecontagem continuam a ser suportadas pelos clientes durante um período de 6 meses após a entrada em vigor do novo RRC.</p>

RRC – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>A ERSE considera que o período transitório de 6 meses tem a duração adequada para permitir a adaptação de todos os agentes às novas regras estabelecidas no RRC sobre esta matéria.</p> <p>Após o período transitório de 6 meses, os custos de manutenção com a infra-estrutura de telecomunicações passam a ser assumidos pelo operador de rede de distribuição.</p>
80.	Leituras em clientes ligados em Baixa Tensão Normal	<p>“A proposta apresentada prevê que os acertos à facturação com base em estimativas não devem ultrapassar o prazo de 6 meses, o que implica uma leitura directa ao contador pelo menos uma vez em cada período de 6 meses.</p> <p>Pensamos que esta alteração vai no sentido correcto, uma vez que reduz riscos, permitindo minimizar os acertos de facturas decorrentes de estimativas por períodos prolongados. No entanto, as leituras semestrais têm um sobrecusto associado, que deverá ser reconhecido, de forma a levar em conta a respectiva análise de custo / benefício.”</p>	<p>O RRC em vigor já prevê que, no caso dos clientes em BTN, sejam promovidas pelo distribuidor, no mínimo, duas leituras por ano. A interpretação e aplicação adequada desta regra levaria a que de 6 em 6 meses pudesse ser efectuado um acerto de facturação com base em leitura directa do equipamento de medição. Todavia, as regras propostas em matéria de leituras e acertos de facturação foram alteradas de modo a considerar que entre duas leituras consecutivas não pode decorrer um período superior a 6 meses. Os</p>

RRC – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			acertos de facturação deverão ter lugar em prazo não superior a 6 meses, salvo se por facto imputável ao cliente, que ausente do seu local de consumo foi devidamente avisado da realização de leitura, previamente ou a posteriori, não diligenciou pela eventual comunicação dos seus dados de consumo ao distribuidor.
81.	Mudança de fornecedor e registo de dívidas	<p>Tendo em vista a minimização deste problema, é proposto pela ERSE um registo com informação de clientes devedores, de modo a facilitar a gestão desses clientes por parte dos fornecedores. A existência deste registo parece interessante, no entanto terá uma utilidade algo limitada, uma vez que está dependente de autorização prévia por parte dos clientes.</p> <p>Este tema parece-nos merecedor de um estudo mais aprofundado, nomeadamente tendo em conta experiências idênticas noutros mercados eléctricos e noutros sectores de actividade com processos semelhantes de liberalização, como é o caso das telecomunicações fixas, em que apesar de existirem soluções legalmente previstas, a sua implementação não tem tido uma efectiva eficácia ao nível da gestão das dívidas.</p>	<p>A existência de dívidas não deve constituir impedimento à mudança de fornecedor, considerando-se que os comercializadores de energia eléctrica que actuam em regime de livre concorrência dispõem dos mecanismos necessários para gerir o risco de crédito dos seus clientes, tal como acontece na generalidade das actividades económicas exercidas em regime de mercado.</p> <p>O comercializador regulado tem obrigações de comercializador de último recurso, estando obrigado a fornecer todos os clientes. Os preços e tarifas praticados pelo</p>

RRC – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>Ainda neste contexto importa acrescentar que uma situação de incumprimento sucessivo por parte do devedor a diversos Comercializadores, pode conduzir a um retorno ao sistema regulado (Comercializador de Último Recurso), sem que antes tenham sido regularizadas as situações anteriores.</p> <p>Assim, poderá fazer sentido equacionar a possibilidade de alargar aos Comercializadores não regulados o disposto para o Comercializador Regulado, no que diz respeito à impossibilidade de mudança de fornecedor na sequência de dívidas. Outra alternativa seria a seguinte: se, antes da mudança de fornecedor, o Comercializador de um determinado cliente declarar que este vai proceder a essa mudança de fornecedor deixando dívidas relativas ao contrato anterior, então a regra das 4 mudanças anuais deixa de se aplicar e o cliente terá que permanecer, pelo menos, 12 meses com o novo fornecedor.</p> <p>Por outro lado, a um nível mais detalhado, sugerimos que, no artigo 142º (Registo de dívidas), seja clarificado o alcance da expressão “comprovada e não contestada” para evitar equívocos. Na nossa opinião, esta dívida deverá compreender a dívida cujo prazo limite de pagamento for excedido, não tendo havido da parte do cliente reclamação dirigida ao Comercializador, quanto ao seu montante e à legitimidade de cobrança.</p>	<p>comercializador regulado são aprovados pela ERSE. De igual modo, as regras de relacionamento comercial a que está sujeito o comercializador regulado são detalhadamente regulamentadas pela ERSE.</p> <p>Neste quadro de actuação, que não admite os mesmos graus de liberdade de que dispõem os comercializadores em regime livre, considerou-se adequado estabelecer que os clientes do comercializador regulado que desejem mudar de fornecedor só o possam fazer depois de saldar as suas dívidas.</p> <p>A constituição de um registo de clientes aos quais sejam imputáveis valores em dívida comprovada e não contestada junto de um fornecedor de energia eléctrica foi considerada na revisão do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado através do Despacho nº 2 030-A/2005, de 27 de Janeiro.</p> <p>Previamente à aprovação da revisão regulamentar anteriormente referida, a ERSE</p>

RRC – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>solicitou à Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd) um parecer sobre a constituição deste registo de dívidas.</p> <p>A CNPD emitiu uma deliberação que foi enviada à ERSE em meados de Junho último, considerando que a existência de uma base de dados deste tipo carece de enquadramento legislativo, que actualmente não existe.</p> <p>A ERSE, considerando a deliberação da CNPD, eliminou do RRC o artigo que previa a possibilidade de constituição do referido registo de dívidas.</p>
82.	Contrato de fornecimento	“Sugerimos que o âmbito da proposta de redacção do número 6 do artigo 146º (Contrato de fornecimento de energia eléctrica) seja alargado, no sentido de incluir a necessidade de aviso prévio por parte do cliente para a cessação do contrato de fornecimento. Esta matéria deverá ser devidamente detalhada em sede de sub-regulamentação.”	O aviso prévio por parte do cliente para a cessação do contrato de fornecimento deverá constar do contrato de fornecimento, mas deverá ser estabelecido por acordo das partes, respeitando o disposto no regime das cláusulas contratuais gerais.
83.	Facturação de energia reactiva	“A proposta apresentada mantém as regras actualmente em vigor para a facturação de energia reactiva deixando, no entanto, margem para	A ERSE alterou a regulamentação por forma a permitir a alteração das regras de facturação

RRC – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>discutir a hipótese de redução do limite de 40% do total de energia activa para efeitos de facturação de indutiva para 30%, 20% ou 0%.</p> <p>O objectivo de redução das perdas na rede merece a nossa total concordância sendo a compensação da energia reactiva uma das formas de contribuir para esse objectivo. No nosso entendimento, a definição do limite a considerar para efeitos de facturação de indutiva deverá ser precedida de uma análise cuidada. Acreditamos, no entanto, que valores inferiores a 30% poderão ser demasiado ambiciosos, face à situação actual.</p> <p>Além disso, é de referir que a questão acima mencionada abrange apenas os clientes MAT, AT, MT e BTE, pelo que julgamos que, em próximos estudos sobre a matéria, deve ser incluído o sector doméstico, essencialmente ligado em BTN, de forma a aquilatar o impacte que o seu consumo poderá ter sobre a totalidade da energia reactiva na rede, a qual poderá ter ganho maior relevância com o crescente recurso a equipamentos geradores de energia reactiva.”</p>	<p>da energia reactiva na sequência de propostas fundamentadas que serão apresentadas pelos operadores de redes.</p>
84.	Interruptibilidade	<p>“De acordo com o proposto para este regulamento, os contratos de interruptibilidade são celebrados com o Comercializador Regulado, sendo o valor da potência interruptível aprovado pela ERSE para cada semestre, na sequência de proposta apresentada pela entidade</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em</li> </ul>

RRC – EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>concessionária da RNT, no âmbito da função de Gestor do Sistema. Este regime confere ao Comercializador Regulado o direito de solicitar aos clientes a redução dos seus consumos de energia eléctrica em condições previamente acordadas.</p> <p>Não pondo em causa o proposto, poderá fazer sentido equacionar a viabilidade operacional de uma eventual utilização deste tipo de opções contratuais no sistema de mercado. No limite, poderá ser razoável olhar para os Comercializadores como potenciais fornecedores de alguns serviços de sistema.”</p>	<p>vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.</li> </ul>

<b>RRC – EDP COMERCIAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
85.	Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores	<p>“A proposta obriga, no número 2 do artigo 145º, os Comercializadores a respeitarem, aquando da apresentação de propostas a clientes, o disposto nos capítulos VI (Ligações às redes) e VII (Medição, leitura e disponibilização de consumos) do regulamento em apreço, onde são contempladas normas relacionadas com as funções do Operador de Redes.</p> <p>Importa, em nossa opinião, clarificar o âmbito de actuação dos intervenientes (Comercializador e Operador de Redes), explicitando o que diz respeito a cada um dos agentes, de forma a evitar futuras dúvidas de interpretação.”</p>	Este comentário foi considerado, motivando uma clarificação da redacção deste artigo do RRC, de modo a especificar as matérias aplicáveis constantes dos capítulos mencionados.



RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
86.	Telecontagem	<p>“A proposta de novo Regulamento de Relações Comerciais prevê a alteração na atribuição de responsabilidade pelos custos de instalação e manutenção de comunicações para telecontagem, referindo que “Salvo acordo em contrário, os custos com a instalação e a manutenção de infra-estruturas de telecomunicações necessárias à leitura remota do equipamento de medição das instalações dos clientes constituem encargo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Do operador da rede de distribuição MT e AT, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados à rede de transporte.</li> <li>➤ Dos operadores das redes de distribuição, nos pontos de medição dos clientes que se encontrem fisicamente ligados às suas redes’.</li> </ul> <p>No documento justificativo do Regulamento de Relações Comerciais, a ERSE refere que “...estando já em fase de conclusão o programa de substituição de contadores em Portugal continental, verifica-se que em muitos dos pontos de medição não foi instalada a infra-estrutura de telecomunicação (da responsabilidade do cliente), não estando a ser efectuada a leitura remota...”. Refere ainda a ERSE que “...a discriminação horária de leitura conseguida pelo equipamento não é aproveitada dados os custos que resultariam da sua recolha local...” e</p>	<p>A ERSE reconhece a existência de uma situação de desigualdade entre os clientes que já instalaram a infra-estrutura de telecomunicações para leitura remota dos equipamentos de medição, e os clientes que, com a entrada em vigor do texto regulamentar agora proposto, passem a estar integrados nos sistemas de telecontagem.</p> <p>Atendendo à necessidade de conceder ao operador da rede de distribuição algum tempo para se adaptar ao novo quadro regulamentar e, simultaneamente, limitar o período em que os clientes com instalações já integradas nos sistemas de telecontagem continuem a suportar os custos com as infra-estruturas de telecomunicações, a ERSE alterou a redacção do RRC no sentido de prever que os encargos com as infra-estruturas de telecomunicações relativas a instalações já integradas no sistema de telecontagem continuam a ser suportadas pelos clientes durante um período</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>conclui que “...parte do investimento realizado com o programa de substituição de contadores não está a ser rentabilizado, perdendo-se, assim, parte dos benefícios associados à instalação destes equipamentos”.</p> <p>a) Impacto da tecnologia</p> <p>A atribuição de responsabilidade à EDP Distribuição pelos custos com a instalação e manutenção de infra-estruturas de telecomunicações para telecontagem aconselha uma opção generalizada por comunicação por rede móvel GSM em detrimento de rede fixa PSTN.</p> <p>Com a alteração regulamentar agora proposta, os comercializadores dos clientes que pretendam passar ao mercado vão ser informados de que deixam de ter que suportar os custos relativos a comunicações associadas à telecontagem, sendo de esperar dois tipos de reacção:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ um aumento dos pedidos (actualmente cerca de 300/mês);</li> <li>➤ uma solicitação de que a EDP assuma os custos das comunicações fixas dos actuais clientes das suas carteiras.</li> </ul> <p>Não parece aceitável que a EDP Distribuição assuma os custos de linhas telefónicas para instalações de clientes, pelo que deverá ficar estabelecido um prazo, nunca inferior a um ano, para a passagem dessas comunicações de PSTN para GSM, prazo esse durante o qual</p>	<p>de 6 meses após a entrada em vigor do novo RRC.</p> <p>A ERSE considera que o período transitório de 6 meses tem a duração adequada para permitir a adaptação de todos os agentes às novas regras estabelecidas no RRC sobre esta matéria.</p> <p>Os custos com a telecontagem são considerados nas tarifas de comercialização de redes, nos termos previstos no Regulamento Tarifário.</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>os clientes continuam a assumir os respectivos encargos com comunicações.</p> <p>Em todo o caso, poderá ser necessário, negociar condições contratuais com o operador de rede fixa, para avaliar a resposta a dar a situações residuais que se mantenham para além daquele prazo, normalmente aquelas situações em que não seja possível, tecnicamente, instalar comunicação GSM.”</p>	
87.	Periodicidade das leituras, leituras extraordinárias e acertos de facturação	<p>“Na sua proposta a ERSE estabelece para a BTN a alteração, de 18 para 6 meses, do período ao fim do qual o operador da rede pode exigir a marcação de uma leitura extraordinária, de modo a harmonizar a leitura extraordinária com o prazo máximo previsto para os acertos de facturação efectuados com base em estimativas de consumo (não superior a seis meses). Assim no RRC preconiza-se, para a BTN:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ realização de pelo menos 2 leituras por ano (art. 1 26.º, n.º 6);</li> <li>➤ se, por facto imputável ao cliente, e após duas tentativas por parte do operador de rede, realizadas com um intervalo mínimo de 30 dias, não for possível a leitura do equipamento de medição durante 6 meses consecutivos, o operador da rede pode exigir ao cliente a realização de uma leitura extraordinária (art. 127.º, n.º1). A data de realização da leitura extraordinária deve ser acordada entre as</li> </ul>	<p>A proposta de RRC sobre as matérias comentadas foi objecto de alterações, entre as quais se salientam as seguintes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Em vez de um número mínimo de leituras por ano, será estabelecido que entre duas leituras consecutivas não pode decorrer um período superior a 6 meses (caberá ao distribuidor gerir os meios adequados para a realização do número de leituras necessário ao cumprimento deste objectivo).</li> <li>▪ O aviso de realização de leitura poderá ser efectuado previamente ou</li> </ul>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>partes (art. 1 27.º, n.º4). Na impossibilidade de acordo sobre uma data para a leitura extraordinária dos equipamentos de medição, num prazo máximo de 30 dias após notificação, os operadores de rede podem interromper o fornecimento (art. 1 27.º, n.º5);</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ os acertos de facturação subsequentes à facturação que tenha tido por base a estimativa dos consumos devem ter lugar num prazo não superior a seis meses, utilizando, para o efeito, os dados disponibilizados pelo distribuidor, recolhidos a partir da leitura directa do equipamento de medição (art. 168.º, n.º1 e n.º6).</li> </ul> <p>A conjugação destas disposições levará à introdução de alterações profundas nos processos de leitura e facturação, com acréscimos significativos de custos.</p> <p>Aparentemente, subjacente a esta proposta poderá estar a consideração de uma de duas hipóteses:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Alteração da periodicidade de leitura para 3 meses (4 leituras no ano), correspondendo aproximadamente à duplicação dos custos actuais com leituras de clientes BTN;</li> <li>➤ Manutenção da periodicidade de 6 meses, com a realização, nos casos em que não é conseguida a leitura, de uma nova tentativa fora de ciclo ao fim de 30 dias. Neste caso, o acréscimo de custos</li> </ul>	<p>na data da tentativa de leitura, tornando-se necessário que o mesmo contenha informação sobre os procedimentos a tomar pelo cliente para que este venha a comunicar os seus dados de consumo ao distribuidor. O objectivo principal da existência de aviso é permitir que o cliente que não venha a diligenciar pela transmissão dos seus dados de consumo não venha posteriormente inviabilizar o eventual acerto de facturação, impedido por facto imputável ao cliente.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Os acertos de facturação subsequentes à facturação com base em estimativa não devem ultrapassar o período de 6 meses, sendo introduzido nesta regra o conceito de facto imputável ao cliente, que a ocorrer exonera o comercializador</li> </ul>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>com a realização, duas vezes por ano, de cerca de 20% de visitas adicionais para leituras fora do roteiro normal de leitura (trata-se do universo de clientes em relação aos quais a taxa de sucesso na recolha de leituras dentro dos roteiros usuais é praticamente nula) é da ordem dos 4,2 milhões de euros/ano (valor estimado considerando que é possível obter um preço de 1,8 euros por visita).</p> <p>É de salientar que, em qualquer das duas alternativas, se após as duas tentativas de recolha de leituras for necessário agendar uma leitura “extraordinária” por iniciativa da Empresa, o custo de cada leitura extraordinária será de cerca de 10,8 euros, considerando os custos administrativos associados à respectiva marcação.</p> <p>Ora, apesar destes acréscimos de custos, o problema de acerto de facturação não ficará resolvido, uma vez que o mesmo seria sempre efectuado para além dos seis meses o que, nos termos do estabelecido no artigo 1 68.º, não é possível.</p> <p>Conclui-se, assim, que a solução proposta, e de forma a que os valores facturados correspondam ao realmente consumido, só é realizável com a passagem da leitura para seis vezes no ano, com acréscimos de custos expressivos que deverão ser repercutidos nas tarifas, não se sabendo se os clientes estão disponíveis para os suportar.</p>	<p>regulado das consequências pela inobservância desta regra.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ O artigo do RRC referente à leitura extraordinária foi alterado de modo a considerar a realização de leitura extraordinária ao fim de 12 meses consecutivos sem que tenha sido possível o acesso ao equipamento de medição, por facto imputável ao cliente, autonomizando esta matéria das leituras de ciclo normais.</li> </ul>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>Em alternativa, poder-se-ia considerar a realização de leituras quadrimestrais com leituras fora de ciclo para o caso dos clientes não lidos, solução ainda mais cara do que a anterior.</p> <p>A EDP Distribuição propõe, como alternativa, a manutenção da periodicidade de leitura de 6 meses com a possibilidade de, após duas tentativas frustradas para obtenção de leituras (12 meses), ser exigida a marcação de uma leitura extraordinária A EDP Distribuição entende, dado que nos meses em que não é promovida a leitura ou não é facultado o acesso aos equipamentos de contagem são feitas facturações com base em estimativas, de acordo com regras pré-estabelecidas, que os casos em que ocorrem acertos de facturação não configuram qualquer situação de prescrição nos termos do Decreto-Lei 23/96, nomeadamente porque o cliente tem sempre conhecimento dos valores dos consumos facturados e dos meios que pode utilizar para, em cada momento, corrigir esses valores.</p> <p>No sentido de contribuir para uma maior esclarecimento destas matérias a EDP Distribuição enviará à ERSE parecer relativo aos acertos de facturação referentes ao fornecimento de energia eléctrica e seu enquadramento em termos do direito de prescrição.</p> <p>Tratando-se de matéria que necessita de melhor aprofundamento,</p>	

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		sugere-se que, nesta fase, as alterações a introduzir sejam as acima propostas, deixando-se, no entanto, a possibilidade de posterior modificação.”	
88.	Pré-aviso da data de realização de leitura	<p>“No RRC é proposto que, no caso dos clientes BTN, os operadores de redes de distribuição devam avisar previamente os clientes da data de realização da leitura (art. 126.º, n.º7).</p> <p>A EDP Distribuição considera que não é fácil a operacionalização desta medida, uma vez que se entende que o meio mais adequado para efectuar o aviso é a factura mais próxima da data de leitura que poderá ser emitida a dois meses de distância. Contudo, entre a data de emissão da factura e a data prevista para a leitura, podem ocorrer operações de optimização de roteiros que podem alterar a data inicialmente prevista.</p> <p>No entanto, a EDP Distribuição reconhece a vantagem deste tipo de medidas, e procurará acordar, com as entidades prestadoras de serviços de leitura, soluções adequadas às realidades locais que permitam uma aproximação à solução proposta.”</p>	A ERSE considera que enumerar os “meios de comunicação adequados para o efeito” poderia ter como efeito limitar a um conjunto de meios que, na prática, não se revelem adequados. Caberá ao operador de rede escolher os meios pretendidos, cabendo à ERSE avaliar a sua eficácia e efectuar recomendações se se verificar que não cumprem os objectivos pretendidos. Todavia, este artigo foi alterado de modo a flexibilizar esta exigência, retirando a natureza prévia ao aviso em apreço. O aviso deve ser realizado, ainda que o possa ser efectuado previamente ou na data da tentativa de leitura e deve conter alguma informação considerada essencial para que o cliente possa diligenciar, designadamente pela comunicação da leitura ao distribuidor, dentro de um determinado prazo. O objectivo

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			principal da existência de aviso é alertar o cliente que, dada a impossibilidade de leitura pelo distribuidor, ele deve diligenciar pela transmissão dos seus dados de consumo por forma a permitir que o acerto de facturação seja efectuado em período não superior a 6 meses. Se apesar do aviso, o cliente não disponibilizar os seus dados de consumo, não será possível, por facto imputável ao cliente, proceder ao acerto de facturação dentro do prazo estabelecido, desresponsabilizando o distribuidor pela inobservância desta regra.
89.	Relacionamento comercial. Prazo de pagamento	“Como consequência da alteração do prazo de pagamento de 10 para 15 dias que é proposto para o caso dos clientes BTN (incluindo IP), a EDP Distribuição considera que tal deverá conduzir a um ajustamento do prazo de pagamento das facturas entre o operador da rede de distribuição e o operador da rede de transporte, actualmente fixado em 20 dias {art. 34.º do RRC).”	A alteração da periodicidade da facturação aos clientes em BTN para bimestral é justificada pelo facto de os benefícios serem superiores aos custos, não se justificando a alteração do prazo de pagamento das facturas ao operador da rede de transporte.
90.	Operadores das redes de distribuição	“De acordo com as propostas em discussão, as actividades dos operadores das redes de distribuição passarão ser desdobradas em três actividades - Distribuição de Energia Eléctrica, Compra e Venda do	A ERSE concorda com a observação e alterou o texto regulamentar em conformidade.



RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Acesso à Rede de Transporte e Comercialização de Redes. Segundo a proposta em discussão a separação das actividades deve ser realizada em termos “contabilísticos” e “organizativos”. A EDP Distribuição considera não ser sequer exequível esta separação em termos de organização, nem tal ser exigível em termos da Directiva 2003/54/CE.”	
91.	Interrupção do fornecimento de energia	“Por vezes as Direcções Regionais do Ministério da Economia, solicitam a interrupção do fornecimento de energia eléctrica de determinada instalação, condicionando ainda a relígação a uma sua autorização prévia. Assim, nestas situações concretas propõe-se que na caracterização das “razões de interesse público” <sup>5</sup> , fiquem previstas estas situações, nomeadamente estabelecendo que: “Consideram-se interrupções por razões de interesse público, nomeadamente, as que decorram de execução de planos nacionais de emergência energética, declarada ao abrigo de legislação específica, bem como aquelas que ocorram a pedido da entidade administrativa competente, sendo que o restabelecimento do fornecimento só poderá ser efectuado mediante autorização prévia da referida entidade”.”	A ERSE concorda com a observação e alterou o texto regulamentar em conformidade.
92.	Ligações às redes	“As propostas de alteração relativas ao estabelecimento das ligações às redes se por um lado apontam para uma maior simplificação e clarificação de conceitos, por outro dão lugar a uma maior intromissão em áreas previstas na Portaria 454/2001, que regulamenta os contratos	A ERSE considera não haver qualquer conflito entre o RRC e a referida Portaria.  O Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho, que estabelece as bases da organização do SEN e

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		de concessão	<p>os princípios que enquadram o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica, expressamente define que integram o RRC “as condições comerciais para a ligação às redes do SEP”, cuja competência para a sua aprovação foi cometida à ERSE pelo n.º 2 do art.º 63.º do mesmo diploma.</p> <p>Acresce que o art.º 10.º do Decreto-Lei n.º 184/95, de 27 de Julho, que estabeleceu o regime jurídico do exercício da actividade de distribuição de energia eléctrica, remete igualmente para o RRC a regulamentação em matéria de ligações às redes. Por conseguinte, regulamentando em matéria de ligações às redes, a ERSE actua no âmbito de competências próprias, legalmente atribuídas, que prevalecem sobre outras disposições regulamentares que não têm previsão legal sobre esta matéria.</p> <p>Assim, tendo por base a respectiva norma</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>habilitante, o RRC em vigor define as regras relativas às condições comerciais em que se efectuam as ligações às redes do SEP, algo que o novo regulamento não veio alterar.</p> <p>Por outro lado, a experiência extraída da aplicação da regulamentação em vigor permitiu identificar algumas dificuldades na sua implementação, designadamente quanto à complexidade dos conceitos empregues.</p> <p>A redacção do novo RRC procura assegurar uma simplificação dos conceitos e das disposições correspondentes, sem pôr em causa os princípios de equidade e eficiência na repartição dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes.</p>
93.	Ligações às redes - identificação do ponto de ligação à rede para efeitos de apuramento de encargos	<p>“A EDP Distribuição está de acordo com a introdução de alterações que nesta matéria possam vir a facilitar a aplicação dos princípios consagrados na regulamentação, nomeadamente o princípio da igualdade de tratamento e oportunidade.</p> <p>No entanto, não quer deixar de salientar que a introdução do princípio</p>	<p>Tendo por base a experiência extraída da aplicação da regulamentação em vigor, em que identificaram algumas dificuldades na sua implementação, a ERSE procurou assegurar uma simplificação dos conceitos e das disposições correspondentes, sem pôr em</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>de que qualquer ligação é efectuada à rede mais próxima, quer esta tenha ou não capacidade técnica para se proceda à ligação, irá implicar uma redução nos encargos actualmente suportados pelos requisitantes, transferindo esses encargos para os custos com o reforço das redes. Por outro lado, julga-se que o entendimento sobre “rede mais próxima” seja o da rede do mesmo nível de tensão, o que deverá ser clarificado.</p> <p>Já no que diz respeito aos eventuais conflitos com os contratos de concessão, são propostas duas alterações:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ isenção pelo requisitante do pagamento dos elementos de expansão da rede BT;</li> <li>➤ eliminação do conceito de “potência de referência”, obrigando todos os requisitantes a pagar participação nos reforços das redes qualquer que seja o valor de potência requisitada, apenas admitindo uma diferenciação em função da especificidade do local e do tipo de rede.</li> </ul> <p>A EDP Distribuição reconhece a dificuldade de definição das potências de referência e da sua aplicabilidade, reconhece, ainda, que a proposta da ERSE pode vir a reduzir os conflitos com os requisitantes, contudo, crê que deverá ser avaliado o potencial de conflito que pode vir a ser</p>	<p>causa os princípios de equidade e eficiência na repartição dos encargos com o estabelecimento de ligações às redes.</p> <p>É nesse sentido que se introduziu a disposição que identifica o ponto de ligação à rede para efeitos do cálculo dos encargos com a ligação, reconhecendo-se a validade do comentário apresentado a respeito do entendimento sobre “rede mais próxima”, pelo que o RRC será alterado de forma a clarificar que se trata da rede mais próxima no mesmo nível de tensão da ligação requisitada.</p> <p>No que concerne aos encargos com a expansão das redes em BT, o novo RRC compatibiliza o disposto na Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, com o regime expresso no RRC, permitindo-se a recuperação daqueles encargos por via da aplicação das respectivas tarifas de utilização das redes.</p> <p>Por outro lado, torna-se útil referir que o</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		criado entre a EDP Distribuição e os municípios concedentes. Acresce ainda o facto de se ter de manter o conceito de potência de referência, uma vez que continua a ser ela a fronteira para o operador de rede poder exigir espaço para o estabelecimento de um posto de transformação.”	<p>conceito de potência de referência decorre também da Portaria n.º 454/2001, de 5 de Maio, estando associado à obrigação de fornecimento e não directamente ao estabelecimento de ligação à rede.</p> <p>Importa ainda esclarecer que o novo RRC, em sede de estabelecimento de ligações às redes, procura manter os sinais económicos quanto à localização e quanto à potência requisitada, que o regime actualmente em vigor procurou consagrar. Dessa forma, tanto quanto possível, a ERSE procura contribuir para uma atribuição de custos entre os diversos requisitantes que verifique o princípio da equidade relativa e da aderência aos custos induzidos.</p>
94.	Fornecimento dos equipamentos de medição	“A proposta agora em discussão estabelece que os equipamentos de medição nos pontos de ligação dos clientes fisicamente ligados à Rede Nacional de Transporte passem a ser fornecidos, instalados e mantidos pelo operador da rede de distribuição em MT e AT. A EDP Distribuição	A ERSE concorda com a observação efectuada e alterou o texto regulamentar em conformidade.

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		discorda desta solução, na medida em que, os respectivos transformadores de medição têm características diversas do material utilizado nos outros níveis de tensão, não dispondo a Empresa de equipamento de reserva adequado. No entanto, considera que deve ter acesso às contagens uma vez que é a entidade responsável pelo fornecimento dos respectivos dados ao mercado.”	
95.	Fornecimento dos equipamentos de medição	“A EDP Distribuição propõe que no caso dos produtores ligados à rede de distribuição o fornecimento e instalação de equipamentos de medição possa também vir a ser instalado pelo operador de rede, mediante acordo celebrado entre as partes.”	A proposta apresentada parece ter sido justificada pelo aumento esperado do número de produtores de pequena dimensão a ligar à rede de distribuição. Tratando-se de produtores que exercerão a sua actividade no âmbito da produção em regime especial, que não integra as competências da ERSE, não se considera adequado regulamentar esta matéria no RRC.
96.	Clientes – Medição	“Apesar do programa de instalação de equipamentos de medição que disponham de características técnicas que permitam a integração em sistemas de telecontagem esteja em vias de conclusão, existem ainda muitos clientes em que, pelo facto de não terem instalada linha telefónica, ainda não é possível proceder à recolha remota dos dados relativos aos seus consumos de energia, sendo por isso necessário	A atribuição da responsabilidade dos custos com a infra-estrutura de telecomunicações, associados aos sistemas de telecontagem, ao operador da rede de distribuição solucionará, naturalmente, o problema colocado. Assim, considera-se que não será necessário definir a

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		proceder localmente à recolha dos respectivos dados de consumo. Assim, propõe-se que a periodicidade para a leitura dos contadores de clientes BTE seja também aplicada aos clientes em MT e AT.”	periodicidade para a leitura dos equipamentos de medição destes clientes.
97.	Mudança de fornecedor	<p>Em princípio, a passagem de um cliente para o mercado só se poderá verificar, se não existir dívida vencida para com o operador de rede. Sabe-se, no entanto, que nesse momento da passagem poderá existir dívida que, não só não está vencida porque a facturação corrente tem um prazo de 30 dias nos clientes MAT/AT/MT/BTE e de 14 dias nos clientes BTN, como também estará por facturar, dado que a última factura apenas é processada com a cessação contratual.</p> <p>Para obviar a acumulação de dívidas associadas com a última factura, propõe-se que a passagem ao mercado só se torne efectiva 90 dias a contar da data da concretização da mudança inicial podendo o comercializador regulado accionar uma cláusula de anulação dessa mudança, caso não tenha sido paga pelo cliente a dívida final gerada. Em alternativa, o novo comercializador deverá responsabilizar-se, perante o comercializador regulado, pela dívida do seu novo cliente.</p>	<p>O RRC estabelece que os clientes do comercializador regulado não podem mudar de fornecedor enquanto existirem dívidas por saldar.</p> <p>Relativamente aos clientes em MAT, AT, MT e BTE, o comercializador regulado pode exigir-lhes a prestação de caução para garantir o cumprimento das obrigações decorrentes do contrato de fornecimento de energia eléctrica.</p> <p>O actual enquadramento regulamentar trata adequadamente a especificidade de actuação do comercializador regulado, não se considerando adequado impor um prazo de 90 dias para tornar efectiva a mudança de fornecedor.</p> <p>Tal prazo, a existir, constituiria uma barreira à liberalização do sector eléctrico.</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
98.	Comercialização – procedimentos fraudulentos	“(…)não são claros os procedimentos definidos na proposta de novo Regulamento de Relações Comerciais. Assim, no sentido de uma maior clarificação propõe-se que o comercializador seja responsável pela facturação respectiva junto do operador de rede, no caso de um seu “cliente estar envolvido/responsável no processo de fraude”.”	A matéria dos procedimentos fraudulentos foi submetida a uma melhor clarificação no RRC. Todavia, a situação proposta integra o objecto do Contrato de Uso de Redes, nos termos do RARI, no qual assenta o relacionamento comercial entre os operadores das redes de distribuição e os comercializadores ou agentes externos. Na sua actual designação, nas condições gerais do Acordo de Acesso e Operação das Redes entre operadores de redes e comercializadores ou agentes externos está previsto o acordo das partes como pressuposto para que a facturação dos encargos associados aos procedimentos fraudulentos possam ser facturados através dos comercializadores ou agentes externos, mas sem que isso transfira a responsabilidade pelo respectivo pagamento para estas entidades. Neste sentido, e de modo a sustentar com maior certeza e segurança jurídicas a regra actualmente prevista no



RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			âmbito do AAOR será introduzida no RRC.
99.	Periodicidade da facturação. Prazos de pagamento	<p>“Com a passagem da facturação de mensal a bimestral deve ser acautelado que não só os ganhos da operação, mas também os respectivos custos (financeiros) sejam considerados aquando da fixação das tarifas. De facto, com a mudança da facturação de mensal para bimestral estima-se que haja lugar a uma poupança anual de cerca de 12,6 milhões de euros relativos à facturação e à cobrança e um custo financeiro de 4,7 milhões de euros.</p> <p>Por outro lado, o aumento do prazo de pagamento para os clientes BTN em cinco dias corresponderá a um custo financeiro da ordem dos 1,5 milhões de euros.”</p>	<p>A alteração da regra sobre a periodicidade de facturação dos clientes em BTN para bimestral decorreu de proposta apresentada pela EDP Distribuição, tendo sido aceite com o objectivo de vir a proporcionar poupança e consequentes benefícios para os clientes. Na ausência de acordo entre as partes, cada factura corresponderá a 2 meses de consumo, tornando o valor a facturar mais elevado, pelo que se considera razoável que o respectivo prazo para pagamento seja alargado em mais 5 dias.</p>
100.	Caução – alteração do valor	<p>“(…)Nas situações em que não há caução prestada pode haver lugar a duas interpretações distintas — exigir a constituição de uma caução pelo valor total ou apenas pelo valor que resulta da actualização. Assim, propõe-se o artigo 161.º da proposta de RRC passe a ter a seguinte redacção “Prestada a caução os comercializadores regulados possam exigir <u>a prestação de caução a seu favor</u> ou a alteração do seu valor, se <u>já prestada</u>, quando se verifique um aumento de potência contratada ou a alteração da opção tarifária...”.”</p>	<p>O RRC agora em consulta já prevê as duas situações referidas. O n.º 2 do artigo 171.º do novo RRC, aplica-se às situações em que o comercializador regulado não exigiu no início do contrato de fornecimento a respectiva caução. Nesta situação, o comercializador regulado poderá exigí-la designadamente quando se verifique o aumento de potência</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>contratada ou alteração da potência tarifária.</p> <p>Situação distinta é prevista no artigo 161.º da proposta regulamentar (artigo 173.º do novo RRC), que se aplica às situações de alteração do valor da caução, desde que essa já se encontre devidamente prestada.</p>
101.	Acertos de facturação	<p>“(…) Ora, não parece razoável que nas disposições deste tipo não se estabeleça um limite inferior de acerto a que se aplique, deixando a possibilidade de tal ser exigido pelos clientes para valores muito pequenos.</p> <p>Assim, sugere-se para o ponto 4 do artigo 1 68.º a seguinte redacção — “Nos casos previstos nas alíneas a), c) e d) do ponto 1, quando o valor apurado no âmbito do acerto de facturação seja superior a duas vezes o valor da factura mais recente e for a favor do comercializador regulado....”.</p>	<p>Considera-se que não seria adequado criar excepções a estas regras considerando o valor da factura. Além disso, “valores muito pequenos” será sempre um conceito subjectivo, cuja grandeza dependerá sempre das possibilidades económicas de cada um.</p>
102.	Facturação em períodos que abrangem mudança de tarifário	<p>“No sentido de tentar tornar mais claras as regras de facturação quando a entrada em vigor de um tarifário não coincida com a data de leitura dos equipamentos de medição, propõe-se a seguinte redacção para o artigo 169.º da proposta de RRC</p> <p>1. Quando da entrada em vigor de um novo tarifário, a aplicação das</p>	<p>Este comentário foi considerado, resultando na alteração da redacção do artigo em apreço, de modo a torná-lo mais claro.</p>

RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>novas tarifas obedece aos princípios constantes dos pontos seguintes.</p> <p>2. Para efeitos de aplicação dos respectivos preços, os consumos ocorridos entre leituras consecutivas são distribuídos pelos períodos anterior e posterior à data de entrada em vigor do novo tarifário, de forma diária uniforme.</p> <p>3. Nos casos em que, nos termos do Artigo 168º, sejam efectuadas facturações por estimativa, a distribuição dos consumos facturados é feita nos termos do ponto anterior.</p> <p>4. Nos casos previstos no ponto anterior, quando seja efectuada uma leitura, os correspondentes acertos de facturação são efectuados tendo em conta o disposto no ponto 2.</p> <p>5. A facturação do termo tarifário fixo, da potência contratada e da potência em horas de ponta é efectuada por aplicação dos preços vigentes no mês ou em cada um dos meses a que a factura respeita.”</p>	
103.	Interrupção do fornecimento de energia	<p>“No sentido de tentar tornar mais claras as condições em que por razões imputáveis ao cliente do comercializador regulado pode haver lugar à interrupção do fornecimento de energia, propõe-se que o ponto 1 do artigo 50.º seja alterado para: “Para além das condições previstas no artigo 177.º deste regulamento, o fornecimento de energia eléctrica pode...”. O enquadramento deste tipo de interrupções ficará completo</p>	<p>No artigo 50.º da proposta de RRC (artigo 56.º do novo RRC) estão previstas as situações que podem fundamentar a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente, independentemente do seu comercializador. No artigo 177.º da proposta regulamentar</p>

<b>RRC – EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		com a inclusão no artigo 50.º da explicitação das condições para a realização da interrupção.”	(artigo 189.º do novo RRC) apenas estão previstas as situações imputáveis ao cliente do comercializador regulado que podem fundamentar a interrupção do fornecimento, sempre realizada pelo operador da rede, além das referidas no artigo 50.º da proposta regulamentar (artigo 56.º do novo RRC). Os n.ºs 2 a 5 do artigo 50.º contemplam, em nosso entender, as condições que devem estar reunidas para ocorrer a interrupção do fornecimento, evitá-la ou permitir o restabelecimento do fornecimento.

<b>RRC – ELECTRICIDADE DOS AÇORES - EDA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
104.	Pré-aviso da data de realização de leitura	<p>“No ponto 7 do Artigo 126.º (Leitura dos equipamentos de medição) determina-se que “no caso dos clientes em BTN, os operadores de redes de distribuição devem avisar previamente os clientes da data de realização da leitura, utilizando os meios de comunicação adequados para o efeito.”. Consideramos impossível conseguir fixar uma data exacta para todos os casos, pelo que propomos a seguinte redacção:</p> <p>“No caso dos clientes em BTN, os operadores de redes de distribuição devem avisar previamente os clientes do período previsível de realização da leitura, utilizando os meios de comunicação adequados para o efeito.””</p>	<p>O artigo em apreço foi alterado de modo a tornar a exigência de aviso mais flexível, podendo ser efectuado previamente ou na data da tentativa de leitura. Ainda que as leituras sejam realizadas mensalmente, nas instalações em que pontualmente não tenha sido possível essa recolha de dados, o distribuidor pode deixar um aviso de que esteve no local e solicitar ao cliente que lhe comunique os seus dados de consumo. O objectivo principal da existência de aviso é alertar o cliente que, dada a impossibilidade de leitura pelo distribuidor, ele deve diligenciar pela transmissão dos seus dados de consumo por forma a permitir que o acerto de facturação seja efectuado em período não superior a 6 meses. Se apesar do aviso, o cliente não disponibilizar os seus dados de consumo, não será possível, por facto imputável ao cliente, proceder ao acerto de facturação dentro do prazo estabelecido, desresponsabilizando o</p>

<b>RRC – ELECTRICIDADE DOS AÇORES - EDA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			distribuidor pela inobservância desta regra.
105.	Periodicidade da facturação nas Regiões Autónomas	<p>“No ponto 1 do Artigo 167.º (Periodicidade de facturação) determina-se que “Salvo acordo entre as partes, a facturação dos clientes em BTN é bimestral.”. A aplicação deste princípio na Região Autónoma dos Açores poderá resultar altamente lesivo para a EDA e transformar-se num problema de difícil resolução, devido à especificidade do nosso mercado, do qual se destaca:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O peso muito elevado, da ordem dos 68%, que apresentam os clientes de BTN no total das nossas vendas de energia e potência;</li> <li>• O limite máximo de contratação em BTN ascender aos 215 kVA e todo o pequeno Comércio e Serviços contratar em BTN, onde, para efeitos contabilísticos (dedutibilidade do IVA), se exigem facturas mensais;</li> <li>• Nas ilhas mais pequenas, e mesmo em algumas zonas devidamente identificadas das ilhas maiores, a realidade demográfica e social é de uma população envelhecida que sobrevive de pensões de sobrevivência ou do rendimento social de inserção e que, não possuindo uma cultura de poupança, incorrerá sistematicamente em incumprimento de</li> </ul>	De modo a considerar este comentário, o capítulo do RRC dedicado às Regiões Autónomas passou a incluir como regra a facturação mensal.

RRC – ELECTRICIDADE DOS AÇORES - EDA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>pagamento, com a conseqüente interrupção de fornecimento de energia eléctrica e criação de um problema social de dimensão incontrolável.</p> <p>Neste contexto, propomos a introdução de um novo ponto no Artigo 167.º, com a seguinte redacção:</p> <p>“Salvo acordo entre as partes, a facturação dos clientes em BTN é mensal na concessionária do transporte e distribuição da RAA.””</p>	
106.	Prazo de pagamento das facturas nas Regiões Autónomas	<p>“Em consonância com o proposto acima (manutenção da facturação mensal), propomos igualmente que, para o caso dos Açores e em vez de vigorar o disposto no ponto 1 do Artigo 175.º (Prazos para pagamento), onde se determina que “O prazo limite de pagamento mencionado na correspondente factura é de:” alínea b): “15 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN e para a energia destinada a iluminação pública.”, se proceda à introdução de uma nova alínea com a seguinte redacção:</p> <p>“10 dias, a contar da data de apresentação da factura, para os clientes em BTN e para a energia destinada a iluminação pública na concessionária do transporte e distribuição da RAA.””</p>	Com a manutenção da periodicidade de facturação mensal, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o prazo de pagamento das respectivas facturas será igualmente mantido.





<b>RRC – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA - EEM</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
107.	Periodicidade da facturação nas Regiões Autónomas	<p>“A aplicação aos clientes BTN da facturação bimestral, embora pareça aportar eficiência aos custos operacionais da comercialização, poderá, no caso da RAM, trazer problemas de cobrança e de relacionamento entre a EEM e os clientes BTN uma vez que estes representam 98% do total de consumidores com um peso de 63% no valor total da facturação.</p> <p>Entende a EEM que a adopção desta medida não beneficia os consumidores de BTN, podendo trazer implicações sociais, as quais deverão ser muito bem ponderadas pela ERSE no sentido de avaliar se o seu impacto se irá sobrepor à eficiência que a introdução da facturação bimestral pretende proporcionar.”</p>	De modo a considerar este comentário, o capítulo do RRC dedicado às Regiões Autónomas passou a incluir como regra a facturação mensal.



<b>RRC – GALP POWER</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
108.	Definições e sujeitos	“Para além de completar a definição de “Cogerador”, falta incluir as definições de “Agente de Oferta” e de “Produtor em Regime Ordinário”:	O co-gerador é incluído no âmbito de aplicação do RRC apenas no exercício do direito de fornecer energia eléctrica a outras entidades através de acesso às redes, sendo identificado no Capítulo I em sede de definições. O cliente com estatuto de agente de ofertas e o produtor em regime ordinário são definidos no Capítulo II enquanto sujeitos intervenientes no relacionamento comercial em Portugal continental, objecto de regulação pela ERSE.
109.	Serviços de sistema	“Porque referidos algumas vezes, valeria a pena exemplificar e, eventualmente, definir alguns “Serviços de Sistema”.	De acordo com o disposto no Regulamento do Despacho, os serviços de sistema são objecto de um plano de necessidades de serviços de sistema a elaborar pela entidade concessionária da RNT e a aprovar pela ERSE, pelo que não se considera adequada a sua definição no RRC.
110.	Operadores das redes de distribuição	Ao longo deste regulamento é patente uma inconstância sistemática na referência a “um/o” ou a “uns/os” operador(es) da rede de distribuição. Propõe-se que seja mantido sempre o mesmo registo ao longo do	A leitura e interpretação deve ser feita à luz do enquadramento do articulado. No caso de rede de distribuição em média e alta tensão, em

RRC – GALP POWER			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		documento, para não levantar dúvidas sobre quantas redes poderão existir (não se fala de redes regionais, p.e., como na L.B.) e que, se necessário, sejam elencadas.”	que só existe um operador de rede, a referência não levanta dúvida. No caso das redes de distribuição em baixa tensão existem, efectivamente, várias entidades titulares de licença vinculada de distribuição.
111.	Ligação à rede de centros electroprodutores	<p>“Porém, verifica-se uma grande diferença, não justificada e não justificável, entre as ligações às redes dos clientes-consumidores e dos produtores, em termos de condições técnicas e de custos. É assim que, para os primeiros, quase tudo está definido à partida nos regulamentos ou em subregulamentos, enquanto que com os produtores tudo é remetido para contratos individuais, livremente negociados com os operadores das redes. Considera-se que, pelo menos com os PRE´s, deveriam ser igualmente definidas e reguladas as principais condições para as respectivas ligações.</p> <p>Ainda sobre os custos das ligações dos consumidores, verifica-se que a ERSE estudou e propõe que os custos de expansão das redes, quando esta é necessária, sejam suportados pela tarifa geral e não por aqueles. Concordando com esta solução, julga-se, porém, que o mesmo deveria acontecer com o reforço das mesmas redes, dado que essa é uma das responsabilidades que cabe aos respectivos operadores, não colhendo o argumento de que essa é a forma de</p>	<p>O RRC estabelece o princípio do acordo entre as partes sobre várias matérias relativas ao estabelecimento de ligações às redes por parte dos produtores de energia eléctrica. Contudo, refira-se que este regime não é aplicável aos produtores em regime especial, aos quais se aplica legislação específica, fora do âmbito de regulamentação da ERSE.</p> <p>Ainda assim, importa considerar que o regime do acordo entre as partes não exclui que, na sua falta, possa ser solicitada a intervenção da ERSE, devendo esta decidir a repartição de encargos com a ligação à rede, na sequência da apresentação de propostas pelas entidades envolvidas.</p> <p>O novo RRC procura manter os sinais</p>

RRC – GALP POWER			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>conduzir os clientes a não sobrevalorizarem os pedidos de potência, que poderão/deverão sempre ter de justificar.</p> <p>É oportuno lembrar a propósito que, aquando dos comentários à L.B., foi proposto que qualquer custeio, pelos consumidores ou produtores, de elementos partilhados das redes, deveria dar origem, não só à comparticipação prevista pelos restantes clientes beneficiários nos custos de investimento, como a uma compensação, pelos operadores, pelas receitas que a exploração comum daqueles equipamentos virão a potenciar.</p> <p>Uma das condições técnicas para as ligações, implica que tenham de se utilizar alguns equipamentos ou materiais aprovados pelos respectivos operadores de redes. Como, ao mesmo tempo, se obriga a que os investimentos (todos?) sejam sujeitos à disciplina dos mercados públicos, conviria que estas regras, aparentemente contraditórias, fossem compatibilizadas.”</p>	<p>económicos quanto à localização e quanto à potência requisitada, que o regime actualmente em vigor procurou consagrar, sem prejuízo de serem imputados aos requisitantes não mais do que os custos inerentes às características da sua requisição de ligação. Nesse sentido, a inclusão dos custos com o reforço das redes nas tarifas de uso das redes não pode ser considerada sem que se avaliem, quer os impactes que tal medida viesse a ter nos preços das mesmas, quer a perda de sinalização económica quanto à potência requisitada, tendo a ERSE considerado oportuno a explicitação desse encargo ao requisitante.</p> <p>Importa ainda considerar que os encargos suportados pelo requisitante com o estabelecimento de ligação à rede, bem como a integração dos elementos construídos na respectiva rede, não influenciam a base de activos remunerada por via das tarifas. Por</p>

RRC – GALP POWER			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>outro lado, a metodologia de repartição de encargos que a ERSE propõe, e que constava já da regulamentação em vigor, procura assegurar que cada requisitante venha a suportar os encargos que decorrem da sua requisição, excluindo, dessa forma, a necessidade de ressarcimento entre requisitantes.</p> <p>No que respeita à obrigação de utilização de equipamentos ou materiais aprovados pelos respectivos operadores de redes quando a construção de elementos de ligação é promovida pelo requisitante, convirá recordar que se torna necessário compatibilizar essa prerrogativa concedida ao requisitante com a necessidade de assegurar a exploração das redes com adequados padrões de segurança e de qualidade de serviço.</p>
112.	Responsabilidade da instalação de equipamentos	“Também no que se refere aos sistemas de medição, se verificam tratamentos diferentes entre uns e outros clientes das redes. Para os	A Produção em Regime Especial encontra-se enquadrada por regime legislativo próprio,

<b>RRC – GALP POWER</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
	de medição na PRE	consumidores, os operadores instalam todo o equipamento e, neste regulamento, até se vem agora propor que a responsabilidade pela instalação e a manutenção pela telecontagem, também lhes caiba por inteiro. Como nas ligações dos produtores todos os custos cabem a estes, devendo os sistemas reverter inteiramente para as redes de distribuição e/ou transporte, considera-se que seria de colocar à discussão pública a hipótese de, também aqui e, pelo menos no caso dos PRE´s, ser também o operador a responsabilizar-se pelos investimentos, cobrando a respectiva renda à luz do contrato de compra da electricidade.”	estando fora do âmbito de actuação da ERSE. Neste sentido, a ERSE não pode, no âmbito da sua regulamentação, definir regras aplicáveis aos equipamentos de medição a instalar pelos produtores que se encontrem ao abrigo do regime especial de produção.
113.	Relacionamento comercial entre a entidade concessionária da RNT e o distribuidor em MT e AT	“Simultaneamente, o RRC não só propõe a anulação das actuais regras de relacionamento entre aqueles operadores das redes de distribuição e o operador da RNT, como remete tais relações para simples acordos entre esses agentes, sem obrigação de publicitação dos mesmos. Esta situação merece, por isso, uma clarificação.”	As disposições regulamentares relativas ao relacionamento comercial entre a REN e o operador da rede de distribuição em MT e AT, mantêm-se no essencial, tendo sido eliminadas as que diziam respeito à venda de energia pelo operador da rede de transporte ao distribuidor em MT e AT.
114.	Periodicidade da facturação	“Colocam-se algumas dúvidas sobre a proposta da ERSE em passar a facturação aos clientes de electricidade em BTN (consumidores domésticos), a bimestral, na medida em que actualmente a mesma é	A alteração da periodicidade da facturação para bimestral (do acordo entre as partes pode resultar outra periodicidade) acabou por ser

RRC – GALP POWER			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		normalmente feita por estimativa, não representando aquela nova regra grandes reduções de custos operacionais, mas contribuindo certamente para complicar a vida dos clientes por acumulação de “contas”.	considerada na medida em que a mesma vai permitir uma redução de custos que beneficiará os clientes em BTN em sede de tarifas e preços aplicáveis. Todavia, esta regra só se encontra prevista no domínio da comercialização regulada.
115.	Interruptibilidade	“Apesar de, por definição, o regime do mercado tender a ser livre, considera-se útil definir, tal como no mercado regulado, os limites e condições da aplicação do regime de interruptibilidade.”	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento do mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</li> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos</li> </ul>



RRC – GALP POWER			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.
116.	Agente Comercial	“Dada a especificidade do mercado regulado, sugere-se que o respectivo operador possa celebrar contratos bilaterais com o concessionário da RNT, como Agente Comercial que gere as CAE’s e adquira electricidade aos PRE’s, para se abastecer prioritariamente nestas origens, como aliás prevê a proposta de L.B., em vez de ter de recorrer ao mercado organizado. Mais uma vez se refere o que se tem estado (está?) a passar no “mercado” espanhol e a acção interventora do governo na fixação final das tarifas a médio prazo.”	Nos termos do n.º 1 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, sob a epígrafe “Funcionamento transitório” prevê-se que até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os centros electroprodutores abrangidos pelos CAE em vigor continuam a operar de acordo com a legislação actualmente aplicável. De acordo com o n.º 2 do citado artigo, nas circunstâncias referidas, a entidade concessionária da RNT deve efectuar a venda de toda a energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE nos mercados

<b>RRC – GALP POWER</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			organizados.
117.	Cogeradores - contratos bilaterais	<p>“Um pouco na mesma ordem de ideias, questiona-se porque só aos cogeradores é permitido concluir contratos bilaterais com os seus clientes-consumidores directos, e só com estes. De facto, considera-se essencial, não só que pudesse ter o mesmo tipo de contratos com qualquer comercializador, como também é essencial que os “PRE’s renováveis” possam contratar directamente com os mesmos clientes (comercializadores e grandes consumidores) a venda de electricidade verde com os respectivos certificados verdes, sem ter de recorrer à intermediação do mercado ou do operador da rede de transportes para satisfazer as suas quotas deste produto.”</p>	<p>Esta matéria encontra-se sujeita às regras estabelecidas no Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, o qual prevê, designadamente nos seus artigos 7.º e 8.º as condições em que os cogeradores podem abastecer outras entidades através do acesso às redes do sistema eléctrico público. A possibilidade dos produtores em regime especial, a partir de fontes renováveis terem acesso às redes para celebrarem contratos bilaterais não está prevista na legislação em vigor.</p>

<b>RRC – GÁS NATURAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
118.	Representação dos clientes pelos respectivos comercializadores e agentes externos - qualidade de serviço	<p>“Os agentes comerciais que desenvolverão as suas atividades comerciais no SENV terão de ter a possibilidade manifesta de representar os interesses dos seus Clientes e direitos ante a Distribuição.</p> <p>Em concreto, poderão atuar no nome dos seus Clientes e apresentarem as correspondentes reclamações e solicitações de serviço ou indenização quando acontecer qualquer falha ou erro na qualidade do serviço a prestar pela Distribuição como consequência da prestação das suas funções e serviços: cortes de fornecimento, petição e verificação de leituras, erros de medição, fornecimento e substituição de contadores, verificação de leituras, etc.</p> <p>Teria que se definir um protocolo de comunicações (formatos, prazos de resposta, estruturas e responsáveis, etc.) para atingir e resolver as petições de serviço e reclamações apresentadas pelos Clientes no balcão e no Serviço de Atendimento dos Agentes Comerciais, a respeito das incidências na Qualidade dos Serviços de responsabilidade da Distribuição.”</p>	As regras de relacionamento comercial e contratual, designadamente relativas a comunicação e resolução de reclamações, constam do RRC e dos respectivos contratos de uso da rede (CUR) celebrados entre os comercializadores e o distribuidor.
119.	Comercialização regulada em regime transitório	<p>“A proposta de Lei de Bases do Setor Eléctrico estabelece no Art.43 que o comercializador regulado será, a partir de 31 de Dezembro 2.006, uma entidade jurídica independente do operador de redes de</p>	Embora o comentário coloque uma questão pertinente, relativa à transitoriedade de regimes legais, a proposta de Lei de Bases do

RRC – GÁS NATURAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>distribuição com competências na comercialização de último recurso, por enquanto subsistam as tarifas reguladas para posteriormente ser uma função do operador das redes de distribuição.</p> <p>Porém, na revisão do Regulamento de Relações Comerciais no Art.10 estabelece que a atividade do comercializador regulado é função do distribuidor da área geográfica, sem indicar nada do período transitório, anteriormente citado.”</p>	<p>Sector Eléctrico ainda não foi aprovada, pelo que, o articulado do RRC não contempla qualquer regra sobre esta matéria.</p>
120.	Operador das redes de distribuição	<p>“Como foi citado anteriormente, uma das futuras funções do operador de redes de distribuição será como comercializador de último recurso.</p> <p>Considera-se conveniente a sua inclusão explícita no Art.36 sobre atividades do operador de redes e o seu posterior desenvolvimento citando as condições de fornecimento e os diversos conceitos que serão incluídos nas correspondentes tarifas de último recurso.”</p>	<p>A separação de actividades referida no artigo 36.º da proposta regulamentar (artigo 40.º do novo RRC) é específica da operação das redes de distribuição na observância da salvaguarda da independência, igualdade de tratamento e não discriminação dos agentes que as usam, comercializadores incluídos. A actividade de comercializador de último recurso, enquanto actividade comercial, não está abrangida pelo enquadramento deste artigo, sendo tratada no Capítulo X - Comercialização Regulada de Energia Eléctrica.</p>

<b>RRC – GÁS NATURAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
121.	Perfis de consumo	<p>O Art. 130º estabelece que os Clientes em BT que não sejam Clientes regulados ou não disponham de instrumentos de medição horária, serao aplicados perfis de consumo.</p> <p>Seria conveniente a publicação dos correspondentes perfis em BTN ou o detalhe do acesso às informações semelhante ao acontecido no seu momento com o segmento BTE.</p>	<p>Os perfis de consumo são aprovados pela ERSE.</p> <p>Os perfis a aplicar aos clientes em BTN encontram-se em fase de aprovação. Logo que sejam aprovados, a ERSE procederá à sua publicação no Diário da República e na sua página na Internet.</p>
122.	Mudança de fornecedor	<p>“Da mesma forma, toda a informação não confidencial que seja emitida pelos operadores de rede deverá ser de livre acesso, independentemente da classificação como de utilidade comercial ou não pelos operadores.”</p>	<p>O livre acesso à informação está salvaguardado pelos procedimentos de divulgação de informação previstos.</p> <p>Nos procedimentos de mudança de fornecedor aprovados pela ERSE estão estabelecidas as regras de acesso ao registo do ponto de entrega. O conteúdo informativo destes registos pode ser consultado na página da ERSE na Internet.</p>
123.	Informação sobre procedimentos para a facturação	<p>“É necessário precisar os prazos e o procedimento que os operadores de rede terão que fornecer assim como a informação no concernerre às medidas e ao acesso faturado para que seja feito um efetivo e regulado faturamento pelos comercializadores e agentes externos aos</p>	<p>O novo RRC contempla diversas regras de relacionamento comercial entre os operadores de rede e os comercializadores e entre os comercializadores e os clientes. O que não</p>

<b>RRC – GÁS NATURAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>clientes.</p> <p>Considerando que a responsabilidade das leituras reais e estimadas é do operador da rede, deverá existir a obrigação de pôr as mesmas à disposição do resto dos Clientes e comercializadores, via internet, rápida e gratuita, com o objetivo de gestionar esta informação de forma eficiente e ágil.”</p>	<p>está previsto no regulamento deverá ser estabelecido no contrato de uso das redes, no que diz respeito ao relacionamento entre o operador da rede e o comercializador. As matérias de relacionamento contratual e comercial entre o comercializador e o cliente, que não sejam objecto de regulamentação, constam dos respectivos contratos de fornecimento, no âmbito do acordo entre as partes. As condições gerais do actualmente denominado Acordo de Acesso e Operação das Redes e as regras sobre a disponibilização de dados de consumo para efeitos de facturação em vigor já se encontram disponíveis na página da ERSE na internet.</p>
124.	Aquisição de energia eléctrica pelo Comercializador Regulado	No Art.151º fica estabelecida a obrigação para o comercializador regulado de adquirir a energia nos mercados organizados (a prazo e spot), concordando com a energia vendida pelo agente comercial correspondente ao Regime Especial, e aos produtores com CAE, através de contratos bilaterais com produtores, comercializadores e	As quantidades mínimas de energia eléctrica a adquirir pelos comercializadores regulados serão definidas posteriormente no âmbito da construção do mercado ibérico de electricidade.

RRC – GÁS NATURAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>agentes externos.</p> <p>Porém, nada é indicado sobre a precedência na venda de energia do agente comercial, e na compra do comercializador dos mercados organizados. Por estes motivos seria necessária a introdução de alguma obrigatoriedade num % de mínimo ou máximo de venda no mercado a prazo, e portanto de compra pelo comercializador regulado, com o objeto de formar liquidez no mercado.</p>	
125.	Sub-regulamentação	<p>Ao longo do regulamento RRC fica estabelecida a necessidade de desenvolver regulamentação posterior como são o “Manual de Procedimentos de Acerto de Contas”, a “Guia para a medição, leitura e disponibilidade de dados”, o “Manual de Procedimentos e Operação de Mercado”, ou os procedimentos de câmbio de fornecedor entre outros, cujo conhecimento prévio é necessário para a efetiva atividade no MIBEL(Mercado Ibérico da Electricidade), previsto para o 1 de Julho de 2.005.</p> <p>Considerando a relevância do desenvolvimento destas pendências para poder celebrar entre outros contratos bilaterais ou conhecer a gestão e liquidação de desvios, proceder à aplicação de perfis, ou estimar consumos, seria conveniente apresentá-los à informação pública, da mesma forma como é feito com esta revisão com</p>	<p>Concorda-se com o comentário apresentado. Como tem sido prática da ERSE, as entidades interessadas terão a oportunidade de exprimir a sua opinião em tempo devido.</p>

*Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”*

<b>RRC – GÁS NATURAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		anterioridade à sua aprovação.	



RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
126.	Utilização do termo comercializador	<p>“O termo comercializador é utilizado ao longo do texto com dois significados distintos. Em alguns contextos, o termo tem o significado estrito da definição do artigo 9.º, em outros, tem um significado genérico, englobando os comercializadores e os comercializadores regulados.</p> <p>Esta ambiguidade dificulta a leitura do regulamento, pelo que propomos que o termo se refira sempre ao sentido estrito da definição do artigo 9.º e que nas situações em que se pretenda um significado genérico se refiram ambas as designações: “comercializadores e comercializadores regulados”.(…)”</p>	De modo a considerar este comentário foi realizada uma verificação a todo o articulado do RRC, tendo sido introduzidas algumas alterações com vista a clarificar as dúvidas apontadas.
127.	Agente externo	<p>“A Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que regulamenta o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, estipula direitos e deveres exactamente iguais para os agentes externos e para os comercializadores. Assim, as disposições do artigo 11.º deveriam ser idênticas às do artigo 9.º, devendo ser acrescentado um n.º 2 idêntico ao do artigo 9.º.”</p>	A redacção deste artigo foi alterada de modo a considerar o comentário apresentado.
128.	Interrupções por falta de contrato de fornecimento ou de contrato de uso das redes	<p>“O artigo 49.º deveria ser mais desenvolvido, identificando as formas pelas quais o operador da rede de distribuição poderá tomar conhecimento de que o cliente deixou de ser detentor de um contrato de fornecimento. Entre essas formas deveria ser incluída a</p>	O operador da rede de distribuição tem sempre conhecimento da situação contratual do cliente, de acordo com as regras aprovadas para o processo de mudança de fornecedor.

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		comunicação por parte do comercializador ou agente externo com o qual o cliente tenha celebrado contrato de fornecimento.”	
129.	Agente comercial	<p>“O modelo de actuação do Agente Comercial descrito no artigo 57.º assenta no pressuposto de que o mercado organizado está em funcionamento.</p> <p>Conforme já foi mencionado no ponto 2.1, é importante clarificar de que forma o Agente Comercial irá actuar e que tarifas irá aplicar no cenário do mercado organizado não entrar em funcionamento em tempo útil para poder ser considerado na fixação das tarifas de 2006.”</p>	Esta situação encontra-se acautelada pelos artigos do RRC e do RT referentes à entrada em vigor das respectivas disposições.
130.	Disponibilização de dados de consumo	No artigo 131.º deve ser referido que os dados a ser disponibilizados aos agentes de mercado devem permitir a verificação da facturação do acesso dos clientes e da liquidação de desvios à programação efectuada pelo Acerto de Contas.	<p>A disponibilização de informação e dados aos agentes de mercado terá um carácter bastante amplo (como já resulta da regulamentação actualmente em vigor), pelo que não se considera adequado especificar a informação a disponibilizar no sentido proposto.</p> <p>As entidades interessadas terão a oportunidade de exprimir a sua opinião sobre o Guia de Mediação, Leitura e Disponibilização de Dados em tempo devido.</p>
131.	Impedimento à mudança de	O n.º 4 do artigo 141.º determina que “A existência de valores em	A existência de dívidas não deve constituir

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	fornecedor	<p>dívida de um cliente junto de um fornecedor não deve impedir a mudança para outro fornecedor, sem prejuízo do disposto nos números seguintes.”. Os números seguintes consideram causas impeditivas de mudança de fornecedor a existência de valores em dívida para com o operador de rede ou o comercializador regulado.</p> <p>Assim, estas disposições discriminam os comercializadores e agentes externos face aos comercializadores regulados, resultando em maior risco na actividade de comercialização no mercado. O risco acrescido traduzir-se-á, obviamente, em preços mais elevados no mercado, o que resultará em prejuízo dos clientes honestos face aos prevaricadores, pelo que consideramos que esta discriminação deveria ser eliminada.</p> <p>Ainda dentro do tema das barreiras à mudança de fornecedor, propomos que seja feita menção expressa de que a identificação de situações de falta de conformidade técnica em instalações que se encontrem já em fornecimento, nomeadamente a ausência de dispositivo de controlo da potência, não pode constituir obstáculo à mudança de fornecedor.</p>	<p>impedimento à mudança de fornecedor, considerando-se que os comercializadores de energia eléctrica que actuam em regime de livre concorrência dispõem dos mecanismos necessários para gerir o risco de crédito dos seus clientes, tal como acontece na generalidade das actividades económicas exercidas em regime de mercado.</p> <p>O comercializador regulado tem obrigações de comercializador de último recurso, estando obrigado a fornecer todos os clientes. Os preços e tarifas praticados pelo comercializador regulado são aprovados pela ERSE. De igual modo, as regras de relacionamento comercial a que está sujeito o comercializador regulado são detalhadamente regulamentadas pela ERSE.</p> <p>Neste quadro de actuação, que não admite os mesmos graus de liberdade de que dispõem os comercializadores em regime livre, considerou-se adequado estabelecer que os</p>

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>clientes do comercializador regulado que desejem mudar de fornecedor só o possam fazer depois de saldar as suas dívidas.</p> <p>A inexistência de dispositivo de controlo de potência não constitui obstáculo à mudança de fornecedor. Com efeito, os operadores das redes de distribuição têm o direito de instalar estes dispositivos a todo o tempo. A sua instalação não é um requisito para a mudança de fornecedor.</p>
132.	Obrigações de serviço público e protecção dos consumidores	<p>“O n.º 2 do artigo 145.º estabelece que “Os comercializadores e agentes externos ficam sujeitos à obrigação de apresentação de propostas de fornecimento de energia eléctrica a todos os consumidores que o solicitem [...]”.</p> <p>Esta disposição deveria ser eliminada, dado que ultrapassa os deveres estabelecidos no Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, nomeadamente o disposto no n.º 2 do artigo 9.º do referido Decreto-Lei, que em seguida se transcreve:</p> <p>“2 – Os comercializadores de último recurso estão obrigados a assegurar o fornecimento de energia eléctrica a clientes não vinculados</p>	<p>Nos termos do artigo 6.º, n.º 2 do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, “No exercício da actividade de comercialização, os comercializadores ficam sujeitos à obrigação da apresentação de propostas de fornecimento de energia eléctrica a todos os clientes não vinculados que o solicitem, observando a legislação aplicável”. O artigo 145.º, n.º 2 da proposta de RRC (n.º 2 do artigo 153.º do novo RRC) espelha esta regra. A obrigação de fornecimento é apenas</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		no caso de incumprimento do respectivo comercializador ou a outros clientes sempre que não haja nenhum comercializador que o queira fazer em condições comerciais devidamente justificadas.”.	aplicada ao comercializador regulado, na qualidade de comercializador de último recurso, nos termos legais e regulamentarmente previstos.
133.	Indicadores e padrões de qualidade de serviço a especificar no contrato de fornecimento	<p>“Na alínea f) do n.º 1 do artigo 146.º são referidos “Os indicadores e padrões de qualidade de serviço aplicáveis, bem como as compensações e as disposições de reembolso aplicáveis quando os padrões de qualidade de serviço estabelecidos ou contratados não forem observados.”.</p> <p>Esta referência deverá ser melhor desenvolvida. Não se consegue entender se irão ser tratados apenas indicadores e padrões da responsabilidade do comercializador ou agente externo, que seriam exclusivamente comerciais, ou também indicadores e padrões da responsabilidade dos operadores das redes, dado que o comercializador ou agente externo deverá pagar aos seus clientes eventuais compensações que lhes sejam devidas por falhas na qualidade de serviço técnica, matéria da responsabilidade dos operadores das redes.”</p>	A redacção da alínea f) do n.º 1 do artigo 146.º da proposta regulamentar (alínea g) do n.º 1 do artigo 154.º do novo RRC) abrange todos os indicadores e padrões da qualidade de serviço aplicáveis, não se distinguindo os indicadores e padrões técnicos dos comerciais. Esta distinção nem poderia ser feita, considerando que o relacionamento comercial com o cliente é assegurado pelo comercializador. Neste contexto, o contrato que o cliente celebra com o comercializador deverá espelhar todas as regras que se lhe aplicam.
134.	Desagregação dos valores	“O n.º 4 do artigo 147.º refere que “Sempre que solicitado, os	De modo a considerar este comentário a regra

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	facturados	<p>comercializadores e agentes externos devem informar os seus clientes da desagregação dos valores facturados, contemplando, nomeadamente, os valores relativos às tarifas de uso global do sistema, uso das redes e comercialização das redes.”.</p> <p>Este nível de desagregação parece excessivo, ainda para mais quando a proposta regulamentar contempla agrupar as referidas tarifas numa única tarifa de acesso, e poderá obrigar a desenvolvimentos informáticos adicionais nos sistemas comerciais, que se reflectirão em custos adicionais para os clientes sem que daí resulte um benefício evidente. Assim, propomos que a obrigação de desagregação contemple apenas o destaque dos valores relativos à tarifa de acesso.”</p>	em apreço foi alterada, passando a contemplar a desagregação dos valores facturados apenas no que se refere às tarifas de acesso às redes.
135.	Quantidades de energia eléctrica a adquirir pelo comercializador regulado	<p>Propomos a seguinte redacção para o n.º 4 do artigo 151.º, para melhorar o entendimento desta disposição:</p> <p>“O comercializador regulado deve adquirir nos mercados organizados as quantidades de energia eléctrica <u>equivalentes às</u> colocadas no mercado pelo Agente Comercial, limitadas às quantidades necessárias à satisfação dos consumos dos seus clientes.”.</p> <p>Ainda no mesmo artigo, nas quantidades de energia eléctrica a adquirir pelo comercializador regulado está incluída, para além de uma quantidade equivalente à energia adquirida pelo Agente Comercial aos</p>	<p>O texto do novo RRC foi alterado no sentido de considerar a possibilidade da entidade concessionária de RNT vender a energia eléctrica adquirida à PRE ao comercializador regulado em MT e AT através da celebração de contratos bilaterais.</p> <p>O texto regulamentar foi modificado no sentido de se clarificar que o comercializador regulado deverá adquirir nos mercados organizados, no mínimo, uma quantidade equivalente às</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		produtores cujo respectivo CAE esteja em vigor, uma quantidade equivalente à energia produzida pelos PRE, o que ultrapassa o disposto no n.º 5 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto. A aquisição da quantidade de energia equivalente à energia produzida pelos PRE é uma obrigação partilhada por todos os comercializadores, sendo imputada através da tarifa de Uso Global do Sistema.	vendas do Agente Comercial, na linha do estabelecido no n.º 5 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.
136.	Contratação de fornecimento de energia eléctrica a instalações eventuais e provisórias	“O artigo 158.º, relativo ao contrato de fornecimento em instalações eventuais e provisórias, encontra-se sob o capítulo X, relativo à comercialização regulada de energia eléctrica. Visto que não há razões objectivas para discriminar este tipo de instalações, não lhes facultando o direito de escolha na contratação do fornecimento de energia, este artigo deveria ser transferido para o capítulo IX, relativo à comercialização.”	De modo a considerar este comentário, a regra em apreço passou a integrar o Capítulo IX, relativo a toda a comercialização de energia eléctrica.
137.	Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente	“A alínea c) do artigo 177.º deveria passar para o artigo 50.º, por se tratar de uma cláusula genérica, independente do cliente contratar o fornecimento pelo comercializador regulado ou no mercado.  A restrição das restantes cláusulas ao âmbito da comercialização regulada tem como resultado que o risco da actividade de comercialização no mercado é maior do que se lhe fossem também aplicáveis (cf. ponto 4.6, relativo ao impedimento à mudança de	Concorda-se com o comentário apresentado, tendo sido alterada a redacção dos artigos correspondentes.

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		fornecedor). O risco acrescido traduzir-se-á, obviamente, em preços mais elevados no mercado, o que resultará em prejuízo dos clientes honestos face aos prevaricadores.”	
138.	Interruptibilidade	<p>“O exercício do regime de interruptibilidade, desenvolvido no artigo 180.º, é conferido em exclusividade ao comercializador regulado em MT e AT. Esta exclusividade afigura-se redutora e discriminatória, no pressuposto assumido de que o mercado organizado está em funcionamento.</p> <p>A interruptibilidade deveria ser tratada no contexto do fornecimento de serviços de sistema. Este parece ser também o entendimento de base da ERSE, ao considerar que a quantidade de potência interruptível é aprovada na sequência de propostas a apresentar pela entidade concessionária da RNT. Consideramos que carece de fundamento excluir os comercializadores e agentes externos, à partida, de poder participar no mercado de interruptibilidade.”</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</li> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que</li> </ul>



RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.
139.	Limitações à contratação bilateral por agentes externos	<p>“O articulado do artigo 188.º tem como pressuposto implícito que os agentes externos apenas podem transaccionar energia através das interligações, o que se afigura discriminatório e redutor face à legislação em vigor, nomeadamente a Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que regulamenta o Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto (cf. comentários do ponto 4.2).</p> <p>Neste sentido, consideramos que não deve ser restringido o direito de celebração de contratos bilaterais aos agentes externos, pelo que propomos a eliminação da referência a estes agentes na alínea a) do n.º 1 do artigo 188.º. Pelos mesmos motivos, consideramos que a referência explícita aos agentes externos no n.º 4 do mesmo artigo deve ser retirada.</p> <p>Numa perspectiva mais abrangente, o n.º 4 do artigo 188.º deveria ser retirado na íntegra, dado que a real questão em análise é a limitação da utilização das interligações pelos agentes, que não se limita à</p>	Este comentário foi considerado, tendo sido eliminadas as restrições indicadas.

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		contratação bilateral.	
140.	Parcela livre	<p>A data efectiva da extinção da parcela livre deveria ser clarificada nas disposições finais. A extinção deveria ocorrer tão rápido quanto possível, preferencialmente à data de entrada em vigor dos regulamentos agora em apreciação, visto que já se encontram verificadas as condições para a sua extinção, nos termos do disposto no n.º 1 do artigo 15.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.</p> <p>A parcela livre constitui uma barreira ao desenvolvimento da concorrência no mercado eléctrico que beneficia exclusivamente a EDP Distribuição, resultando no agravamento das tarifas dos clientes finais do SEP e dos preços dos clientes no SENV</p>	<p>O Decreto-Lei nº 185/2003, de 20 de Agosto prevê que a EDP Distribuição possa recorrer à parcela livre prevista no artigo 16.º do Decreto-Lei nº 184/95, de 27 de Julho, transitoriamente, até à liberalização total do mercado.</p> <p>A ERSE considera que o Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto liberaliza o mercado do lado da procura, mas que a total liberalização do mercado só será efectiva quando houver liberalização da oferta, isto é, com a revisão dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e a definição das regras que permitam aos produtores vender a energia que produzem no mercado.</p>
141.	Potência em horas de ponta	“Esta variável corresponde, na prática, a energia activa em horas de ponta, pelo que se propõe a sua eliminação e a transferência dos custos a ela associados para energia activa em horas de ponta.	Considera-se importante distinguir entre as variáveis de facturação de uma dada tarifa, que são escolhidas por melhor traduzirem os

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>A existência de duas variáveis a induzir incentivos idênticos (reduzir o consumo de energia activa em horas de ponta) é motivo de confusão para clientes menos esclarecidos e retira peso percebido ao incentivo em causa, que será melhor entendido caso o sinal seja dado através de um único preço.</p> <p>O preço da potência em horas de ponta é convertível em preço de energia activa em horas de ponta, sem recorrer a variáveis adicionais às já utilizadas na facturação da potência em horas de ponta, de acordo com a seguinte expressão:</p> $P_E = \sum_{i=1}^{12} \frac{E p_i / \sum_{i=1}^{12} E p_i}{H p_i} \times P_p$ <p>em que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>PE - preço da energia activa em horas de ponta</li> <li>Epi - energia activa em horas de ponta no mês i</li> <li>Hpi - horas de ponta no mês i</li> <li>PP - preço da potência em horas de ponta</li> </ul> <p>Esta expressão resulta de igualar a expressão que define a receita resultante da aplicação do preço da potência em horas de ponta com</p>	<p>custos associados a essa tarifa, e as variáveis aplicadas aos consumos dos clientes nas diversas opções tarifárias.</p> <p>A escolha das variáveis de facturação adequadas permite reflectir a estrutura dos custos incrementais do uso das redes na estrutura de preços da tarifa e, desta forma, promover a eficiência económica na utilização das redes bem como reduzir a subsidiação cruzada entre clientes no pagamento destes custos.</p> <p>Para alguns segmentos de clientes, de menor consumo, a estrutura tarifária é simplificada, procedendo-se à facturação da potência em horas de ponta nos termos de energia da tarifa, como se sugere no comentário.</p> <p>No mercado liberalizado, a estrutura de variáveis e preços de energia eléctrica a oferecer aos clientes é escolhida por cada fornecedor.</p>

RRC – IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>uma expressão em que a receita resulte da aplicação de um preço para a energia em horas de ponta.</p> $\sum_{i=1}^{12} \frac{Ep_i}{Hp_i} \times P_p = \sum_{i=1}^{12} Ep_i \times P_E$ <p>”</p>	

<b>RRC – INESC PORTO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
142.	Relacionamento entre o Agente Comercial e o Comercializador Regulado	<p>“Numa situação de mercado alimentado por propostas de compra e venda de energia eléctrica e considerando excluída a contratação bilateral, não se compreende como se pode assegurar que o comercializador regulado adquira “as quantidades de energia eléctrica colocadas no mercado pelo Agente Comercial”. Com efeito, não se pode assegurar que as ofertas de venda colocadas no mercado pelo Agente Comercial sejam despachadas e também não se pode assegurar que o comercializador regulado consiga ver sempre aceites as ofertas de compra que transmite a esse mercado. A aceitação de umas e de outras dependerá do conjunto de ofertas de compra e venda em presença parecendo excessivo determinar por via administrativa a venda por parte do Agente Comercial e a aquisição de energia por parte do comercializador regulado nos mercados organizados que, como já se salientou, não incluem a contratação bilateral.”</p>	<p>O texto do novo RRC foi alterado no sentido de considerar a possibilidade da entidade concessionária de RNT vender a energia eléctrica adquirida à PRE ao comercializador regulado em MT e AT através da celebração de contratos bilaterais.</p> <p>O texto regulamentar foi modificado no sentido de se clarificar que o comercializador regulado deverá adquirir nos mercados organizados, no mínimo, uma quantidade equivalente às vendas do Agente Comercial, na linha do estabelecido no n.º 5 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.</p>
143.	Ponto de Ligação, Ponto de Interligação, Ponto de Entrega	<p>“Em diversos pontos das propostas regulamentares são referidos aspectos relacionados com a ligação de, por exemplo, novos produtores, e com a entrega de energia correspondente. Chama-se a atenção para a falta de uniformidade nas designações adoptadas nomeadamente quando confrontadas com outros textos legais. Assim, o Decreto-lei 168/99 de 18 de Maio refere Ponto de Interligação enquanto que o Decreto-lei 312/2001 de 10 de Dezembro considera o</p>	<p>A ERSE reconhece a falta de uniformidade das designações adoptadas nos diversos diplomas legais, tendo, contudo, procurado assegurar que essa mesma uniformidade existisse no âmbito da regulamentação agora proposta e, designadamente, nas disposições que abordam o estabelecimento de ligações</p>

RRC – INESC PORTO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>termo Ponto de Recepção. Em relação às propostas regulamentares em vigor, assinala-se que a proposta de Regulamento de Relações Comerciais utiliza o termo Ponto de Ligação, nomeadamente no artigo 72º.</p> <p>A este propósito assinala-se ainda que no artigo 72º já referido, “o ponto de ligação à rede é indicado, consoante o caso, pelo operador da rede de transporte ou pelo operador da rede de distribuição”. Por sua vez, o artigo 61º indica que "consideram-se redes, para efeitos de estabelecimento de ligações, as redes já existentes à data do pedido de ligação, ...”. Desta forma, um produtor que solicite a ligação a uma rede deverá suportar os encargos com a construção dos elementos de uso exclusivo até à rede já existente, revertendo depois esses elementos para os activos dos operadores da rede em causa.</p> <p>Ao definir no artigo 104º da proposta de Regulamento de Relações Comerciais o ponto de medição, indica-se que “são considerados pontos de medição de energia eléctrica as ligações das instalações de produtores à rede de transporte, ...”. Este articulado significa que o ponto de medição corresponderá ao ponto de ligação à rede já existente devendo portanto o produtor (no caso de uma instalação consumidora a situação é análoga) suportar os encargos de perdas nos elementos de ligação cujo custo suportou e que reverteram depois para</p>	<p>às redes.</p> <p>No que respeita à integração dos elementos de ligação construídos na rede à qual se efectuou essa mesma ligação, é útil recordar a necessidade de manter a operação das redes em condições de segurança e qualidade de serviço que cumpram os padrões regulamentares previstos a esse respeito. De igual modo, ao incluírem-se os elementos de ligação construídos nas redes exploradas pelo operador respectivo, isenta-se de custos de manutenção dessa infra-estrutura o requisitante da ligação.</p> <p>Por fim, a respeito do apuramento das perdas das redes, não pode deixar de se considerar o conjunto dos activos que a constituem, incluindo os elementos de ligação cujos custos tenham sido suportados pelo requisitante. O próprio RRC estabelece que, uma vez considerados em condições técnicas de exploração, esses elementos passam a fazer</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

<b>RRC – INESC PORTO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		o activo do operador da rede. Esta situação parece ser excessiva e sugere-se a sua alteração e clarificação.”	parte integrante da rede.





RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
144.	Resolução de conflitos	“(…)Nesta matéria julga-se oportuno e adequado a esta nova fase de regulação o reequacionamento dos meios de intervenção do regulador. Sendo o fornecimento de electricidade um Serviço Público Essencial (SPE), não faz sentido que existindo legislação própria, a aplicação da mesma seja reserva exclusiva dos tribunais, estando atribuídas à ERSE apenas competências genéricas de mediação e conciliação. A exemplo da regulação em outros países, o regulador deve ter maior capacidade de “ <i>enforcement</i> ”, pelo que se entende como essencial nesta fase a revisão dos Estatutos da ERSE em consonância, com a respectiva adequação de meios.”	As competências da ERSE estão definidas nos seus estatutos aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, que é a sua norma habilitante. Neste contexto, a ERSE deve, no âmbito da resolução de conflitos, promover o recurso à arbitragem voluntária, podendo colaborar na criação ou estabelecer protocolos com centros de arbitragem. A ERSE tem promovido diligências com vista à criação de um centro de arbitragem para matérias contratuais e comerciais relativas aos serviços públicos essenciais. Contudo, até à data, as diligências referidas não têm permitido alcançar os objectivos pretendidos, não reunindo o consenso entre as partes interessadas, necessário para o efeito.
145.	Definição do conceito de consumidor	“De maior importância, revela-se a ausência de definição do conceito de consumidor. O IC, desde o início da regulação, tem sublinhado esta questão, agora de maior importância em fase de liberalização (a ERSE justificou, em sede da alteração dos regulamentos de 2001, a opção por “cliente”, recorrendo a uma Recomendação Europeia de 1981, que	A redacção do novo RRC foi alterada no sentido de acolher este comentário. Assim, o artigo 8.º do novo RRC passou a ter a epígrafe “Clientes e Consumidores” e inclui um novo número que estabelece a equivalência entre

RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>não nos parece adequada). Constata-se a distinção entre cliente doméstico e não doméstico no texto do RRC. Mas aqui e noutros documentos é confundida a noção de consumidor com outros utilizadores e clientes, mesmo finais, o que torna difícil de identificar o destinatário efectivo de medidas dos articulados. Assim, deverá ser autonomizado o consumidor doméstico final, na definição que lhe confere a Lei nº24/96 de 31 de Julho, dado ser destinatário de obrigações específicas na prestação do serviço e de ter o correspondente conceito definido em lei própria. Ainda se constata a necessidade de autonomização do conceito de consumidor por consulta à Directiva 2003/54/CE de 26 de Junho, sobretudo aos considerandos 24 e 26, ao artigo 3º do capítulo II, e ao Anexo A (transposto no essencial no anexo à Portaria nº 139/2005 de 3 de Fevereiro) que dispõe as medidas específicas para <u>consumidores</u>. Deste modo o IC é de opinião que esta será a sede para resolução definitiva desta matéria, que, como se disse, se mantém desde o início da regulação. Propõe-se, deste modo, que se autonomize a definição de consumidor, tal como consta da legislação específica, no capítulo próprio, e que se procedam às devidas adaptações no articulado.”</p>	<p>os conceitos de cliente e consumidor para efeitos de aplicação do RRC.</p> <p>De igual modo, a redacção do número que introduz a definição de clientes domésticos e não domésticos foi alterada, tendo passado a remeter para o estabelecido na Lei n.º 24/96 sobre esta matéria.</p>
146.	Resolução de conflitos	<p>“A questão da resolução de conflitos mantém-se, no essencial, com a configuração adoptada anteriormente, não identificando os</p>	<p>Nos termos do novo RRC, os comercializadores e comercializadores</p>

RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p><u>consumidores</u> e relegando esta situação para sistema de arbitragem voluntária ou centros arbitrais de iniciativa do regulador (de facto, previstos quase desde o início da regulação). Dado que o fornecimento de electricidade está consignado como <u>Serviço Público Essencial</u>, pela Lei nº 23/96 de 26 de Julho, e ainda que a actividade de comercialização está sujeita a licenciamento prévio, entende-se que esta matéria, de importância fundamental para a transparência do mercado e o respeito pelos interesses dos consumidores, merecia um maior desenvolvimento. Propõe-se, assim, a autonomização em alínea própria desta matéria em relação aos consumidores, bem como que será dado maior desenvolvimento no que respeita a litígios com o comercializador regulado ou outros comercializadores licenciados. Vê-se, aliás, com interesse, que no âmbito do licenciamento dos comercializadores seja ponderada a existência duma regra, estabelecendo uma cláusula compromissória de submissão à arbitragem, matéria que extravasa a regulamentação em análise. Uma solução poderia passar pela institucionalização de uma comissão arbitral paritária supervisionada pela ERSE, sendo para isso necessária a adequada previsão em sede de alteração estatutária.”</p>	<p>regulados devem elaborar os seus contratos de fornecimento especificando, entre outras matérias, o método a utilizar para dar início aos procedimentos de resolução de litígios, de acordo com o previsto na alínea f) do anexo A da Directiva 2003/54/CE. Neste contexto, todos os comercializadores deverão dispor de mecanismos transparentes, simples e economicamente acessíveis de resolução de litígios, que poderão passar pela arbitragem.</p> <p>Nos termos dos seus estatutos, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, a ERSE deve fomentar a arbitragem voluntária para a resolução de conflitos de natureza comercial ou contratual entre as entidades concessionárias e licenciadas de produção, transporte e de distribuição e entre elas e os consumidores. Para tanto, a ERSE pode cooperar na criação e estabelecer acordos com centros de arbitragem. A ERSE no âmbito da resolução dos processos de mediação que</p>

RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			desenvolve dá cumprimento ao disposto nos seus regulamentos.
147.	Registo de dívidas	<p>A mudança de fornecedor, para consumidores e outros clientes, está ainda limitada à existência e regularização de dívidas. Recorda-se que era intenção da ERSE que esta situação não fosse impedimento de mudança, pois existem outros meios para o seu ressarcimento, posição aliás sustentada pelo IC. No entanto, justifica a ERSE que já existiam previsões nesta matéria para o sistema público em sede do actual RRC, pelo que se optou, na actual proposta, por manter esta obrigatoriedade, instituindo-se um registo centralizado e abrangente do universo de clientes na gestão do processo de mudanças (foi consultada a Comissão Nacional de Protecção de Dados Pessoais). Esta matéria é remetida para sub-regulamentação, estando prevista ainda a submissão a auditorias externas e independentes, pelo que terá de ser avaliada com maior precisão, dado que poderá vir a ser exigida caução a clientes devedores, o que é uma situação extraordinária para os consumidores.</p>	<p>A constituição de um registo de clientes aos quais sejam imputáveis valores em dívida comprovada e não contestada junto de um fornecedor de energia eléctrica foi considerada na revisão do Regulamento de Relações Comerciais, aprovado através do Despacho nº 2 030-A/2005, de 27 de Janeiro.</p> <p>Previamente à aprovação da revisão regulamentar anteriormente referida, a ERSE solicitou à Comissão Nacional de Protecção de Dados (CNPd) um parecer sobre a constituição deste registo de dívidas.</p> <p>A CNPD emitiu uma deliberação que foi enviada à ERSE em meados de Junho último, considerando que a existência de uma base de dados deste tipo carece de enquadramento legislativo, que actualmente não existe.</p> <p>A ERSE, considerando a deliberação da</p>

RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			CNPD, eliminou do RRC o artigo que previa a possibilidade de constituição do referido registo de dívidas.
148.	Regras aplicáveis aos clientes em BTN	<p>“Os consumidores encontram-se inseridos basicamente em BTN. Constata-se que este nível de tensão é objecto de medidas específicas diferenciadas dos restantes pela negativa. Verifica-se na adopção de periodicidade de facturação bimestral, nos valores de caução e nos prazos de pagamento das facturas, entre outros, situações que têm sido mantidas nos diversos regulamentos adoptados. O IC é de opinião – salvo melhor explicação – que o actual enquadramento de mercado permite uma melhor convergência de procedimentos, e que esta revisão dos regulamentos será a sede própria para o efeito, propondo-se assim a reavaliação desta matéria no articulado.”</p>	<p>Pelo contrário, considera-se que, salvo melhor opinião, tem-se procurado estender as disposições legais especificamente aplicáveis aos consumidores, tal como definidos na lei de defesa do consumidor, a todos os clientes em BTN, alargando assim o âmbito de aplicação de tais disposições no sector eléctrico.</p> <p>A alteração da periodicidade da facturação para bimestral (do acordo entre as partes pode resultar outra periodicidade) acabou por ser considerada na medida em que a mesma vai permitir uma redução de custos que beneficiará estes clientes em sede de tarifas e preços aplicáveis. A este propósito foi possível verificar que em muitos outros serviços considerados essenciais é prática frequente a facturação bimestral sem que isso tenha motivado reclamações por parte dos</p>

RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>consumidores.</p> <p>A prestação de caução aos clientes em BTN só pode ser exigida no caso de restabelecimento do fornecimento na sequência de interrupção por incumprimento contratual imputável ao cliente, o que se revela uma medida específica mais protectora relativamente aos demais clientes.</p> <p>Os prazos de pagamento mais curtos no caso dos clientes em BTN sempre estiveram associados à duração dos próprios contratos de fornecimento, fixada em 1 mês, enquanto para os restantes clientes se encontra prevista a duração anual dos contratos de fornecimento, não se afigurando, por isso, uma medida negativa.</p>
149.	Periodicidade da facturação	“(…)Tudo indica que, deste modo, seria passada a bimestral esta facturação conjunta, com os respectivos valores duplicados a terem de ser pagos num prazo de quinze dias. Pelo exposto, não se vislumbra vantagem para os consumidores na proposta na actual configuração do regulamento de relações comerciais, antes pelo contrário, pelo que se	Conforme se menciona nas observações anteriores, a alteração da periodicidade da facturação para bimestral acabou por ser considerada na medida em que a mesma vai permitir uma redução de custos que

RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		sugere a manutenção da regra mensal de facturação. O IC é, aliás, de opinião que se deve observar a facturação mensal onde esta regra não está a ser cumprida pelo distribuidor.”	beneficiará os clientes em BTN em sede de tarifas e preços aplicáveis, não se registando quaisquer reclamações por parte dos clientes dos concelhos em que se mantém a prática da facturação bimestral. O alargamento do prazo de pagamento para 15 dias surge como consequência do aumento do período de facturação para 2 meses de consumo. De todo o modo, esta regra só tem aplicação no domínio da comercialização regulada.
150.	Interrupção do fornecimento de energia eléctrica	“O RRC determina as condições de interrupção do fornecimento e reposição do serviço, atribuindo estas funções exclusivamente ao operador de rede. Um dos factos imputáveis ao cliente para este efeito é a existência de dívidas de facturação. Dada agora a possibilidade de contratação fora do sistema regulado, coloca-se a dúvida (por não se depreender disposição que esclareça este caso) se poderão os consumidores ligados a um determinado comercializador licenciado ser prejudicados por sanções aplicadas a este pelo operador ou outras entidades fornecedoras a montante (existência de dívidas, p.ex.) que, em caso extremo, possam configurar a recusa de fornecimento? A questão aparenta não estar convenientemente explicitada (apesar dos	As condições gerais do actual Acordo de Acesso e Operação das Redes só prevêm a sua suspensão em situações de incumprimento grave. O mesmo se passará no futuro Contrato de Uso das Redes. Relativamente aos clientes, além dos termos que possam decorrer de um eventual processo de insolvência e de recuperação de empresa a que poderão estar sujeitos os comercializadores e agentes externos, importa salientar dois aspectos específicos do sector

<b>RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>consumidores neste caso hipotético aparentem poder ser classificados como abrangidos em último recurso, previsto para o serviço universal), e, de facto situação idêntica já existiu aquando da liberalização do sector das comunicações, com implicações graves por não ter sido prevista, pelo que o IC é de opinião que esta matéria deverá ser esclarecida e transposta em articulado próprio. Recorda-se que estamos perante um Serviço Público Essencial, que tem de ser fornecido de forma contínua (a electricidade é, aliás, o único destes serviços onde se verifica um consumo permanente), o que não se compadece com prazos de mudança de índole administrativa que se podem prolongar temporalmente com a interrupção de abastecimento e os evidentes prejuízos para os consumidores, pelo que se julga a situação como pertinente e de necessária disposição em sede do RRC.”</p>	<p>eléctrico. Por um lado, a legislação aplicável à atribuição de licença aos comercializadores ou de registo dos agentes externos (Decreto-Lei n.º 184/2003 e Portaria n.º 139/2005) obrigam à prestação de garantias e à celebração de um seguro de responsabilidade civil que deverão fazer face à satisfação de eventuais compromissos em dívida no caso de extinção da licença ou do registo. Por outro lado, a incapacidade de abastecimento dos clientes conduzirá a uma inevitável cessação dos contratos de fornecimento, a qual, nos termos do RRC, só poderá ocorrer após o decurso de um determinado prazo previsto em sede de sub-regulamentação em matéria de gestão de mudança de fornecedor. Este prazo tem como objectivo permitir a celebração de novo contrato de fornecimento com outro comercializador ou agente externo ou, perante certas circunstâncias, com o comercializador regulado, no seu papel de último recurso.</p>



<b>RRC – INSTITUTO DO CONSUMIDOR - IC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>Podemos, assim, concluir que o quadro regulamentar estabelece os mecanismos necessários para assegurar aos consumidores o abastecimento de energia eléctrica de acordo com os princípios da regularidade e continuidade de fornecimento. O fornecimento de energia eléctrica só pode ser interrompido nas situações previstas no RRC, podendo o cliente celebrar um contrato de fornecimento com o comercializador regulado que está sujeito a obrigações de serviço público e universal.</p>



<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
151.	Compatibilidade com o enquadramento legal do mercado a prazo	<p>“No tratamento do mercado a prazo gerido pelo OMIP no âmbito do RRC é necessário garantir uma adequada harmonização com o actual quadro normativo que enforma o referido mercado, de forma a assegurar um regime regulatório e de supervisão claro e estável, favorável ao desenvolvimento do MIBEL e, em particular, do seu mercado a prazo.”</p>	<p>A ERSE alterou a redacção das disposições sobre mercados organizados, no sentido de evitar qualquer contradição com o quadro legal existente, designadamente sobre a regulação e supervisão dos mercados de contratação a prazo, procurando favorecer um regime regulatório e de supervisão claro, em respeito dos princípios de cooperação institucional das diferentes entidades de regulação e supervisão envolvidas.</p>
152.	Regras de funcionamento dos mercados organizados	<p>“Perante este quadro normativo, manifestamos a nossa preocupação relativamente à harmonia do projecto de RRC, na parte que incide sobre o mercado a prazo, com o quadro normativo que actualmente enforma este mercado.</p> <p>Seria de considerar uma separação clara em termos de regulação/supervisão entre o mercado a prazo e o mercado à vista (diário e intradiário), reconhecendo a submissão do primeiro à legislação financeira. Trata-se de um modelo já comprovado, sendo utilizado nos mercados mais importantes que abrangem o espaço da União Europeia, como a Nordpool, Powernext e EEX.”</p>	<p>A ERSE alterou a redacção das disposições do RRC sobre os mercados de contratação a prazo, dando, dessa forma, acolhimento ao comentário do OMIP.</p> <p>Assim, deixaram de ser previstos no RRC a existência de manuais de procedimentos e operação dos mercados, remetendo-se as respectivas regras para definição pelos operadores de mercado com aprovação ou registo pelas entidades competentes nos termos da lei e dos adequados mecanismos</p>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			de cooperação institucional das diferentes entidades de regulação e supervisão envolvidas.
153.	Modelo de regulação e supervisão dos mercados organizados	“Em termos de RRC, e no que diz respeito ao mercado a prazo, seria preferível proceder à consagração das disposições indispensáveis e directamente relacionadas com a incidência do funcionamento deste mercado no mercado físico de electricidade, reconhecendo genericamente a submissão do primeiro à regulação/supervisão financeira e, eventualmente, prever os mecanismos de articulação com a regulação/supervisão sector eléctrico que se afiguram necessários, nomeadamente em termos de troca de informação, em conformidade com a orientação vertida no art. 10º do Acordo Internacional.”	A ERSE alterou as disposições do RRC respeitantes aos mercados organizados, no sentido de remeter aos operadores de mercado a definição das respectivas regras de funcionamento e operação, sem prejuízo da sujeição destas ao registo ou autorização nos termos da lei.
154.	Princípios e disposições gerais	“Ao contrário da indicação, não corresponde exactamente ao art. 2º, n.º 1, o qual dispõe que: “O funcionamento do MIBEL deverá basear-se nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade e da liquidez, auto-financiamento e auto-organização dos mercados”.  Não é clara a razão da exclusão dos princípios da “objectividade, liquidez e auto-organização” dos mercados enquanto princípios orientadores do funcionamento dos mercados organizados previstos no RRC.”	A ERSE alterou o artigo do RRC referentes aos princípios e disposições gerais dos mercados organizados, no sentido de incluir os mencionados princípios de objectividade, liquidez e auto-organização.

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
155.	Artigo 182.º - Mercados organizados	<p>“(…)O art. 6º, n.º 1, al. a) do Acordo Internacional dispõe que: “Mercados a prazo, que compreendem as transacções referentes a blocos de energia com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física quer por diferenças”.</p> <p>A redacção do art. 182º omite a parte relativa à liquidação, o que parece indicar uma liquidação sempre física, o que seria contrário ao Acordo Internacional.”</p>	A ERSE acolheu o comentário do OMIP, tendo incluído no âmbito das definições dos mercados organizados o regime de liquidação das transacções aí realizadas, esclarecendo, designadamente quanto aos mercados de contratação a prazo, da possibilidade da liquidação física e por diferenças.
156.	Operadores de mercado	<p>“O mercado, a entidade gestora e a câmara de compensação foram constituídos ao abrigo da legislação financeira, pelo que a sua coordenação com esta legislação não parece estar assegurada.</p> <p>Em particular, os números 3 e 4 parecem ser demasiado indeterminados, acabando por deixar uma grande incerteza relativamente à forma de concretização e exequibilidade das obrigações aí impostas. Referimo-nos, concretamente, ao “Manual e Procedimentos de Operação de Mercado”, designação não prevista no enquadramento jurídico aplicável ao OMIP, bem como às auditorias externas.</p> <p>Sugere-se, no caso das auditorias, o seu tratamento em sede da supervisão definida pelo Código de Valores Mobiliários, por forma a evitar indefinições por sobreposição de competências.”</p>	<p>A ERSE alterou a redacção do RRC. Assim, a nova redacção aponta no sentido de não a fazer conflitar com as disposições legais que venham a emanar do Acordo de Santiago de Compostela, bem como com o restante enquadramento legal sobre a criação e operação de mercados organizados, designadamente os mercados de contratação a prazo, constituídos ao abrigo da citada legislação financeira.</p> <p>Dessa forma, deixaram de ser previstos no RRC a existência de manuais de procedimentos e operação dos mercados,</p>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			remetendo-se as respectivas regras para definição pelos operadores de mercado com aprovação ou registo pelas entidades competentes nos termos da lei e dos adequados mecanismos de cooperação institucional das diferentes entidades de regulação e supervisão envolvidas.
157.	Agentes dos mercados organizados	<p>“Parece ser contraditório com o art. 3º, n.º 2 do Acordo Internacional relativamente às entidades que são reconhecidas para efeitos de actuação no MIBEL. Com especial interesse para o mercado a prazo, salienta-se a ausência de qualquer referência a entidades financeiras, em contraste com previsto no Acordo Internacional e no CVM.</p> <p>Caberá, ainda, esclarecer as condições de acesso a que se refere o artigo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– pretendendo-se definir os utilizadores finais, não deveriam ser impostas restrições;</li> <li>– pretendendo-se elencar as entidades que podem aceder ao estatuto de membro, deveriam, como referido, ser incluídas as entidades financeiras.”</li> </ul>	Com o intuito de compatibilizar a definição de agentes de mercado com os preceitos do Acordo de Santiago de Compostela sobre as entidades a actuar no âmbito do MIBEL, foram introduzidas alterações de redacção no RRC, concedendo aos agentes de mercado (conforme definidos no RRC) a possibilidade de actuarem nos mercados organizados, mas sem restringir a participação de outros agentes que se enquadrem na legislação e regulamentação existente sobre a constituição e operação dos mencionados mercados.
158.	Manuais de Procedimentos e	“Resulta pouco claro o alcance do conceito de “Manual de	A ERSE alterou a redacção do RRC. Assim,

RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	Operação de Mercado	<p>Procedimentos e Operação do Mercado”, nomeadamente a sua natureza jurídica, isto é, se são regras da entidade gestora no exercício dos seus poderes de auto-regulação ou se são regulamentos administrativos, à semelhança de outros Manuais previstos na legislação eléctrica. Alertamos, igualmente, para a eventual sobreposição deste procedimento com o registo das regras de mercado efectuado pela entidade gestora junto da CMVM.</p> <p>No âmbito do procedimento de aprovação, fica também a dúvida sobre os critérios de aprovação, e se o controlo efectuado é de mera legalidade ou também de mérito. No caso das funções de negociação e de compensação, a designação utilizada deveria ser a de “Regulamento da Negociação” e “Regulamento da Compensação”.</p> <p>De qualquer forma, consideramos essencial que se defina com clareza um modelo de supervisão, mediante o qual seja previsto um único conjunto de regras para cada função desempenhada. “</p>	deixaram de ser previstos no RRC a existência de manuais de procedimentos e operação dos mercados, remetendo-se as respectivas regras para definição pelos operadores de mercado com aprovação ou registo pelas entidades competentes nos termos da lei.
159.	Obrigações impostas aos operadores de mercado	<p>“Nesta alínea determina-se que <i>“A informação a recolher e a divulgar sistematicamente incluirá <b>todos</b> os factos considerados relevantes para a formação dos preços no mercado.”</i></p> <p>O processo de formação dos preços em mercado organizado depende de um conjunto de factores, internos e externos a esse mercado, cuja</p>	<p>A redacção do RRC foi alterada nos seguintes termos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sem prejuízo dos deveres de informação próprios dos operadores de mercado aos membros e participantes nos mercados</li> </ul>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>extensão e diversidade torna impossível o cumprimento de uma disposição tão abrangente. Referimo-nos, nomeadamente, a ocorrências meteorológicas, económicas, sociais, políticas, legais, regulatórias, etc., que são incorporadas pelos agentes nas suas estratégias de actuação, não podendo os operadores de mercado ser responsabilizados pela sua inventariação, recolha, tratamento e divulgação exhaustiva.”</p>	<p>organizados, de acordo com as regras próprias legalmente aprovadas, é cometida ao Acerto de Contas a responsabilidade de centralizar informação relevante sobre o funcionamento dos mercados, designadamente sobre factos que possam influir na formação dos preços. Para tal, foi consagrado o dever, por parte dos agentes de mercado ao Acerto de Contas, de comunicação dessa informação, de forma célere e atempada.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No sentido de melhor precisar o conceito de “factos relevantes”, foram caracterizadas, de forma não exhaustiva de modo a não limitar o conceito, situações que se configuram como facto relevante, objecto de comunicação ao Acerto de Contas.</li> </ul>
160.	Divulgação de informação	<p>“A imposição de divulgar a informação simultaneamente a todos os intervenientes no mercado não parece traduzir uma metodologia exequível, constatação que não impede a assunção de um tratamento</p>	<p>Na sequência do anterior comentário, reiteram-se, a este propósito, as observações da ERSE ao mesmo, acrescentando-se que se</p>



RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>equitativo de todos os agentes.</p> <p>O mercado é constituído por um conjunto de entidades com características e necessidades distintas (membros negociadores, compensadores, clientes, “vendedores” de informação, etc.), relativamente aos quais se deve assegurar a divulgação de informação em condições equitativas para o mesmo tipo de agentes.”</p>	<p>consagrou o princípio de divulgação de informação pelo Acerto de Contas de forma célere e não discriminatória, procurando-se, dessa forma, contribuir para prevenir a ocorrência de situações de abuso de informação e manipulação de mercado.</p>
161.	Conteúdo e desagregação de informação individual de participação no mercado	<p>“Estabelece-se, nesta alínea, que <i>“a informação deve ser agregada, de modo a assegurar a confidencialidade da informação relativa a um agente em particular.”</i></p> <p>Também neste caso se afigura que o texto proposto é inadequado, por ter uma formulação demasiado genérica, uma vez que se pode identificar informação:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– de carácter confidencial, que deve ser disponibilizada de modo a não poder ser associada a um agente em particular, e.g. posições abertas, preços das operações realizadas, etc;</li> <li>– de carácter não confidencial, que poderá ser divulgada com discriminação ao nível de cada agente, e.g. volume de operações num determinado período de tempo. Nos casos em que a informação seja relevante para a formação dos</li> </ul>	<p>A ERSE alterou a redacção do RRC nesta matéria específica, de modo a assegurar o equilíbrio entre a existência de informação relevante sobre o funcionamento do mercado e a reserva da informação comercialmente sensível decorrente da participação de determinado agente no mercado.</p>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>preços de mercado, deverá mesmo ser obrigatória a sua publicação com o detalhe que permita colocar os agentes em condições equitativas de participação.</p> <p>Sugere-se a reformulação desta alínea, tendo em conta, nomeadamente, o tratamento diferenciado dos dois tipos de informação referidos.”</p>	
162.	Responsabilidade pela recolha e divulgação da informação	<p>b) Recolha e disponibilização de informação</p> <p>A redacção proposta para o tratamento da informação no âmbito do mercado organizado centra-se nas responsabilidades dos operadores e tem uma formulação demasiado genérica. Seria preferível, em nosso entender, uma concretização mais detalhada dos deveres de informação de todas as entidades, tendo em atenção a necessidade de articular a sua divulgação pelo operadores de mercado e a obrigação de a mesma ser prestada pelos agentes.”</p>	A ERSE, atendendo aos comentários recebidos, decidiu alterar as disposições do RRC a respeito da recolha e divulgação da informação sobre o funcionamento do mercado, conferindo ao Acerto de Contas a responsabilidade de centralizar e divulgar essa informação de forma célere e não discriminatória, estabelecendo ainda a obrigação para os agentes de mercado (quer em mercados organizados, quer pela contratação bilateral) sujeitarem àquela entidade a necessária informação objecto de divulgação.
163.	Abuso de informação e arbitragem entre mercados	“O regime de informação deveria ser objecto de harmonização ao nível do MIBEL, de forma a evitar problemas de arbitragem e manipulação	A ERSE considera que, com a redacção alterada das disposições do RRC a respeito da

RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		de mercado. Em consonância com os objectivos traçados pelos Acordos Internacionais relativos ao MIBEL, no sentido do seu funcionamento assentar nos princípios da transparência, livre concorrência, objectividade e da liquidez, deverá ser criado um regime de informação compatível com tais objectivos.”	recolha e divulgação da informação, de que se deu nota no comentário precedente, se procura prevenir situações de abuso de mercado e de arbitragem entre mercados, por via da centralização e disponibilização não discriminatória da informação.
164.	Tipificação e assimetria de informação disponibilizada	<p>“Devido à estrutura da indústria no caso do MIBEL, o regime aplicável à produção merece especial atenção, parecendo-nos essencial considerar a divulgação da seguinte informação, nalguns casos agregada por poder ser considerada informação comercialmente sensível:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Divulgação “<i>ex-post</i>” de informação relativa à produção</li> </ul> <p>Esta divulgação surge como um instrumento essencial para a promoção da liquidez do mercado, permitindo conhecer os níveis reais de produção de electricidade, de preferência com desagregação da informação por central eléctrica. Em particular:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Informação sobre os níveis dos reservatórios das centrais de produção;</li> <li>b) Produção efectiva das centrais, no próprio dia ou no dia seguinte.</li> </ol>	A ERSE alterou as disposições do RRC sobre a informação a prestar no âmbito dos mercados organizados, no sentido de precisar a informação considerada como “facto relevante” e, dessa forma, objecto de comunicação e divulgação pública. Assim, no âmbito do detalhe da informação atrás mencionada, foram considerados os aspectos mencionados no presente comentário.

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Divulgação “<i>ex-ante</i>” de informação relativa à produção                             <ul style="list-style-type: none"> <li>– Informação sobre as disponibilidades de produção e calendários de manutenção das centrais;</li> <li>– Identificação da construção, suspensão do funcionamento ou desactivação de centrais;</li> <li>– Definindo a disponibilidade de acordo com critérios técnicos internacionais;</li> <li>– Possibilidade de agregação, nomeadamente, por fonte geradora, zona eléctrica, etc.”</li> </ul> </li> </ul>	
165.	Assimetria na divulgação de informação	<p>“Cabe neste contexto salientar que o RRC parece impor obrigações diferenciadas ao Agente Comercial, enquanto “representante” da produção em regime especial e dos produtores com contratos de aquisição de energia e os restantes agentes. No art.º 58º, determina-se a obrigatoriedade desta entidade divulgar o plano diário de exploração bem como o plano anual de manutenção programada, não havendo referência a indisponibilidades fortuitas nem a outro tipo de informação ex-post.</p>	<p>Reitera-se, no essencial, o esclarecimento ao comentário precedente, considerando a ERSE que, dessa forma, se procurou eliminar as assimetrias aduzidas a este propósito no que à prestação de informação diz respeito.</p>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>Esta assimetria, que se considera inadequada, é demonstrativa da necessidade de uma abordagem integrada da divulgação de informação pelos agentes de mercado, cujo âmbito não pode ser restringido à realidade do Sistema Eléctrico Nacional mas deverá abranger todo o espaço do MIBEL.</p> <p>Como conclusão do que fica exposto, afigura-se essencial a definição de um modelo de gestão da informação de mercado, com um âmbito ibérico e abrangendo todos os intervenientes, que enquadre, nomeadamente, as seguintes matérias:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• inventariação da informação a ser fornecida por cada entidade;</li> <li>• classificação da informação;</li> <li>• tipificação dos factos relevantes;</li> <li>• atribuições e responsabilidades dos operadores de mercado;</li> <li>• atribuições e responsabilidades dos operadores de rede e de sistema;</li> <li>• obrigações dos participantes.”</li> </ul>	
166.	Integração das operações no Gestor de Sistema	“O modelo de funcionamento resultante da presente proposta parece apontar para procedimentos de integração das operações no Gestor de	As funções de Acerto de Contas e de Gestor de Sistema integram a actividade de Gestão

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>Sistema baseados em transacções (contratação bilateral e transacções realizadas em mercado organizado) e não em saldos líquidos de todas as operações e posterior discriminação por unidades físicas, como é prática na maioria dos mercados europeus mais desenvolvidos.</p> <p>Assim, prevê-se que os agentes comuniquem os contratos bilaterais ao Acerto de Contas, que posteriormente os transmitirá ao Gestor de Sistema, enquanto que as transacções em mercado organizado serão comunicadas pelos Operadores de Mercado.</p> <p>“A utilização do Acerto de Contas como plataforma de comunicação de contratação bilateral não acrescenta valor ao processo, uma vez que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• O Gestor de Sistema é a entidade que necessita conhecer, ex-ante, as operações dos agentes, desejavelmente sem atrasos, pelo que a introdução de mais um elo na cadeia de transmissão resulta ineficiente;</li> <li>• Para efeitos de liquidação de desvios, a função Acerto de Contas necessita do saldo líquido das operações dos agentes e não da sua discriminação por transacção;</li> <li>• O processo resultaria mais complexo para os agentes, que teriam que interagir com mais uma plataforma tecnológica.</li> </ul> <p>A solução mais eficiente parece ser aquela que foi adoptada noutros</p>	<p>Global do Sistema do operador da rede de transporte, o que assegura uma actuação coerente e coordenada destas duas funções. Neste sentido, o Gestor de Sistema efectua a verificação técnica do sistema, após recepção dos programas associados à contratação bilateral e da contratação em mercados organizados, ambas provenientes do Acerto de Contas.</p> <p>Este modelo corresponde, assim, a tornar a função de Acerto de Contas como o ponto focal da informação em regime de mercado. Paralelamente, até que se consolide o funcionamento do mercado, a ERSE considera que a existência de informação, ao nível do Acerto de Contas, que permita evidenciar os movimentos físicos associados às transacções, apresenta vantagens sobre a simples comunicação dos saldos físicos das trocas realizadas. Ainda a este respeito, o Manual de Procedimentos do Acerto de</p>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>mercados europeus, em que os agentes comunicam ao Gestor de Sistema as operações realizadas, bilateralmente e em mercado organizado, discriminando por unidades físicas o saldo dessas transacções. Os operadores dos mercados organizados enviariam ao Gestor de Sistema a informação das operações realizadas nos respectivos mercados, para efeitos de validação.</p> <p>A comunicação ao Acerto de Contas seria realizada pelo Gestor de Sistema, ex-post, sem necessidade de intervenção dos agentes.”</p>	<p>Contas deverá detalhar a forma como se procederá à consolidação da informação a ser transmitida ao Gestor de Sistema.</p>

RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
167.	Programas de produção e consumo	<p>• <b>Art.º 30, n.º 1, al. b)</b></p> <p>A associação de um programa específico de produção e de consumo a cada modalidade de contratação (prazo, bilateral, à vista) carece de sentido, uma vez que os programas de produção e de consumo apenas podem ser fixados para a totalidade das responsabilidades dos agentes, após consolidação de todas as operações realizadas, para cada período de programação.</p> <p>A redacção desta alínea deve ser revista em conformidade, de forma a concretizar um modelo de interacção com o Gestor de Sistema caracterizado pelas seguintes fases:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– comunicação das operações realizadas em cada modalidade;</li> <li>– consolidação de todas as operações realizadas em cada período de programação, dando origem a um programa para a totalidade dos meios de produção e de consumo sob a responsabilidade do agente;</li> <li>– especificação, pelo agente, das unidades de produção e de consumo afectas ao cumprimento do programa sob sua responsabilidade;</li> <li>– verificação técnica da exploração, pelo Gestor de Sistema.</li> </ul>	Concorda-se com o comentário apresentado, pelo que a redacção do RRC foi revista em conformidade.



RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
168.	Liquidação de desvios	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Art.º 32, n.º 1, al. c)</b>  As funções do Acerto de Contas devem incluir a liquidação de desvios e não a sua gestão, conforme previsto nesta alínea.</li> </ul>	Concorda-se com o comentário efectuado, pelo que a redacção do RRC foi revista em conformidade.
169.	Garantias contratuais	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Art.º 32, n.º 1, al. f)</b>  Em concordância com o que anteriormente se referiu, carece de sentido a prestação de garantias parciais ao Acerto de Contas pela celebração de contratos bilaterais. As garantias devidas a esta entidade deverão basear-se na contratação consolidada dos agentes, para colateralização relativa às obrigações de pagamento por desvios ao programa de produção e de consumo e ao pagamento de tarifas à entidade concessionária da RNT.</li> </ul>	No entendimento da ERSE, o conteúdo da citada disposição do RRC remete para o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas a definição das modalidades e procedimentos de cálculo do valor das garantias, pelo que o espírito do comentário já se encontra acolhido na mencionada disposição regulamentar.
170.	Participação no mercado organizado	<p>b) Participação no mercado organizado</p> <p>A participação no mercado organizado é vedada aos clientes em BTN: <i>“quer o acesso a às plataformas de mercado, quer o acesso à contratação bilateral não estará disponível para os clientes em BTN, aos quais a obtenção do estatuto de agentes de ofertas se encontra vedado.”</i></p> <p>Não sendo um tema crítico para o funcionamento do mercado, pelo</p>	A redacção do RRC foi alterada no sentido de permitir a todos os clientes a participação nos mercados organizados.

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>menos na sua fase inicial, não se vislumbram vantagens no impedimento da participação dos clientes em BTN no mercado organizado, podendo mesmo referir-se os seguintes motivos para deixar essa possibilidade em aberto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Em Espanha todos os clientes podem aceder ao mercado gerido pelo OMEL. A manutenção da disposição regulamentar portuguesa criaria assimetrias na regulação ibérica. Por outro lado, poderia dar um sinal de afastamento dos pequenos clientes relativamente ao funcionamento do mercado organizado e à informação que nele é produzida, nomeadamente sobre preços.</li> <li>• Poderá ser útil prever a participação indirecta de clientes BTN através de figuras de representante ou de agregador (condomínios, associações de consumidores, ou outras que venham a ser permitidas por lei), como forma de dinamizar e promover a participação no mercado.</li> </ul> <p>Sugere-se, em consequência, que seja removida a restrição de participação dos clientes em BTN nos mercados organizados.”</p>	
171.	Comercializadores	“Este artigo, reconhece os comercializadores como sujeitos intervenientes no relacionamento comercial em Portugal continental,	Esta matéria deverá ser avaliada no âmbito da aprovação das regras para os diferentes

RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>caracterizando esta entidade com recurso à definição do Decreto-Lei n.º 184/2003.</p> <p>Nessa definição, prevê-se a actuação dos comercializadores “<i>em nome próprio ou por conta de terceiros</i>”, configurando uma actividade de intermediação que deveria se estritamente balizada e harmonizada a nível ibérico. Salieta-se, a propósito da articulação do desenvolvimento legislativo entre Portugal e Espanha, que o recentemente publicado Real Decreto 5/2005, de 11 de Março, incorpora disposições relativas à figura de representante no âmbito do MIBEL, introduzindo restrições de actuação que deverão ser objecto de harmonização sob pena de possibilidade de “arbitragem regulatória” no espaço ibérico.”</p>	mercados que venham a operar no MIBEL.
172.	Artigo 10.º - Agentes externos	<p>“A definição de Agente Externo incluída neste artigo baseia-se no Decreto-Lei 184/2003, de 20 de Agosto e na portaria 139/2005, de 3 de Fevereiro, não diferenciando as condições de intervenção em Portugal dos agentes espanhóis, por força do MIBEL, das demais entidades de outros estados da União Europeia.</p> <p>Sem prejuízo das restrições legais referidas, questiona-se a manutenção da classificação das entidades espanholas como Agentes Externos, num cenário de integração dos dois mercados ibéricos, o qual impõe, no art.º 14º do Acordo de 1 de Outubro que “O</p>	Os regulamentos da ERSE foram elaborados por forma a garantir a total coerência com a legislação nacional designadamente com os Decretos-lei n.ºs 184/2003 e 185/2003, ambos de 20 de Agosto.

RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<i>reconhecimento da qualidade de agente por uma das Partes significa o reconhecimento automático pela outra.”</i>	
173.	Obrigação de aquisição das quantidades de energia colocadas no mercado pelo Agente Comercial	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Art.º 151</b></li> </ul> <p>A obrigação do comercializador regulado adquirir as quantidades de energia eléctrica colocadas no mercado pelo Agente Comercial, limitadas às quantidades necessárias � satisfação dos consumos dos seus clientes, suscita d�vidas relativamente à forma de concretização deste mecanismo e mesmo sobre a sua exequibilidade.</p> <p>Tratando-se de mercados multilaterais, não � possível estabelecer uma relação directa entre participantes, nem se conhece ex-ante as quantidades que cada um deles vai contratar, por dependerem da interacção de todas as ofertas presentes no mercado. Por outro lado, a actuação destes dois agentes repartir-se-� pelos mercados a prazo e � vista, tornando mais complexa a implantação desta determinação.</p> <p>Sugere-se a clarificação do mecanismo proposto ou, em alternativa, a sua revisão.</p>	<p>O texto do novo RRC foi alterado no sentido de considerar a possibilidade da entidade concessionária de RNT vender a energia eléctrica adquirida � PRE ao comercializador regulado em MT e AT através da celebração de contratos bilaterais.</p> <p>O texto regulamentar foi modificado no sentido de se clarificar que o comercializador regulado deverá adquirir nos mercados organizados, no mínimo, uma quantidade equivalente às vendas do Agente Comercial, na linha do estabelecido no n.º 5 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.</p>
174.	Interruptibilidade	“O regime de interruptibilidade proposto destina-se exclusivamente aos clientes abastecidos pelo comercializador regulado, mediante a	A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>celebração de contrato de fornecimento baseado em tarifas reguladas. Ficam assim excluídos todos os clientes que optaram pela participação no mercado, directamente ou através da contratação com agentes retalhistas.</p> <p>A participação activa da procura na gestão do sistema eléctrico assume cada vez maior relevância, permitindo obter uma utilização mais racional dos meios de produção existentes e um menor sobredimensionamento da capacidade instalada face ao consumo. No que respeita ao funcionamento do mercado da electricidade, a flexibilidade da procura é uma das medias frequente e insistentemente referidas como necessárias para reduzir a possibilidade de exercício de poder de mercado por parte da produção. Este conjunto de razões parece apontar para a conveniência de incentivar e promover a generalização do regime de interruptibilidade, com independência da modalidade de intervenção dos agentes no mercado.</p> <p>A exclusividade dos clientes do sistema tarifário regulado no acesso ao regime de interruptibilidade parece-nos, ainda, constituir uma barreira adicional para a efectiva dinamização e abertura do mercado, limitando a já de si reduzida capacidade de intervenção de novos agentes, nomeadamente comercializadores.</p> <p>Em conclusão, sugere-se que o regime de interruptibilidade seja</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento do mercado organizado mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</li> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de</li> </ul>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		acessível a todos os tipos clientes, com independência da forma de actuação no mercado que escolheram.”	interruptibilidade.
175.	Contratos bilaterais	“A limitação do fornecimento de energia eléctrica pelos agentes externos ao valor da capacidade de importação para fins comerciais afigura-se como uma restrição difícil de concretizar e redutora do funcionamento do mercado, cuja eliminação deve ser ponderada(...)”	Este comentário foi considerado, tendo sido eliminadas as restrições indicadas.
176.	Comunicação de celebração de contratos bilaterais	<p>“Complementando os comentários formulados acerca do modelo de mercado, nomeadamente da interacção dos participantes com o Acerto de Contas, não se entende a razão da obrigatoriedade de comunicação da celebração de contratos bilaterais. Apenas a execução diária da contratação dos agentes deverá ser comunicada ao operador de sistema, para efeitos de avaliação das suas responsabilidades de produção e de consumo em sede de verificação técnica da programação.</p> <p>Suportando-nos uma vez mais nos comentários formulados sobre o modelo de mercado, não parece justificar-se a restrição imposta aos produtores de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– indicar a unidade de produção afecta à concretização de cada contrato bilateral;</li> <li>– indicar a instalação produtora cuja energia eléctrica será substituída nos casos em que os produtores actuam como</li> </ul>	<p>As funções de Acerto de Contas e de Gestor de Sistema integram a actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, o que assegura uma actuação coerente e coordenada destas duas funções. Neste sentido, o Gestor de Sistema efectua a verificação técnica do sistema, após recepção dos programas associados à contratação bilateral e da contratação em mercados organizados, ambas provenientes do Acerto de Contas.</p> <p>Este modelo corresponde, assim, a tornar a função de Acerto de Contas como o ponto focal da informação em regime de mercado. Paralelamente, até que se consolide o</p>

<b>RRC – OPERADOR DE MERCADO IBÉRICO DE ENERGIA - OMIP</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>adquirentes.</p> <p>uma vez que a afectação das unidades físicas a um programa de produção se deve realizar após consolidadas todas as operações dos agentes e não com base em programas parcelares.”</p>	<p>funcionamento do mercado, a ERSE considera que a existência de informação, ao nível do Acerto de Contas, que permita evidenciar os movimentos físicos associados às transacções, apresenta vantagens sobre a simples comunicação dos saldos físicos das trocas realizadas. Ainda a este respeito, o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas deverá detalhar a forma como se procederá à consolidação da informação a ser transmitida ao Gestor de Sistema.</p> <p>A ERSE considera, ainda, que a adopção deste modelo não prejudica que, no futuro e beneficiando de um capital de experiência acumulado, o mesmo não possa vir a ser ajustado ou alterado.</p>





<b>RRC – REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
177.	Funções do operador da rede de transporte	<p>[Agente Comercial]</p> <p>“Trata-se de uma função específica que, durará pelo menos 10 anos independentemente dos CAEs que tenham cessado de facto. Esta função não parece ser enquadrável nas funções da REN descritas nos Artigo 13.º, 23.º, 29.º, 30.º e 31.º, aspecto que deverá ser objecto de esclarecimento complementar.”</p>	<p>Trata-se de uma actividade atribuída à entidade concessionária da RNT pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro. A realização desta tarefa insere-se no âmbito das funções do Gestor de Sistema.</p> <p>Atendendo à natureza desta tarefa, não se considera adequado proceder à sua individualização no âmbito das actividades definidas para o operador da rede de transporte.</p> <p>Os custos associados à realização desta tarefa são considerados nos termos previstos no Regulamento Tarifário para o Gestor de Sistema, tendo-se ainda individualizado a parcela respectiva.</p>
178.	Agente Comercial	<p>“No Artigo 14.º é criada a actividade Agente Comercial exercida pela concessionária da RNT, agente que comprará a energia eléctrica dos CAEs residuais e a comercializará no mercado organizado. Adicionalmente a esta comercialização a ERSE pretende que esta actividade inclua, também, a compra de energia eléctrica aos</p>	<p>O artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, sob a epígrafe “Funcionamento transitório” prevê no n.º 8 o seguinte: “Enquanto responsável pela optimização do sistema eléctrico de serviço público, a</p>

<b>RRC – REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>produtores em regime especial e que efectue também a sua oferta no mercado organizado.</p> <p>Esta última pretensão constitui uma impossibilidade processual no âmbito daquilo que poderá vir a ser o MIBEL. A grande maioria dos produtores em regime especial tem as suas entregas contratualizadas, não com a concessionária da RNT, mas com o distribuidor em AT e MT. A contagem da energia entregue por boa parte destes produtores é conhecida com grande atraso e sem discriminação horária (frequentemente apenas discriminando três valores mensais de energia). Não será possível calcular desvios horários relativamente a boa parte desta produção, nem também se crê possível criar para o Agente Comercial, no âmbito do MIBEL, procedimentos excepcionais de acerto de contas e liquidação de desvios, que não tenham equivalência nas ofertas feitas ao mercado pelo operador da rede e gestor do sistema espanhol, relativamente a alguns contratos de importação que este ainda gere.”</p>	<p>entidade concessionária da RNT mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica de produção em regime especial.”</p> <p>O mesmo diploma estabelece que a entidade concessionária de RNT deve efectuar a venda de toda a energia eléctrica adquirida no âmbito dos CAE nos mercados organizados (n.º 2 do artigo 14.º).</p> <p>Considerando os comentários apresentados e o estabelecido no Decreto-Lei anteriormente referido, a redacção do RRC foi alterada no sentido de prever que a venda de energia eléctrica adquirida à PRE possa ser efectuada nos mercados organizados ou através de contratos bilaterais a celebrar entre o Agente Comercial e o comercializador regulado em MT e AT.</p> <p>Nos termos do n.º 5 do artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, os contratos bilaterais celebrados pelos comercializadores regulados são aprovados</p>

<b>RRC – REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>pela ERSE.</p> <p>Os regulamentos publicados pela ERSE em 2001, obrigaram à instalação, pelo operador da rede de distribuição em AT e MT, de equipamentos de medida em base horária que pudessem ser integrados em sistemas de telecontagem, em todos os clientes do sector abastecidos em média tensão ou em níveis de tensão superiores.</p> <p>Para os produtores em regime especial importa também que os sistemas de contagem sejam harmonizados com os sistemas dos restantes produtores e com os dos consumidores abastecidos em média tensão (ou tensão superior).</p> <p>O Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, que estabelece as disposições relativas à actividade de co-geração, prevê no n.º 5 do artigo 12.º, que para potências superiores a 1MW, “o co-gerador deve instalar equipamento</p>

<b>RRC – REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>de medição e teletransmissão que permita o registo do diagrama de cargas, pelo menos por um período mensal, determinado por sucessivas potências médias de quinze minutos”. Neste caso, existe a obrigação legal de instalação dos equipamentos de medição adequados, pelo que esta questão deverá ser colocada ao nível dos procedimentos aplicáveis ao cumprimento da legislação.</p> <p>Relativamente à restante produção em regime especial, com excepção da produção ligada em BT, o Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio, que regula a actividade de produção que integra o Sistema Eléctrico Independente, mediante recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, estabelece no n.º 3 do artigo 16.º que os equipamentos e as regras técnicas usados na medição da energia fornecida pelos produtores serão análogos aos usados pela rede pública para medição da energia fornecida aos</p>

<b>RRC – REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>consumidores. Assim, existindo desde já a obrigação de todos os consumidores em MT ou níveis de tensão superiores disporem de equipamentos de contagem horária com telecontagem, também todos os produtores ligados a estes níveis de tensão deverão dispor de equipamentos semelhantes.</p> <p>Já para a produção em BT, o Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março, que regula a produção de energia eléctrica em BT, estabelece no n.º 2 do artigo 9.º que os equipamentos e regras técnicas de medida serão definidos no contrato de venda e aquisição de energia eléctrica a estabelecer com a entidade titular de licença vinculada em BT a operar na respectiva zona. Nesta situação, compete ao operador da rede exigir a instalação do equipamento que considerar mais conveniente.</p> <p>A entidade concessionária da RNT e o</p>

<b>RRC – REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			comercializador regulado devem dispor de informação relativa à produção destas centrais de forma atempada e com desagregação horária, sendo assim fundamental que estes agentes instalem os equipamentos de medida adequados, como em larga medida já está previsto na legislação aplicável à produção em regime especial.
179.	Aquisição de energia eléctrica pelo Comercializador Regulado	Existem ainda vários outros artigos de impossível exequibilidade técnica, como sejam algumas das disposições do Artigo 151, que, em face da natureza sigilosa das ofertas dos vários agentes ao mercado organizado (incluindo agente comercial e comercializador regulado), parece dispor procedimentos impossíveis de cumprir.	<p>O texto do novo RRC foi alterado no sentido de considerar a possibilidade da entidade concessionária de RNT vender a energia eléctrica adquirida à PRE ao comercializador regulado em MT e AT através da celebração de contratos bilaterais.</p> <p>A referência deste comentário a procedimentos impossíveis de cumprir parece dizer respeito à obrigação imposta ao comercializador regulado de adquirir no mercado as quantidades de energia eléctrica vendidas pelo Agente Comercial.</p>

<b>RRC – REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			O texto regulamentar foi modificado no sentido de se clarificar que o comercializador regulado deverá adquirir nos mercados organizados, no mínimo, uma quantidade equivalente às vendas do Agente Comercial, na linha do estabelecido no n.º 5 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto.





<b>RRC – SIDERURGIA NACIONAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
180.	Conceito de instalação consumidora	“Tal como referido em nota à pg 4 do. Regulamento tarifário. Proposta de alteração Regulamentar deve ser incluída uma definição de instalação, clarificadora de diversas questões interpretativas, e que permita que unidades separadas, dentro: de um mesmo conjunto industrial, ligadas à rede principal num ponto comum, possam ser isoladamente qualificadas, para efeitos do quadro regulatório, como instalações autónomas.”	De acordo com o disposto no RRC em vigor já se prevê que se considera como uma só instalação consumidora “o conjunto de instalações eléctricas cujo licenciamento permita um só ponto de ligação à rede”, sendo que as regras relativas ao licenciamento de instalações eléctricas não integram as competências da ERSE.
181.	Celebração de contratos com diferentes fornecedores de energia eléctrica	“Propõe-se ainda introdução da possibilidade de contratação com diferentes fornecedores, e simultaneamente no regime do SEP e SENV, em função de diferentes segmentos horários, fornecimentos complementares no mesmo segmento horário, ou em função das instalações a ser fornecidas em conformidade com o que for do interesse do cliente e acordado com o fornecedor, sob o primado da autonomia da vontade das partes, no respeito pelo equilíbrio do sistema.”	Os clientes com estatuto de agente de ofertas podem contratar o fornecimento de energia eléctrica através de contratos bilaterais celebrados simultaneamente com diferentes fornecedores de energia eléctrica que actuem no mercado liberalizado. Esta possibilidade é admitida pela regulamentação do sector eléctrico desde que se iniciou a liberalização do sector eléctrico.  Os clientes que não detenham o estatuto de agente de ofertas podem ser abastecidos pelo comercializador regulado ou por um comercializador ou agente externo, no âmbito

RRC – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>do mercado liberalizado.</p> <p>A regulamentação do sector eléctrico não permite ainda que uma instalação consumidora possa ser fornecida em simultâneo pelo comercializador regulado e por um comercializador ou agente externo.</p> <p>O comercializador regulado está sujeito ao cumprimento de obrigações de serviço público e pratica preços e tarifas reguladas, aprovadas pela ERSE. Não está em concorrência com os comercializadores ou agentes externos que actuam no mercado liberalizado.</p> <p>Recorde-se que o RRC estabelece que os contratos de fornecimento de energia eléctrica celebrados com o comercializador regulado cessem com a celebração de um contrato de fornecimento de energia eléctrica com um comercializador ou agente externo.</p> <p>A responsabilidade pelo pagamento do uso das redes é do comercializador ou agente</p>

RRC – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>externo com quem o cliente celebrou o contrato de fornecimento de energia eléctrica. Este novo modelo de relacionamento comercial foi considerado na revisão regulamentar efectuada para permitir a abertura de mercado a todos os clientes (Despacho da ERSE n.º 2030-A/2005, de 27 de Janeiro), introduzido com a finalidade de simplificar o acesso ao mercado de energia eléctrica.</p> <p>A proposta apresentada relativamente à aquisição simultânea ao comercializador regulado e no mercado livre traria dificuldades operacionais que conduziriam a um aumento de complexidade no relacionamento comercial no sector eléctrico, designadamente nas seguintes áreas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Procedimentos de mudança de fornecedor, designadamente a verificação do número limite de mudanças de fornecedor.</li> </ul>

RRC – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Aplicação de perfis de consumo e disponibilização de dados de consumo pelos operadores das redes de distribuição aos restantes agentes do sector eléctrico.</li> <li>▪ Atribuição da responsabilidade pelo pagamento das tarifas de uso das redes, que incluem termos, como seja a potência contratada, que tornaria inviável a sua repartição entre diferentes fornecedores de uma mesma instalação.</li> </ul> <p>As regras aplicáveis à actuação dos agentes de ofertas, designadamente no que se refere à comunicação dos contratos bilaterais e ao cálculo e valorização dos desvios de consumo que se verificarem na sua instalação, estão actualmente estabelecidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Ofertas. Com as alterações introduzidas pela aprovação do novo Regulamento de Relações Comerciais, as regras de actuação deste tipo de agentes</p>

RRC – SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			passarão a integrar o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.
182.	Interruptibilidade	<p>“Afigura-se-nos incompreensível e injustificada a não incorporação do sistema de interruptibilidade proposto pela REN S14, e a manutenção, sem qualquer alteração, do actual regime de interruptibilidade.</p> <p>Dadas as propostas apresentadas pela REN em Dezembro de 2004 e pela APGICEE no sentido da revisão do regime da interruptibilidade, qual o fundamento para a manutenção do actual regime precisamente nos mesmos termos e sem consideração dos benefícios que tais propostas determinariam, segundo a própria REN e o consenso no largo universo dos associados da APGICEE?”</p>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</li> <li>▪ Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes</li> </ul>

<b>RRC – SIDERURGIA NACIONAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.
183.	Harmonização tarifária entre Portugal e Espanha	<p>“Refere-se a convergência tarifária com a Madeira e os Açores, as nada se refere quanta à convergência tarifária com Espanha, nem sequer progressivamente, à margem dos princípios que enformam o MIBEL.</p> <p>Deve, pois, fazer-se menção à convergência tarifária com Espanha, não apenas quanto ao valor, como ao sistema de cálculo e bem assim à respectiva estabilidade.”</p>	Esta matéria não está explicitamente contemplada no Acordo de criação do MIBEL, devendo ser objecto de posterior discussão entre os dois países.

RRC – SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
184.	Potência Contratada	<p>“Respecto a la variable de facturación “Potencia Contratada”, que recoge la máxima cuartohoraria de los últimos 12 meses, queremos resaltar la dificultad que representa su gestión para los comercializadores.</p> <p>La complicación consiste en que los comercializadores no disponen de la información suficiente para poder calcular su valor de forma autónoma ya que conocen únicamente las lecturas desde el inicio del suministro con el cliente. Sería necesario conocer la Potencia Tomada (máxima del mes) en los 11 meses anteriores al inicio del contrato considerado para estar en condiciones de calcular de forma independiente la Potencia Contratada.</p> <p>La información de consumos facilitada por el cliente para preparar las ofertas es normalmente muy antigua respecto al inicio del suministro y no es suficientemente fiable.</p> <p>La implicación más importante de este problema es que no se pueden calcular las facturas a los clientes correctamente. Es necesario hacer estimaciones y correcciones a posteriori, generándose frecuentes e inevitables reclamaciones. La práctica totalidad de los contratos con clientes incluyen el término de Potencia Contratada.</p> <p>Respecto a la posibilidad de utilizar el valor que el Operador de la Red</p>	<p>Relativamente aos processos de mudança de fornecedor, a sub-regulamentação publicada em 2005 prevê que o Registo do Ponto de Entrega contenha a informação referida sobre o histórico da potência tomada dos últimos 12 meses de cada cliente.</p>

RRC – SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>de Distribución incluye en la factura de tarifas de acceso a la red, consideramos lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Los Comercializadores deben poder ser autónomos para calcular la Potencia Contratada con la información que tienen a su disposición, ya que las facturas se emiten en una fecha pactada comercialmente, que no puede estar condicionada por la fecha en que reciba la factura de acceso del Operador de Red.</li> <li>- Adicionalmente, los Comercializadores deben estar en condiciones de contrastar las facturas de acceso emitidas por el Operador de Red.</li> </ul> <p>Para solucionar este problema sugerimos dos alternativas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Que la potencia contratada sea decidida por el cliente, penalizándole si la sobrepasa, de manera que este valor sea representativo de su demanda. Este sistema sería similar al establecido en el mercado español de modo que se impulsaría la convergencia entre ambos sistemas.</li> <li>➤ Que los operadores de red pongan a disposición de los comercializadores un histórico de las últimas 12 potencias tomadas por el cliente. Podría hacerse de dos maneras: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ En el cambio de comercializador se informa al nuevo de</li> </ul> </li> </ul>	



RRC – SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>estos valores.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○ A disposición permanente del comercializador actual del cliente. Por ejemplo, incluirlo en las bases de datos del Registro de Ponto de Entrega”</li> </ul>	
185.	Interruptibilidade	<p>“Referente al nuevo régimen de interruptibilidad, querríamos conocer con mayor detalle aspectos como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ ¿Qué sucederá con los clientes que actualmente tienen contratos interruptibilidad?. ¿Se cancelarán?</li> <li>➤ ¿Los contratos de interruptibilidad se podrán realizar en igualdad de condiciones en mercado libre o regulado?</li> <li>➤ Hasta el momento en que entre en vigor el nuevo esquema y durante la prórroga del actual, ¿Se seguirán realizando nuevos contratos de interruptibilidad?”</li> </ul>	<p>A ERSE alterou a proposta regulamentar relativa a esta matéria no seguinte sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Até à entrada em funcionamento dos mercados organizados mantém-se em vigor o actual regime de interruptibilidade, que será complementado com uma nova modalidade de interruptibilidade rápida e acessível a todos os clientes do Sistema Eléctrico Nacional que cumpram os critérios de elegibilidade que vierem a ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta a apresentar pela entidade concessionária de RNT no prazo de 30 dias após a entrada em vigor do novo RRC.</li> </ul> <p>Após a entrada em funcionamento dos mercados organizados está previsto que venha a vigorar um novo regime de</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

<b>RRC – SODESA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			contratação de serviços de sistema em que possam participar todos os clientes do SEN que incluirá diversas modalidades de participação da procura na prestação destes serviços, nas quais se incluirão, entre outros, os contratos de interruptibilidade.

## **RT - REGULAMENTO TARIFÁRIO**



RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
1.	<b>Uniformidade tarifária</b>	Assim, sugere-se que se adite no final da alínea b) do referido artigo 5º “(...) <i>bem como, e ainda, às tarifas de acesso.</i> ”	A ERSE não considera a necessidade de impor a uniformidade tarifária para além do que é imposto na legislação. No entanto, no actual contexto esta prática está assegurada pela metodologia de cálculo tarifário. Deste modo, o princípio da aditividade tarifária conjugado com o princípio da uniformidade tarifária, implicam que as tarifas de acesso sejam uniformes.
2.	<b>Tarifas por uso nas Regiões Autónomas</b>	<p>1. O CT regista a extinção das opções tarifárias em função do uso nas Regiões Autónomas, objectivo assumido desde que foi tomada a decisão de convergência com estas Regiões.</p> <p>2. Prevendo-se que, em resultado desta extinção, possam existir aumentos substanciais do valor final a pagar pelos consumidores das Regiões Autónomas, o CT sugere a aplicação do mecanismo transitório de limitação desses eventuais aumentos por forma a atenuar o respectivo impacto e evitar oscilações demasiado acentuadas.</p>	<p>Este processo não tem necessariamente que ver com a revisão regulamentar, uma vez que o Regulamento Tarifário em vigor já prevê a extinção destas opções tarifárias a partir de 2005. Todavia, a ERSE partilhando a preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário prolongou a aplicação das opções tarifárias em função do uso durante o ano de 2005, e requereu às empresas informação que permitisse avaliar os impactes resultantes da extinção destas opções tarifárias na facturação dos clientes.</p> <p>A ERSE, com base na informação enviada pelas empresas em Julho de 2005 avaliou os impactes na facturação dos clientes decorrentes da extinção destas opções tarifárias, verificando que alguns clientes observariam acréscimos tarifários significativos. Assim, entende a ERSE ser de prolongar por mais um período de</p>

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			regulação estas opções tarifárias. No entanto, as empresas devem orientar os consumidores no sentido de escolherem opções tarifárias mais adequadas, se tal for o caso, permitindo a redução substancial do universo destes consumidores.
3.	<b>Uniformidade da estrutura tarifária das Regiões Autónomas</b>	3. Entende ainda o CT, de acordo com o princípio da uniformidade tarifária decorrente da convergência com as Regiões Autónomas, que se deve encontrar expressamente prevista, para as Regiões, a mesma tipologia do Continente ou seja, incluindo os períodos de super vazio, o ciclo semanal e as opções tarifárias (v.g. a inexistência de tarifas sazonais na Região Autónoma da Madeira cf. o n.º 7 artigo 48º em confronto com o quadro 17).	<p>A definição dos períodos horários das tarifas bem como dos ciclos de contagem têm em vista a transmissão dos sinais económicos associados ao custo de fornecimento de energia eléctrica. A duração dos períodos horários, definida no Regulamento Tarifário é idêntica em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.</p> <p>A definição do número de períodos horários nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, bem como a sua localização, e por conseguinte os ciclos de contagem, devem ser suportados em estudos que demonstrem a sua adequação à transmissão dos sinais preços com uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais dos respectivos sistemas eléctricos. Estes estudos deverão analisar a evolução horo-sazonal dos custos marginais de produção dos sistemas electroprodutores das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira mostrando, nomeadamente, a existência de preços horários diferenciados que permitam a criação de um</p>

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>período de super vazio.</p> <p>As opções tarifárias existentes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são hoje parte do mecanismo de convergência gradual de preços com as tarifas de Portugal Continental. Por seu lado, as opções tarifárias do SEP estão também elas em convergência para as tarifas aditivas, nas quais os preços de cada termo tarifário são iguais para todas as opções tarifárias no mesmo nível de tensão ou tipo de fornecimento.</p>
4.	<b>Preço do fuelóleo na região Autónoma dos Açores</b>	<p>1. O preço de aquisição do fuelóleo na Região Autónoma dos Açores encontra-se inserido num quadro de legislação da competência dos órgãos de Governo próprio da Região que o determina sem interferência da empresa regulada, de acordo com a Resolução n.º 225/96, de 26 de Setembro.</p> <p>2. A metodologia proposta pela ERSE quanto aos custos aceites de fuelóleo, ao parecer não os aceitar na totalidade, poderá constituir um incentivo à redefinição das condições de aquisição desta matéria-prima. Sucede que, a não se verificar tal redefinição, a empresa regulada acabará por suportar a parte não aceite de um custo que lhe é externo e que não pode controlar,</p>	<p>A alteração regulamentar sobre aquisição de combustíveis para produção de energia eléctrica na RAA contém-se dentro das competências legais da regulação da ERSE. Com efeito, os preços dos combustíveis estabelecidos pelo Governo regional da RAA inserem-se no regime de preços máximos de venda dos combustíveis. O regime jurídico que até 2003 vigorava no Continente, e aplicável à EDP, era semelhante ao regime de preços na RAA. Para efeito de regulação e de aceitação dos custos das tarifas, a ERSE não está, nem juridicamente podia estar, sujeita a decisões administrativas que, no âmbito da convergência tarifária, não tenham um âmbito nacional. A não ser assim, aceitar-se-iam situações em que por</p>

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>razão porque e atentas as especificidades próprias deste mercado, o CT recomenda a re-análise da solução proposta.</p> <p>3. Tendo já sido anteriormente referenciada a realização de um estudo sobre os combustíveis na Região Autónoma dos Açores, considera o CT ser relevante a sua divulgação com o objectivo de contribuir para um conhecimento aprofundado do contexto e especificidades inerentes à aquisição, armazenagem e transporte do fuelóleo nesta Região.</p>	<p>decisão administrativa regional haveria uma transferência económica dos consumidores de energia eléctrica de todo o país a favor de uma empresa particular - v. g. um fornecedor de fuelóleo. No quadro da observância deste princípio, cabe à ERSE, assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas segundo critérios de uma gestão racional e eficiente utilizada por estas empresas.</p> <p>Os critérios da ERSE estabelecidos no Regulamento Tarifário devem ser interpretados de acordo com o princípio de uma regulação previsível quanto à aceitação de custos para efeitos tarifários e que assentam numa convergência nacional.</p> <p>O reconhecimento de custos na aquisição de combustíveis representa uma oportunidade e uma vantagem da empresa regulada quanto à racionalidade dos custos de produção e à repercussão dos benefícios em todos os consumidores, em particular dos consumidores da Região Autónoma dos Açores. Acresce referir que a ERSE não limita a liberdade da empresa sobre a forma de aquisição de combustíveis. O que a ERSE estabelece, na âmbito da sua competência, é quais os custos que</p>



RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>aceita sobre aquisição de combustíveis para efeitos de regulação.</p> <p>A ERSE estendeu à RAA a alteração considerada na proposta efectuada pela EEM para a RAM, ao permitir que os custos com fuelóleo previstos e verificados sejam aceites para efeitos de regulação, desde que sejam inferiores ou iguais aos valores máximos decorrentes da aplicação da metodologia apresentada no Regulamento Tarifário.</p>
5.	<b>Preço do fuelóleo na Região Autónoma da Madeira</b>	<p>1. No tocante ao custo de aquisição do fuelóleo na Região Autónoma da Madeira, o CT tomou conhecimento que, na sequência da conclusão de concurso promovido para esse efeito, verificar-se-ão a partir de Maio do corrente ano alterações significativas na forma de aquisição desta matéria prima (v.g. redução dos spreads e extensão da aquisição do fuel no mercado primário à ilha de Porto Santo).</p> <p>2. O CT foi ainda informado que a empresa regulada entregará à ERSE, toda a informação relevante sobre esta matéria até ao próximo dia 16 de Maio.</p>	<p>A ERSE considerou a proposta da RAM ao permitir que os custos com fuelóleo previstos e verificados sejam aceites para efeitos de regulação, desde que sejam inferiores ou iguais aos valores máximos decorrentes da aplicação da metodologia apresentada no Regulamento Tarifário. Registe-se, contudo, que até ao momento, a ERSE ainda não recebeu qualquer documento sobre o concurso promovido para a aquisição do fuelóleo na RAM.</p>

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		3. Pelo que, atento a que este é um dado posterior à elaboração da proposta sujeita a apreciação do CT, o Conselho sugere que a metodologia apresentada seja reapreciada em função dos elementos e esclarecimentos prestados.	
6.	<b>Incentivo à redução de perdas - Metas no âmbito do PNAC</b>	Considerando as exigências do PNAC ao nível da redução de perdas para 2010 (de 9,3% para 8,6% da taxa de perdas nas redes de transporte e distribuição), a ERSE pretende redefinir o incentivo à redução de perdas. Assim, haverá que acordar previamente os objectivos de redução da competência dos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição.	As metas estabelecidas no âmbito do PNAC vinculam a ERSE e o sector, no entanto os detalhes da quantificação dessas metas pelos vários operadores, anos e objectivos não se encontram definidos no âmbito desta revisão regulamentar.  Conforme está previsto no Regulamento Tarifário, o envolvimento das empresas reguladas é fundamental no estabelecimento destes objectivos.
7.	<b>Incentivo à redução de perdas – Custos aceites</b>	No que se refere à actividade de distribuição os investimentos para redução de perdas durante o próximo período regulatório devem ser contemplados na base regulatória dos activos a serem remunerados pela taxa de remuneração implícita nos parâmetros regulatórios.  A actual proposta de revisão não contempla um mecanismo que permita o reconhecimento dos investimentos na actividade de	No Regulamento Tarifário o mecanismo de incentivo à redução de perdas tem como pressuposto que a remuneração do distribuidor, no que toca a estes activos, durante o período de regulação é assegurada unicamente através do mecanismo. Uma vez terminado o período de regulação, os investimentos efectuados entram para a base de activos e as perdas de referência são alteradas em conformidade.

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		distribuição que vierem a resultar dos acordos celebrados entre a ERSE e os operadores das redes e que, certamente, terão já efeitos no próximo período regulatório (2006-2008). Pelo que, o CT recomenda a revisão da proposta no sentido de assegurar a possibilidade de aplicação de tal mecanismo já no próximo período regulatório.	
8.	<b>Incentivo à eficiência no consumo de energia eléctrica e metas no âmbito do PNAC</b>	<p>Neste contexto, o CT entende que no estabelecimento dos proveitos permitidos, devem ser ponderadas variáveis diferentes das actualmente em vigor, por forma a consubstanciar uma menor dependência dos mesmos face à evolução da procura.</p> <p>O CT entende, ainda, ser adequado em sede da revisão regulamentar em curso ponderar a alteração da variável relativa aos proveitos permitidos ou ajustá-la a diferentes ponderações (parcela fixa e variável), a fim de mitigar a perda de proveitos do distribuidor em virtude da quebra de consumo por medidas de gestão da procura.</p>	<p>A forma de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é por preço máximo. Contudo a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos desta actividade inclui um termo fixo (independente das quantidades distribuídas) e um termo variável (que depende das quantidades distribuídas) que evolui com a taxa de inflação e um factor de eficiência.</p> <p>Desde o início da regulação desta actividade que o termo fixo tem sido nulo, resultante de estudos que foram elaborados para o efeito e que assim o determinaram. Neste momento, em que a ERSE vai fixar parâmetros para um novo período de regulação, estão a ser desenvolvidos estudos baseados em informação mais consistente, compatível e coerente do que a utilizada na determinação dos parâmetros acima referidos, com a qual se pretende obter</p>

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			resultados mais robustos e que justifiquem alterar esta situação.
9.	<b>Tarifa social</b>	Considerando a especial necessidade de protecção de consumidores vulneráveis e uma aparente menor coincidência entre os aderentes à tarifa social e a realidade dos consumidores cuja vulnerabilidade deve ser protegida, o CT recomenda uma revisão dos critérios de atribuição deste tipo de opção tarifária e eventual reapreciação da sua estrutura.	<p>A alteração dos princípios subjacentes à aplicação da tarifa social, nomeadamente do que respeita aos critérios de elegibilidade não foi considerada na actual revisão regulamentar.</p> <p>Entendemos que a alteração do modelo a adoptar na protecção dos consumidores vulneráveis exige uma análise aprofundada das várias soluções possíveis, sendo fundamental o envolvimento dos diversos organismos e entidades nesta área, designadamente instituições de assistência, oficiais ou privadas, e os municípios, entre outras. Considera-se que os critérios socio-económicos, na determinação dos beneficiários deste tipo de tarifas, competem ao legislador e não à ERSE. Importa referir que noutros sistemas eléctricos estas questões de natureza social são tratadas por instituições de assistência, oficiais ou privadas, eventualmente com a colaboração dos municípios, que garantem o pagamento dos consumos dos respectivos beneficiários, de acordo com o respectivo enquadramento legal.</p> <p>Os programas de eficiência energética podem também ser utilizados como um instrumento para a protecção dos</p>

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			consumidores vulneráveis, uma vez que ao serem oferecidos preferencialmente a estes consumidores possibilitam a redução da sua factura de energia eléctrica.
10.	<b>Parcela II da Tarifa de UGS</b>	<p>5. Na solução apresentada pela ERSE esta divide os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) em duas parcelas:</p> <p>d) custos com a ERSE, e com o funcionamento da actividade de gestão global do sistema,</p> <p>e) custos relativos aos CMECs e custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral.</p> <p>6. Ora, verifica o CT que os tipos de custos então inventariados como custos de interesse geral não coincidem com aqueles que, como proposto, estarão incluídos na parcela II da Tarifa UGS a qual permitiria o exercício da Tarifa de Referência sendo que, esta incoincidência não resulta apenas do aparecimento de novos custos exógenos mas, também, da alteração de qualificação de outros custos (v.g. rendas de concessão da baixa tensão).</p> <p>7. Nesta perspectiva, o CT julga necessário que a ERSE</p>	<p>As rendas de concessão da Baixa Tensão encontram-se incluídas na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, sendo por conseguinte pagas unicamente pelos consumidores que utilizam estas redes, ou seja, pelos consumidores de BT. A tarifa de UGS é actualmente paga por todos os consumidores, pelo que a inclusão das rendas de concessão em BT na tarifa UGS obrigaria a alterações profundas nesta tarifa para que estes custos incidissem unicamente nos consumidores de BT (ou utilizadores da rede de BT).</p> <p>Não obstante as modificações na estrutura tarifária e nos proveitos da tarifa de UGS, a ERSE continuará a analisar e apresentar a evolução dos custos de interesse geral, tal como tem feito até agora. Esta análise não tem que se restringir à tarifa de UGS mas incluirá as mesmas rubricas de custos que foram analisadas no passado, nomeadamente no que respeita às rendas de concessão.</p>

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		mantenha a mesma linha de classificação de custos de interesse geral que tem usado por forma a permitir uma correcta avaliação dos mesmos.	
11.	<b>Tarifas de referência</b>	<p>8. Por outro, considera-se imprescindível repensar as consequências da publicação das denominadas tarifas de referência, nomeadamente nos possíveis impactos em termos de solicitações aos sistemas comerciais.</p> <p>9. Admite o CT que, a identificação clara e a indicação da percentagem média anualmente afecta a estes custos de interesse geral, desde que publicada e divulgada, seja suficiente para garantir a almejada transparência, obviando à introdução formal duma nova tarifa que, parece, complexificar o processo.</p>	<p>Na proposta de regulamento as tarifas de referência tinham um carácter meramente informativo. A sua publicação em documentos da ERSE visava esclarecer os consumidores quanto à evolução dos custos que dependem da eficiência das empresas do sector e dos custos que dependem de medidas de política energética ou outras políticas determinadas de forma exógena ao funcionamento das empresas e à regulação do sector.</p> <p>No entanto, tendo em conta os comentários dos vários agentes decidiu-se retirar estas tarifas do articulado do Regulamento Tarifário. Os valores em causa serão objecto de divulgação pela ERSE no documento justificativo das tarifas, mantendo-se o seu carácter informativo.</p>
12.	<b>Mecanismo de convergência para tarifas</b>	O CT entende que, ao introduzir no “ <i>Mecanismo de Convergência para Tarifas Aditivas</i> ” limitações às variações máximas de cada preço, deve ser garantida uma flexibilidade adequada a estas limitações, quer em termos de diferenciação do limite de variação	A proposta de Regulamento Tarifário em discussão já contemplava as considerações do Conselho Tarifário. Nomeadamente, no que respeita às variações máximas por termo tarifário e por ano do período de regulação.

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>aditivas</b>	para cada preço, quer da possibilidade de ter variações diferenciadas em cada um dos anos do período regulatório.	
13.	<b>Atribuições do “Agente Comercial”</b>	A proposta apresentada para gestão e comercialização da energia proveniente de eventuais Contratos de Aquisição de Energia CAEs que não cessem na data de entrada em funcionamento do MIBEL e a aquisição de energia a todos os produtores em regime especial, revela-se de grande complexidade prática na medida em que o agente comercial não controla o relacionamento com os PRE's. O CT chama a atenção para soluções diferentes apresentadas na vizinha Espanha.	De acordo com o n.º 8 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto “... enquanto responsável pela optimização da gestão do Sistema Eléctrico de Serviço Público, a entidade concessionária da RNT mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica da produção em regime especial.”
14.	<b>Gestão do mecanismo de acerto anual dos CMEC</b>	1. O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, que institui o mecanismo dos CMECs decorrente da cessação dos CAEs, incumbe a concessionária da RNT de muitos aspectos de gestão do mecanismo, em particular em relação à recolha de dados e simulações a efectuar para efeitos do cálculo da parcela de acerto anual. Trata-se de uma função específica que, durará pelo menos 10 anos independentemente dos CAEs que tenham cessado de facto.	O Regulamento Tarifário foi alterado de modo a evidenciar o reconhecimento dos custos com a gestão dos CMEC na actividade de Gestão Global do Sistema, tendo sido individualizados numa parcela.

RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		2. Assim, parece faltar prever na actividade de Gestão Global do Sistema a função de gestão do mecanismo de acerto anual dos CMECs, o que deveria estar reflectido nos artigos 81º e 162º, na parte de custos de funcionamento relativos às várias funções daquela actividade.	
15.	<b>Compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003</b>	<p>1. A definição das variáveis intervenientes na expressão (14) do artigo 82º relativa à “parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico” permite concluir não estar a ser dado cumprimento ao disposto na Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro, no que respeita à compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003, compensação que decorre do facto da ERSE ter fixado em 0% a taxa de remuneração dos activos afectos aos terrenos dos centros produtores do SEP.</p> <p>2. Tendo a Portaria n.º 96/2004 esclarecido que a taxa de remuneração a adoptar para aqueles terrenos entre 1999 e 2003 é de 6,5%, o CT entende dever a mesma ser tida em consideração.</p>	O actual regulamento já prevê a possibilidade de as tarifas incorporarem estes custos.
16.	<b>Plano de promoção de</b>	O CT considera desejável garantir o sincronismo entre o pagamento aos promotores com os correspondentes	De forma a compensar a REN pela antecipação do pagamento aos promotores está previsto no Regulamento Tarifário a aplicação de



RT - CONSELHO TARIFÁRIO			
N.º	Assunto	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>eficiência no consumo – Sincronismo de pagamentos</b>	recebimentos tarifários.	<p>juros sobre os montantes pagos antecipadamente.</p> <p>No entanto, em termos futuros, poderá haver a possibilidade de incluir uma previsão destes custos assim que haja um registo histórico dos mesmos.</p>
17.	<b>Proveitos a recuperar no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema</b>	<p>1. O artigo 80º define os “<i>proveitos a recuperar no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema</i>”, conceito que é constituído por várias parcelas, sendo que uma delas, definida no Artigo 81º, é designada por “<i>proveitos permitidos no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema</i>”.</p> <p>2. Pelo que, o CT sugere designar o artigo 80º como “<i>proveitos a recuperar no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema</i>”</p> <p>3. A substituição da segunda parcela da expressão (7) do artigo 80º pela expressão (10) constante no artigo 82º conduz à anulação aritmética dos “<i>proveitos regulados no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica</i>” (Artigo 79º), proveitos que deixariam, assim, de ter incidência tarifária pelo que, entende o CT dever proceder-se à correcção.</p>	<p>No articulado proposto não existem erros com incidência material nos proveitos a recuperar pelas tarifas.</p> <p>O objectivo do artigo 80.º é juntar num único artigo os proveitos permitidos no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema e anular os proveitos do Agente Comercial. Assim, a soma dos artigos 79.º, 80.º e 84.º corresponde aos proveitos regulados da REN.</p> <p>Os proveitos recuperados no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema resultam da soma dos artigos 81.º, 82.º e 83.º, os quais incluem no artigo 82.º os proveitos regulados do Agente Comercial. Assim, caso no artigo 80.º não fossem deduzidos os proveitos do Agente Comercial, estes seriam contabilizados duplamente.</p> <p>Com vista a tornar mais clara a compreensão desta secção do</p>

*Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”*

---

<b>RT - CONSELHO TARIFÁRIO</b>			
<b>N.º</b>	<b>Assunto</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			articulado precedeu-se à reformulação dos nomes de algumas variáveis.

RT - A CELER, LORD, SSNOVAIS E CEVILARINHO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
18.	<b>Aquisição de energia eléctrica (artigo 151.º) e facturação dos fornecimentos aos comercializadores regulados em BT (artigo 179.º)</b>	a) Por outro não consideramos correcto aplicar ao distribuidor vinculado de BT/comercializador regulado a mesma tarifa e sobretudo as mesmas regras tarifárias, <u>designadamente o ajustamento trimestral</u> , já que se trata de clientes com características completamente distintas como passamos a demonstrar:	<p>Num sistema tarifário aditivo, todos os comercializadores regulados em BT se encontram em igualdade de circunstâncias. Importa esclarecer que, no sistema que vigorou até à presente data, os comercializadores regulados em BT que não detêm cumulativamente licença de comercialização regulada em MT e AT suportam os encargos relativos aos ajustamentos trimestrais durante um período de 6 meses, mas recuperam posteriormente estes encargos, com juros, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT.</p> <p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE</p>

RT - A CELER, LORD, SSNOVAIS E CEVILARINHO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só</p>

RT - A CELER, LORD, SSNOVAIS E CEVILARINHO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.</p> <p>Adicionalmente, e tendo em consideração o exemplo apresentado no que se refere à contratação da aquisição de energia eléctrica no mercado, considera-se ser de aceitar a possibilidade dos comercializadores regulados em BT poderem, à semelhança do comercializador regulado em MT e AT, adquirir a energia para satisfação dos consumos dos seus clientes no mercado de forma livre. Naturalmente, ao receberem a tarifa de Venda a Clientes Finais em BT dos seus clientes, é-lhes reconhecido um montante de custos equivalente ao incorrido pelo comercializador regulado em MT e AT na satisfação dos consumos dos seus clientes.</p> <p>No relacionamento com o comercializador regulado de AT/MT, os comercializadores regulados em BT podem optar pela tarifa de Venda a Clientes Finais em MT, ou pela diferença entre a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de BT aos seus clientes e das tarifas de uso da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes e de Comercialização em BT</p>

<b>RT - A CELER, LORD, SSNOVAIS E CEVILARINHO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
19.	<b>Tarifas especiais para comercializadores regulados de BT</b>	Que seja criada uma tarifa própria para os comercializadores regulados de BT (conforme existe para a iluminação pública) ...	<p>A ERSE considera que num sistema tarifário aditivo todos os comercializadores regulados em BT se encontram em igualdade de circunstâncias, não sendo necessária a existência de uma tarifa específica para os comercializadores regulados em BT que não detêm cumulativamente licença de comercialização regulada em MT e AT.</p> <p>Foram introduzidas alterações aos Regulamentos que atendem às preocupações manifestadas, conforme referido nas observações da ERSE ao comentário anterior.</p>
20.	<b>Volatilidade dos preços</b>	Que, na impossibilidade de criar essa tarifa (por inexistência neste momento dos necessários elementos de análise), não seja aos distribuidores vinculados de baixa tensão/comercializadores regulados agravado o preço de aquisição, em consequência da aplicação dos ajustamentos trimestrais garantindo-lhes a inalterabilidade dos preços fixados pelo tarifário, à semelhança do que acontece com os seus preços de venda de energia aos seus clientes finais de baixa tensão (BTN e BTE).	<p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>As observações da ERSE aos comentários anteriores descrevem com maior detalhe as novas medidas adoptadas nos Regulamentos e vão de encontro às preocupações manifestadas</p>

RT - A CELER, LORD, SSNOVAIS E CEVILARINHO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			no presente comentário.
21.	<b>Ajustamentos trimestrais</b>	Ter o Regulador o bom senso de alterar a actual proposta de revisão do Regulamento Tarifário em que os encargos resultantes da variação dos custos incorridos na aquisição de energia no ano n, fossem calculados no ano n+1 e repercutidos nas tarifas de venda a todos os clientes no ano n+1 (em suma, substituir, no processo actual, trimestre por ano e clientes finais de MAT, AT e MT por todos)	Os custos de aquisição de energia eléctrica do ano n são enviados à ERSE até 31 de Janeiro do ano n+1. As tarifas anuais, para entrarem em vigor a 1 de Janeiro do ano n+1, são enviadas para parecer do Conselho Tarifário a 15 de Outubro do ano n. Assim, estes custos seriam integrados nas tarifas dois anos depois a terem ocorrido, situação que se pretendeu corrigir na revisão regulamentar de 2001, de forma a repercutir rapidamente nos clientes as variações de encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica decorrentes de variações nos preços dos combustíveis.





RT - ACOP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
22.	<b>Artigo 5º</b> <b>Princípios gerais</b>	Atendendo-se a que a presente proposta estabelece os critérios e métodos para a formulação de tarifas e preços a prestar pelas diversas entidades, a definição, processo de cálculo e determinação das tarifas, bem como alterações e publicitação, nomeadamente no que concerne à prestação de informação devem ter em conta os princípios orientadores estabelecidos no artigo 5 que aponta para a estabilidade das tarifas.	O princípio da estabilidade tarifária não pode pôr em causa o princípio de tarifas que reflectam os custos. Assim, quando os custos variam, trimestral ou anualmente, o mesmo deve acontecer com os preços.
23.	<b>Artigo 15º</b> <b>Ajustamentos Trimestrais</b>	O artigo 15º enuncia no seu ponto 15 que os preços das tarifas estabelecidas no regulamento são definidos anualmente, estabelecendo-se no ponto 16 que, sem prejuízo do disposto anteriormente são ajustadas trimestralmente. Ora tal a verificar-se contribui para a instabilidade das respectivas tarifas contrariando-se o previsto nos respectivos princípios orientadores.	A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.  Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador

RT - ACOP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.</p>

RT - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
24.	<b>Artigo 15º</b> <b>Ajustamentos</b> <b>trimestrais</b>	<p>No entanto, o artigo 15º, sob a epígrafe “Tarifas e proveitos”, enuncia, no seu ponto 15, que os preços das tarifas estabelecidas no regulamento são definidas anualmente, estabelecendo, porém, no ponto 16 que, sem prejuízo do disposto anteriormente, são ajustadas trimestralmente.</p> <p>Não podemos deixar de criticar, por isso, o artigo em análise enquanto gerador de ausência da estabilidade pretendida.</p>	<p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, alterou a proposta regulamentar no que respeita a aplicação dos ajustamentos trimestrais. No novo Regulamento Tarifário os desvios dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em</p>

RT - APDC			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
25.	<b>Promoção de uma adequada Gestão da Procura e dos Serviços do Sistema</b>	<p>A regulamentação do Sector Eléctrico deve promover a gestão do lado da procura remunerando adequadamente a prestação de serviços que poderão ser prestados pelos consumidores, numa forma mais económica do que se forem prestados pelos centros produtores.</p> <p>Em vez desta abordagem, os Regulamentos propostos põem sistematicamente o acento tónico em “reflectir custos” nos consumidores, e não no pagamento de serviços que estes podem prestar por contribuírem para a optimização global do sistema.</p>	<p>Concorda-se com a participação dos consumidores na oferta de serviços de sistema a qual está prevista na nova regulamentação. Os custos para o sistema eléctrico associados à prestação de serviços de sistema são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema. Também no âmbito do Regulamento do Despacho está previsto que a procura participe na oferta de serviços de sistema, os quais poderão ser adquiridos pelo Gestor de Sistema através de mecanismos de mercado ou contratos bilaterais. Esta participação deverá permitir a promoção a eficiência económica no sector eléctrico, podendo os consumidores competir com outros agentes pela prestação destes serviços e pela respectiva remuneração.</p> <p>Os comentários recebidos no âmbito da participação dos consumidores na oferta de serviços de sistema encontrarão igualmente acolhimento no processo de revisão do Regulamento do Despacho, bem como nas alterações ao Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema ou ao Plano de Necessidades de Serviços de Sistema.</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
26.	<b>Optimização da capacidade de Produção de Electricidade / Modulação do consumo</b>	As empresas industriais grandes consumidoras de EE podem garantir o funcionamento das centrais eléctricas mais eficientes, económica e ambientalmente, nas HV e HSV, evitando os custos das suas paragens.	<p>No contexto do mercado liberalizado da produção de energia eléctrica, a decisão económica das centrais onde essa produção tem lugar está descentralizada e é formulada no âmbito desse mercado. A procura de energia eléctrica pode interagir com a oferta na medida em que essa participação seja benéfica para as partes.</p> <p>O mercado liberalizado, baseado em contratação bilateral, oferece a flexibilidade necessária ao estabelecimento de contratos que aproveitem estas sinergias.</p> <p>Adicionalmente, os preços marginais de produção de energia eléctrica, que resultam do mercado organizado, oferecem aos consumidores os sinais económicos para orientarem a modulação do seu consumo.</p>
27.	<b>Flexibilidade tarifária</b>	- No regime de tarifas, e para otimizar a curva de carga do SE, os grandes consumidores dotados de flexibilidade, deverão dispor de mais tipos de discriminação horárias para além da semanal, por exemplo uma discriminação anual semelhante à do tipo 5 existente em Espanha, onde existam até 5790 hora/ano de vazio e supervazio, e criar dois tipos de hora de	<p>Os períodos horários devem permitir que a estrutura dos preços das tarifas seja aderente à estrutura dos custos marginais. A duração e a localização dos períodos horários devem assim ser definidas de modo a atingir este objectivo.</p> <p>Nas tarifas em vigor em 2005 foi estabelecida uma nova localização dos períodos horários em ciclo semanal, aplicável aos</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		ponta;	<p>clientes em MAT, AT e MT. Esta nova localização foi motivada por alterações verificadas no diagrama de carga do consumo referido à emissão. No documento <i>Localização de períodos horários em Portugal continental para 2005</i> justificam-se detalhadamente as alterações introduzidas.</p> <p>Com os regulamentos agora publicados, modificaram-se as regras relativas à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado e, por conseguinte, a estrutura da tarifa de Energia, o que pode motivar a reavaliação da localização da estrutura dos períodos horários em vigor.</p> <p>Todas as propostas, não discriminatórias, devidamente fundamentadas, que promovam a melhoria da eficiência e da equidade do sistema tarifário serão analisadas pela ERSE, como tem sido prática corrente.</p>
28.	<b>Preços relativos</b>	- Os preços da energia deverão estar referidos em relação ao preço base em “horas cheias”, com agravamentos percentuais de agravamento (pontas e superpontas) e de redução (vazio e supervazio) constantes no decurso do tempo. De facto uma empresa consumidora não pode fazer investimentos para evitar	A ERSE considera que a actual publicação explícita de cada um dos preços das tarifas ao abrigo do actual regulamento favorece a transparência do sistema tarifário e a sua compreensão pelos consumidores de energia eléctrica.

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		o consumo em horas de ponta e aumentar o consumo em horas de vazio, e ver alterada esta relação em curto espaço de tempo, subvertendo assim a própria justificação do respectivo investimento.	A relação entre os preços de energia nos vários períodos horários surge da aderência da estrutura dos preços das tarifas à estrutura dos preços marginais de aquisição de energia eléctrica no mercado. Esta estrutura está ligada não apenas à evolução dos custos dos combustíveis mas também à constituição do parque electroprodutor e à hidraulicidade. Apesar destas condicionantes, o mercado fornece claros sinais económicos quanto ao momento do dia, da semana, ou do ano, em que os custos da energia eléctrica consumida são mais elevados ou mais reduzidos.
29.	<b>Agrupamento das horas de ponta</b>	<p>- Também deveria contemplar-se a criação de ainda outro tipo de discriminação horária, contemplando-se a possibilidade de uma ponta móvel flexível, que permitiria ajustar mais, ao longo do tempo, a disponibilidade de energia no SE, ajustando-se o consumo com mais precisão à evolução, nomeadamente climatérica, que altera os máximos de consumo ao longo do ano;</p> <p>- As horas de ponta deverão estar agrupadas num único período diário para permitir a adequada exploração das instalações, evitando desgastes de material e percas</p>	<p>Os períodos horários devem permitir que a estrutura dos preços das tarifas seja aderente à estrutura dos custos marginais. A duração e a localização dos períodos horários devem assim ser definidas de modo a atingir este objectivo.</p> <p>A localização dos períodos horários tarifários adequada permite transmitir sinais preço eficientes ao longo da cadeia de valor do sector eléctrico. Não obstante, para que os sinais preço sejam eficazes, os clientes devem conseguir reagir a eles induzindo menos custos no sistema eléctrico. Essa preocupação está presente na definição da localização dos períodos horários, a qual</p>



RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		energéticas, motivadas por sucessivas paragens e arranques.	<p>interioriza diversas restrições com esse objectivo. Sobre esta metodologia de determinação dos períodos horários sugere--se a consulta do documento de Dezembro de 2004: “Localização de períodos horários para Portugal Continental para 2005”, que acompanhou a publicação pela ERSE das tarifas para 2005.</p> <p>Todas as propostas justificadas, não discriminatórias, que promovam a melhoria da eficiência e da equidade do sistema tarifário serão levadas em consideração pela ERSE.</p>
30.	<b>Evolução inter anual dos preços de energia eléctrica</b>	- Os preços da energia devem ser constantes durante todo o ano, a não ser por razões absolutamente extraordinárias, com uma variação de ano para ano em linha com o registado nos mercados por grosso na Europa, e em concreto no espanhol (no quadro do MIBEL).	<p>A estrutura dos preços de energia eléctrica ao longo do ano é conferida pela própria evolução da estrutura de custos marginais de produção de energia eléctrica, os quais são, em Portugal, fortemente sazonais.</p> <p>Relativamente à evolução anual destes preços de energia, convém referir que a comparação referida relativamente aos mercados europeus, nomeadamente ao mercado espanhol (onde a variação homóloga do preço médio do primeiro trimestre do mercado grossista foi superior a 70%), é contraditória com a variação máxima de 2% sugerida em comentário posterior. A evolução dos preços de energia eléctrica no mercado espanhol no último ano foi</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			largamente superior a este número.
31.	<b>Interruptibilidade</b>	<p>Tanto na tarifa como no mercado livre, os grandes consumidores, que tenham condições para tal, e queiram aderir, poderão colaborar com o operador do SE, oferecendo uma interruptibilidade, ou seja libertando a rede dum procura de potência em momentos de dificuldade de fornecimento na exploração do SE. Na prática equivale a que o SE disponha de centrais térmicas de potências equivalentes, e que só funcionariam pontualmente, sem ter que fazer qualquer investimento, nem ter qualquer custo de exploração.</p> <p>- Os grandes consumidores que tenham condições para isso e adequem as suas instalações no quadro de gestão do operador do sistema, devem ser compensados por cederem em certas circunstâncias toda, ou parte, da sua potência com os pré-aviso determinados, interrompendo o respectivo consumo nas quantidades acordadas.</p>	<p>Os regulamentos agora revistos prevêem a participação da procura na prestação de serviços de sistema, designadamente através da definição de uma nova modalidade de interruptibilidade baseado em mecanismos de contratação que promovam a eficiência económica. A participação na oferta de serviços de sistema pelos consumidores será independente do seu fornecedor de energia eléctrica. O desenho da nova modalidade de interruptibilidade será aprovado pela ERSE, sob proposta do Gestor Sistema, aplicando-se a partir da data de entrada em funcionamento dos mercados organizados. Os custos correspondentes (na óptica do Gestor de Sistema) são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema.</p> <p>Entretanto, no tempo que decorre até à entrada em funcionamento dos mercados organizados, será definido, sob proposta do Gestor de Sistema, uma nova modalidade de interruptibilidade de carácter transitório, com a configuração de um mecanismo regulado, o qual permitirá, designadamente, a extensão do serviço de interruptibilidade a interrupções com pré-avisos mais curtos. Este regime transitório deverá ser aplicável a todos os consumidores elegíveis, independentemente do seu fornecedor. Os custos com</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>esta modalidade de interruptibilidade serão igualmente recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema, figurando nos custos de gestão de sistema em parcela própria.</p> <p>Adicionalmente, os actuais contratos de interruptibilidade, celebrados entre o Gestor do Sistema e os actuais consumidores do SEP, mantêm-se em vigor com carácter transitório até à entrada em funcionamento dos mercados organizados e, por conseguinte, da nova modalidade de interruptibilidade.</p> <p>Importa referir que no mercado eléctrico liberalizado, os vários comercializadores são livres de contratar com os seus clientes a prestação de serviços de modulação do consumo numa perspectiva comercial, nomeadamente com a finalidade de gerir a sua curva da procura relativamente aos preços no mercado organizado. Este tipo de relacionamento não é regulado pela ERSE ficando no âmbito da contratação bilateral entre agentes.</p>
32.	<b>Potência de produção instalada e Planeamento</b>	a) A regulamentação deve prever os meios de garantir uma capacidade instalada de produção, bem superior ao consumo de ponta do país, majorada da potência requerida pelos serviços auxiliares, incluindo uma reserva	A monitorização e planeamento da expansão da capacidade instalada em meios de produção no sistema electroprodutor são responsabilidade da DGGE.

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>do Sistema Electroprodutor</b>	<p>para compensar as paragens das centrais.</p> <p>b) Para satisfazer a adequação da capacidade de produção ao consumo, deve-se designadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Manter actualizado um plano oficial, a longo prazo, das capacidades de produção e do consumo, que preveja a implantação e o desmantelamento de centrais;</li> <li>▪ Contratos bilaterais a longo prazo, entre produtores e consumidores, que encorajem os investimentos a longo prazo em centrais;</li> <li>▪ A obrigação dos produtores de colocarem toda a sua capacidade à disposição do operador de sistema.</li> </ul>	<p>O funcionamento eficiente de um mercado de energia eléctrica deve fornecer sinais económicos que regulem a capacidade instalada disponível em cada momento e permitir a tomada de decisões de investimento com suficiente antecipação.</p>
33.	<b>Sobrecustos imputados à electricidade</b>	<p>Há que minimizar os sobrecustos por kWh, a pagar pelos industriais confrontados com a concorrência num mercado global.</p> <p>No mínimo, estes sobrecustos devem estar sujeitos a um “plafond” e ser degressivos em função da energia consumida (como já acontece aliás nalguns países). Ter também presente</p>	<p>A imputação dos custos de interesse geral aos clientes finais do comercializador regulado é determinada consoante as características físicas do consumo de cada cliente sendo feita de forma não discriminatória a todos os clientes, via tarifa de Uso Global do Sistema. Assim, tendo em conta a adição das várias tarifas por actividade aplicáveis, que incluem os custos de interesse geral, termo a termo, determina-se os vários preços. Dessa forma</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		que não compete a um consumidor industrial, alimentado em AT, suportar custos de rendas a municípios, respeitantes a antigas distribuições em BT, ou pagar custos de carácter social.	<p>aproximam-se as tarifas dos custos associados aos vários fornecimentos. Devido à convergência tarifária gradual as tarifas aplicáveis não são ainda as aditivas.</p> <p>As rendas de concessão constituem um custo a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, a qual apenas é paga pelos clientes ligados à rede de BT.</p>
34.	<b>Sobrecustos imputados à electricidade - mercado de certificados verdes</b>	Há que prever um mercado de certificados verdes que permita colocar em concorrência e encorajar a implantação de unidades de produção de energia renovável onde esta for mais rentável.	A implementação de um mercado de Certificados Verdes em Portugal é uma matéria de política energética que extravasa as atribuições estatutárias da ERSE, sendo da exclusiva responsabilidade do Governo.
35.	<b>Tarifas baseadas em fluxos físicos</b>	- Deve ser adoptado o princípio de tarifas de transporte e distribuição, baseadas <u>nos fluxos físicos na interface entre a rede pública e a rede industrial</u>	<p>O sistema tarifário actualmente em vigor foi concebido para aplicação a quantidades físicas fiáveis recolhidas nos pontos de medição de clientes finais.</p> <p>Assim, a melhoria na eficiência e eficácia das condições de contagem são uma meta que deve mobilizar todos os agentes do sector.</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
36.	<b>Artigo 3º, Pg. 3</b>  <b>Siglas e definições</b>	As classificações por tipo de tensão são as mesmas do passado, e não estão de acordo com as existentes em Espanha, acordo este que terá de se verificar como preparação para o MIBEL.	As classificações por nível de tensão existentes decorrem da legislação em vigor.  Refira-se que para um adequado funcionamento do MIBEL não é necessário que as classificações dos níveis de tensão sejam as mesmas.
37.	<b>Artigo 5º , Pg. 6, alínea f)</b>  <b>Limitação dos acréscimos de preços em BT</b>	Não se entende que esta alínea defina que “eventuais aumentos de preços em BT” estejam limitados “à variação prevista do índice de preços implícitos no consumo privado”. Então serão exclusivamente os consumidores de MAT, AT e MT, que pagam todos os custos “especiais” (CAE’s etc....)?  Considera-se que esta deverá ser claramente uma decisão de Política Económica de Portugal, e como tal da competência do Governo da República, não devendo figurar num Regulamento Tarifário da ERSE.	A limitação dos eventuais acréscimos de preços em BT encontra-se legislada no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho. A proposta de alteração regulamentar efectuada pela ERSE fundamenta-se na legislação nacional em vigor.  No entanto, convém sublinhar que a limitação de acréscimos implica diferir no tempo um pagamento a suportar, em anos subsequentes, pelos consumidores deste mesmo nível de tensão.
38.	<b>Artigo 5º , Pg. 7</b>  <b>Princípios</b>	Propõe-se acrescentar duas novas alíneas a este artigo:  j) Promover o desenvolvimento sustentado, por meio de optimização do Sistema Eléctrico (produção, transporte e	Quando no regulamento se lê como princípio geral a eficiência na afectação dos recursos, inclui-se naturalmente a optimização do sistema eléctrico. O incentivo a uma adequada gestão da procura e à participação dos clientes resulta, subsidiariamente, da procura de

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>gerais</b>	utilização), incentivando os clientes a contribuírem para este objectivo com uma adequada gestão da procura;	eficiência na afectação de recursos.
39.	<b>Artigo 5º , Pg. 7</b>  <b>Princípios gerais</b>	Obter preços competitivos, nomeadamente para os consumidores industriais, no quadro europeu, e em especial no quadro ibérico, de forma a permitir a adequada criação do MIBEL.	Num mercado eficiente, bem regulado, os preços reflectem os custos. Assim sendo, os preços mais competitivos são aqueles que resultam duma correcta e rigorosa adequação aos custos que causam no sector. Assim, considera-se que este princípio, embora por outras palavras, já se encontra consagrado para todos os consumidores, não apenas para os industriais, e para todos os preços e tarifas publicadas no âmbito do Regulamento Tarifário.  Qualquer preço “competitivo” que não resulte da eficiência custo do sector, nomeadamente subsídios às empresas, não se enquadra nas competências da ERSE.
40.	<b>Artigo 16º, Pg. 17</b>  <b>Tarifas a aplicar aos clientes dos comercializa-</b>	A proposta da ERSE não tem em conta a possibilidade de poder aplicar as tarifas de venda a clientes finais de referência, conforme definidas no próprio Artigo 146º. Na nossa opinião, deve poder ser aplicada aos consumidores industriais intensivos esta tarifa de referência...	Na proposta de regulamento as tarifas de referência tinham um carácter meramente informativo. A sua publicação em documentos da ERSE visava esclarecer os consumidores quanto à evolução dos custos que dependem da eficiência das empresas do sector e dos custos que dependem de medidas de política energética ou outras políticas determinadas de forma exógena ao funcionamento das empresas e à regulação do sector.

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<p>dores regulados;</p> <p>Tarifas de Referência</p>		<p>No entanto, tendo em conta os comentários dos vários agentes decidiu-se retirar estas tarifas do articulado do regulamento tarifário. Os valores em causa serão objecto de divulgação pela ERSE no documento justificativo das tarifas, mantendo-se o seu carácter informativo.</p>
41.	<p><b>Artigo 24º,</b> <b>Pgs. 27 e 28:</b> <b>Períodos horários de entrega de energia eléctrica - Período de Muito Super Vazio</b></p>	<p>A proposta da ERSE não tem em conta que tradicionalmente a centrais produtoras são remuneradas de acordo com a existência de 5 grupos horários — logo 5 preços distintos ao longo do dia. Por outro lado, a ERSE também não tem em conta que em Espanha existem 5 períodos horários. Consideramos que deve ser criado um novo período horário, o de “horas de muito super vazio” caracterizado por uma redução do preço de energia de 10%, relativamente ao preço em horas de super vazio. Este período estaria disponível a instalações com consumos em longas utilizações (superior a 6500 horas) e deve ser compreendido entre as 01:30h, e as 06:00h, ou seja 4,5 h/dia. Este novo período seria criado por redução das horas de ponta em meia hora, por redução das horas cheias em 3 horas, e por redução das horas de vazio normal e super vazio em meia hora cada.</p>	<p>A forma de remuneração da produção está totalmente ligada ao modelo de contratação adoptado em cada caso, sendo distinto no caso da produção que acede ao mercado organizado em Espanha, com preços formulados em base horária, ou no caso da produção que estabelece contratos bilaterais.</p> <p>Qualquer que seja o caso, o comercializador regulado deverá apresentar à ERSE a previsão da estrutura de custos marginais de aquisição de energia eléctrica, a qual servirá de base à determinação dos preços da tarifa de Energia.</p> <p>Os períodos horários devem permitir que a estrutura dos preços das tarifas seja aderente à estrutura dos custos marginais. A duração e a localização dos períodos horários devem assim ser definidas de modo a atingir este objectivo.</p>



RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>A definição do número de períodos horários bem como a sua localização devem ser suportados em estudos que demonstrem a sua adequação à transmissão dos sinais preços com uma estrutura aderente à estrutura dos custos marginais de aquisição de energia eléctrica. Estes estudos deverão analisar a evolução horo-sazonal desses custos marginais mostrando, em particular, a existência de preços horários diferenciados que justifiquem a criação de um novo período horário.</p> <p>Actualmente, o sistema tarifário em Portugal contempla 16 preços distintos para a energia eléctrica, anualmente. Sendo que, por dia, se aplicam até 4 preços diferenciados. As tarifas integrais do sistema espanhol apresentam uma diversificação de preços de energia menor do que a registada em Portugal.</p>
42.	<p><b>Ponto 7</b></p> <p><b>Períodos horários de entrega de energia</b></p>	<p>Consideramos que para os clientes em MT com ciclo semanal, os feriados nacionais devem ser considerados como períodos de vazio.</p> <p>Já para os clientes de AT e MAT com ciclo semanal, os feriados nacionais devem ser considerados períodos de “muito super</p>	<p>Tal como a determinação dos períodos horários para efeitos tarifários, a sua aplicação diferenciada aos consumidores dos vários níveis de tensão tem que ser suportada em estudos que demonstrem que essa discriminação favorece o objectivo da aderência da estrutura dos preços das tarifas à estrutura dos custos marginais de fornecimento.</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>eléctrica</b>	vazio” (tal como definido anteriormente).	Desde 2001, o Regulamento Tarifário prevê que os dias feriados nacionais devem ser considerados como períodos de vazio para os clientes em ciclo semanal e com tarifas tetra-horárias. O novo regulamento prevê adicionalmente a extinção da opção tri-horária para os clientes em MT, pelo que a regra anterior será aplicável a todos os clientes em MT e ciclo semanal.
43.	<b>Artigo 34º, Pg. 37:</b>  <b>Estrutura geral das tarifas de Acesso às Redes - energia reactiva e interruptibili- dade</b>	<p>Dado que na energia reactiva só há custos deverá ser considerada uma bonificação para que o consumidor faça a gestão da reactiva de acordo com o operador do sistema.</p> <p>Deveria igualmente haver neste Artigo, e dado que tal constitui uma importante ajuda às funções do operador do SE como gestor global deste, uma menção directa à interruptibilidade que determinados clientes que cumpram determinadas condições, podem oferecer ao SE. (ver ponto 3.2 relativo à proposta do Regulamento de Relações Comerciais).</p>	<p>A forma de facturação/remuneração de energia reactiva é determinada no âmbito do Regulamento de Relações Comerciais.</p> <p>Tendo em consideração os vários comentários recebidos alterou-se a proposta de regulamentação de forma a permitir a alteração da facturação de energia reactiva na sequência de propostas fundamentadas dos operadores de rede.</p> <p>Os regulamentos agora revistos prevêem a participação da procura na prestação de serviços de sistema, designadamente através da definição de uma nova modalidade de interruptibilidade baseado em mecanismos de contratação que promovam a eficiência económica. Assim, não se considera oportuno incluir referências a esta questão na descrição da estrutura geral das tarifas. A participação na oferta de serviços de sistema pelos consumidores</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>será independente do seu fornecedor de energia eléctrica. O desenho da nova modalidade de interruptibilidade será aprovado pela ERSE, sob proposta do Gestor Sistema, aplicando-se a partir da data de entrada em funcionamento dos mercados organizados. Os custos correspondentes (na óptica do Gestor de Sistema) são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema.</p> <p>Entretanto, no tempo que decorre até à entrada em funcionamento dos mercados organizados, será definido, sob proposta do Gestor de Sistema, uma nova modalidade de interruptibilidade de carácter transitório, com a configuração de um mecanismo regulado, o qual permitirá, designadamente, a extensão do serviço de interruptibilidade a interrupções com pré-avisos mais curtos. Este regime transitório deverá ser aplicável a todos os consumidores elegíveis, independentemente do seu fornecedor. Os custos com esta modalidade de interruptibilidade serão igualmente recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema, figurando nos custos de gestão de sistema em parcela própria.</p> <p>Adicionalmente, os actuais contratos de interruptibilidade, celebrados entre o Gestor do Sistema e os actuais consumidores do SEP, mantêm-se em vigor com carácter transitório até à entrada</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			em funcionamento dos mercados organizados e, por conseguinte, da nova modalidade de interruptibilidade.
44.	<b>Artigo 39º,</b> <b>Pg. 41:</b>  <b>Estrutura geral das opções tarifárias de MAT, AT, MT e BTE - modulação do consumo</b>	Dever-se-á mencionar explicitamente neste Artigo que as empresas em MAT e AT com determinados níveis de consumo que lhes dêem uma dimensão estruturante, deverão dispor de opção por várias modalidades de discriminação horária (para as que são mais moduláveis, as pouco moduláveis, e as que se podem adaptar-se a variações de ponta móvel), cada uma com as suas especificidades.	A modulação do consumo ao longo do dia é opção de cada cliente. As vantagens nessa modulação para o sistema eléctrico estão expressas na estrutura dos preços das tarifas, os quais devem ser aderentes à estrutura de preços marginais, permitindo assim imputar os custos do sistema eléctrico aos consumidores que os originam. Assim, num sistema tarifário aditivo, os consumidores que optarem por reduzir o seu consumo nos períodos horários em que o preço seja mais elevado, observarão a correspondente redução da sua factura, na medida em que evitaram custos ao sistema eléctrico. Nestas condições não é necessário criar opções tarifárias específicas, na suposição de que os preços aditivos contêm os sinais económicos adequados.
45.	<b>Artigo 80º,</b> <b>Pg. 70:</b>  <b>Proveitos a recuperar no</b>	Consideramos que deve ser eliminada desta expressão matemática a componente relativa aos proveitos permitidos com os Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC) calculados de acordo com o Artigo 83º. Naturalmente que também consideramos que os custos associados aos CMEC	A repercussão dos CMEC na tarifa de UGS resulta da imposição legislativa instituída pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.  A ERSE alertou o Governo, em Maio de 2004, relativamente aos impactes associados à introdução dos CMEC, no documento

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema</b>	<p>não devem onerar o sistema eléctrico nacional.</p> <p>(...)</p> <p>A ERSE e o Governo têm que reconhecer que a existência de custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) tal como é preconizado pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 7 de Janeiro (e rectificado pela Declaração de Rectificação n.º 1-B/2004 DR 11 Série 1-A, 2.º suplemento de 2005/01/17), não é compatível com a existência de um mercado organizado concorrencial, e como tal Governo e ERSE têm que encontrar outra solução.</p>	<p>“Parecer da ERSE Sobre o Projecto de Decreto-Lei CMEC”. Sobre o mesmo assunto, a ERSE alertou o Conselho Tarifário, em Março de 2005, no documento “Análise da Aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004”.</p>
46.	<b>Artigo 88.º, Pg. 85: Custos com o Plano de Apoio à Reestruturação aceites pela ERSE</b>	<p>Numa economia de mercado, os custos com reestruturações em que as empresas incorrem deduzem à sua própria rentabilidade. Caso contrário estas empresas vão continuar sempre a tomar decisões erradas e vão estar sempre em reestruturação.</p> <p>É também normal num sistema de mercado, que as empresas em reestruturação se candidatem a incentivos públicos para atenuar essas circunstâncias. Consideramos que o mesmo princípio deve aqui ser aplicado.</p>	<p>Os custos com o Plano de Apoio à Reestruturação (PAR) foram aceites pela ERSE após a apresentação de uma proposta por parte da EDP. Estes custos foram aceites como um investimento, tendo como pressuposto uma melhoria de eficiência económica preconizada pela empresa que beneficiaria os clientes de electricidade.</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Assim esta expressão deve ser alterada por forma a eliminar a componente “Custos com o Plano de Apoio à Reestruturação aceites pela ERSE”.	
47.	<b>Artigo 124º,</b> <b>Pg. 127:</b>  <b>Incentivo à eficiência no consumo</b>	No parágrafo 2 dever-se-á incluir uma nova alínea referente a “clientes consumidores” dado que estes são também fundamentais para a eficiência do consumo da energia eléctrica.	A alteração regulamentar abriu estas iniciativas a todos os comercializadores, por estes terem a vantagem de tratar directamente com todos os consumidores. Por essa via, os consumidores podem participar nas acções de eficiência energética.  De momento optou-se por restringir o acesso apenas a comercializadores e indirectamente aos consumidores. No futuro não será de excluir a abertura à participação directa dos consumidores.
48.	<b>Artigo 133º,</b> <b>Pg. 137:</b> <b>Ajustamentos trimestrais - Metodologia de cálculo</b>	Os preços trimestrais de energia referidos no parágrafo 2, nada mais têm em conta que remunerar os agentes para compensar os custos de aquisição de energia quer através de mercados organizados quer também através de contratos bilaterais, sem ter qualquer consideração pelos preços vigentes nos outros países europeus, a começar pela Espanha, e transmitem para os consumidores industriais todas as possíveis ineficiências de	A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		gestão do sistema eléctrico (falta de investimentos mais adequados, deficiente gestão do sistema, etc....).	<p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.
49.	<b>Artigo 137º, Pg. 142: Encargos mensais relativos aos CMEC</b>	Conforme referido anteriormente, é nossa opinião que este artigo relativo aos Encargos mensais da Tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte, derivados dos CMEC seja eliminado.	<p>O pagamento dos CMEC pelos consumidores de energia eléctrica, e a sua transferência entre os agentes da cadeia de valor do sector eléctrico até aos produtores cessionários, decorre do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.</p> <p>A ERSE alertou o Governo em Maio de 2004 relativamente aos impactes associados à introdução dos CMEC, no documento “Parecer da ERSE Sobre o Projecto de Decreto-Lei CMEC”. Sobre o mesmo assunto, a ERSE alertou o Conselho Tarifário em Março de 2005 no documento “Análise da Aplicação do Decreto-Lei nº 240/2004”.</p>



RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
50.	<p><b>Artigo 158º,</b> <b>Pg. 189:</b></p> <p><b>Frequência de fixação das tarifas</b></p> <p><b>Ajustamentos trimestrais</b></p>	<p>Ao contrário do referido, as tarifas devem variar somente uma vez por ano, em articulação com o que se passa em Espanha e tendo em vista o correcto arranque do MIBEL, e dentro duma base economicamente concorrencial.</p> <p>Um mercado tarifado no âmbito da União Europeia, é um sistema regulado da concorrência, e não uma peça duma economia centralmente dirigida, que essa sim faria repercutir as suas próprias ineficiências para os consumidores.</p>	<p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.</p>
51.	<p><b>Artigo 164º,</b>  <b>Pg. 194:</b>  <b>Artigo 167º,</b>  <b>Pg. 199:</b>  <b>Plano de Apoio à Reestruturação</b></p>	<p>Conforme referido anteriormente, é nossa opinião que este ponto relativo ao fornecimento de informação sobre o “Plano de Apoio à Reestruturação” seja eliminado, uma vez que não faz sentido os consumidores suportarem o custo dessa reestruturação, pois já suportam o custo da rentabilidade assegurada a este operador.</p>	<p>Os custos com o Plano de Apoio à Reestruturação (PAR) foram aceites pela ERSE após a apresentação de uma proposta por parte da EDP. Estes custos foram aceites como um investimento, tendo como pressuposto uma melhoria de eficiência económica preconizada pela empresa que beneficiaria os clientes de electricidade.</p>

RT –APIGCEE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
52.	<p><b>Artigo 203º,</b> <b>Pg. 227:</b></p> <p><b>Ajustamentos de facturação dos CMEC</b></p>	<p>Conforme já referido anteriormente, é nossa opinião que este artigo relativo aos CMEC seja eliminado.</p>	<p>O mecanismo de ajustamento das receitas da tarifa de UGS no termo de potência contratada, para recuperação dos CMEC, decorre do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.</p> <p>A ERSE alertou o Governo em Maio de 2004 relativamente aos impactes associados à introdução dos CMEC, no documento “Parecer da ERSE Sobre o Projecto de Decreto-Lei CMEC”. Sobre o mesmo assunto, a ERSE alertou o Conselho Tarifário em Março de 2005 no documento “Análise da Aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004”.</p>



RT - CEVE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
53.	<b>Opções tarifárias aplicáveis aos pequenos distribuidores vinculados</b>	<p>As opções tarifárias aplicáveis aos pequenos distribuidores vinculados, que se traduzem na realidade actual do estatuto de consumidor final, distorcem por completo a realidade destas empresas, nomeadamente as Cooperativas, e outras que operem no universo das chamadas economias sociais.</p> <p>Um exemplo singelo refere-se à aplicação do tarifário considerando períodos horários que na circunstância de um distribuidor é praticamente inaplicável, isto é, a impossibilidade de determinar os períodos de ponta, cheia e vazio, dada a sua constante oscilação e incerteza da procura, ao longo do dia, aliada à impossibilidade de a controlar.</p>	<p>A ERSE considera que, num sistema tarifário aditivo, todos os comercializadores regulados em BT se encontram em igualdade de circunstâncias, não sendo necessária a existência de uma tarifa específica para os comercializadores regulados em BT, que não detêm cumulativamente licença de comercialização regulada em MT e AT.</p> <p>No entanto as alterações ao regulamento face à proposta resolvem parcialmente algumas das dificuldades, uma vez que permitem escolher a forma como os comercializadores regulados em BT adquirem energia.</p>
54.	<b>Aquisição de energia eléctrica para comercializadores regulados</b>	<p>Deve ser melhor esclarecida a forma de adquirir a energia eléctrica por parte dos comercializadores regulados, após o término dos CAE's. por forma a que esta se desenvolva de uma forma transparente e justa.</p>	<p>No que se refere à contratação da aquisição de energia eléctrica no mercado, considera-se ser de aceitar a possibilidade dos comercializadores regulados em BT poderem, à semelhança do comercializador regulado em MT e AT, adquirir a energia para satisfação dos consumos dos seus clientes no mercado de forma livre. Naturalmente, ao receberem a tarifa de Venda a Clientes Finais em BT dos seus clientes, é-lhes reconhecido um montante de custos equivalente ao incorrido pelo comercializador regulado em MT e AT na satisfação dos consumos dos seus clientes.</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RT - CEVE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			Adicionalmente, no relacionamento com o comercializador regulado de AT/MT, os comercializadores regulados de BT podem optar pela tarifa de MT de Venda a Clientes Finais, ou pela diferença entre a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais de BT aos seus clientes e das tarifas de uso da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes e de Comercialização em BT.

RT -DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
55.	<b>Recuperação dos CMEC</b>	Parece-nos, por isso mesmo, que deveria ser revista a fórmula de recuperação destes custos ociosos, designadamente, passando a variável o cálculo da fixação do custo, em função do consumo e não da potência contratada.	<p>A repercussão dos CMEC na tarifa de UGS resulta de uma imposição legislativa instituída pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.</p> <p>A ERSE alertou o Governo em Maio de 2004 relativamente aos impactes associados à introdução dos CMEC, no documento “Parecer da ERSE Sobre o Projecto de Decreto-Lei CMEC”. Sobre o mesmo assunto, a ERSE alertou o Conselho Tarifário em Março de 2005 no documento “Análise da Aplicação do Decreto-Lei nº 240/2004”.</p>
56.	<b>Tarifa Social</b>	...deveriam ser consagradas “obrigações de responsabilidade social” das empresas produtoras e distribuidoras de energia eléctrica, fazendo reflectir uma ínfima parte do seu lucro no bem estar dos consumidores de um serviço público essencial. Através, por exemplo, da criação de uma “tarifa social” para o fornecimento de energia eléctrica a cidadãos pensionistas, agregados familiares com comprovadas dificuldades económicas, ou consumidores com necessidades especiais.	<p>A alteração dos princípios subjacentes à aplicação da tarifa social, nomeadamente do que respeita aos critérios de elegibilidade não foi considerada na actual revisão regulamentar.</p> <p>Entendemos que a alteração do modelo a adoptar na protecção dos consumidores vulneráveis exige uma análise aprofundada das várias soluções possíveis, sendo fundamental o envolvimento dos diversos organismos e entidades nesta área, designadamente instituições de assistência, oficiais ou privadas, e os municípios, entre outras. Considera-se que os critérios socio-económicos, na determinação dos beneficiários deste tipo de</p>

RT -DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>tarifas, competem ao legislador e não à ERSE. Importa referir que noutros sistemas eléctricos estas questões de natureza social são tratadas por instituições de assistência, oficiais ou privadas, eventualmente com a colaboração dos municípios, que garantem o pagamento dos consumos dos respectivos beneficiários, de acordo com o respectivo enquadramento legal.</p> <p>Os programas de eficiência energética podem também ser utilizados como um instrumento para a protecção dos consumidores vulneráveis, uma vez que ao serem oferecidos preferencialmente a estes consumidores possibilitam a redução da sua factura de energia eléctrica.</p>
57.	<b>Gabinetes de Eficiência Energética</b>	<p>Através da criação de gabinetes de “eficiência energética”, com o objectivo específico de auxiliar os consumidores a aproveitar ao máximo os equipamentos e características das suas habitações na poupança de energia, dada a especial responsabilidade que também recai sobre as empresas operadoras em levar a cabo iniciativas com o objectivo de reduzir o consumo de energia. Aliás, a implementação de tais gabinetes poderá, inclusive, ser objecto dos incentivos consagrados no artigo 115.º e seguintes da</p>	<p>A alteração regulamentar abriu estas iniciativas a todos os comercializadores, por estes terem a vantagem de tratar directamente com todos os consumidores. Por essa via, os consumidores podem participar nas acções de eficiência energética.</p> <p>De momento optou-se por restringir o acesso apenas a comercializadores e indirectamente aos consumidores. No futuro não será de excluir a abertura à participação directa dos</p>



RT -DECO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		proposta.	consumidores.
58.	<b>Compra e venda da produção em regime especial pelo agente comercial</b>	<p>No artigo 14º do RRC, é criada a actividade de Agente Comercial, exercida pelo concessionário da RNT e que tem como atribuições a compra da produção em regime especial e a sua venda no mercado organizado (artigo 52º).</p> <p>Relativamente a esta questão, permitimo-nos alertar V. Exa. para alguns aspectos que deverão ser devidamente ponderados:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ A maioria dos cogeneradores têm as suas entregas contratualizadas com distribuidores em AT e MT.</li> <li>▪ Os equipamentos de medida de muitos produtores podem não permitir uma adequada gestão dos contratos (descriminação horária, cálculo de desvios).</li> </ul> <p>As instalações de cogeração, porque têm obrigações no fornecimento de energia térmica, não podem participar nos Programas de Exploração previsto no Artigo 56º.</p>	De acordo com o n.º 8 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto “... enquanto responsável pela optimização da gestão do Sistema Eléctrico de Serviço Público, a entidade concessionária da RNT mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica da produção em regime especial.”



RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
59.	<b>Revisão Regulamentar não se limitou aos efeitos dos CMEC</b>	Tendo em atenção essas disposições do Decreto-Lei 240/2004 e na medida em que a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia é uma peça fundamental do novo enquadramento estabelecido pela Directiva nº 2003/54/CE de liberalização do sector eléctrico e do MIBEL, seria de esperar que as alterações ao Regulamento tarifário se limitassem ao cumprimento daquelas disposições. Pelo contrário, a ERSE propõe, em simultâneo, a modificação de uma série de disposições do Regulamento Tarifário que se considera serem laterais à introdução dos CMEC's, tornando impossível perceber os efeitos desta alteração numa próxima aplicação do Regulamento.	<p>Conforme nota introdutória do documento “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico - Documento Justificativo”, a revisão regulamentar do Regulamento Tarifário teve em conta, não só o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, mas também toda a legislação que foi sendo publicada pelo Governo desde a última revisão regulamentar e que tem impactes em termos de proveitos permitidos das empresas.</p> <p>Além disso a ERSE tem o dever de proceder à progressiva melhoria da regulamentação do sector, modernizando-a e adaptando-a, sempre que possível, às necessidades dos vários agentes.</p> <p>A publicação do Decreto-Lei n.º 240/2004 é uma razão, mas não a única para a actual revisão dos regulamentos.</p>
60.	<b>CMEC - Graus de liberdade</b>	Considera-se que existem graus de liberdade no actual contexto tarifário para garantir a introdução do modelo dos CMECs sem sobressaltos significativos nos consumidores.	De alguma forma esta afirmação entra em contradição com a anterior. O regime de CMEC estabelecido no Decreto-Lei n.º 240/2004 introduz importantes efeitos redistributivos entre consumidores, como a ERSE oportunamente descreveu no seu parecer sobre o referido diploma. A regulação não pode deixar de traduzir regulamentarmente estes efeitos.

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
61.	<b>CMEC – Vários Efeitos</b>	<p>Existem assim vários efeitos que concorrem em simultâneo, prejudicando alguns deles o efeito positivo dos CMECs a curto prazo (alisamento tarifário ao longo do tempo):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Imputação dos custos dos CMECs à tarifa de potência</li> <li>2. Introdução na tarifa dos custos dos terrenos e dos custos com dessulfurização</li> <li>3. Efeito de redistribuição entre SEP e SENV (dos custos com PRE e diferencial TEP/Mercado)</li> <li>4. Introdução da “aditividade” nas tarifas de acesso <ol style="list-style-type: none"> <li>a) Equidade das tarifas de acesso entre SEP e SENV</li> <li>b) Correção da subsidiação cruzada entre segmentos (segundo os critérios de alocação de custos estabelecidos pela ERSE)</li> </ol> </li> </ol>	<p>Os efeitos referidos têm que ser forçosamente vistos dentro do quadro vigente e dos seus princípios de funcionamento. A proposta regulamentar teve em conta o Decreto-Lei n.º 240/2004, bem como o conjunto de legislação que foi publicada em 2003 e 2004 pelo Governo. O efeito n.º 1 resulta directamente do diploma, concretamente do n.º 10 do artigo 5.º.</p> <p>A consideração da remuneração dos terrenos nas tarifas resulta dos Decretos-Leis n.ºs 153/2004 e 198/2003 e da portaria n.º 96/2004.</p> <p>A consideração dos custos com a dessulfurização resulta do Decreto-Lei n.º 240/2004, n.º iii, alínea a) do n.º 1 do artigo 4.º.</p> <p>O aumento do sobrecusto associado à PRE e incorporado na tarifa de UGS a pagar por todos os consumidores é um efeito indirecto da aplicação do Decreto-Lei n.º 240/2004, na medida em que, para um mesmo pagamento por unidade de energia à PRE, ao diminuirmos os custos de aquisição de energia do comercializador regulado, aumentam os sobrecustos da PRE.</p> <p>Relativamente ao efeito 4, relembra-se que as tarifas de acesso são calculadas de forma aditiva a partir das tarifas por actividade associadas com as infra-estruturas efectivamente usadas pelos consumidores, desde que a ERSE estabeleceu as primeiras tarifas</p>

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			de acesso às redes, em 1998.
62.	<b>Imputação dos custos dos CMEC à tarifa de potência</b>	<p>O <b>efeito 1</b> não tem impactos em termos médios, mas sim entre clientes. Ao alocar mais custos ao factor de potência contratada (“de forma artificial”), prejudica-se necessariamente os clientes com menores utilizações. Esta distorção resulta de imposições comunitárias e poderá ser corrigida por opções regulatórias.</p> <p>Defende-se que simultaneamente ao aumento “artificial” dos CMECs alocados à potência contratada, deverá reduzir-se a parcela alocada à potência das outras componentes tarifárias (tarifas de acesso). Nos grandes clientes, uma vez que as actuais componentes tarifárias alocadas à potência contratada são reduzidas, teria que se introduzir um desconto por interruptibilidade alocado à potência contratada. Na Baixa Tensão, os custos por potência contratada são superiores ao que resulta dos CMECs, existindo potencial para, através de correcções na tarifa de acesso da distribuição, corrigir o efeito.</p>	<p>Parece ser evidente que a introdução de encargos no termo de potência contratada prejudica os clientes de menores utilizações. Já não parece ser tão evidente que exista uma imposição comunitária que decida a repartição entre variáveis de facturação a aplicar a consumidores finais.</p> <p>A sugestão de que a interruptibilidade seja utilizada como um desconto para corrigir o «aumento “artificial” dos CMEC» não é aceitável no contexto de uma regulação transparente com tarifas que reflectam os custos.</p> <p>Também não se pode aceitar que «<i>através de correcções na tarifa de acesso da distribuição</i>» se vá corrigir qualquer efeito dos CMEC.</p> <p>Uma distorção não pode, nem deve, ser corrigida criando mais distorções e artificialidades. Caso contrário, corre-se o risco de as tarifas se afastarem cada vez mais da promoção da eficiência e de não reflectirem os custos, que é exactamente o oposto do que se pretende no âmbito da regulação do sector.</p> <p>Importa esclarecer que a interruptibilidade não deve ser vista como um desconto. A interruptibilidade constitui uma forma de envolver a</p>

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			procura na gestão do sistema eléctrico, com benefícios para o sector eléctrico na medida em que os custos associados à interruptibilidade sejam inferiores aos custos associados à oferta de nova capacidade em meios de ponta. Nestas circunstâncias a contratação da interruptibilidade encontra-se ligada à gestão da escassez da oferta de energia, que ocorre com maior probabilidade nos períodos de ponta. Como tal, a variável mais adequada para reflectir o valor económico da interruptibilidade, deve ser a potência nos períodos de ponta e não a potência contratada. Para reforçar a ideia, refira-se que o integral da potência contratada por todos os consumidores excede 6 vezes a potência de ponta do diagrama de carga nacional.
63.	<b>CMEC - Introdução na tarifa dos custos dos terrenos e dos custos com dessulfuriza- ção</b>	Os custos dos terrenos já foram reconhecidos por via legislativa e os custos de dessulfurização resultam de imposições de Bruxelas. O não reconhecimento destes últimos custos implicaria a paragem das centrais de carvão com in comportável risco para a segurança de abastecimento nacional. Uma vez que estes custos ainda não foram reconhecidos nos CAEs, considera-se que só deverá ser considerado o custo de capital justo – a preços de mercado – e não o previsto nos CAEs.	O Decreto-Lei n.º 153/2004, de 30 de Junho, estabelece as disposições aplicáveis à titulação e registo dos terrenos, reconhecendo à concessionária da RNT os direitos de utilização, em regime de concessão, do domínio público hídrico. Este Decreto-Lei refere ainda que os custos associados às duas soluções apresentadas na Portaria n.º 96/2004, de 23 de Janeiro (relativamente ao tratamento a dar aos terrenos não pertencentes ao domínio público hídrico e aos terrenos associados ao domínio público hídrico) são recuperados através das tarifas reguladas

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>pagas pelos clientes de energia eléctrica, sendo os respectivos custos imputados a uma tarifa que seja aplicável a todos os clientes, de forma a garantir uma repartição equitativa.</p> <p>Como tal, a recuperação destes custos por todos os clientes de energia eléctrica terá de ser incluída na tarifa de Uso Global do Sistema, ao invés do sistema actual em que se encontram repercutidos na tarifa de Energia e Potência, só paga pelos clientes do SEP, alteração que implica a revisão do Regulamento Tarifário.</p> <p>Relativamente aos custos com dessulfurização os mesmos não estão dependentes dos CMEC mas apenas da data em que ocorrem. Contudo, de acordo com o n.º ii da alínea a) do n.º1 do artigo 4.º do Decreto-Lei 240/2004, de 27 de Dezembro, os mesmos devem ser considerados para cálculo dos CMEC.</p>
64.	<b>CMEC - Efeito de redistribuição entre SEP e SENV</b>	Os efeitos 3 e 4-a devem ser realizados em conjunto e são necessários/críticos para uma liberalização equilibrada, sem diferenças estruturais entre SEP e SENV. Considera-se que uma vez redistribuídos os custos dos CMECs (efeito 3), a aditividade seja obtida por aproximação das tarifas de acesso do SENV ao SEP – mantendo-se a alocação de custos actual entre segmentos de tensão. Quaisquer correcções de	Com efeito, a cessação dos CAE e a imputação dos CMEC a todos os consumidores, quer sejam clientes dos comercializadores regulados ou não, permitirão a igualdade de oportunidades no acesso ao mercado grossista e por isso a equidade na formulação dos custos de aquisição de energia eléctrica entre os comercializadores regulados e os restantes agentes do sector.

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		“subsidição cruzada”/alocação de custos deverão ser realizadas a partir daí de forma faseada, à semelhança do processo actualmente em vigor (limitando as possibilidades de correcção aos aumentos de inflação).	<p>Tal como é referido no comentário, a imputação dos CMEC aos clientes que participam no mercado liberalizado, via tarifa de UGS, aumenta o nível das tarifas de acesso (por aplicação directa da aditividade tarifária), aumentando também o preço médio final esperado para estes clientes.</p> <p>O mecanismo de convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados para as tarifas aditivas continuará em aplicação, permitindo garantir uma transição gradual.</p>
65.	<b>CMEC - Introdução da “aditividade” nas tarifas de acesso</b>	Alerta-se no entanto para os movimentos de correcção da alocação de custos entre segmentos (efeito 4-b) que prejudicam a competitividade nacional (transferindo custos dos clientes domésticos para os clientes industriais) e que deveriam estar sujeitos a opções de política económica. Torna-se urgente a criação de um desconto de interruptibilidade (ligado às opções de segurança de abastecimento do Governo) que permita garantir uma correcta e eficiente alocação de custos entre segmentos, beneficiando a segurança e os custos globais do sistema.	<p>A asserção não é correcta. A aditividade nas tarifas de acesso sempre existiu e é total. Mais uma vez se reafirma que num sistema tarifário equilibrado a interruptibilidade faz todo o sentido numa lógica de optimização do funcionamento do sistema. No entanto, os preços da interruptibilidade devem estar ligados à economia de recursos que proporciona e nunca devem ser utilizados como uma forma encapotada de “descontos” para satisfazer clientes ou grupos de clientes.</p> <p>Por outro lado, não se compreende como é que a eliminação das subsidições cruzadas prejudicam a “competitividade”, uma vez que é reconhecido que a existência de preços que não reflectam os</p>



RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>custos provocam uma ineficiente afectação de recursos e consequente perda de produtividade. Assim, a aplicação de preços que promovam a eficiência contribui para “competitividade” na medida em que eliminam ineficiências.</p> <p>A aditividade tarifária é um princípio fundamental de boa regulação que a ERSE vai manter e reforçar.</p>
66.	<p><b>Eficiência energética</b></p> <p><b>Duplicação de actividades</b></p>	<p>Os Artigos 123º a 128º inclusive suscitam-nos reservas porque:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ propõem a duplicação de actividades cometidas a outras instituições, designadamente DGGE e ADENE, com a consequente duplicação de recursos afectos a estas actividades;</li> </ul>	<p>A ERSE, desde 1998, que tem consagrada a possibilidade de planos desta natureza. A partir de 2002, estes planos começaram a ser executados pelo Distribuidor Vinculado. De 2002 a 2005, tem-se assistido a uma crescente importância deste plano nos proveitos da actividade de Comercialização no SEP.</p> <p>A ERSE sempre teve competências na promoção da afectação eficientes dos recursos. Nomeadamente na protecção do ambiente e na utilização racional da energia no âmbito da regulação do sector eléctrico. Mais nenhuma entidade tem competências para através dos regulamentos incentivar as empresas reguladas a actuar nesta área, como demonstrado pelo PNAC.</p> <p>A introdução de mais incentivos às empresas reguladas para a promoção da eficiência energética tem sido uma recomendação de</p>

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>todos os agentes do sector ao longo das várias revisões regulamentares.</p> <p>Os instrumentos utilizados pela ERSE na prossecução de eficiência energética são complementares de outros que a legislação determina, devendo ser encarados numa perspectiva de sinergia.</p>
67.	<b>Eficiência energética - Penalidade no preço</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>propõem uma penalidade no preço da energia eléctrica para atingir objectivos de eficiência no uso final da electricidade, o que é matéria da Lei de Bases em preparação;</li> </ul>	<p>Não existe nesta matéria inovação visto o Regulamento Tarifário não incluir nenhuma penalidade, adicional às existentes hoje em dia, sobre o preço da energia eléctrica.</p>
68.	<b>Eficiência energética – Concorrência entre formas de energia</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ignoram ganhos de eficiência possíveis através da concorrência entre formas de energia;</li> </ul>	<p>A ERSE considera que não se deve ignorar este efeito, nomeadamente devido a questões de eficiência. Tal preocupação já foi expressa nomeadamente no documento de “Apreciação do Plano de Gestão da Procura da EDP Distribuição”, de Fevereiro de 2003. Apesar de se concordar com o princípio de obter ganhos de eficiência através da concorrência entre vectores energéticos diferentes, tal preocupação não pode vir expressa no Regulamento Tarifário, por se tratar de matéria que não integra as competências da ERSE.</p>

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
69.	<b>Eficiência energética – Competências do Regulador</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ ultrapassam as actuais competências do regulador.</li> </ul>	<p>A ERSE sempre teve competências na promoção da afectação eficientes dos recursos. Nomeadamente na protecção do ambiente e na utilização racional da energia no âmbito da regulação do sector eléctrico.</p> <p>Recentemente, no âmbito do PNAC, aprovado pelo Governo, as responsabilidades da ERSE nesta área ganharam relevância acrescida.</p>
70.	<b>Eficiência energética – Comercialização Regulada</b>	<p>A comercialização não é uma actividade regulada, mas sim uma actividade que se pretende de livre concorrência. Não se perspectiva uma relação regulador-comercializador livre, de supervisão directa, uma vez que isso seria inibidor da livre iniciativa e de um desenvolvimento equilibrado do funcionamento de mercado. A eficiência energética passa também pelas decisões dos consumidores que não podem ser reguladas.</p>	<p>Tendo em conta a existência de benefícios para toda a sociedade que podem advir de uma melhor eficiência energética, a ERSE na proposta de regulamento em discussão decidiu retirar este tipo de incentivos da actividade de Comercialização e colocá-los na tarifa de UGS, agrupados com outras medidas relacionadas com políticas energéticas e ambientais. Assim sendo, a proposta de regulamentação já atende às pretensões da DGGE.</p> <p>A outra hipótese mencionada pela DGGE seria o modelo do Reino Unido onde o Regulador impõe metas a todos comercializadores em termos de eficiência energética. Não se optou por esse modelo.</p>
71.	<b>Eficiência energética – Outros</b>	<p>A gestão da eficiência deverá ser realizada ou por via de incentivos, para os quais já existem mecanismos e instituições especializadas no Ministério de Economia e Inovação, ou por</p>	<p>A existência de vários instrumentos de promoção da eficiência energética é comum em vários países. No âmbito das ambiciosas metas do PNAC, a ERSE foi também envolvida, juntamente com</p>

RT - DGGE			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>instrumentos</b>	via de obrigações (ex. Certificados brancos) que deverão necessariamente resultar de opções políticas introduzidas através de legislação.	outras instituições, sendo o esforço global coordenado pelo Governo.
72.	<b>Forma de regulação na actividade DEE</b>	<p>A distribuição é uma actividade regulada, pelo que o regulador tem um papel importante na eficiência por via dos investimentos na rede e na monitorização de eventuais programas dos distribuidores ou do comercializador regulado.</p> <p>Deve ser prioritário também para a regulação resolver o problema actual da distribuição (modelo “price cap”) cujo modelo incentiva as empresas a aumentar as vendas, desincentivando os investimentos em eficiência.</p> <p>A questão crítica para o regulador deve ser conceber formas de regulação que sejam compatíveis com o interesse das empresas em implementar programas de eficiência. As mais simples são regular proveitos por forma a que sejam independentes da energia vendida. Nestas condições um abaixamento das vendas, causado por medidas de eficiência deixa de ser uma ameaça para os resultados das empresas.</p>	<p>A forma de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é por preço máximo. Contudo a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos desta actividade inclui um termo fixo (independente das quantidades distribuídas) e um termo variável (que depende das quantidades distribuídas) que evolui com a taxa de inflação e um factor de eficiência.</p> <p>Desde o início da regulação desta actividade que o termo fixo tem sido nulo, resultante de estudos que foram elaborados para o efeito e que assim o determinaram. Neste momento, em que a ERSE vai fixar parâmetros para um novo período de regulação, estão a ser desenvolvidos estudos baseados em informação mais consistente, compatível e coerente do que a utilizada na determinação dos parâmetros acima referidos, com a qual se pretende obter resultados mais robustos e que justifiquem alterar esta situação.</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
73.	<b>Tarifa de uso de redes - entrada em vigor</b>	Concorda-se com a alteração da estrutura das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, que passam a contemplar também um termo de energia activa (com 4 períodos tarifários), O racional subjacente à inclusão deste termo, destina-se a sinalizar os custos das perdas nas redes, de forma a melhorar as decisões de investimento. Considera-se, contudo, que a entrada em vigor desta disposição deve ser simultânea com a introdução das alterações previstas para as restantes estruturas tarifárias (Tarifa de Energia e nova UGS).	Ao contrário das alterações à estrutura da tarifa de Energia ou da tarifa de UGS, as alterações propostas às tarifas de uso das redes não dependem da cessação efectiva dos CAE ou da criação do mercado organizado. Assim, a ERSE julga que estas alterações devem produzir efeitos desde o momento inicial da aplicação do Regulamento Tarifário, favorecendo a estabilidade do sistema tarifário.
74.	<b>Tarifa de Energia</b>	A ERSE substituiu a actual tarifa de Energia e Potência (TEP) por uma tarifa de Energia com uma estrutura monómia, baseada em custos marginais de curto prazo, internalizando assim, nomeadamente os custos de garantia de potência. Fica assim por repercutir o futuro enquadramento legal que deverá definir a Garantia de Potência, o que poderá obrigar a proceder a alguns ajustes nesta tarifa e noutras que lhe sejam associadas.	O pagamento de Garantia de Potência aos produtores que participem no mercado por todos os consumidores de energia eléctrica é uma matéria a definir no âmbito do mercado ibérico. É desejável que os mecanismos que vierem a ser adoptados não afectem os preços de energia eléctrica no mercado ibérico, nem criem distorções entre Portugal e Espanha.
75.	<b>Ajustamentos trimestrais em</b>	A ERSE opta pela manutenção dos ajustes trimestrais na MAT, AT e MT inter-anuais em BT Nesta matéria julga-se que,	A periodicidade de leitura dos equipamentos de medição de clientes em BT torna ineficaz a aplicação de ajustamentos

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>MAT, AT e MT e anuais em BT</b>	<p>para melhor sinalizar as condições de mercado e não gerar situações de desvios tarifários diferidos para o ano seguinte, seria desejável estender estes ajustamentos à BT que, atendendo ao segmento de mercado em causa, poderia ser semestral.</p> <p>Porém, esta disposição não se aplicaria aos clientes abrangidos pela tarifa social, a qual deve ser reformulada na linha do conceito das obrigações do fornecedor de último recurso.</p>	<p>semestrais aos clientes em BT. Com efeito, a aplicação destes ajustamentos aos clientes em BT seria realizada virtualmente com base em quantidades estimadas.</p> <p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.</p>
76.	<b>Mecanismo de convergência para tarifas</b>	Ao introduzir no “Mecanismo de Convergência para Tarifas Aditivas” limitações às variações máximas de cada preço, deve ser garantida uma flexibilidade adequada a estas limitações, quer em termos de diferenciação do limite de	A alteração regulamentar em discussão já atenta a estas considerações. Nomeadamente, no que respeita às variações máximas por termo tarifário e por ano do período de regulação.

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>aditivas</b>	variação para cada preço, quer da possibilidade de ter variações diferenciadas em cada um dos anos do período regulatório.	
77.	<b>Tarifas de Referência</b>	Nesta perspectiva, julga-se necessário, por um lado, esclarecer a classificação dada pela ERSE, parecendo-nos que o custo das rendas de concessão da baixa tensão também devia ser excluído do cálculo das tarifas de referência. Por outro, considera-se imprescindível repensar as consequências da publicação destas tarifas, nomeadamente nos possíveis impactos em termos de solicitações aos sistemas comerciais.	<p>As rendas de concessão da Baixa Tensão encontram-se incluídas na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, sendo por conseguinte pagas unicamente pelos consumidores que utilizam estas redes, ou seja, pelos consumidores de BT. A tarifa de UGS é actualmente paga por todos os consumidores, pelo que a inclusão das rendas de concessão em BT na tarifa UGS obrigaria a alterações profundas nesta tarifa para que estes custos incidissem unicamente nos consumidores de BT (ou utilizadores da rede de BT).</p> <p>Na proposta de regulamento as tarifas de referência tinham um carácter meramente informativo. A sua publicação em documentos da ERSE visava esclarecer os consumidores quanto à evolução dos custos que dependem da eficiência das empresas do sector e dos custos que dependem de medidas de política energética ou outras políticas determinadas de forma exógena ao funcionamento das empresas e à regulação do sector.</p>



RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			No entanto, tendo em conta os comentários dos vários agentes decidiu-se retirar estas tarifas do articulado do regulamento tarifário. Os valores em causa serão objecto de divulgação pela ERSE no documento justificativo das tarifas, mantendo-se o seu carácter informativo.
78.	<b>Extinção da tarifa simples em BTN entre 20,7 e 41,4 kVA</b>	No projecto de regulamento é proposto que no decurso do novo período regulatório se proceda à eliminação da tarifa simples de BTN entre 20,7 e 41,4 kVA, acção que abrangerá cerca de 56 mil clientes, que passam a dispor, pelo menos, de contagens tri-horárias. Neste sentido, devem ser reconhecidos na íntegra e de uma forma clara os custos efectivos inerentes a esta operação.	No que respeita a investimentos e custos desta natureza, que pertencem à actividade de Comercialização de Redes, serão aceites <i>ex ante</i> em base anual.
79.	<b>Extinção dos CAE</b>	Considera-se que a referida nota se encontra incompleta, devendo ter em consideração o disposto no artigo 1º do Anexo 1 do Decreto-Lei nº 240/2004, de 27 de Dezembro, pelo que se sugere a seguinte redacção alternativa:  <i>“Remuneração e amortização do investimento (inicial e adicional), encargos fixos de O&amp;M, remuneração do stock de combustível, compensação pelos encargos variáveis e pelos</i>	A nota de rodapé foi corrigida em conformidade.

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<i>outros encargos desde que explicitamente definidos nos CAE.”</i>	
80.	<b>Custos para a manutenção do equilíbrio contratual</b>	<p>Neste ponto refere-se que “o Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, é omissivo na forma como se revertem os ajustamentos negativos na tarifa UGS e se estes devem incluir juros, pelo que se considera que a metodologia a utilizar deverá ser análoga à utilizada no caso de ajustamentos positivos (parcela de acerto).”</p> <p>Sobre esta matéria importa atender ao estabelecido no n.º 3 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro, onde se define a forma como devem ser repercutidos os ajustamentos negativos na tarifa UGS. Por outro lado, o n.º 6 do mesmo artigo enumera as diversas parcelas que constituem os montantes a reverter na tarifa UGS, referindo a alínea d) os encargos correspondentes aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais negativos, calculados nos termos do artigo 5.º do Anexo 1 do referido Decreto-Lei.</p> <p>A referência relativa à “taxa de juro a aplicar pelo desfasamento entre os pagamentos dos ajustes pela entidade</p>	<p>O n.º 6 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004 estipula os montantes a reverter na tarifa de UGS e não quando esses montantes são recebidos, ou seja, se mensalmente ou anualmente.</p> <p>A metodologia adoptada pela ERSE, tendo em vista a repercussão dos ajustamentos anuais, permite uma maior estabilidade tarifária, dado que a tarifa de UGS apenas se altera a 1 de Janeiro e não duas vezes por ano (Janeiro e Abril). A esses montantes são aplicados juros mensais (9 meses do ano), até à sua repercussão na tarifa de UGS a 1 de Janeiro.</p> <p>A taxa de juro referida aplica-se sobre a diferença entre os custos reais e os estimados de forma a compensar as empresas até 1 de Abril.</p> <p>A compensação às empresas, por se repercutir esse montante 9 meses depois, pode ser actualizada à mesma taxa por um período de 9 meses, ou em alternativa aplicar a taxa utilizada usualmente pela ERSE para compensações similares, nomeadamente, os ajustamentos que se reflectem nas tarifas com um desfasamento</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p><i>concessionário da RNT aos produtores (com início a 1 de Abril) e a repercussão destes nas tarifas (a partir de 1 de Janeiro do ano seguinte (...))</i> não está de acordo com o estabelecido no n.º 8 do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, segundo o qual os ajustamentos anuais positivos, depois de serem comunicados à ERSE, pela DGGE, devem ser repercutidos na parcela de acerto, no prazo máximo de 90 dias após o termo de cada ano civil e durante os 12 meses seguintes, ou seja, o ajustamento do ano n será repercutido na tarifa UGS a partir de Abril do ano n+1 até Março do ano n+2.</p> <p>O n.º 5 do artigo 5.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, estabelece na alínea b) o direito aos juros sobre os montantes em dívida dos ajustamentos anuais positivos que devem ser calculados nos termos do artigo 5.º do Anexo 1.</p> <p>Este artigo define que a taxa de juro a aplicar aos montantes em dívida é uma taxa de juro nominal EURIBOR, a um ano, em vigor no último dia do ano civil a que se refere o ajustamento.</p>	<p>de 2 anos. Esta última foi a opção seguida pela ERSE na presente proposta.</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
81.	<b>Incentivo à redução de perdas e metas no âmbito do PNAC</b>	<p>Em relação à trajectória de perdas até 2010, haverá que acordar previamente os objectivos de redução da competência dos operadores da rede de transporte e das redes de distribuição.</p> <p>Nesta matéria refira-se que, os investimentos para redução de perdas durante o próximo período regulatório devem ser contemplados na base regulatória dos activos a serem remunerados pela taxa de remuneração implícita nos parâmetros regulatórios .</p> <p>Atendendo ao facto da proposta de revisão regulamentar ter lugar antes do acordo a celebrar entre a ERSE e os operadores das redes, é necessário que a ERSE altere a proposta de regulamento de forma a permitir, posteriormente à definição dos parâmetros para o novo regulatório, o reconhecimento destes investimentos e eventuais custos adicionais decorrentes de medidas a implementar para a exploração do SE caracterizado por uma nova configuração.</p>	<p>No Regulamento Tarifário o mecanismo de incentivo à redução de perdas tem como pressuposto que a remuneração do distribuidor, no que toca a estes activos, durante o período de regulação é assegurada unicamente através do mecanismo. Uma vez terminado o período de regulação, os investimentos efectuados entram para a base de activos e as perdas de referência são alteradas em conformidade, não se vendo vantagem de outro tipo de mecanismo.</p>
82.	<b>Definição do nível de perdas</b>	<p>A metodologia apresentada na proposta da ERSE para a definição do objectivo de redução de perdas não contempla as</p>	<p>A ERSE concorda que o papel dos operadores de rede é fundamental na determinação em concreto dos valores do</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>de referência</b>	<p>características estruturais do mercado, em que a energia consumida em BT tem crescido historicamente a um ritmo superior à de MT, provocando um acréscimo das perdas técnicas na rede de BT muito superior ao que ocorreria se o consumo se verificasse em MT.</p> <p>Ainda em termos de perdas, a proposta apresentada parece não considerar os efeitos provocados pelo crescimento exponencial da energia colocada nas redes pelos Produtores em Regime Especial (PRE) que se encontra previsto no PNAC. Importa referir que as entregas de energia em AT em zonas de baixo consumo irão provocar o aumento das perdas na rede do operador de distribuição.</p>	<p>mecanismo que vier a ser instituído no regulamento.</p> <p>Recorde-se que o regulamento não estabelece quaisquer valores, sendo as metas apresentadas a título meramente ilustrativo, não se pretende com estes valores vincular, desde já os operadores de redes.</p> <p>Os aspectos mencionados influenciam as perdas e devem ser tomados em consideração no estabelecimento dos parâmetros.</p>
83.	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica:</b>  <b>Incentivo à</b>	<p>A fórmula de regulação da actividade de distribuição de energia eléctrica mantém na essência a estrutura aplicada nos anteriores períodos regulatórios, não se indiciando, nomeadamente, alteração relativamente ao termo fixo que tem sido nulo. Atendendo à estrutura de custos da actividade de distribuição, caracterizada por custos fixos elevados, considera-se, por um lado, necessário que o termo fixo assuma um peso superior a 50% do total dos proveitos e, por</p>	<p>A forma de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é por preço máximo. Contudo a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos desta actividade inclui um termo fixo (independente das quantidades distribuídas) e um termo variável (que depende das quantidades distribuídas) que evolui com a taxa de inflação e um factor de eficiência.</p> <p>Desde o início da regulação desta actividade que o termo fixo tem</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>eficiência no consumo de energia eléctrica e metas no âmbito do PNAC</b>	<p>outro, que não seja afectado pelo factor de eficiência X, pelo facto de reflectir a recuperação de investimentos já realizados.</p> <p>Este termo fixo mitigaria também o efeito de perda de proveitos resultante da diminuição de consumo provocada pelas acções no domínio da eficiência energética.</p>	<p>sido nulo, resultante de estudos que foram elaborados para o efeito e que assim o determinaram. Neste momento, em que a ERSE vai fixar parâmetros para um novo período de regulação, estão a ser desenvolvidos estudos baseados em informação mais consistente, compatível e coerente do que a utilizada na determinação dos parâmetros acima referidos, com a qual se pretende obter resultados mais robustos e que justifiquem alterar esta situação. Em particular não se exclui que o termo fixo venha a ter um valor não nulo.</p>
84.	<b>Convergência para tarifas aditivas nas opções de BTN</b>	<p>Considerando a abertura efectiva dos mercados na BTN, seria desejável a implementação da plena aditividade neste segmento, provavelmente possível de realizar, numa situação de introdução da nova estrutura da tarifa UGS e da tarifa de Energia. Caso não seja possível, propõe-se que a actual subsídição cruzada existente entre clientes deste segmento seja removida, evitando-se distorções nas decisões de “switching” dos clientes, não sustentados no tempo.</p>	<p>A convergência para tarifas aditivas é um desiderato fundamental do cálculo tarifário. O processo de convergência será tão acelerado quanto a limitação de impactes o permitir. Nesse sentido, não se privilegia em particular nenhum grupo de clientes, ou opção tarifária.</p> <p>A eliminação das subsídições cruzadas e a aderência às tarifas aditivas é importante para todos os clientes, nomeadamente para os de BT. As alterações propostas já permitem acelerar esta convergência.</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
85.	<b>Equipamentos de medição bi-horários</b>	<p>Importa ainda referir a redução do diferencial de preço de potência contratada entre a tarifa simples e a tarifa bi-horária (Pc até 20,7 kVA), considerando a significativa redução dos sobrecustos com a contagem bi-horária relativamente à contagem simples. Esta medida irá promover a deslocalização de clientes da tarifa simples para a tarifa bi-horária (actualmente com cerca de 370 mil clientes), acção que se insere no domínio da URE, com consequências, nomeadamente na redução de perdas. Com efeito, esta redução do diferencial deverá, no entanto, ser feita gradualmente a fim de permitir que o distribuidor possa concretizar as opções de mudança dos clientes da tarifa simples para a tarifa bi-horária.</p> <p>A criação duma tarifa tri-horária (para os escalões de potência até 20,7 kVA), com um preço da energia de vazio idêntico ao da tarifa bi-horária. Os preços das horas de ponta e cheias devem ser determinados de forma que a média ponderada daqueles preços pelos consumos respectivos conduza a um preço idêntico ao da tarifa bi-horária “fora de vazio”. Esta acção, tal como a anterior, insere-se no domínio da URE, com</p>	<p>A diferença dos preços do termo fixo nas opções de BTN simples e bi-horária das tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores regulados resulta do facto de estas tarifas não serem ainda totalmente aditivas. Na realidade a tarifa aditiva de Comercialização de Redes, que inclui o pagamento dos custos com os equipamentos de medição, não faz distinção entre os vários fornecimentos em BTN. A redução do sobrecusto associado aos equipamentos de medição bi-horários face aos equipamentos de medição simples vai no mesmo sentido da convergência destes custos para os clientes em BTN.</p> <p>A progressão no sentido das tarifas aditivas conduzirá à redução do referido diferencial de preços do termo fixo.</p> <p>A evolução dos custos associados aos equipamentos de medição bem como à recolha dos dados de consumo devem ser monitorizados regularmente de forma a condicionar as opções tarifárias a disponibilizar aos clientes assim como a respectiva forma de tarifação. Os distribuidores vinculados devem, em particular, apresentar propostas justificadas de alteração das opções de equipamentos de medição a instalar nos locais de</p>

RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		impacto, nomeadamente na redução de perdas.	<p>consumo e dos respectivos custos, sempre que a evolução tecnológica e do mercado dos sistemas de medição e contagem o justificar.</p> <p>A ERSE é favorável a estas alterações dado que são indutoras de eficiência no consumo de energia eléctrica, proporcionando uma maior diferenciação dos preços de energia ao longo do dia, e também porque reduzem a subsidiação cruzada entre clientes da mesma opção tarifária.</p>
86.	<b>Tarifa social</b>	Considerando a limitada penetração da tarifa social, que atinge um universo estabilizado de cerca de 4000 clientes, propõe-se que esta tarifa seja reformulada, procurando uma maior abrangência dos clientes que dela necessitam. No redesenho desta tarifa, dever-se-á também ter em consideração as obrigações de fornecimento de último recurso.	<p>A alteração dos princípios subjacentes à aplicação da tarifa social, nomeadamente do que respeita aos critérios de elegibilidade não foi considerada na actual revisão regulamentar.</p> <p>Entendemos que a alteração do modelo a adoptar na protecção dos consumidores vulneráveis exige uma análise aprofundada das várias soluções possíveis, sendo fundamental o envolvimento dos diversos organismos e entidades nesta área, designadamente instituições de assistência, oficiais ou privadas, e os municípios, entre outras. Considera-se que os critérios socio-económicos, na determinação dos beneficiários deste tipo de tarifas, competem ao legislador e não à ERSE. Importa referir que noutros sistemas</p>



RT - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>eléctricos estas questões de natureza social são tratadas por instituições de assistência, oficiais ou privadas, eventualmente com a colaboração dos municípios, que garantem o pagamento dos consumos dos respectivos beneficiários, de acordo com o respectivo enquadramento legal.</p> <p>Os programas de eficiência energética podem também ser utilizados como um instrumento para a protecção dos consumidores vulneráveis, uma vez que ao serem oferecidos preferencialmente a estes consumidores possibilitam a redução da sua factura de energia eléctrica.</p>



RT - EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
87.	<b>Ajustamentos trimestrais em BT</b>	<p>A proposta apresentada vai no sentido de não alterar o actual mecanismo de actualização trimestral das tarifas, nomeadamente em relação ao seu âmbito de aplicação - clientes ligados em MAT, AT e MT.</p> <p>Tendo em vista uma maior ligação entre os referenciais que servem de base às definições das tarifas praticadas pelo Comercializador Regulado e dos preços propostos pelos outros Comercializadores, sugere-se a extensão do âmbito de aplicação do mecanismo de ajustamento aos clientes ligados em BT.</p> <p>No entanto, tendo em conta as características deste segmento e os custos de processo, poderá fazer sentido equacionar um período de ajustamento diferente do trimestral.</p>	<p>A periodicidade de leitura dos equipamentos de medição de clientes em BT torna ineficaz a aplicação de ajustamentos semestrais aos clientes em BT. Com efeito, a aplicação destes ajustamentos aos clientes em BT seria realizada virtualmente com base em quantidades estimadas.</p> <p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal,</p>

RT - EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.</p>
88.	<b>Tarifas de Venda a Clientes</b>	Parece-nos ser de sublinhar que haverá que analisar extensivamente todas as tarifas elementares e todos os custos nelas incluídos, de forma a assegurar que todos os montantes	As rendas de concessão da Baixa Tensão encontram-se incluídas na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, sendo por conseguinte pagas unicamente pelos consumidores que utilizam estas redes, ou

RT - EDP COMERCIAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>Finais de Referência</b>	<p>nessas circunstâncias são efectivamente excluídos das Tarifas de Referência.</p> <p>Reconhecemos valor nesta publicação, uma vez que introduz maior transparência, nomeadamente ao nível da distinção entre os custos que decorrem directamente das actividades que são objecto das tarifas e os custos respeitantes a matérias de alguma forma externas ao sector.</p>	<p>seja, pelos consumidores de BT. A exclusão das rendas de concessão dos cálculos das tarifas de referência obrigaria à sua exclusão das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em BT e à sua inclusão na parcela II da tarifa de UGS. A tarifa de UGS é actualmente paga por todos os consumidores, pelo que a inclusão das rendas de concessão em BT na tarifa UGS obrigaria a alterações profundas nesta tarifa para que estes custos incidissem unicamente nos consumidores de BT (ou utilizadores da rede de BT).</p> <p>Na proposta de regulamento as tarifas de referência tinham um carácter meramente informativo. A sua publicação em documentos da ERSE visava esclarecer os consumidores quanto à evolução dos custos que dependem da eficiência das empresas do sector e custos que dependem de medidas de política energética ou outras políticas determinadas de forma exógena ao funcionamento das empresas e à regulação do sector.</p> <p>No entanto, tendo em conta os comentários dos vários agentes decidiu-se retirar as tarifas do articulado do regulamento tarifário. Os valores em causa serão objecto de divulgação pela ERSE no documento justificativo das tarifas, mantendo-se o seu carácter informativo</p>



RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
89.	<b>Incentivo à redução de perdas nas redes</b>	<p>A proposta de metodologia tem apenas em conta Portugal Continental, sem que para tal se apresente justificação. Por outro lado, na repartição dos objectivos aplicou-se uma regra proporcional entre o que se verificou num dado ano e o que se pretende para 2010. Obviamente que a repartição do objectivo pelas empresas depende do ano inicial que for escolhido. A consideração do ano 2000 leva a que todo o esforço de redução de perdas seja suportado pela rede de distribuição, podendo inclusive as perdas no transporte aumentar, em relação aos níveis, já atingidos, de 2004.</p> <p>A metodologia proposta leva a que a definição do objectivo de redução de perdas não tenha minimamente em conta a situação do mercado, com a energia consumida em BT a crescer (historicamente) a um ritmo superior à de MT. As perdas técnicas para um fornecimento em BT serão forçosamente superiores às perdas que ocorreriam se a alimentação fosse em MT.</p> <p>Não tem também em conta o provável grande acréscimo de entregas de energia por parte de Produtores em Regime Especial (PRE) (medida também constante no PNAC). As entregas em AT (que deverão constituir a maioria), em zonas de</p>	<p>Recorde-se que o regulamento não estabelece quaisquer valores, sendo as metas apresentadas a título meramente ilustrativo, não se pretende com estes valores vincular, desde já, os operadores de redes.</p> <p>Importa referir, que devido ao facto de a forma de regulação ser por preço máximo se propõe um esquema de incentivos apenas para o operador da rede de distribuição do Continente. Tanto para a o operador da rede de transporte como para os operadores de redes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a este respeito, introduziu-se uma alteração no RARI por forma a contemplar estes objectivos aquando do planeamento das redes.</p> <p>O comentário é pertinente no que diz respeito à escolha do ano inicial, nomeadamente tendo em conta a volatilidade dos valores observados.</p> <p>A ERSE concorda que o papel dos operadores de rede é fundamental na determinação em concreto dos valores do mecanismo que vier a ser instituído no regulamento.</p> <p>A definição das perdas de referência deve ter em conta os pressupostos de base em termos de PRE, distribuição entre níveis de</p>

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>consumos baixos, vão fazer aumentar as perdas na rede do distribuidor.</p> <p>As perdas técnicas na rede verificam-se em todos os equipamentos em serviço nessa rede. Uma alteração significativa nas perdas técnicas só será possível actuando sobre um número também significativo de instalações e defronta-se com as dificuldades decorrentes de um volume de obras, potencialmente elevado, que não podem ser executadas em prazo curto. Pode até afirmar-se que o nível de perdas em 2006 será praticamente independente do que venha ser estabelecido nos regulamentos e da actuação técnica, em 2006, dos operadores de rede, mas que será sensível aos consumos e sua distribuição por nível de tensão e às obras que já estão em execução e que ficarão concluídas em 2005 e inícios de 2006.</p>	<p>tensão e outros factores. A alteração <i>ex post</i> desses pressupostos deve fazer variar em consonância o nível de perdas de referência.</p> <p>Os aspectos mencionados influenciam as perdas e devem ser tomados em consideração no estabelecimento dos parâmetros.</p>
90.	<b>Incentivo à redução de perdas nas redes – Proveitos permitidos</b>	A assunção pela EDP Distribuição da realização de investimentos com o objectivo de se atingir em 2010 um nível global de perdas de 8,6% (transporte mais distribuição), horizonte claramente fora do próximo período de regulação, sem que se conheça o parâmetro de regulação - nível de perdas de referência — e aparentemente sem que seja possível ao longo	No Regulamento Tarifário o mecanismo de incentivo à redução de perdas tem como pressuposto que a remuneração do distribuidor, no que toca a estes activos, durante o período de regulação é assegurada unicamente através do mecanismo. Uma vez terminado o período de regulação, os investimentos efectuados entrariam para a base de activos e as perdas de referência seriam alteradas em



RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>do referido período alterar o activo que venha a ser fixado para o mesmo período de regulação, poderá vir a colocar questões com forte impacto ao nível da remuneração da actividade de distribuição.</p> <p>Assim, a EDP Distribuição propõe que na fórmula de apuramento dos proveitos da actividade de distribuição seja explicitado um termo adicional que, à semelhança do que sucede, por exemplo, com a Promoção do <i>Desenvolvimento Ambiental</i>, sirva para a recuperação dos investimentos que venham a ser realizados no âmbito do PNAC, visando o efectivo cumprimento do objectivo de redução de perdas.</p>	conformidade.
91.	<b>Incentivo à redução de perdas nas redes – Facturação de energia reactiva</b>	<p>Por outro lado, tal como já foi referido em anterior momento pela EDP Distribuição, a actuação sobre o “quantitativo de energia reactiva compreendida no fornecimento de energia activa (tg)” faz parte de um conjunto de acções que poderão conduzir à consecução do objectivo global de redução de perdas no âmbito do PNAC.</p> <p>Convém recordar que o actual limiar de facturação de energia reactiva foi estabelecido em Janeiro 1989, altura em que se modificou o limiar de <math>tg\varphi = 0,6</math> para <math>tg\varphi = 0,4</math>. A fixação de um</p>	<p>A ERSE reconhece que as quantidades de energia reactiva devem ser tidas em conta quando se definem as perdas de referência, bem como na aplicação ano a ano do mecanismo.</p> <p>Por outro lado, a proposta para a diminuição do actual limiar de facturação tem alguma relevância neste contexto, nomeadamente no âmbito do PNAC, pelo que deve ser considerada. Assim, a ERSE alterou a proposta de regulamentação por forma a permitir a alteração da facturação de energia reactiva na sequência de propostas</p>

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		novo limiar de compensação de energia reactiva, mais exigente, implica investimentos quer por parte dos clientes quer por parte do operador de rede, na actividade de compra do acesso à rede de transporte.	fundamentadas dos operadores de redes.
92.	<b>Opções tarifárias</b>	Na proposta agora em discussão é estabelecido que <sup>13</sup> “A opção tarifária simples dos fornecimentos em BTN com potência contratada superior a 20,7 kVA apresenta carácter transitório, sendo extinta no decurso do novo período de regulação...”. Trata-se de um universo de mais de 55 mil clientes em relação aos quais será necessário proceder à adequação do equipamento de contagem. À semelhança do que sucedeu no período de regulação 2002-2004 com a telecontagem, os custos relativos à concretização desta operação deverão ser reconhecidos na totalidade.	No que respeita a investimentos e custos desta natureza, que pertencem à actividade de Comercialização de Redes, serão aceites <i>ex ante</i> em base anual.
93.	<b>Fórmula de regulação da actividade de distribuição</b>	Continua a não ser dado qualquer sinal sobre que valor irá assumir o termo fixo da fórmula de estabelecimento dos proveitos da actividade de distribuição de energia eléctrica. Em anteriores períodos de regulação este termo tem assumido um valor igual a zero. Atendendo à estrutura de custos da actividade de distribuição, caracterizada por custos fixos elevados,	A forma de regulação da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica é por preço máximo. Contudo a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos desta actividade inclui um termo fixo (independente das quantidades distribuídas) e um termo variável (que depende das quantidades distribuídas) que evolui com a taxa de inflação e um factor de eficiência.

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>considera-se, por um lado, necessário que o termo fixo assuma um peso superior a 50% do total dos proveitos e, por outro, que não seja afectado pelo factor de eficiência X, pelo facto de reflectir a recuperação de investimentos já realizados.</p> <p>Este termo fixo atenuaria também o efeito de perda de proveitos resultante da diminuição de consumo provocada pelas acções no domínio da eficiência energética.</p>	<p>Desde o início da regulação desta actividade que o termo fixo tem sido nulo, resultante de estudos que foram elaborados para o efeito e que assim o determinaram. Neste momento, em que a ERSE vai fixar parâmetros para um novo período de regulação, estão a ser desenvolvidos estudos baseados em informação mais consistente, compatível e coerente do que a utilizada na determinação dos parâmetros acima referidos, com a qual se pretende obter resultados mais robustos e que justifiquem alterar esta situação.</p>
94.	<b>Tarifa de uso de redes - entrada em vigor</b>	<p>Concorda-se com a alteração da estrutura das tarifas de uso das redes de transporte e distribuição, que passam a contemplar também um termo de energia activa (com 4 períodos tarifários), O racional subjacente à inclusão deste termo, destina-se a sinalizar os custos das perdas nas redes, de forma a melhorar as decisões de investimento. Considera-se, contudo, que a entrada em vigor desta disposição deve ser simultânea com a introdução das alterações previstas para as restantes estruturas tarifárias (Tarifa de Energia e nova UGS).</p>	<p>Ao contrário das alterações à estrutura da tarifa de Energia ou da tarifa de UGS, as alterações propostas às tarifas de uso das redes não dependem da cessação efectiva dos CAE ou da criação do mercado organizado. Assim, a ERSE julga que estas alterações devem produzir efeitos desde o momento inicial da aplicação do Regulamento Tarifário, favorecendo a estabilidade do sistema tarifário.</p>
95.	<b>Plano de promoção do desempenho</b>	<p>Na secção VII do capítulo IV Regulamento Tarifário consta um conjunto de novo articulado que enquadra o mecanismo de incentivo à Promoção do Desempenho Ambiental. Relativamente</p>	<p>A ERSE procurou precisar o texto. Dada a dificuldade em quantificar os benefícios ambientais, normalmente só é possível calcular indicadores de custo-eficácia, ou seja, o custo para atingir</p>

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>ambiental – Indicadores de eficiência</b>	ao referido articulado a referência a ‘indicadores de eficiência parece ser pouco precisa e não traduzir com eficácia a ideia que se julga subjacente. Sugere-se que o ponto 3 do artigo 107.º passe a ter a seguinte redacção ‘ ... incluir indicadores de desempenho, tais como custos unitários associados a quantidades físicas de realização, para determinadas acções”.	determinado objectivo ambiental. Os custos unitários podem ser indicadores de custo-eficácia. A par, pretende-se também que sejam apresentados indicadores de eficiência e de desempenho.
96.	<b>Plano de promoção do desempenho ambiental – datas do período transitório</b>	A proposta da data de 15 de Junho, como sendo a data em que os Planos de Promoção do Desempenho Ambiental devem ser apresentados à ERSE antecede em muito o período a que respeita e por outro lado há uma clara sobreposição entre as tarefas de elaboração do Relatório de Execução do anterior Plano (entrega 1 de Maio) e a selecção/eleição de medidas a inscrever no novo Plano. Propõe-se que a data para a apresentação dos Planos de Promoção Ambiental seja alterada de 15 de Junho para 1 de Setembro, tal como estabelecido para os Planos de Promoção de Eficiência do Consumo.	A ERSE terá em atenção o necessário período transitório de modo a conciliar as datas para o próximo período regulatório.

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
97.	<b>Plano de promoção do desempenho ambiental – Designações</b>	Aquando do estabelecimento da fórmula de apuramento dos proveitos da actividade de distribuição <sup>15</sup> aparece a referência aos custos relacionados com a promoção da qualidade do ambiente incorridos no âmbito do “Plano de Promoção do Desempenho da Qualidade Ambiental, enquanto na secção VII aparece a referência a ‘Plano de Promoção do Desempenho Ambiental’. Sugere-se que se proceda a uma uniformização da designação.	O texto foi alterado em conformidade.
98.	<b>Metodologia de cálculo - ajustamentos</b>	Na proposta da ERSE mantêm-se os ajustamentos trimestrais a aplicar aos fornecimentos em MAT, AT e MT e inter-anuais no caso dos fornecimentos em BT. Julga-se que, a metodologia de ajustamento dos preços poderia agora ser alargada à BT, eventualmente assumindo um carácter semestral, no sentido de conduzir a uma maior aderência entre os custos e os preços de “venda”. A aplicação desta metodologia não abrangeria os clientes com tarifa social.	<p>A periodicidade de leitura dos equipamentos de medição de clientes em BT torna ineficaz a aplicação de ajustamentos semestrais aos clientes em BT. Com efeito, a aplicação destes ajustamentos aos clientes em BT seria realizada virtualmente com base em quantidades estimadas.</p> <p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto,</p>

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão</p>

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.
99.	<b>Tarifas de referência</b>	<p>A ERSE refere que estas tarifas de referência, “a publicar”, permitirão analisar, por um lado, o efeito dos custos intrínsecos ao sector eléctrico e, por outro, o efeito dos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral, na factura dos clientes. A EDP Distribuição é de parecer que também deveriam ser excluídos do cálculo destas tarifas de referência os encargos com as rendas de concessão da baixa tensão.</p> <p>Contudo, a EDP Distribuição considera de primordial importância que seja feita uma avaliação ponderada das eventuais consequências da publicação destas tarifas, em termos dos sistemas de facturação da Empresa. De facto, a publicação de tarifas de referência poderá originar a formulação de pedidos no sentido de que sejam evidenciados, em termos de facturação, os custos não intrínsecos do sector.</p>	<p>As rendas de concessão da Baixa Tensão encontram-se incluídas na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, sendo por conseguinte pagas unicamente pelos consumidores que utilizam estas redes, ou seja, pelos consumidores de BT. A exclusão das rendas de concessão dos cálculos das tarifas de referência obrigaria à sua exclusão das tarifas de Uso das Redes de Distribuição em BT e à sua inclusão na parcela II da tarifa de UGS. A tarifa de UGS é actualmente paga por todos os consumidores, pelo que a inclusão das rendas de concessão em BT na tarifa UGS obrigaria a alterações profundas nesta tarifa para que estes custos incidissem unicamente nos consumidores de BT (ou utilizadores da rede de BT).</p> <p>Na proposta de regulamento as tarifas de referência tinham um carácter meramente informativo. A sua publicação em documentos da ERSE visava esclarecer os consumidores quanto à evolução dos custos que dependem da eficiência das empresas do sector e dos custos que dependem de medidas de política energética ou outras políticas determinadas de forma exógena ao funcionamento das</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RT - EDP DISTRIBUIÇÃO ENERGIA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>empresas e à regulação do sector.</p> <p>No entanto, tendo em conta os comentários dos vários agentes decidiu-se retirar as tarifas do articulado do regulamento tarifário. Os valores em causa serão objecto de divulgação pela ERSE no documento justificativo das tarifas, mantendo-se o seu carácter informativo.</p>



RT - EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
100.	<b>Custos de aquisição fuelóleo</b>	<p>As considerações desenvolvidas e a metodologia proposta para fixação do custo do fuelóleo a considerar como custo aceite no processo de regulação desta empresa parece esquecer que a EDA não tem qualquer controlo sobre o mesmo e que o respectivo preço de aquisição é fixado por portaria, inserindo-se no quadro legal da política energética da Região Autónoma dos Açores. Consideramos assim profundamente injusto o modo como a ERSE aborda esta matéria, parecendo-nos que se está mesmo a contrariar o espírito do próprio Decreto-Lei nº 69/2002, de 25 de Março, ao fazer-se tábua rasa das especificidades regionais, designadamente da pequena dimensão e dispersão dos mercados regionais, que nunca permitirão a introdução das economias de escala possíveis em outras circunstâncias.</p>	<p>A proposta regulamentar da ERSE sobre aquisição de combustíveis para produção de energia eléctrica na RAA contém-se dentro das competências legais da regulação da ERSE. Com efeito, os preços dos combustíveis estabelecidos pelo Governo regional da RAA inserem-se no regime de preços máximos de venda dos combustíveis. O regime jurídico que até 2003 vigorava no Continente, e aplicável à EDP, era semelhante ao regime de preços na RAA. Para efeito de regulação e de aceitação dos custos das tarifas, a ERSE não está, nem juridicamente podia estar, sujeita a decisões administrativas que, no âmbito da convergência tarifária, não tenham um âmbito nacional. A não ser assim, aceitar-se-iam situações em que por decisão administrativa regional haveria uma transferência económica dos consumidores de energia eléctrica de todo o país a favor de uma empresa particular - v. g. um fornecedor de fuelóleo. No quadro da observância deste princípio, cabe à ERSE, assegurar o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas segundo critérios de uma gestão racional e eficiente utilizada por estas empresas.</p> <p>Os critérios da ERSE estabelecidos na sua proposta regulamentar devem ser interpretados de acordo com o princípio de uma regulação previsível quanto à aceitação de custos para efeitos tarifários e que</p>

RT - EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>assentam numa convergência nacional.</p> <p>O reconhecimento de custos na aquisição de combustíveis representa uma oportunidade e uma vantagem da empresa regulada quanto à racionalidade dos custos de produção e à repercussão dos benefícios em todos os consumidores, em particular dos consumidores da Região Autónoma dos Açores. Acresce referir que a ERSE não limita a liberdade da empresa sobre a forma de aquisição de combustíveis. O que a ERSE estabelece, na âmbito da sua competência, é quais os custos que aceita sobre aquisição de combustíveis para efeitos de regulação.</p> <p>A ERSE estendeu à RAA a alteração considerada na proposta efectuada pela EEM para a RAM, ao permitir que os custos com fuelóleo previstos e verificados sejam aceites para efeitos de regulação, desde que sejam inferiores ou iguais aos valores máximos decorrentes da aplicação da metodologia apresentada no Regulamento Tarifário.</p>
101.	<b>Extinção das opções tarifárias função do uso</b>	Por outro lado, encontrando-se prevista a extinção das opções tarifárias por uso nesta Região, alerta-se para o facto da mesma poder implicar aumentos significativos dos valores a pagar por alguns consumidores, pelo que se justificará o estudo	Este processo não tem necessariamente que ver com a revisão regulamentar, uma vez que o Regulamento Tarifário em vigor já prevê a extinção destas opções tarifárias a partir de 2005. Todavia, a ERSE partilhando a preocupação manifestada pela empresa prolongou a

RT - EDA - ELECTRICIDADE DOS AÇORES			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		do respectivo impacto e a eventual introdução de medidas para limitar os seus efeitos.	<p>aplicação das opções tarifárias em função do uso durante o ano de 2005, e requereu às empresas informação que permitisse avaliar os impactes resultantes da extinção destas opções tarifárias na facturação dos clientes.</p> <p>A ERSE, com base na informação enviada pelas empresas em Julho de 2005 avaliou os impactes na facturação dos clientes decorrentes da extinção destas opções tarifárias, verificando que alguns clientes observariam acréscimos tarifários significativos. Assim, entende a ERSE ser de prolongar por mais um período de regulação estas opções tarifárias. No entanto, as empresas devem orientar os consumidores no sentido de escolherem opções tarifárias mais adequadas, se tal for o caso, permitindo a redução substancial do universo destes consumidores.</p>



RT - EEM - EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
102.	<b>Custo de aquisição do fuelóleo</b>	<p>Assim, a EEM propõe que a fórmula a utilizar pela ERSE a partir de 2006, para regular o custo dos combustíveis na Madeira seja a seguinte:</p> $F = P * Q + C$	<p>A ERSE considerou a proposta da RAM ao permitir que os custos com fuelóleo previstos e verificados sejam aceites para efeitos de regulação, desde que sejam inferiores ou iguais aos valores máximos decorrentes da aplicação da metodologia apresentada no Regulamento Tarifário. Registe-se, contudo, que até ao momento, a ERSE ainda não recebeu qualquer documento sobre o concurso promovido para a aquisição do fuelóleo na RAM.</p>
103.	<b>Opções tarifárias</b>	<p>Embora a EEM esteja totalmente de acordo, com o princípio da universalidade das opções tarifárias disponíveis no Sistema Eléctrico Nacional, estamos preocupados com os custos associados a esta migração tarifária na óptica dos clientes da EEM, nomeadamente, no que se refere ao impacto na facturação, que com base nos tarifários actualmente em vigor, poderá ter, para alguns consumidores, crescimentos excepcionalmente significativos, a rondar os 30%. Assim, entendemos que a migração de muitos clientes da EEM deverá de ser gradual para evitar-se “saltos” de facturação tão</p>	<p>Este processo não tem necessariamente que ver com a revisão regulamentar, uma vez que o Regulamento Tarifário em vigor já prevê a extinção destas opções tarifárias a partir de 2005. Todavia, a ERSE partilhando a preocupação manifestada pelo Conselho Tarifário prolongou a aplicação das opções tarifárias em função do uso durante o ano de 2005, e requereu às empresas informação que permitisse avaliar os impactes resultantes da extinção destas opções tarifárias na facturação dos clientes.</p> <p>A ERSE, com base na informação enviada pelas empresas em Julho</p>

RT - EEM - EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>elevados como os apontados.</p> <p>Neste sentido, a EEM, conforme já combinado com a ERSE, compromete-se a apresentar oportunamente uma listagem de todos os consumidores abrangidos por esta alteração, fornecendo à ERSE os elementos necessários para a avaliação dos impactos desta medida, e encontrar uma solução que minimize o problema para os consumidores.</p>	<p>de 2005 avaliou os impactes na facturação dos clientes decorrentes da extinção destas opções tarifárias, verificando que alguns clientes observariam acréscimos tarifários significativos. Assim, entende a ERSE ser de prolongar por mais um período de regulação estas opções tarifárias. No entanto, as empresas devem orientar os consumidores no sentido de escolherem opções tarifárias mais adequadas, se tal for o caso, permitindo a redução substancial do universo destes consumidores.</p>
104.	<b>Limitação dos acréscimos tarifários</b>	<p>Parece existir uma situação desigual no tratamento da limitação dos acréscimos tarifários. Com efeito, o Decreto-lei 187/95 de 27 de Julho estabelece no número 4 do seu artigo 4º o princípio de limitação de acréscimos tarifários aos clientes finais em BT em Portugal continental indicando-se expressamente que o valor global das tarifas e preços aplicáveis a esses clientes não pode, em cada ano, ter aumentos superiores à taxa de inflação esperada para esse ano. Esta disposição dá depois origem aos artigos 129º a 131º da proposta de Regulamento Tarifário relativos à limitação dos acréscimos em BT em Portugal continental. No que se refere às Regiões Autónomas admite-se a existência de sobrecustos</p>	<p>Em termos de limitação de acréscimos os mecanismos a aplicar aos consumidores das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira são em tudo semelhantes aos aplicáveis no Continente.</p> <p>Assim, em cada ano a ERSE estabelece limitações de acréscimos podendo estas ser diferenciadas por termo tarifário e opção tarifária.</p> <p>Tal não deve ser confundido com a limitação da aceitação de custos com a convergência com as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira na tarifa de UGS por efeito de actuação do mecanismo de limitação da variação das tarifas de Venda a Clientes Finais no Continente. São efeitos diferentes e um não implica o outro. Ou seja, a limitação de acréscimos causados pelos sobrecustos não implica</p>

RT - EEM - EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>não repercutidos na Tarifa de Uso Global do Sistema que poderão originar, de acordo com o artigo 157º da proposta de Regulamento Tarifário, variações tarifárias que serão limitadas anualmente pela ERSE. Este artigo estabelece que os custos com o sistema tarifário da RAM não incorporados na Tarifa de Uso Global do Sistema no ano t e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, são estabelecidos anualmente de forma a limitar a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a um valor a estabelecer pela ERSE. A comparação destes dois articulados parece configurar uma situação de clara desvantagem em que se encontram os consumidores das Regiões Autónomas face aos de Portugal continental.</p> <p>Nestas condições, o aumento das parcelas não repercutidas na Tarifa de Uso Global do Sistema e, portanto, suportadas pelos clientes das Regiões Autónomas corresponderá afinal a diluir no tempo o objectivo de convergência tarifária consagrado na legislação em vigor tornando assim menos uniformes as Tarifas de Venda a Clientes Finais em vigor em Portugal.</p>	<p>que as tarifas numa Região Autónoma subam acima da inflação. O mais provável é que evitem que elas desçam ou que subam menos que a variação do Índice de Preços do Consumidor (IPC) num dado ano numa Região Autónoma.</p> <p>De facto, a não aceitação da totalidade do sobrecusto num ano causa impactes tarifários futuros para todos os consumidores finais, sejam das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira ou do Continente.</p> <p>A convergência entre as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e o Continente não pode dar origem a impactes tarifários no Continente superiores à inflação. Essa é, no fundo, a única restrição a esse processo de convergência.</p> <p>Não é aceitável, nem possível do ponto de vista legal no que toca à BT, eliminar esta restrição fazendo num dado ano as tarifas dos consumidores finais do Continente subir mais do que a inflação, mesmo quando nesse mesmo ano se possa estar a assistir a subidas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira inferiores a inflação, ou mesmo a descidas tarifárias.</p>

*Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”*

<b>RT - EEM - EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>Nestes termos, propõe-se a alteração dos regulamentos de modo a que a Tarifa de Uso Global do Sistema assegure a recuperação dos sobrecustos determinados pela ERSE para as Regiões Autónomas. Situação que desde o início do processo regulatório, as Regiões têm vindo, em nossa opinião justificadamente, a reivindicar.</p>	



RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
105.	<b>Avaliação do impacto tarifário</b>	<p>A ERSE deveria fazer uma avaliação prévia do impacto tarifário resultante das alterações efectuadas nas diferentes perspectivas, a saber:</p> <p>a) Passagem de custos até agora no SEP para todos os clientes, nomeadamente da actual tarifa de energia e potência para a tarifa de uso global do sistema.</p> <p>b) Inclusão de novos custos, como sejam os CMEC.</p> <p>c) Alterações na estrutura tarifária, nomeadamente da tarifa de energia, da tarifa de uso global do sistema e das tarifas de uso da rede.</p>	<p>A avaliação do impacte tarifário, nomeadamente, relacionado com os CMEC, foi apresentada ao Conselho Tarifário da ERSE.</p> <p>A ERSE continuará a efectuar estudos sobre os impactes tarifários das várias alterações à regulamentação.</p>
106.	<b>Garantia de potência</b>	<p>O artigo 16º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto, estabelece o direito dos produtores em regime ordinário que participem no mercado a um pagamento de potência dependente da sua disponibilidade no período de maior procura ou escassez de oferta. Estabelece ainda que os proveitos do pagamento da garantia de potência são proporcionados por uma tarifa fixada pelo regulamento tarifário, aplicável a todos os consumidores.</p>	<p>O pagamento de Garantia de Potência aos produtores que participem no mercado por todos os consumidores de energia eléctrica é uma matéria a definir no âmbito do mercado ibérico. É desejável que os mecanismos que vierem a ser adoptados não afectem os preços de energia eléctrica no mercado ibérico, nem criem distorções entre Portugal e Espanha.</p>

RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		A tarifa referida, bem como os proveitos associados, deveria estar identificada na proposta regulamentar em apreço.	
107.	<b>Convergência para tarifas aditivas</b>	<p>Apresenta-se em seguida uma proposta de metodologia de convergência para tarifas aditivas mais robusta que a proposta no regulamento. Na proposta que apresentamos é considerado como cenário tarifário base para os clientes as tarifas aditivas.</p> <p>A nossa proposta para solucionar este problema, eliminando o risco identificado, passaria pelos seguintes passos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Considerar como cenário tarifário base para os clientes as tarifas aditivas;</li> <li>2. Identificar classes de clientes e explicitar os respectivos descontos/agravamentos a aplicar às tarifas aditivas em cada classe para que os clientes sofram impacto tarifário mínimo, pagando o equivalente à actual tarifa de venda a clientes finais do SEP;</li> <li>3. Definir um mecanismo plurianual para a extinção gradual de descontos aos clientes.</li> </ol>	<p>Caso não haja restrição de impactes as duas metodologias deveriam permitir resultados equivalentes, no que toca às tarifas de Venda a Clientes Finais. Em ambos os casos se procuram obter as tarifas aditivas a partir das do ano anterior. Nesta proposta aplica-se as tarifas aditivas e depois um desconto determinado de forma a limitar os acréscimos, obtendo os proveitos permitidos.</p> <p>Na proposta da ERSE o procedimento é equivalente, pois calculam-se as tarifas a vigorar o mais próximo possível das tarifas aditivas, tendo como restrição a limitação de impactes, por um lado, e a obtenção de proveitos, por outro.</p> <p>A principal alteração reside no que se propõe para as tarifas de acesso. A Iberdrola propõe assim estender o mecanismo de limitação de impactes às tarifas de acesso. No modelo proposto pela ERSE, estas são já, como sempre foram, totalmente aditivas.</p> <p>Tendo em conta o actual contexto julga-se preferível diminuir, sempre que possível, a existência de tarifas que não reflectam os custos. Como tal, julga-se ser melhor evitar distorcer as tarifas de acesso</p>

RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Ao considerar as tarifas aditivas o cenário tarifário base para os clientes assegura-se a eliminação, por um lado, das actuais subsidiasões cruzadas entre níveis de tensão e, por outro, das subsidiasões cruzadas entre clientes no mesmo nível de tensão, que resultam da diferença entre a estrutura das tarifas de venda a clientes finais do SEP e a das tarifas aditivas.	para corrigir eventuais distorções, ainda que transitórias, das tarifas de Venda a Clientes Finais.
108.	<b>Metodologia de fixação de proveitos e tarifas.</b>	<p>A metodologia de fixação das tarifas utilizada pela ERSE não emula a prática do mercado. No mercado tipicamente são identificadas tarifas que permitam recuperar os custos associados ao produto ou serviço que vai ser fornecido ao cliente e, seguidamente, definida uma política de margem a praticar em cada classe de clientes. Na metodologia da ERSE é definida uma remuneração que é somada aos custos a recuperar e a tarifa é fixada de forma a recuperar o valor total. Desta forma, todos os clientes estão a contribuir de forma homogénea para a referida remuneração, isto é, a margem praticada é indiferenciada, pelo menos nas tarifas de acesso, já que nas tarifas de venda a clientes finais actuam factores de limitação da evolução dos termos tarifários.</p> <p>Seria possível, de forma simples, aproximar a metodologia de</p>	<p>No entender da ERSE as tarifas e preços devem ser determinados de forma a reflectir os custos associados ao fornecimento.</p> <p>A determinação de proveitos tem em conta, naturalmente, a remuneração considerada correcta a atribuir aos accionistas da empresa, independentemente da forma de regulação, por taxa de remuneração ou por preço máximo. Esta remuneração dos accionistas poderá ser vista como um custo de utilização de um factor produtivo.</p> <p>As tarifas de acesso incluem tarifas do operador da rede de transporte (Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte) e tarifas do operador da rede de distribuição (Usos da Rede de Distribuição e Comercialização de Redes), devido ao tipo de risco subjacente ao negócio estes operadores usufruem remunerações</p>

RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>fixação das tarifas da prática do mercado. A nossa proposta é que, num primeiro passo, sejam determinados os proveitos permitidos necessários para a recuperação dos custos incorridos em cada actividade (excluindo desta análise a remuneração da actividade). Determinar-se-iam então tarifas de referência, que permitissem a recuperação daqueles proveitos permitidos. Paralelamente, seriam calculadas as remunerações relativas a cada uma das actividades e afectar-se-iam as margens aos preços das variáveis tarifárias relevantes por escalamento multiplicativo ou aditivo, de acordo com a regra do inverso da elasticidade (preços de Ramsey), por forma a recuperar as referidas remunerações.</p>	<p>diferentes, 8,0% para as actividades do operador da rede de transporte e 8,5% para o operador da rede de distribuição. Naturalmente estas taxas de remuneração não dependem do tipo de clientes das empresas, nem da sua elasticidade. Tendo em conta as boas práticas de regulação não se faz variar a remuneração dos accionistas de acordo com a elasticidade procura preço dos clientes.</p> <p>A determinação de factores de escalamento entre custos marginais e proveitos permitidos já está prevista no actual regulamento.</p>
109.	<b>Tarifa de energia</b>	<p>Foram introduzidas alterações à tarifa de energia, sucedânea da tarifa de energia e potência, tanto ao nível da estrutura como dos proveitos a considerar, que só serão consistentes quando o mercado organizado entrar em funcionamento.</p> <p>No cenário do mercado organizado não entrar em funcionamento em tempo útil para poder ser considerado na fixação das tarifas de 2006, é importante clarificar as consequências ao nível da estrutura e dos proveitos desta</p>	<p>O Regulamento Tarifário estabelece que, enquanto não entrar em funcionamento o mercado organizado de energia eléctrica, a tarifa de Energia continuará a designar-se por tarifa de Energia e Potência e é calculada de forma a permitir recuperar os proveitos da Actividade de Aquisição de Energia Eléctrica, de acordo com o Regulamento Tarifário de 2003.</p>

RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		tarifa, até porque se trata de uma tarifa com peso significativo na estrutura tarifária.	
110.	<b>Remuneração dos terrenos afectos ao domínio público hídrico</b>	<p>Deveria ser um dos temas a clarificar no cenário do mercado organizado não entrar em funcionamento em tempo útil para poder ser considerado na fixação das tarifas de 2006.</p> <p>Ainda que não dependa directamente do mercado organizado, este tema está intimamente relacionado com a sua entrada em funcionamento. Na actual proposta, as amortizações dos terrenos afectos ao domínio público hídrico foram transferidas dos custos a repercutir na tarifa de energia para os custos a repercutir na tarifa de uso global do sistema. No entanto, de acordo com os preâmbulos da legislação relativa aos terrenos das centrais, esta opção está inserida no contexto da extinção antecipada dos CAE, o que faz todo o sentido, já que as centrais instaladas nesses terrenos só passarão a estar ao serviço de todos os clientes após a efectiva extinção dos CAE.</p>	Os custos com os terrenos do domínio público hídrico são reconhecidos nos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema.
111.	<b>Ajuste trimestral no 1º trimestre</b>	<p>Propomos que o valor do ajuste do 1º trimestre seja incorporado na publicação das tarifas para o ano seguinte.</p> <p>Trata-se de uma medida simples que facilitaria a comparação</p>	Importa esclarecer que o processo de cálculo das tarifas anuais envolve uma consulta ao Conselho Tarifário, devendo a proposta de tarifas e preços ser submetida a este Conselho até 15 de Outubro de cada ano. Nesta data ainda não se encontra disponível a informação

<b>RT - IBERDROLA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>entre as tarifas praticadas no sistema regulado e no mercado. Sendo possível identificar o ajuste do 1º trimestre à data de publicação das tarifas para o ano seguinte, faz todo o sentido incorporar esse ajuste nas tarifas, juntamente com os ajustes anuais relativos ao ano anterior e ao ano em curso já previstos no Regulamento Tarifário. Com esta medida seria integrado nas tarifas um ajustes trimestrais que pode assumir valores geralmente elevados, por se reportar a erros de previsões relativas ao 3º trimestre, reduzindo a volatilidade das tarifas. Além disso, evitaria a actual incongruência de os preços das tarifas para o 1º trimestre serem publicados e, poucos dias depois, serem alterados em resultado da publicação do ajuste trimestral.</p>	<p>que permite à ERSE determinar os preços do ajustamento a vigorar no primeiro trimestre do ano seguinte. Assim, a fixação anual das tarifas e preços tem que ser independente da fixação dos ajustamentos trimestrais.</p> <p>Adicionalmente, importa referir que, atendendo aos comentários recebidos, a proposta regulamentar no que respeita a aplicação dos ajustamentos trimestrais foi alterada. No novo Regulamento Tarifário os desvios dos encargos variáveis de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a</p>

RT - IBERDROLA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.</p>
112.	<b>Data de publicação das tarifas e dos ajustes trimestrais</b>	Os contratos celebrados no mercado que têm início em um dado mês têm de ser declarados até ao dia 15 do mês anterior, prazo que coincide com o prazo limite de publicação das tarifas para o ano seguinte e antecede o dos ajustes trimestrais.	O cálculo das tarifas anuais e dos ajustamentos trimestrais envolvem, para além dos procedimentos de consulta, em particular ao Conselho Tarifário, o tratamento de um conjunto vasto de informação e de cálculo.

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

<b>RT - IBERDROLA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		Propomos que estes prazos sejam articulados, passando a haver um intervalo de 7 dias entre o prazo de publicação das tarifas e dos ajustes trimestrais e o prazo de declaração dos contratos, permitindo aos clientes ter acesso a informação o mais actual possível e, conseqüentemente, melhorar a qualidade da sua escolha.	O prazo de publicação até 15 dias antes do início do período de aplicação dos preços, quer das tarifas anuais quer dos ajustamentos trimestrais, tem em consideração os tempos envolvidos nestes processos, considerando-se que a redução de sete dias nos prazos actuais, proposta pela Iberdrola, é de difícil exequibilidade.



RT - INESC PORTO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
113.	<b>Cessação dos CAE</b>	<p>Se se admitir que já ocorreu ou que ocorrerá entretanto a cessação de todos os CAE à data de entrada em funcionamento dos mercados organizados, os CMEC serão repercutidos na parcela II da Tarifa de Uso Global do Sistema, tal como se encontra previsto;</p> <p>No entanto, pode admitir-se que à data de entrada em vigor dos novos textos regulamentares os mercados organizados ainda não iniciaram o seu funcionamento ou que nem todos os CAE foram objecto de cessação.</p> <p>(...)</p> <p>Sendo assim, cabe perguntar como serão obtidos os proveitos destinados a suportar os encargos de potência dos CAE cuja cessação não tenha ocorrido à data de início de funcionamento dos mercados organizados ou da generalidade dos CAE se a data de início de funcionamento desses mercados for posterior à da entrada em vigor dos novos textos regulamentares.</p>	<p>Relativamente a este assunto o Regulamento Tarifário só entra em vigor quando o mercado organizado iniciar o seu funcionamento. Quando isso acontecer caso se mantenha a situação actual em que só a CPPE assinou o acordo de cessação dos respectivos CAE, apenas os CAE das centrais do Pego e da Tapada do Outeiro se mantêm em vigor.</p> <p>No âmbito da cessação dos CAE, o Agente Comercial deve vender no mercado organizado, de forma otimizada, toda a energia eléctrica adquirida às centrais cujos CAE ainda estejam em vigor, devendo esta ser adquirida pelo Comercializador Regulado. Esta colocação de energia dos CAE no mercado organizado deve procurar a optimização da gestão do parque electroprodutor vinculado ao Agente Comercial. Caso o valor a pagar às centrais não seja igual ao valor das vendas que o Agente Comercial realizou no mercado, esta diferença será internalizada na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) no preço de energia da parcela II da UGS.</p> <p>Nesta nova organização de mercado deixa de fazer sentido a desagregação entre encargos de energia e encargos de potência uma vez que o preço médio no mercado organizado engloba estas duas parcelas.</p>

RT - INESC PORTO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
114.	<b>Variáveis tarifárias da TE</b>	A este respeito convém também notar que o Regulamento Tarifário ainda em vigor considera a potência em horas de ponta e a energia activa como variáveis tarifárias da Tarifa de Energia e Potência, enquanto que a proposta regulamentar em análise considera apenas a energia activa como variável tarifária desta tarifa.	Numa situação em que não se verifique a cessação de todos os CAE's, os custos decorrentes dos CAE que ainda permaneçam em vigor, nomeadamente os custos de capacidade, serão repercutidos na tarifa de Uso Global do Sistema. Neste sentido, os preços da tarifa de Energia apenas reflectirão os preços marginais verificados no mercado grossista de energia eléctrica.
115.	<b>Tarifa de Uso das Redes - Perdas</b>	A proposta de Regulamento Tarifário prevê uma alteração da estrutura das Tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição.  (...)  ▪ Parece desta forma que, mais do que sinalizar os clientes do ponto de visto do custo das perdas, pretende-se na verdade que os operadores das redes de transporte e distribuição sejam mais sensíveis ao custo das perdas, promovam de uma forma eficiente a sua redução e avaliem de um modo mais completo os seus projectos de investimento.	O objectivo da alteração em causa não é tanto o de transmitir sinais aos operadores de redes. É sim transmitir, via cadeia de valor, aos utilizadores das redes os sinais mais adequados.  Efectivamente, a alteração das variáveis de facturação aos clientes não afecta os proveitos permitidos. Apenas afecta a afectação dos pagamentos entre clientes, consoante as características físicas dos consumos respectivos.
116.	<b>Tarifa de Uso das Redes - sinais de</b>	▪ (...) A proposta regulamentar prevê que os preços de energia activa das Tarifas de Uso das Redes serão diferenciados por nível de tensão, mas estas tarifas continuam	A aplicação do princípio da uniformidade tarifária, em conjunto com a aplicação de tarifas aditivas, não permite, no actual contexto, a implementação de tarifas diferenciadas consoante a localização.

RT - INESC PORTO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>localização</b>	a não integrar nenhuma componente que sinalize devidamente localizações mais ou menos interessantes para a exploração do sistema quer do ponto de vista da ligação de consumidores quer de produtores;	No entanto, este princípio, a ser aplicado, nunca poderia ver a sua aplicação limitada ao uso das redes. Haveria que aplicá-lo no que toca às tarifas de comercialização e de energia.
117.	<b>Tarifa de Uso das Redes - potência contratada e potência em horas de ponta</b>	Admitindo como ajustada a utilização destas variáveis tarifárias nestas circunstâncias, a Tarifa de Uso da Rede de Transporte deveria ter um preço de potência média em horas de ponta dominante face ao preço da potência contratada, dado o carácter emalhado destas redes e, portanto, a inexistência de troços que se possam classificar como mais centrais face a outros que seriam mais periféricos. Por sua vez, as Tarifas de Uso das Redes de Distribuição deveriam ter preços da potência contratada dominantes face aos preços da potência média em horas de ponta ou, pelo menos, o preço da potência contratada deveria acentuar-se à medida que se passava das Tarifas por Uso das Redes de Distribuição em AT, para as tarifas relativas a MT e, finalmente, para as tarifas relativas a BT. No entanto, a análise dos preços fixados nos últimos anos para estas tarifas não evidenciam sempre esta relação.	<p>A actual metodologia de cálculo, bem como a metodologia proposta, fazem depender a relação entre os preços de potência contratada e potência em horas de ponta das tarifas de uso de redes dos custos incrementais respectivos. Estes valores devem ser enviados à ERSE anualmente, calculados de acordo com uma metodologia adequada.</p> <p>Neste sentido a ERSE tem vindo a dinamizar estudos para o efeito, sendo que todas as propostas de metodologia adequada para a determinação destes parâmetros devem ser tomadas em consideração.</p>



RT - INSTITUTO DO CONSUMIDOR			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
118.	<b>Limitação das tarifas de BTN</b>	<p>A actual proposta, no que respeita aos consumidores (BTN), mantém os dois princípios básicos da regulação (logicamente aplicados ao sector regulado): a uniformidade tarifária, e a garantia de regulação por <i>price cap</i> limitado ao índice de preços ao consumidor, salvo em circunstâncias extraordinárias.</p> <p>Ora, aqui reside a 1ª dúvida: a provável revisão extraordinária em 2006, face ao acima exposto, poderá ainda observar o <i>price cap</i> para os consumidores?</p>	<p>A limitação dos eventuais acréscimos de preços em BT encontra-se legislada no Decreto-Lei n.º 187/95, de 27 de Julho. A proposta de alteração regulamentar efectuada pela ERSE fundamenta-se na legislação nacional em vigor.</p> <p>Neste sentido o mecanismo de limitação de acréscimos mantém-se exactamente como em anos anteriores. Sendo que qualquer custo não repercutido pode, de acordo com o referido diploma, ser repercutido nas tarifas dos anos seguintes num máximo de cinco.</p>
119.	<b>Mecanismo de hidraulicidade</b>	<p>Fim do mecanismo de correcção de hidraulicidade, que por não ter ainda sido substituído por outro mecanismo, pode implicar maior variação ou inflação de preços ao consumidor;</p>	<p>O fim do mecanismo de hidraulicidade surge na sequência da extinção dos CAE e da liberalização do mercado, como disposto no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.</p> <p>No âmbito do Sistema Eléctrico de Serviço Público, este mecanismo fazia todo o sentido, nomeadamente porque a conjugação da volatilidade dos custos de produção e da estabilidade das receitas de venda de energia eléctrica, inerente à estabilidade tarifária, condicionava a gestão do sistema eléctrico.</p>
120.	<b>Tarifas de</b>	<p>Tarifas de acesso, que por serem apuradas pelo somatório das tarifas de Uso Global do Sistema, Uso das Redes de Transporte</p>	<p>As tarifas de acesso aplicam-se a todos os consumidores de todos os comercializadores.</p>

RT - INSTITUTO DO CONSUMIDOR			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>acesso</b>	e de Distribuição e Comercialização das Redes, terão aumentos substanciais afectando o sistema regulado e o sistema livre, o que fatalmente se traduzirá numa menor possibilidade de opção para os consumidores, com a sequente repercussão no mercado liberalizado logo de início.	<p>Os consumidores do comercializador regulado podem, transitoriamente, observar preços não aditivos devido à limitação de acréscimos. Os restantes comercializadores são livres de formularem o preço final que reflectirá não só as tarifas de acesso, mas outros custos, nomeadamente, os de aquisição de energia.</p> <p>O único aumento estrutural previsto nas tarifas por actividade que constituem a tarifa de Acesso incide na tarifa de Uso Global do Sistema. Este aumento acontece por via legislativa, com a consideração dos CMEC a recuperar no termo de potência contratada. Enquanto transferência de custos ociosos dos CAE (que anteriormente oneravam a tarifa de Energia e Potência) para a tarifa de UGS, os CMEC provocam uma redistribuição de pagamentos entre os clientes dos comercializadores regulados e os restantes.</p>
121.	<b>CMEC</b>	CMEC – constituem a parte fundamental da nova estrutura tarifária. Os custos decorrentes serão indexados na tarifa Uso Global do Sistema, e em parte ainda são de montante indefinido, tal como instituído pelo DL nº 240/2004 de 27 de Dezembro, afectando todos os clientes e consumidores actuais	<p>A repercussão dos CMEC na tarifa de UGS resulta de uma imposição regulamentar instituída pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.</p> <p>A ERSE alertou o Governo em Maio de 2004 relativamente aos impactes associados à introdução dos CMEC, no documento</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RT - INSTITUTO DO CONSUMIDOR			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		e futuros, pois podem ser repercutidos por período até 25 anos.	“Parecer da ERSE Sobre o Projecto de Decreto-Lei CMEC”. Sobre o mesmo assunto, a ERSE alertou o Conselho Tarifário em Março de 2005 no documento “Análise da Aplicação do Decreto-Lei nº 240/2004”.





RT - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
122.	<b>Custos do mercado organizado incluídos nos proveitos permitidos</b>	<p>Parece existir uma divergência quanto ao alcance dos custos do mercado organizado incluídos nos proveitos permitidos no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, que conviria ser clarificada. O texto incluído no Quadro 3.1 do Documento Justificativo das alterações do RT difere do articulado do art.º 81º, n.º 4, pelo que sugerimos que se adopte a seguinte redacção:</p> <p><i>“4 – Os custos (...) correspondem aos custos de instalação, exploração e remuneração dos activos do mercado organizado.”</i></p>	<p>Os custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A. são considerados nos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema como custos de política energética ou de interesse económico geral.</p>
123.	<b>Mecanismos da transferência de custos para os operadores de mercado</b>	<p>A proposta regulamentar em análise não faz referência ao mecanismo de transferência para o OMIP dos montantes relativos à contribuição da tarifa UGS no seu financiamento. Partindo do princípio de que esse mecanismo assentará num relacionamento bilateral regulado REN-OMIP, dado que a entidade concessionária da RNT é responsável pela liquidação grossista da tarifa UGS, sugere-se a inclusão destas regras na regulamentação definindo, nomeadamente, a periodicidade das referidas transferências.</p>	<p>No que respeita ao OMIP, estes custos serão considerados como custos de política energética ou de interesse económico geral.</p> <p>Os custos com os mercados organizados, que ainda se encontra por definir, são considerados nos proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema como custos de gestão do sistema a recuperar através da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos mensalmente pelo operador da rede de transporte em Portugal continental para o respectivo operador de mercado.</p>

RT - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
124.	<b>Custos do Mercado Organizado de anos anteriores</b>	A proposta de RT não especifica o tratamento a aplicar aos custos referentes ao Mercado Organizado relativos aos anos transactos, 2003 e 2004, bem como ao ano corrente de 2005. Estando as tarifas para o ano de 2005 já definidas, sugere-se que os valores dos três anos referidos sejam recuperados em 2006, por acumulação com o valor reconhecido para o próximo ano.	Os custos com as sociedades OMIP, S.A. e OMI Clear, S.A. incorridos desde a data de constituição até ao final de 2004, bem como os custos estimados a incorrer até final de 2005, ao abrigo do Despacho n.º 4 673/2005, de 4 de Março, serão incluídos na proveitos da actividade de Gestão Global do Sistema como custos de política energética ou de interesse económico geral, na determinação das tarifas para 2006.
125.	<b>Custos de arranque do Mercado organizado</b>	As condições de partida existentes na península ibérica para o desenvolvimento do mercado a prazo apontam para alguma dificuldade de afirmação desta forma de contratação numa fase inicial. Por esta razão, seria de grande utilidade o investimento em medidas de promoção da liquidez, como meio para a obtenção de preços fiáveis no mercado. Pensamos, em concreto, na seguintes medidas: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Facilitação da participação dos agentes, mediante a adopção de um regime inicial de “holiday fee”, em que não seriam cobradas comissões aos agentes;</li> <li>▪ Dinamização do mercado, através da participação de criadores de mercado, agentes essenciais na fase inicial deste</li> </ul>	Estas questões deverão ser tratadas no âmbito da construção do MIBEL.

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RT - OMIP			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>tipo de mercados, como o demonstram várias experiências europeias já iniciadas.</p> <p>A atracção de criadores de mercado requer uma oferta de condições de participação agressivas, de onde resultarão menores proveitos nos primeiros anos de actividade. Será um custo (investimento) de crescimento absolutamente essencial à viabilidade do mercado a prazo.</p>	



RT - REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
126.	<b>Proveitos do Agente Comercial</b>	Como já se referiu em 3.2, não julgamos exequível, no âmbito do MIBEL, que a função “Agente Comercial” definida para a REN para gerir e comercializar a energia proveniente de eventuais CAEs que não cessem na data de entrada em funcionamento do MIBEL (Artigo 79º), inclua também a aquisição de energia a todos os produtores em regime especial.	De acordo com o n.º 8 do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º 185/2003, de 20 de Agosto “... enquanto responsável pela optimização da gestão do Sistema Eléctrico de Serviço Público, a entidade concessionária da RNT mantém a obrigação de compra e venda de energia eléctrica da produção em regime especial.”
127.	<b>Gestão do mecanismo de acerto anual dos CMEC</b>	Como já referido em 3.1, parece faltar prever na actividade de Gestão Global do Sistema a função de gestão do mecanismo de acerto anual dos CMECs, tal como decorre do Decreto-lei n.º 240/2004, o que deveria estar reflectido no Artigo 81º na parte de custos de funcionamento relativos às várias funções daquela actividade.	O Regulamento Tarifário foi alterado de modo a evidenciar o reconhecimento dos custos com a gestão dos CMEC na actividade de Gestão Global do Sistema, tendo sido individualizados numa parcela.
128.	<b>Designações pouco adequadas e Erros com incidência</b>	O Artigo 80º define os “proveitos a recuperar no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema”, conceito que é constituído por várias parcelas, sendo que uma delas, recursivamente definida no Artigo 81, é designada por “proveitos permitidos no âmbito da actividade de Gestão Global	No articulado proposto não existem erros com incidência material nos proveitos a recuperar pelas tarifas.  O objectivo do artigo 80.º é juntar num único artigo os proveitos a permitidos no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema e anular os proveitos do Agente Comercial. Assim, a soma dos artigos

RT - REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>material nos proveitos a recuperar pelas tarifas</b>	<p>do Sistema”. Situações como esta agravam a já grande complexidade do actual RT. Melhor seria designar o Artigo 80º como “proveitos a recuperar no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema”.</p> <p>A substituição da segunda parcela da expressão (7) do Artigo 80º pela expressão (10) constante no Artigo 82º conduz ao anulamento aritmético dos “proveitos regulados no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica” (Artigo 79º, proveitos que deixariam, assim, de ter incidência tarifária.</p>	<p>79.º, 80.º e 84.º corresponde aos proveitos regulados da REN.</p> <p>Os proveitos recuperados no âmbito da tarifa de Uso Global do Sistema resultam da soma dos artigos 81.º, 82.º e 83.º, os quais incluem no artigo 82.º os proveitos regulados do Agente Comercial. Assim caso no artigo 80.º não fossem deduzidos os proveitos do Agente Comercial estes seriam contabilizados duplamente.</p> <p>Com vista a tornar mais clara a compreensão desta secção do articulado precedeu-se à reformulação dos nomes de algumas variáveis.</p>
129.	<b>Compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003</b>	<p>A definição das variáveis intervenientes na expressão (14) do Artigo 82º relativa à “parcela associada aos terrenos afectos ao domínio público hídrico” permite concluir não estar a ser dado cumprimento ao disposto na Portaria nº 96/2004, de 23 de Janeiro, no que respeita à compensação do desvio tarifário ocorrido entre 1999 e 2003, compensação que decorre do facto da ERSE ter fixado em 0% a taxa de remuneração dos activos afectos aos terrenos dos centros produtores do SEP, que a REN foi obrigada a deter por lei. A adopção desta taxa de remuneração nula, ao não reconhecer o custo do capital associado àqueles activos, constituiu um parcial incumprimento</p>	<p>O actual regulamento já prevê a possibilidade de as tarifas incorporarem estes custos.</p>

RT - REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>da alínea a) do nº 3 do Artigo 30º do Decreto-lei nº 182/95, de 27 de Julho que dispõe que as tarifas de venda da concessionária da RNT à distribuição vinculada devem conter, entre outros, os “encargos (...) com a posse ou propriedade dos sítios destinados à produção vinculada. A revisão desta taxa de remuneração foi uma questão sucessivamente adiada pela ERSE desde 1998. As circunstâncias de compra pelo estado, em 2000, de 70% do capital da REN vieram a revelar que o valor adequado para esta taxa se situaria entre 6 e 7%. A Portaria nº 96/2004 veio a esclarecer que a taxa de remuneração a adoptar para aqueles terrenos relativa ao período de 1999 a 2003 deveria ser de 6,5%. Assim, a ERSE parece não pretender cumprir a legislação em vigor.</p>	
130.	<b>Plano de Promoção de Eficiência no Consumo</b>	<p>As propostas apresentadas no âmbito deste plano, que fossem aprovadas pela ERSE, seriam pagas pela REN aos promotores e, de acordo com o nº 6 do Artigo 82º, recuperados dois anos mais tarde através da tarifa de Uso Global do Sistema. Este atraso de recebimento é inaceitável.</p> <p>(...)</p> <p>Considera-se inaceitável que a REN possa, adicionalmente, ser</p>	<p>O ponto 29 do artigo 2.º da Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, que estabeleceu as regras comuns para o mercado interno de electricidade, define “Eficiência energética/gestão da procura” como sendo a “abordagem global ou integrada destinada a influenciar a quantidade e os períodos horários de consumo por forma a reduzir o consumo de energia primária e os picos de carga dando prioridade aos investimentos em medidas de eficiência energética ou outras, - como contratos de fornecimento interruptível - sobre os investimentos</p>

RT - REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>chamada a financiar planos de eficiência de consumo propostos e executados por terceiros.</p> <p>A REN poderá, em alternativa, efectuar a homogeneização tarifária destes custos, pagando aos promotores em sincronismo com os correspondentes recebimentos, sem envolver qualquer financiamento por parte da REN.</p>	<p>no aumento da capacidade de produção, caso os primeiros constituam a opção mais eficaz e económica, tendo em conta o impacto ambiental da redução do consumo e os aspectos da segurança do fornecimento e dos custos de distribuição associados.”</p> <p>À luz desta definição, o conceito de eficiência energética tem um sentido abrangente que atravessa o sistema eléctrico de forma integrada, convocando todos os operadores e agentes, desde a produção ao consumo de energia eléctrica. Este conceito inclui preocupações ambientais, designadamente no que se refere às emissões de CO<sub>2</sub>, que apelam à mobilização de todos os intervenientes do sistema eléctrico.</p> <p>E porque assim é, o n.º 2 do artigo 3.º da referida Directiva inclui a “eficiência energética” no elenco de obrigações de serviço público aplicáveis à exploração das empresas de electricidade no âmbito das diversas actividades.</p> <p>Ainda, no âmbito de aplicação desta Directiva, a “eficiência energética” está implícita nas atribuições do operador da rede de transporte, inscritas nos artigos 9.º e 10.º.</p> <p>A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de</p>



RT - REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>energia Eléctrica (RNT) ocupa uma posição central no SEN. Com efeito, quer o Decreto-Lei n.º 182/95, quer o Decreto-Lei n.º 185/95, ambos de 27 de Julho, conferem-lhe especiais competências na operação da rede e em especial a gestão técnica global do sistema eléctrico. Segundo o artigo 9.º do Decreto-Lei n.º 185/95, a entrega de energia eléctrica aos consumidores deve processar-se nas condições estabelecidas neste diploma, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço.</p> <p>O âmbito da concessão de RNT (Base II) integra a “gestão técnica global do SEP” que, na síntese normativa da Base XXII da concessão, consiste na coordenação das instalações e na sua optimização e eficiência da sua utilização, na perspectiva integrada do sistema, cumprindo neste caso, entre outras, as disposições estabelecidas no Regulamento do Despacho.</p> <p>Nos termos das alíneas b) e e) do n.º 1 do artigo 3.º dos seus Estatutos, a ERSE tem atribuições expressas relacionadas com a promoção da melhoria das condições técnicas, económicas e ambientais dos sectores regulados, nomeadamente estimulando a adopção de práticas que promovam a utilização eficiente de</p>

Discussão dos Comentários à “Proposta de Revisão dos Regulamentos do Sector Eléctrico”

RT - REN - REDE ELÉCTRICA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>electricidade e a existência de padrões adequados de qualidade de serviço e de defesa do meio ambiente. Os regulamentos cuja aprovação é da competência da ERSE, como é o caso do Regulamento Tarifário, são os instrumentos apropriados para estimular a adopção pelos operadores dos sistemas eléctricos das medidas referidas, neste caso da eficiência energética associada à utilização racional da energia e à salvaguarda do ambiente.</p> <p>Nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, os investimentos do operador da rede de transporte aplicados na adopção de medidas de eficiência energética são integralmente recuperados na tarifa de UGS, sendo suportados por todos os consumidores.</p>

RT - SECRETARIA REGIONAL DA ECONOMIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
131.	<b>Preço do fuelóleo aceite pela ERSE para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos na actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema</b>	<p>O preço do fuelóleo é fixado por portaria, de acordo com Decreto Legislativo Regional no 6/91/A, de 6 de Março, que decreta o Regime Jurídico de Preços e que determina que o fuelóleo se encontra abrangido pelo regime de preços máximos, cuja metodologia de cálculo tem por base o Preço Europa, veiculado mensalmente pela DGGE, para este efeito;</p> <p>As condições de aquisição de fuelóleo na Região Autónoma dos Açores são as que resultam da dimensão do próprio mercado, factor este intransponível e estruturalmente diferente das condições existentes para aquisição de fuelóleo para produção de electricidade no continente português, razão pela qual não se entende quais os pressupostos de trabalho que permitiram à ERSE concluir que, num prazo de seis anos, os custos de base do fuelóleo serão iguais aos do Continente Português, ignorando-se que as economias de escala condicionam o próprio processo de aquisição e transporte até Portugal, logo e forçosamente os seus custos não se percebendo assim como seria possível atingir este desiderato;</p> <p>No mercado do fuelóleo, mesmo no mercado primário, para além de não se adquirir ao mesmo preço quantidades tão diferentes</p>	<p>A alteração regulamentar sobre aquisição de combustíveis para produção de energia eléctrica na RAA contém-se dentro das competências legais da regulação da ERSE. Com efeito, os preços dos combustíveis estabelecidos pelo Governo regional da RAA inserem-se no regime de preços máximos de venda dos combustíveis. O regime jurídico que até 2003 vigorava no Continente, e aplicável à EDP, era semelhante ao regime de preços na RAA. Para efeito de regulação e de aceitação dos custos das tarifas, a ERSE não está, nem juridicamente podia estar, sujeita a decisões administrativas que, no âmbito da convergência tarifária, não tenham um âmbito nacional. A não ser assim, aceitar-se-iam situações em que por decisão administrativa regional haveria uma transferência económica dos consumidores de energia eléctrica de todo o país a favor de uma empresa particular - p. ex. um fornecedor de fuelóleo. No quadro da observância deste princípio, cabe à ERSE, assegurar o equilíbrio económico financeiro das empresas reguladas segundo critérios de uma gestão racional e eficiente utilizada por estas empresas.</p> <p>Os critérios da ERSE estabelecidos na sua proposta regulamentar devem ser interpretados de acordo com o princípio de uma</p>

<b>RT - SECRETARIA REGIONAL DA ECONOMIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>de fuelóleo como as que necessitam as empresas do Continente e das Regiões Autónomas, o transporte das mesmas do local da compra até Portugal também tem custos muito diferentes, consoante sejam transportadas em grandes ou pequenas quantidades;</p> <p>Ainda no âmbito da subsidiação, a Região continua apoiar indirectamente o sector eléctrico, isentando o pagamento de ISP do gasóleo para a produção de electricidade, cuja perda de receita fiscal para a Região se estima em 4 milhões de euros, no ano de 2004;</p> <p>A publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, que alargou as competências de regulação da ERSE às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira com vista à uniformização dos preços da energia eléctrica no todo nacional, conferiu à ERSE a competência para regular economicamente as empresas das Regiões Autónomas e assim promover a respectiva eficiência de gesto, no quadro legal da política energética regional, conforme já ocorria e ocorre a nível nacional. As competências da ERSE restringem-se assim, apenas, à regulação e promoção da eficiência das actividades</p>	<p>regulação previsível quanto à aceitação de custos para efeitos tarifários e que assentam numa convergência nacional.</p> <p>O reconhecimento de custos na aquisição de combustíveis representa uma oportunidade e uma vantagem da empresa regulada quanto à racionalidade dos custos de produção e à repercussão dos benefícios em todos os consumidores, em particular dos consumidores da Região Autónoma dos Açores. Acresce referir que a ERSE não limita a liberdade da empresa sobre a forma de aquisição de combustíveis. O que a ERSE estabelece, na âmbito da sua competência, é quais os custos que aceita sobre aquisição de combustíveis para efeitos de regulação.</p> <p>A ERSE estendeu à RAA a alteração considerada na proposta efectuada pela EEM para a RAM, ao permitir que os custos com fuelóleo previstos e verificados sejam aceites para efeitos de regulação, desde que sejam inferiores aos valores máximos decorrentes da aplicação da metodologia apresentada no Regulamento Tarifário.</p>

<b>RT - SECRETARIA REGIONAL DA ECONOMIA DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>reguladas que são efectivamente da responsabilidade das empresas.</p> <p>Deste modo, entendemos que todo o ponto 4 do documento “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico - Documento Justificativo extravasa as competências da ERSE e apresenta um conjunto de afirmações e insinuações em relação à política energética desenvolvida nesta Região que o Governo Regional dos Açores rejeita liminarmente. Assim, solicitamos a exclusão deste ponto do documento em análise e a publicação dos esclarecimentos supra-mencionados sobre a real situação do sector energético dos Açores em matéria de combustíveis.</p>	



RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
132.	<b>Participação dos consumidores na gestão do sistema eléctrico</b>	<p>O quadro legal e regulatório — em particular o tarifário — devem reflectir tal interacção com o SEN, através da previsão de atribuição de incentivos e benefícios consoante o desempenho qualitativo do cliente e o valor concreto do seu contributo para o equilíbrio do sistema.</p> <p>Pelo seu volume de consumo e pelas características técnicas das respectivas instalações e equipamentos, a SN pode contribuir significativamente para urna exploração e utilização optimizada dos sistemas produtor e transportador de energia eléctrica em Portugal, mas, naturalmente, tem a justificada expectativa de contrapartida correspondente.</p>	<p>A participação dos consumidores na prestação de serviços de sistema está prevista na regulamentação agora aprovada, em particular no Regulamento de Relações Comerciais, sendo os respectivos custos recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema. No âmbito do Regulamento do Despacho está também previsto que a procura participe na oferta de serviços de sistema, os quais poderão ser adquiridos pelo Gestor de Sistema através de mecanismos de mercado ou contratos bilaterais.</p> <p>Os comentários recebidos no âmbito da participação dos consumidores na oferta de serviços de sistema encontrarão melhor acolhimento no processo de revisão do Regulamento do Despacho, bem como nas alterações ao Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema ou ao Plano de Necessidades de Serviços de Sistema.</p>
133.	<b>Enquadramento</b>	<p>Não são definidos as finalidades e/ou objectivos da regulamentação tarifária, pelo que a consulta em curso não beneficia do conhecimento do respectivo enquadramento.</p>	<p>Os grandes princípios do Regulamento Tarifário constam no Artigo 5.º.</p>

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
134.	<b>Conceito de tarifa</b>	<p>O conceito de tarifa é definido como “a relação entre os proveitos permitidos e as tarifas das várias actividades reguladas dos sectores eléctricos em Portugal Continental, RAA e RAM”- o que revela, na formação do próprio conceito, a ausência de consideração dos contributos e nalguns casos dos serviços - dos clientes ao próprio sistema e a contrapartida dos mesmos.</p> <p>O conceito de tarifa deve, desde a sua base, incorporar uma diferenciação positiva aplicável aos clientes do SEN que contribuem para o equilíbrio do sistema e para a qualidade da energia eléctrica produzida e distribuída.</p>	<p>O conceito de tarifa está ligado à estrutura de preços e variáveis de facturação que recuperam determinado nível de proveitos, definidos segundo uma categorização das actividades da cadeia de valor do sector eléctrico.</p> <p>É na definição dos proveitos permitidos em cada actividade, e não nas tarifas que se encontra prevista a participação dos clientes enquanto prestadores de determinados serviços ao sistema eléctrico. Em particular no que diz respeito aos serviços de sistema.</p> <p>Os preços das tarifas ao reflectirem os custos, vão proporcionar, aos clientes que tomam decisões no sentido de melhorar a eficiência do sistema electroprodutor, reduções da factura consoante as decisões de consumo que tomam. Na medida em que estas reduções na factura resultam de reduções de custos no sector eléctrico.</p>
135.	<b>Energia reactiva</b>	<p>Pretende-se, pois, a consagração de uma opção tarifária que, por um lado, penalize a geração e libertação indevida de energia reactiva mas que, simultaneamente, beneficie a ausência da mesma e bem assim a possível injeção de energia</p>	<p>Tendo em consideração os vários comentários recebidos alterou-se a proposta de regulamentação por forma a permitir a alteração da facturação de energia reactiva na sequência de</p>



RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>reactiva (capacitiva ou indutiva) no SEN para anulação da energia reactiva complementar em excesso no sistema.</p> <p>Não está prevista a contrapartida devida aos clientes por referência à energia reactiva, quer por ausência de geração da mesma, quer pela respectiva libertação de energia reactiva (capacitiva ou indutiva) para o SEN, para anulação da energia reactiva complementar em excesso no sistema.</p>	<p>propostas fundamentadas dos operadores de rede.</p>
136.	<b>Ajustamento trimestral</b>	<p>Faz-se referência à bondade da transmissão rápida das variações do custo de aquisição de energia dos comercializadores regulados para os clientes, o que se afigura de racionalidade duvidosa. Contudo, é fundamental que essa transmissão não afecte a diferenciação de preços nos diferentes segmentos horários.</p> <p>A não ser assim, estar-se-ia em dissonância com o princípio da gestão da procura, em prejuízo do sistema e das empresas que, como a SN, realizaram elevados investimentos com vista à racionalização, planeamento e capacidade de modulação do seu consumo de energia, por forma a ajustá-lo às necessidades do sistema (por exemplo, diminuir o consumo nas horas de</p>	<p>A ERSE, atenta ao comentário apresentado, extinguiu os ajustamentos trimestrais preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT. Neste sentido, os desvios trimestrais dos encargos de aquisição de energia eléctrica passam a ser repercutidos nos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT em base anual, à semelhança do aplicado nos fornecimentos em BT.</p> <p>Contudo, o artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, de 20 de Agosto, estabelece que, até que o processo de extinção dos CAE esteja concluído, os custos de aquisição resultantes da compra de energia eléctrica no mercado aos centros electroprodutores cujos CAE ainda estejam em vigor, por parte</p>

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		ponta).	<p>do comercializador regulado, devem ser reconhecidos pela entidade reguladora e reflectidos nas tarifas de Venda a Clientes Finais, numa base trimestral. Esta disposição legal, além de prever transitoriamente a manutenção de ajustamentos trimestrais para os clientes em MAT, AT e MT, vem estender a aplicabilidade dos ajustamentos aos clientes em BT. Importa referir que a aplicação destes ajustamentos trimestrais visa repercutir apenas uma parte dos desvios observados nos custos de aquisição de energia eléctrica do comercializador regulado, relativa aos centros electroprodutores cujos CAE ainda se encontram em vigor.</p> <p>Neste sentido, no novo Regulamento Tarifário estabelece-se a aplicação de ajustamentos trimestrais aos preços das tarifas de Venda a Clientes Finais relativos às aquisições de energia eléctrica estabelecidas no artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003.</p> <p>No novo Regulamento Tarifário prevê-se a aplicação transitória dos ajustamentos trimestrais estabelecidos no Regulamento Tarifário ora revogado até ao final de 2005. Assim, a partir de 2006, só serão aplicáveis ajustamentos trimestrais com carácter</p>

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			transitório, ao abrigo do artigo 14.º do Decreto-Lei n.º185/2003, se existirem CAE em vigor num contexto de mercados organizados.
137.	<b>CMEC - recuperação nas tarifas</b>	<p>No plano de indiscutíveis princípios gerais, não parece aceitável repercutir nas tarifas os CMECs.</p> <p>Para além da duvidosa legalidade da imputação dos CMECs ao custo da energia eléctrica, o sistema não deve ser sobrecarregado com custos que lhe são absolutamente externos, agravando as tarifas e, portanto, acentuando as desvantagens competitivas dos clientes portugueses, tanto mais que, noutros mercados, tais custos não foram reflectidos nas tarifas, mas suportados fora do sistema.</p> <p>Contudo, a serem repercutidos na tarifa, devem sê-lo em todos os clientes, incluindo os de BT, sob pena de resultar numa subsidiação de todos os outros clientes aos de BT.</p> <p>Faz-se referência a 25 pontos percentuais onde cremos dever ser 0.25 pontos percentuais.</p>	<p>A repercussão dos CMEC na tarifa de UGS resulta da imposição legislativa instituída pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.</p> <p>Este Decreto-Lei determina que a tarifa de UGS deve adoptar uma estrutura binómia, constituída por um termo fixo, dependente da potência contratada pelo consumidor, e outro variável, dependente da energia consumida, sendo os encargos dos CMEC internalizados no termo fixo da tarifa.</p> <p>Esta tarifa aplica-se a todos os clientes de energia eléctrica.</p> <p>Efectivamente o prémio é de 0,25 pontos percentuais e não 25.</p>
138.	<b>CMEC - impactes do</b>	Sem prejuízo do que se refere acima, em nota à pg. 38, quanto à indevida imputação dos CMECs ao sistema, a consideração	A ERSE apresentou ao Conselho Tarifário um estudo que analisava os impactes nos preços das tarifas de energia

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>termo de potência contratada</b>	da potência contratada pode ser gravemente penalizadora dos grandes consumidores de energia eléctrica, pelo que — a manter-se a imposição da alocação dos CMECS no sistema - se sugere uma análise detalhada dos impactos adversos dos CMEC nas tarifas aplicáveis, e correspondentes efeitos negativos associados.	eléctrica em virtude das alterações regulamentares decorrentes do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de Dezembro.  A ERSE alertou o Governo em Maio de 2004 relativamente aos impactes associados à introdução dos CMEC, no documento “Parecer da ERSE Sobre o Projecto de Decreto-Lei CMEC”. Sobre o mesmo assunto, a ERSE alertou o Conselho tarifário em Março de 2005 no documento “Análise da Aplicação do Decreto-Lei nº 240/2004”.
139.	<b>Incentivo à eficiência</b>	<p>Incentivo à eficiência no consumo da energia eléctrica: pela descrição, trata-se de um componente acrescida ao custo da tarifa.</p> <p>Qual o sentido e justificação deste custo? As políticas e medidas de eficiência energética devem adoptadas, mas os custos envolvidos na sua divulgação e prática não podem ser imputados aos clientes, e ainda menos, de forma indiferenciada, sem atender aos níveis de eficiência de cada cliente em concreto.</p> <p>Entendemos que é uma parcela de custo não imputável aos grandes consumidores industriais.</p>	<p>O esforço na promoção da eficiência energética, nomeadamente no âmbito dos objectivos do PNAC, deve ser repartido por todos os consumidores.</p> <p>Importa referir que as metas definidas no PNAC são opções do legislador e que vinculam a ERSE.</p> <p>No Regulamento Tarifário prevê-se a possibilidade de todos os clientes, incluindo os industriais, poderem participar.</p> <p>As referências que são feitas aos comercializadores e o seu papel central tem como perspectiva que estes envolvam os seus clientes nestes projectos e que, desse modo, possam transmitir os incentivos e os benefícios de uma utilização mais eficiente da</p>

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		Todas as referências à gestão da procura são feitas na perspectiva do Produtor-Distribuidor e não do cliente, o que se afigura manifestamente desvirtuador de um sistema que deve servir o cliente, e não o contrário.	electricidade.
140.	<b>Princípios gerais</b>	Deve ser introduzido, por ser fundamental, o princípio do desenvolvimento económico sustentável do país e da convergência tarifária a nível peninsular.	<p>O princípio do desenvolvimento económico sustentado encontra-se no actual regulamento. No artigo 5.º menciona-se como princípio geral não só a promoção do desempenho eficiente das empresas reguladas, mas também, a contribuição para uma melhoria das condições ambientais. Sem esquecer, uma maior transparência e racionalidade na utilização dos recursos energéticos.</p> <p>A convergência tarifária peninsular não pode ser decidida unilateralmente. No entanto, no âmbito da abertura dos mercados de electricidade na União Europeia, subsidiariamente, a legislação nacional e conseqüentemente a regulação, acabam por contribuir para a convergência dos preços de energia no espaço da UE.</p>
141.	<b>TVCF dos comercializa-</b>	O art.36 (Objecto) deve incluir não apenas os custos, mas também os benefícios/contrapartidas que devem estar associados a serviços, prestados pelo cliente, através da	Os regulamentos agora publicados prevêm a participação da procura na prestação de serviços de sistema, baseada em mecanismos de contratação que promovam a eficiência

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>dores regulados – energia reactiva e interruptibilidade</b>	libertação ou não de energia reactiva à rede conforme as suas necessidades (vide comentário anterior), de modulação do seu consumo, de forma a ajusta-lo ao diagrama de carga do sistema, da interruptibilidade que pode acomodar, ou de outros benefícios que clientes aportem ao sistema; <i>maxime</i> em resultado da sua contribuição para o planeamento do consumo, i.e., da gestão da procura.	económica no sector eléctrico. A forma de contratação destes serviços de sistema prestados pela procura será definida em sub-regulamentação, prevista no Regulamento de Relações Comerciais. Na definição dos proveitos permitidos relativos à gestão do sistema encontra-se prevista a inclusão dos custos associados à prestação dos serviços de sistema.
142.	<b>Opções tarifárias em MAT</b>	<p>Não existem opções tarifárias para a MAT como se não houvesse diferença entre os diversos tipos de actividade dos vários clientes MAT nem entre as formas como estes se relacionam com o sistema.</p> <p>Uma vez mais, o princípio da gestão da procura deve materializar-se na possibilidade de opção tarifária, permitindo-se o acordo entre o distribuidor e o cliente nessa matéria, devendo a intervenção da ERSE limitar-se às situações em que tal acordo violasse os princípios orientadores do sistema.</p> <p>Devem existir, pelo menos, dois tarifários: um de consumos moduláveis e outro de consumos não moduláveis. Nos consumos moduláveis, as diferenças de preço, consoante os</p>	<p>A diferenciação de preços pelo uso da energia eléctrica não se enquadra nos princípios tarifários.</p> <p>A oferta, pelos comercializadores regulados, de opções tarifárias inovadoras e que promovam a melhoria da eficiência e da equidade do sistema tarifário, pode ser conteúdo de proposta a apresentar à ERSE, sempre que justificada e não discriminatória.</p> <p>As diferenças relativas entre os preços da tarifa de Energia nos vários períodos horários reflectirão a estrutura de custos marginais de aquisição de energia eléctrica pelos comercializadores regulados. No momento em que a convergência das tarifas de Venda a Clientes Finais para as</p>

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>segmentos horários, devem ser muito mais acentuadas e sempre constantes em percentagem em relação com o preço das “horas de cheio”.</p> <p>Nos termos do projecto do artº 38, número 3, é possível aplicar o tarifário de MAT para clientes que não atinjam essa potência, mediante prévio acordo entre as partes; deve prever-se a possibilidade de negociação de condições específicas dentro do sistema regulamentado para clientes muito estruturantes (por exemplo, com potências contratadas acima de 50MW e consumos anuais acima de 200GWh).</p>	<p>tarifas aditivas esteja completamente assegurada, a relação entre os preços dos termos de energia traduzirá essa estrutura de custos marginais, contendo assim os sinais económicos eficientes que promovam a tomada de decisões de consumo pelos agentes do sector eléctrico.</p> <p>A ERSE considera que a actual publicação explícita de cada um dos preços das tarifas favorece a transparência do sistema tarifário e a sua compreensão pelos consumidores de energia eléctrica.</p>
143.	<b>Incentivo à promoção da qualidade ambiental</b>	O desempenho ambiental é considerado custo na tarifa. Qual o sentido deste custo e com que justificação?	<p>A ERSE tem como um dos seus objectivos estatutários contribuir para a melhoria do desempenho ambiental do sector eléctrico. Neste sentido, tem procurado a ERSE introduzir mecanismos que induzam uma melhoria do desempenho ambiental das empresas reguladas, inserindo-se neste campo os planos de promoção da qualidade ambiental, agora denominados planos de promoção do desempenho ambiental.</p> <p>Os princípios da política de ambiente aconselham à internalização dos custos ambientais, sendo por isso normal que</p>

RT - SIDERURGIA NACIONAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			os custos com questões ambientais se venham a reflectir nas tarifas.
144.	<b>Ajustamentos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica</b>	Durante os dois primeiros anos prevê-se que sejam mantidos os ajustamentos calculados nos termos no art. 72º do antigo Regulamento Tarifário. Qual o regime após esse período?	<p>Os ajustamentos nos termos do artigo 72.º do Regulamento Tarifário em vigor dizem respeito aos ajustamentos da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica.</p> <p>Esta actividade deixa de existir na nova organização do Sistema Eléctrico Nacional e, tendo em conta que os ajustamentos aos proveitos permitidos recalculados com base em valores reais se repercutem na tarifa com um desfasamento de dois anos, foi necessário acrescentar uma disposição transitória que salvaguardasse o direito da REN de recuperar estes montantes.</p> <p>Os restantes ajustamentos são regulamentados ao abrigo do novo Regulamento Tarifário nas actividades a que dizem respeito.</p>



RT - SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
145.	<b>Potência contratada</b>	Que la potencia contratada sea decidida por el cliente, penalizándole si la sobrepasa, de manera que este valor sea representativo de su demanda. Este sistema sería similar al establecido en el mercado español de modo que se impulsaría la convergencia entre ambos sistemas.	<p>No sistema tarifário espanhol o controlo da potência contratada é efectuado penalizando-se toda e qualquer ultrapassagem do valor contratado pelo cliente. Desta forma o valor a facturar depende não só do modo como o consumidor utiliza a rede mas também da sua capacidade de administrativamente declarar um valor adequado. A não declaração do valor adequado de potência contratada por parte do cliente, quer por defeito, quer por excesso, origina um pagamento adicional sem correspondência em termos de custos.</p> <p>No sistema tarifário português o controlo da potência contratada é efectuado tendo em conta o valor efectivamente tomado pelo cliente. Para o efeito o valor a pagar pelo cliente corresponde ao produto do preço de potência contratada (ligado ao custo dos troços periféricos das redes) pelo valor máximo da potência média em períodos de 15 minutos dos últimos 12 meses. Julgamos que esta forma de actualização automática da potência contratada possibilita a redução de procedimentos administrativos incómodos e caros quer para as empresas quer para os clientes.</p> <p>Adicionalmente esta forma de facturação contribui para um sistema tarifário mais transparente e facilmente compreendido pelos</p>

RT - SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>consumidores na medida em que a cada grandeza física medida está associado um preço aderente ao custo causado, não se aplicando penalidades ou descontos.</p> <p>O modelo incorporado no Regulamento Tarifário apresenta uma estrutura tarifária mais simples no que diz respeito à potência contratada. Não obstante, as propostas de alteração das variáveis de facturação ou de qualquer outra peça do sistema tarifário, devidamente justificadas e não discriminatórias, serão analisadas pela ERSE na perspectiva da melhoria da eficiência e da equidade do sistema tarifário.</p>
146.	<b>Regime de interruptibilidade</b>	<p>¿Qué sucederá con los clientes que actualmente tienen contratos interruptibilidad?. ¿Se cancelarán?</p> <p>¿Los contratos de interruptibilidad se podrán realizar en igualdad de condiciones en mercado libre o regulado?</p> <p>Hasta el momento en que entre en vigor el nuevo esquema y durante la prórroga del actual, ¿Se seguirán realizando nuevos contratos de interruptibilidad?</p>	<p>A aplicação do actual regime de interruptibilidade, da responsabilidade do Gestor de Sistema, foi prorrogada até à entrada em funcionamento do Mercado Ibérico de Electricidade, pelo Despacho n.º 25 101-E/2003, de 31 de Dezembro.</p> <p>Os regulamentos agora publicados prevêem a participação da procura na prestação de serviços de sistema, designadamente através da definição de uma nova modalidade de interruptibilidade baseado em mecanismos de contratação que promovam a eficiência económica. A participação na oferta de serviços de</p>

RT - SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>sistema pelos consumidores será independente do seu fornecedor de energia eléctrica. O desenho da nova modalidade de interruptibilidade será aprovado pela ERSE, sob proposta do Gestor Sistema, aplicando-se a partir da data de entrada em funcionamento dos mercados organizados. Os custos correspondentes (na óptica do Gestor de Sistema) são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema.</p> <p>Entretanto, no tempo que decorre até à entrada em funcionamento dos mercados organizados, será definido, sob proposta do Gestor de Sistema, uma nova modalidade de interruptibilidade de carácter transitório, com a configuração de um mecanismo regulado, o qual permitirá, designadamente, a extensão do serviço de interruptibilidade a interrupções com pré-avisos mais curtos, contribuindo para a satisfação da continuidade do fornecimento aos consumidores. Este regime transitório deverá ser aplicável a todos os consumidores elegíveis, independentemente do seu fornecedor. Os custos com esta modalidade de interruptibilidade serão igualmente recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema, figurando nos custos de gestão de sistema em parcela própria.</p> <p>Adicionalmente, os actuais contratos de interruptibilidade,</p>

RT - SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			celebrados entre o Gestor do Sistema e os actuais consumidores do SEP, mantêm-se em vigor com carácter transitório até à entrada em funcionamento dos mercados organizados e, por conseguinte, da nova modalidade de interruptibilidade.
147.	<b>Períodos horários</b>	<p>En la propuesta de regulación presentada no se ha concretado la localización exacta de los periodos horarios de los distintos ciclos. Solamente se ha establecido la duración en horas que debe tener cada periodo a lo largo de la semana o del día.</p> <p>En la localización de los periodos horarios que se viene realizando hasta ahora se establecen tramos horarios que se consideran con una resolución <i>cuartohoraria</i>. Por ejemplo, el tramo de Ponta del periodo de verano del ciclo semanal se establece de 09:15 a 12:15 h (lunes-viernes).</p> <p>Al respecto queremos proponer que todos los tramos horarios comiencen y finalicen en horas exactas. El objetivo que se pretende es doble. Por un lado se avanzaría hacia una mayor convergencia dentro del Mercado Ibérico ya que las tarifas reguladas en el mercado español siguen este criterio. Y, por otro lado, se simplificaría la gestión de las curvas horarias de</p>	<p>A localização dos períodos horários é publicada anualmente juntamente com as tarifas de energia eléctrica e preços regulados a vigorar no ano seguinte. Considera-se que desta forma existe maior flexibilidade na publicação dos períodos horários e garante-se uma maior estabilidade regulamentar, uma vez que se evita a alteração do Regulamento Tarifário, a qual é obrigatoriamente precedida de um processo de consulta pública, desta forma protegendo-se a estabilidade tarifária dos clientes.</p> <p>A determinação da localização dos períodos horários deve permitir a transmissão pelos preços das tarifas dos sinais económicos do custo marginal das várias actividades da cadeia de valor do sector. No contexto do futuro mercado ibérico de energia eléctrica, as estruturas de preços marginais de aquisição de energia eléctrica no mercado organizado serão claramente mais próximas do que acontece hoje. Desse modo, concorda-se com a necessidade de realizar estudos de forma a determinar a localização mais</p>

RT - SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>los clientes de MT/AT/MAT, ya que no sería necesario almacenar las curvas cuartohorarias para agregar los consumos por los periodos oficiales con <i>detalle cuartohorario</i>, sino que se almacenarían las curvas con detalle horario, evitándose así un 75% del espacio de almacenamiento en los Sistemas de Información.</p>	<p>adequada dos períodos horários nesse contexto.</p> <p>A consideração do período de 15 minutos como elemento de integração de consumos para os consumidores com telecontagem favorece a flexibilidade dos dados recolhidos relativamente a possíveis alterações do sistema tarifário bem como da própria organização do mercado grossista, sendo esse um valor contraditório com o custo de processamento e armazenamento de dados de consumo. Uma mudança deste género tem custos ao nível dos aparelhos de contagem que têm que ser justificados pelos benefícios.</p>
148.	<p><b>Mecanismo de limitação de acréscimos e convergência para as tarifas aditivas</b></p>	<p>Respecto a las limitaciones que se plantean para la actualización de las tarifas de venta a clientes finales, en el caso de que alguna de las opciones se encuentre por debajo del valor que le correspondería si se aplicaran íntegramente las tarifas aditivas, queremos hacer los siguientes comentarios.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En caso de ser necesario introducir una limitación al incremento de precios, ¿en cuál de los términos incluidos en la tarifa de venta a clientes finales se</li> </ul>	<p>As limitações a considerar para a variação de preços por opção tarifária estão em aberto no âmbito do Regulamento Tarifário. No passado a prática tem sido limitar a variação de todos os preços à taxa de inflação. Com a alteração proposta é possível que alguns preços, nomeadamente os que apresentem menores impactes para o conjunto de clientes dessa opção tarifária, sejam limitados a valores superiores à taxa de inflação.</p> <p>A sugestão de incluir limitações de preços às tarifas de acesso não tem sido seguida uma vez que estas sempre foram aditivas. Não</p>

RT - SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
		<p>aplicaría?</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En nuestra opinión debería siempre aplicarse en los conceptos de tarifas de acceso a redes, que son comunes a la comercialización regulada y libre.</li> <li>▪ De esta manera no se distorsionaría el coste de oportunidad de los precios que pueden ofertar comercializadores libres.</li> <li>▪ Esta posible distorsión del mercado nos preocupa especialmente en un momento en el que se va a introducir un importante cambio en la estructura de tarifas, con un nuevo reparto de costes entre las diferentes variables de facturación, que pueden ocasionar diferencias significativas entre el coste de comercializar en mercado libre y el precio de mercado regulado.</li> <li>▪ Por último, nos gustaría saber si este esquema de limitaciones es transitorio o permanente.</li> </ul>	<p>parece correcto tentar corrigir uma eventual distorção, ainda que transitória, das tarifas de Venda a Clientes Finais, com outra distorção ao nível das tarifas de acesso. Tal prática teria como consequência um caminho ainda mais longo na obtenção de um sistema tarifário aditivo.</p> <p>Acresce que as variações das tarifas de acesso, que resultam das variações dos vários custos do sector eléctrico, afectam essencialmente pagamentos entre empresas do sector, e não entre empresas e clientes finais. Como tal, estas empresas têm uma capacidade que os consumidores não possuem de prever e suportar as referidas variações de preços, não se justificando tanto as limitações de impactes a este nível.</p> <p>A limitação de acréscimos e a estabilidade tarifária são valores permanentes da regulação do sector eléctrico e que resultam da legislação em vigor. No entanto, o mecanismo de limitação de acréscimos do Regulamento Tarifário actua tanto menos quanto mais próximo se encontram as tarifas de Venda a Clientes Finais das tarifas aditivas, sem prejuízo da legislação de limitação de acréscimos em BT.</p>

RT - SODESA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
149.	<b>Aquisição de energia eléctrica pelo comercializador regulado</b>	<p><i>“A tarifa de Energia reflecte os custos relativos à actividade de compra e venda de energia eléctrica incorridos pelo comercializador regulado”.</i></p> <p>A nuestro juicio, esta propuesta puede ser perfectamente válida siempre que se especifique el esquema de compra de energía eléctrica que va a seguir el comercializador regulado. Este esquema debería asegurar que los costes en los que incurre el comercializador regulado son efectivamente representativos de los costes que suponen la compra y venta de energía eléctrica para el resto de comercializadores.</p>	<p>Estes custos resultam de aquisições em mercados de energia ou mediante contratos bilaterais.</p> <p>Os contratos bilaterais deverão ser previamente aprovados pela ERSE, que deverá garantir que os mesmos reflectem os princípios de eficiência e de racionalidade económica subjacentes à regulação do sector.</p>





RT - UNIVERSIDADE DE COIMBRA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
150.	<b>Incentivo à Eficiência Energética - Sector Industrial</b>	Embora a Gestão da Procura deva incluir o Sector Residencial e o Terciário, a Indústria não deve ser descurada. As tradicionais barreiras de mercado impedem a adopção de medidas eficientes mesmo as que têm tempos de recuperação curtos.	A ERSE perspectiva que os incentivos abrangam os vários tipos de consumidores de energia eléctrica, incluindo domésticos, industria e serviços.
151.	<b>Medidas de promoção da eficiência no consumo</b>	As medidas prioritárias (página 88 do Documento Justificativo) devem ser fornecidas a título indicativo e não serem limitativas. Também neste âmbito, as referências às regras que são efectuadas no artigo 125º do texto do Regulamento parecem limitativas em termos metodológicos, já que prescrevem a utilização de métodos de ranking e análise custo-eficácia, opções que estão longe de serem facilmente justificáveis como preferíveis sobre as alternativas disponíveis.	<p>As medidas em causa serão objecto de sub-regulamentação na sequência da aprovação do Regulamento Tarifário.</p> <p>Os detalhes metodológicos deverão ser debatidos nesse âmbito, no entanto todas as propostas devidamente fundamentadas serão tomadas em consideração.</p> <p>A ERSE não abdica de quantificar os custos das várias medidas e de avaliar a sua eficácia. Sem com isso sacrificar outros princípios, como a abrangência das medidas e a diversidade dos projectos. No entanto, tratando-se de custos a passar para os consumidores do sector, parece lógico que tal como todos os outros componentes das tarifas, obedeçam a critérios de eficiência e racionalidade económica.</p>
152.	<b>Proveitos</b>	Na presente proposta não é especificado o mecanismo de incentivo e na fórmula de cálculo do ajustamento dos custos	Os incentivos destinam-se aos consumidores de energia e devem ser veiculados pelos comercializadores. Sendo os

RT - UNIVERSIDADE DE COIMBRA			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
	<b>permitidos</b>	decorrentes de medidas de política energética, na expressão (15) do texto do Regulamento (página 76) não parece incluído qualquer incentivo. Não existindo metas obrigatórias, é essencial a existência de mecanismos que motivem os agentes do mercado, sendo seguramente muito pouco motivadora, mormente para um comercializador, a simples oportunidade de recuperação de custos incorridos. Pelas razões acima apontadas é desejável a manutenção de um incentivo calculado com regras claras, usando critérios semelhantes ao de países em que a Gestão da Procura tem uma elevada dimensão.	<p>comercializadores entidades não reguladas pela ERSE não há forma de incluir qualquer incentivo no Regulamento Tarifário, nem se pretende.</p> <p>Os custos da expressão referida na tarifa de UGS são apenas o montante dos custos com estas medidas que a Concessionária da RNT suportou, acrescidos de juros.</p> <p>Os detalhes do mecanismo de incentivos deverão ser discutidos em sede de sub-regulamentação.</p>
153.	<b>Planos de Gestão da Procura</b>	Não é claro quando se podem iniciar os novos Planos de Gestão da Procura. Dado que estamos perto de 2010 e dado o tempo já perdido, seria desejável que os agentes pudessem apresentar propostas em 2005, para que as primeiras acções pudessem ter lugar em 2006. Devem também ser clarificados os prazos (qual o ano a que se refere o nº 2 do Artigo 125º).	As datas em questão estão definidas no Artigo 205.º da proposta de Regulamento Tarifário no capítulo das disposições transitórias.

## **RARI - REGULAMENTO DO ACESSO ÀS REDES E ÀS INTERLIGAÇÕES**



<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
1.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas	<p>“O Conselho de Administração da ERSE propõe agora uma série de alterações aos procedimentos de elaboração do plano acima referido, que se consideram desadequadas, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Passar a ERSE a ter poderes para aprovar o plano de investimento (nº 7, Artigo 11º), o que contrariaria até as disposições legais em vigor;</li> </ul>	<p>O nº 7 do artigo 11º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas. Os investimentos propostos pela REN, quando aceites pela ERSE, passam a fazer parte da base de activos a remunerar, sendo posteriormente a amortização e a remuneração do activo considerados custos de capital para efeito de cálculo das tarifas. Assim, actualmente, o artigo 18.º do RARI em vigor estabelece que a REN deve enviar à ERSE o plano de investimentos na RNT de dois em dois anos, até 30 de Novembro, sendo os investimentos na rede de transporte, após parecer da ERSE nesse sentido, elegíveis para efeitos de tarifas. Trata-se agora de inserir menção explícita a este facto no RARI.</p>
2.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Consulta pública	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anteceder a apresentação do documento com um processo formal de consulta pública para apreciação e discussão de várias alternativas de evolução da RNT (Artigo 13º);</li> </ul>	<p>Relativamente à consulta pública, é fundamental sublinhar que o planeamento das redes em ambiente liberalizado deixou de poder ser um processo centralizado e apenas da exclusiva responsabilidade dos operadores das redes, devendo ser coordenado com os agentes de mercado. De notar ser prática comum internacional a consulta que os operadores das redes efectuam aos agentes de mercado com o objectivo de averiguar as necessidades destes e as suas intenções face a projectos futuros.</p>

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
3.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Periodicidade	<ul style="list-style-type: none"> <li>A periodicidade de elaboração do documento passar de bianual para trienal (ou outra, em ligação com a duração efectiva de cada período de regulação), período excessivamente longo para efectuar necessários ajustes de planeamento, decorrentes de eventuais alterações de pressupostos (nº 7, Artigo 11º).</li> </ul>	<p>O n.º 7 do artigo 11.º do RARI estabelece que os operadores das redes devem enviar as propostas de planos de investimento à ERSE, até ao dia 15 de Junho do ano anterior ao início de cada período de regulação. Por sua vez, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário os períodos de regulação são trienais. A alteração da periodicidade de elaboração dos planos de investimento de bianual para trienal, de forma a fazê-la coincidir com a periodicidade dos períodos de regulação e harmonizá-la entre os vários operadores de rede, simplifica a regulação tarifária. Uma vez que estes planos são indicativos, sendo revistos anualmente quando do envio dos orçamentos de investimento a executar no ano civil seguinte, não se considera a nova periodicidade demasiado longa.</p>

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
4.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Competências da ERSE	Tendo em atenção o contrato de concessão da RNT, a importância que o processo de planeamento tem na vida empresarial da concessionária e as competências consultivas atribuídas à ERSE em matéria do Plano de Investimentos na RNT, o Conselho Consultivo interroga-se sobre a conveniência e fundamentação legal destas novas disposições regulamentares, sobretudo numa fase em que se aguarda a publicação da nova Lei de Bases do sector eléctrico.	<p>O n.º 7 do artigo 11.º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas.</p> <p>No âmbito da competência regulamentar da ERSE, aferida à luz dos Decretos-Lei n.ºs 182/95, 184/95, 185/95, todos de 27 de Julho, dos Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, o RARI expressa o sentido material e lógico que subjaz às disposições destes diplomas em matéria de reconhecimento de investimentos por parte das entidades reguladas.</p> <p>Com efeito, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º dos seus Estatutos, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, compete à ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica.</li> </ul>

RARI - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia (RNT) e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças.</li> </ul> <p>A este propósito, convém referir que o contrato de concessão celebrado entre o Estado e a REN, assegura a esta uma determinada remuneração, no âmbito da regulação efectuada pela ERSE.</p> <p>A emissão de parecer relativo aos planos de investimento, quer da entidade concessionária da RNT, quer da entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT insere-se na lógica do seu efectivo reconhecimento em termos de remuneração que as tarifas devem garantir. Esta competência está atribuída à ERSE.</p> <p>Acresce referir que este reconhecimento se liga aos mecanismos de indemnização nos termos da concessão ou da licença de distribuição.</p>



<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
5.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Contratação de obras	A ERSE pretende também regulamentar aspectos relativos à execução e adjudicação de obras relativas a investimentos na RNT e nas redes de distribuição, nomeadamente nos propostos números 3 e 5 do Artigo 14.º. Neste sentido, sugere-se uma redacção mais lata destes números e com referência apenas à observação da legislação nacional e comunitária em vigor.”	<p>A ERSE considera que o n.º 3 do artigo 14.º do RARI, segue as disposições comunitárias relativas à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações (Directiva 93/38/CEE, do Conselho, de 14 de Junho; Directiva 98/4/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Fevereiro; Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de Agosto; Decreto-Lei n.º 234/2004, de 15 de Dezembro). O n.º 5 do artigo 14.º do RARI, relativo à contratação pública dos investimentos nas interligações, foi clarificado de modo a referir que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Os investimentos realizados na sequência de concurso público, sem a prévia qualificação de fornecedores, são automaticamente aceites pela ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.</li> <li>▪ Os investimentos realizados com recurso prévio à qualificação de fornecedores ficam sujeitos à análise da ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.</li> </ul>

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
6.	Planeamento das redes de distribuição – Parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas	<p>“Verifica-se ainda que algumas das propostas regulamentares da ERSE relativas ao plano de investimentos da RNT são extensivas às redes de distribuição em AT e MT (Artigos 11º, 12º, 13º e 14º), o que parece não encontrar cabimento na legislação em vigor, em que o distribuidor está sujeito a um regime de licença vinculada, devendo “proceder à expansão da rede de distribuição de acordo com as necessidades de um regular e contínuo abastecimento de energia eléctrica aos seus clientes”, não estando sujeito a nenhuma aprovação formal e administrativa do seu plano de investimentos na rede. Aliás, os investimentos nas redes de distribuição também têm implicações na segurança do abastecimento, a qual é uma competência do Governo, pelo que toda a regulamentação sobre esta matéria está condicionada ao que vier a ficar consignado no âmbito da nova Lei de Bases do Sector Eléctrico e respectiva legislação complementar, em fase de preparação, parecendo prematuro avançar-se, por exemplo, com o proposto no nº 7 do Artigo 110, no n.º 4 do Artigo 13º e no nº 1 do Artigo 14º.</p>	<p>O nº 7 do artigo 11º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas.</p> <p>Face ao tipo de regulação tarifária a que está sujeita a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal continental, a ERSE reconhece não ser necessário a apresentação anual do orçamento detalhado de investimentos, tendo sido retirada essa obrigação do artigo 14.º do RARI.</p> <p>No âmbito da competência regulamentar da ERSE, aferida à luz dos Decretos-Lei n.ºs 182/95, 184/95, 185/95, todos de 27 de Julho, dos Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, o RARI expressa o sentido material e lógico que subjaz às disposições destes diplomas em matéria de reconhecimento de investimentos por parte das entidades reguladas.</p>

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>Com efeito, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º dos seus Estatutos, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, compete à ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica.</li> <li>▪ Garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia (RNT) e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças.</li> </ul> <p>A emissão de parecer relativo aos planos de investimento, quer da entidade concessionária da RNT, quer da entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT insere-se na lógica do seu efectivo reconhecimento em termos de remuneração que as tarifas devem garantir. Esta competência está atribuída à ERSE.</p>

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			Acresce referir que este reconhecimento se liga aos mecanismos de indemnização nos termos da concessão ou da licença de distribuição.
7.	Planeamento das redes de distribuição – Metodologia	Por outro lado, não é claro o que se entende por “metodologia” quando, no Artigo 12º, se refere a aprovação de metodologia de planeamento dos operadores das redes.	<p>O planeamento de redes não é uma ciência exacta, existindo vários métodos de planeamento, quer ao nível do transporte, quer ao nível da distribuição, aplicados com maior ou menor sucesso em vários países. Nas últimas décadas, a evolução da ciência (em particular da matemática) e da técnica (em particular da informática) veio oferecer ao planeador de redes um amplo espectro de instrumentos que ele poderá utilizar com maior ou menor perícia, com melhores ou piores resultados.</p> <p>A escolha dos instrumentos não é uma questão “académica” – qualquer que ela seja (mesmo que não seja – isto é, que seja a escolha de não escolher novos métodos e ferramentas, continuando a utilizar uma caixa de ferramentas velha, desajustada à nova “mecânica” pós-monopolista) tem custos e consequências sobre o nível de fiabilidade e sobre a qualidade do serviço prestado aos agentes de mercado (por exemplo, em termos de quantidade, estabilidade e flexibilidade da capacidade disponibilizada aos agentes para transacções comerciais).</p>

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			Por esta razão, é fundamental que todos – mas, sobretudo, os utilizadores das redes – conheçam os métodos de planeamento utilizados. Esta é uma forma básica de “responsabilização” do operador de rede monopolista perante os seus clientes, que assim poderão ajuizar da competência e eficiência do operador.
8.	Planeamento das redes de distribuição – Consulta pública	Parece-nos também que a realização de consultas e audições públicas (Artigo 13º), prévias à apresentação do plano para aprovação pela ERSE, corre o risco de, em vez de centrar a discussão em parâmetros técnicos, colocar a apreciação do plano de investimentos em moldes políticos, sem que os eventuais “proveitos” excedam os custos que este processo por certo acarretará.”	Relativamente à consulta pública, é fundamental sublinhar que o planeamento das redes em ambiente liberalizado deixou de poder ser um processo centralizado e apenas da exclusiva responsabilidade dos operadores das redes, devendo ser coordenado com os agentes de mercado. De notar ser prática comum internacional a consulta que os operadores das redes efectuam aos agentes de mercado com o objectivo de averiguar as necessidades destes e as suas intenções face a projectos futuros.

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
9.	Orçamento de investimentos	<p>“Ao pretender-se que os operadores de rede apresentem, até 15 de Junho de cada ano, uma lista exaustiva dos investimentos a realizar no ano seguinte para aprovação (Artigo 14.º), deve recordar-se que as obras de investimento não têm forçosamente um término coincidente com o final do ano e, não existindo explicitação de prazo para que a ERSE se pronuncie, o que acontece se a ERSE não aprovar ou não se pronunciar sobre o respectivo plano? Acresce que a data de 15 de Junho parece ser, nalguns casos, demasiado “cedo” para que se possa estabelecer, com o mínimo de segurança, quais das obras em curso estarão completas e em serviço em 31 de Dezembro.”</p>	<p>De acordo com o artigo 14.º do RARI, os orçamentos de investimento são enviados anualmente até 15 de Junho de cada ano, prazo considerado actualmente no processo de elaboração das tarifas para envio de toda a informação previsual. Este envio estava já previsto na regulamentação anterior para a rede de transporte em Portugal continental e as redes de transporte e distribuição das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, até 1 de Maio de cada ano, pelo que até se estabelecer um alargamento do prazo de envio desta informação.</p> <p>Face ao tipo de regulação tarifária a que está sujeita a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal continental, a ERSE reconhece não ser necessário a apresentação anual do orçamento detalhado de investimentos, tendo sido retirada essa obrigação do artigo 14.º do RARI.</p> <p>A análise pela ERSE dos planos de investimento e dos orçamentos de investimento, é feita no decorrer do processo de elaboração das tarifas, sendo comunicadas às empresas as dúvidas ou não aceitações que surgirem. Caso contrário os orçamentos consideram-se aceites e aprovados pela ERSE.</p>

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
10.	Capacidade de interligação – Coordenação com REE	<p>“Relativamente ao cálculo da capacidade das interligações, tem-se observado uma impossibilidade prática da REN cumprir o regulamento RARI em vigor, visto que o cálculo depende de acções da “Rede Eléctrica de Espanha”, que está obrigada pela legislação espanhola a práticas diferentes das consignadas na legislação e regulamentação portuguesa. Problemas deste tipo são agravados na presente proposta da ERSE, não só mantendo procedimentos de cumprimento impossível, como criando novos procedimentos não convenientemente coordenados com as autoridades espanholas. Dada a incerteza sobre os acordos futuros do MIBEL, não se compreende a conveniência de alterar agora a regulação de uma actividade eminentemente dependente desses acordos.”</p>	<p>Recorde-se, a este propósito, os n.ºs 2 e 3 do artigo 5º do Regulamento (CE) n.º 1 228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003 relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, já em vigor:</p> <p>“2. As normas de segurança, funcionamento e planificação utilizadas pelos operadores das redes de transporte devem ser tornadas públicas. Essa publicação deve incluir o esquema geral de cálculo da capacidade total de transporte e a margem de fiabilidade do transporte tendo em conta as características, eléctricas e físicas, da rede. Tais esquemas devem ser submetidos à aprovação das entidades reguladoras.</p> <p>3. Os operadores das redes de transporte devem publicar estimativas da capacidade de transporte disponível para cada dia, indicando a capacidade disponível eventualmente já reservada. Essa publicação deve ser feita a intervalos especificados antes do dia do transporte e deve, de qualquer modo, incluir estimativas com uma semana e um mês de antecedência, bem como uma indicação quantitativa da fiabilidade prevista para a capacidade disponível.”</p>

RARI - CONSELHO CONSULTIVO			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
			<p>Assim o RARI mantém o prazo actualmente em vigor de envio à ERSE até 31 de Outubro dos estudos efectuados e dos valores indicativos da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, continuando a prever a possibilidade de posteriores ajustes quando da recepção de informação por parte do operador da REE. A prática de anos anteriores mostra que a coordenação dos valores com os da REE apenas foi possível já no decorrer do ano a que os valores dizem respeito (Fevereiro e até em Junho). A ERSE considera necessário que se forneça aos agentes de mercado informação sobre a capacidade de interligações disponível antes do ano em análise se iniciar, pelo que se optou pela data de 31 de Outubro com possíveis ajustes posteriores.</p> <p>O RARI apenas acrescenta em relação ao regulamento em vigor, o envio à ERSE para aprovação até 30 de Junho da proposta de metodologia de determinação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, prazo este escolhido de forma a que a ERSE possa analisar a metodologia e apresentar comentários à REN a tempo de esta calcular as capacidades até 31 de Outubro. Esta metodologia deverá ser sempre que possível acordada com a REE, não se vendo que tal implique atrasos suplementares uma vez que a referida metodologia é bastante estável ocorrendo apenas de ano para ano pequenos ajustes.</p>



<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
11.	Receitas da gestão das interligações	“Embora tratando-se de um pormenor de redacção, alerta-se para o texto que consta do número 3 do Artigo 19º, no qual se escreveu “(...) deve enviar anualmente à ERSE até ao dia 1 de Maio, o montante das receitas (...) quando se devia ter escrito “(...) deve enviar anualmente à ERSE, até ao dia 1 de Maio, informação sobre o montante das receitas (...)”.	O RARI foi alterado em conformidade com o comentário.
12.	Contrato de Uso das Redes – PNV	“Na presente proposta, o actual Acordo de Acesso e Operação de Redes (AAOR), do qual são signatários os candidatos de acesso às redes (produtores ou clientes) e o operador ou operadores das redes, é substituído pelo Contrato de Uso das Redes (Artigos 20º e 21º), que não abrange produtores, pelo facto destes não estarem obrigados ao pagamento de tarifas de acesso às redes. O relacionamento dos produtores com os operadores das redes fica assim estrito ao âmbito do processo de ligação às redes, regulamentado no RRC, processo que se esgota com a efectiva entrada em exploração da instalação. Cria-se, portanto, um indesejável vazio regulamentar e contratual relativo a matérias de natureza técnica, susceptíveis de alguma incidência comercial (penalizações por incumprimento), actualmente constantes no AAOR.”	A ERSE considera que o Contrato de Uso das Redes se encontra associado à retribuição pelo uso das redes, a que os produtores não estão sujeitos pelo que não celebrarão estes contratos. Reconhece-se no entanto a necessidade de articulação entre os produtores e os operadores das redes, nomeadamente no âmbito da exploração das redes e das instalações produtoras, para além do processo de ligação às redes. Deverá ser no âmbito do Regulamento da Rede de Transporte, do Regulamento da Rede de Distribuição, do Regulamento do Despacho e do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema que são estabelecidas as necessárias disposições técnicas, sendo de notar que as duas ultimas peças regulamentares referidas serão brevemente revistas com base em proposta já solicitada à REN. Será assim de reverter para os novos Regulamento do Despacho e Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema as necessárias disposições

<b>RARI - CONSELHO CONSULTIVO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>técnicas relativas à exploração das redes que constam do actual AAOR para os produtores. Foi criada na versão final do RARI uma norma transitória no n.º 2 do artigo 46.º que estabelece que os AAOR celebrados pelos produtores não vinculados, vigentes à data de entrada em vigor do novo RARI, mantêm-se até à data de entrada em vigor da revisão do Regulamento do Despacho, sem prejuízo do prazo neles estabelecido.</p> <p>Pretende-se assim restringir cada peça sub regulamentar à sua função precisa e evitar repetições entre disposições do actual contrato e da regulamentação em vigor, que existiam no âmbito do AAOR.</p>

<b>RARI - ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR - DECO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
13.	Planeamento das redes e interligações – Consulta pública	“No entanto, quanto ao último ponto, consideramos que seria positivo que na própria fase de elaboração das propostas de planos de investimentos nas suas redes, a que se refere o artigo 13.º, fossem as associações de consumidores, a par dos agentes de mercado, igualmente consultadas sobre a bondade das propostas.”	O comentário é aceite tendo sido alterado o artigo 13.º do RARI em conformidade, de forma a incluir “a consulta pública aos agentes de mercado e outras entidades interessadas”.



<b>RARI - ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DE DIREITO DO CONSUMO - APDC</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
14.	Divulgação da informação	“No que toca á divulgação da informação sobre as redes (art. 47.º), nas variadas vertentes enunciadas no artigo, deve a mesma ser cumprida exhaustivamente e divulgada convenientemente a todos os utilizadores interessados.”	O artigo 37.º.do RARI menciona que “Os operadores das redes devem publicar e manter disponível para os interessados, nomeadamente na sua página da Internet” o que se considera ser uma forma de garantir a ampla divulgação da informação.



<b>RARI - - ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DO INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉCTRICA - APIGCEE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
15.	Capacidade de interligação – Reforço e atribuição	<p>“- É imperativo o reforço significativo e imediato das capacidades das interligações transfronteiriças;</p> <p>- Deve ser prevista a atribuição duma parte dessa capacidade aos contratos bilaterais;</p> <p>- Deve ser prevista a existência das capacidades transfronteiriças interruptíveis, reservadas a contratos bilaterais interruptíveis.”</p>	<p>A REN está actualmente a proceder ao reforço das interligações, sendo de notar no entanto que a maioria das restrições verificadas nas interligações se devem a congestionamentos internos das redes de Portugal e Espanha, principalmente desta ultima.</p> <p>A forma de atribuição da capacidade de interligação será estabelecida através do mecanismo de gestão de congestionamentos a ser futuramente aprovado pela ERSE, sob proposta da REN, de acordo com o n.º 3 do artigo 18.º do RARI. De salientar que o Regulamento (CE) n.º 1 228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 26 de Junho de 2003, e consequentemente o n.º 4 do artigo 18.º do RARI refere que o mecanismo de gestão de congestionamentos deve ser não discriminatório, nomeadamente no que refere aos mecanismos de mercado, contratos bilaterais ou mercados organizados.</p>





<b>RARI - DIRECÇÃO-GERAL DE GEOLOGIA E ENERGIA - DGGE</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
16.	Planeamento das redes de distribuição	<p>“A DGGE considera que na fase actual de preparação da Lei de Bases do Sector Eléctrico e legislação complementar é prematuro fazer alterações ao RARI em vigor como as que estão propostas no n.º.7 do Artº 11, n.º.4 do Artº.13 e n.º.1 do Artº. 14 (aprovação do plano de investimento da rede de distribuição).</p> <p>Os investimentos nas redes de distribuição têm implicações na segurança do abastecimento que é uma competência do Governo, pelo que esta matéria deverá ser tratada na legislação de base do sector e não definida num regulamento.”</p>	<p>De forma simplificada, pode-se dizer que a segurança de abastecimento de electricidade depende da disponibilidade simultânea de três factores:</p> <p>a) Energia primária.</p> <p>b) Capacidade de produção de electricidade a partir das fontes primárias.</p> <p>c) Infra-estrutura de transporte e distribuição.</p> <p>A existência de suficiente capacidade de transporte e distribuição não está em causa, uma vez que as concessões e as licenças existentes obrigam os operadores de rede a assegurar as condições técnicas que permitam o fornecimento de electricidade a todos os consumidores (obrigação da sua ligação às redes, obrigação de proporcionar suficiente capacidade de rede para veicular a energia necessária aos seus consumos). O que está em causa, ao nível da infra-estrutura, são, para além de aspectos técnicos de competência da DGGE, o custo e a qualidade da utilização das redes, matéria notoriamente de regulação desde a legislação de 1995.</p>

<b>RARI - DIRECÇÃO-GERAL DE GEOLOGIA E ENERGIA - DGGE</b>			
			Nem o RARI, nem os restantes regulamentos, interferem com a política energética em matéria de fontes de energia primária ou com os critérios de licenciamento dos centros electroprodutores.

<b>RARI - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
17.	Sub-regulamentação	<p>“À semelhança do que sucede com o RT e o RRC, o problema coloca-se ao nível da sub-regulamentação prevista neste regulamento, devendo a ERSE indicar os temas em que irá solicitar a intervenção das empresas.</p> <p>Nesta perspectiva, a sujeição a sub-regulamentação das matérias a seguir identificadas, pode condicionar a entrada em vigor das disposições a que as mesmas respeitam e, bem assim, as decisões dos sujeitos intervenientes no sector.</p> <p>Regulamento do Acesso às Redes e interligações</p> <p>A metodologia de planeamento e os critérios utilizados pelos operadores das redes de transporte e das redes de distribuição em MT e AT no planeamento das suas redes devem ser enviados à ERSE e divulgados nos termos do artigo 37º (artigo 12º, n.º 6);</p> <p>As condições gerais que devem integrar o Contrato de Uso das Redes são aprovadas pela ERSE, após consulta pública, na sequência de propostas apresentadas pelos operadores de redes (artigo 23º, nº 1).”</p>	<p>O RARI identifica claramente quais os documentos que serão elaborados com base em propostas das empresas, não existindo nenhuma disposição que não possa entrar em vigor pela ausência de sub-regulamentação.</p> <p>Mais precisamente a metodologia de planeamento e os critérios utilizados pelas empresas no planeamento das suas redes supostamente já existem, pelo que apenas deverão ser enviadas à ERSE.</p> <p>Relativamente às condições gerais que devem integrar o Contrato de Uso das Redes, enquanto não forem aprovadas pela ERSE na sequência de apresentação de proposta das empresas no prazo de 60 dias após a entrada em vigor do RARI e posterior consulta pública, continuam em vigor os actuais Acordos de Acesso e Operação das Redes. Mais precisamente a norma transitória do n.º 1 do artigo 46.º da versão final do RARI estabelece que “os Acordos de Acesso e Operação das Redes vigentes à data da entrada em vigor do presente Regulamento, caducam com a celebração dos Contratos de Uso das Redes que deverá ocorrer até 60 dias após a aprovação pela ERSE das condições gerais dos contratos.”.</p>

RARI - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL			
N.º	ASSUNTO	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
18.	Planeamento das redes de distribuição – Parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas	<p>“Merece-nos, contudo particular preocupação as propostas relativas ao Planeamento das redes de Distribuição em AT e MT, previstas nos artigos 11º e 12º, que culminam com a aprovação dos planos de investimento pela ERSE, depois dum processo de consulta pública aos agentes de mercado. Estes planos devem, segundo a proposta, contemplar os 5 anos seguintes ao ano em que são apresentados.</p> <p>Planeamento das redes e interligações (artº. 11º a 14º do RRC)</p> <p>A proposta da ERSE configura inadequações, quer do ponto de vista legal, quer do ponto de vista regulatório.</p> <p>Do ponto de vista do quadro jurídico, o Distribuidor AT e MT opera em regime de licença vinculada, tendo por obrigação garantir o abastecimento dos consumos a satisfazer, sem sujeição a qualquer aprovação dos investimentos por parte do Estado. Por seu turno, compete ao Estado garantir a segurança de abastecimento, responsabilidade que por inerência da licença vinculada é atribuída ao Distribuidor em AT e MT. Neste conformidade, e tendo em conta a expectável revisão do quadro legislativo, não nos parece adequada a proposta da ERSE no processo de planeamento da redes em AT e MT.</p>	<p>O nº 7 do artigo 11º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas.</p> <p>No âmbito da competência regulamentar da ERSE, aferida à luz dos Decretos-Lei n.ºs 182/95, 184/95, 185/95, todos de 27 de Julho, dos Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, o RARI expressa o sentido material e lógico que subjaz às disposições destes diplomas em matéria de reconhecimento de investimentos por parte das entidades reguladas.</p> <p>Com efeito, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º dos seus Estatutos, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, compete à ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica.</li> <li>▪ Garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia (RNT) e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que permitam, no âmbito de uma gestão adequada e</li> </ul>

<b>RARI - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças.</p> <p>A emissão de parecer relativo aos planos de investimento, quer da entidade concessionária da RNT, quer da entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT insere-se na lógica do seu efectivo reconhecimento em termos de remuneração que as tarifas devem garantir. Esta competência está atribuída à ERSE.</p> <p>Acresce referir que este reconhecimento se liga aos mecanismos de indemnização nos termos da concessão ou da licença de distribuição.</p>
19.	Planeamento das redes de distribuição – especificidade do mecanismo de regulação	Do ponto de vista regulatório, e atendendo a que a actividade de distribuição é regulada através de um mecanismo de “price-cap”, considera-se que o incentivo a investimentos racionais com qualidade de serviço técnica adequada se encontra devidamente sinalizado. Nesta perspectiva, não se percebe a necessidade de aprovação dos planos de investimento em AT e MT, com a agravante da ERSE entender que os mesmos devem-se referir a um período de cinco anos quando o período de regulação vigora apenas por três.”	<p>O nº 7 do artigo 11º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas.</p> <p>Os investimentos propostos pelo operador da rede de distribuição em AT e MT em Portugal continental, quando aceites pela ERSE, passam a fazer parte da base de activos a remunerar, sendo posteriormente a amortização e a remuneração do activo considerados custos de capital para efeito de cálculo das tarifas.</p>

<b>RARI - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>Os investimentos aceites são considerados no cálculo dos parâmetros para cada novo período de regulação. Assim, actualmente, o artigo 19.º do RARI em vigor estabelece que o referido operador deve enviar à ERSE o plano de investimentos nas suas redes de dois em dois anos, até 30 de Novembro, sendo os investimentos na rede de distribuição, após aprovação pela ERSE, elegíveis para efeitos de tarifas.</p> <p>Face ao tipo de regulação tarifária a que está sujeita a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal continental, a ERSE reconhece não ser necessário a apresentação anual do orçamento detalhado de investimentos, tendo sido retirada essa obrigação do artigo 14.º do RARI.</p> <p>A ERSE estabelece um horizonte temporal para os planos de investimento das redes de 5 anos, difícil de perceber se se optar por horizontes inferiores. Por outro lado é de sublinhar mais uma vez o carácter indicativo dos planos de investimento que muito naturalmente serão mais incertos para anos mais distantes e por isso passíveis de revisões posteriores. De notar por fim que o horizonte temporal de 5 anos é o actualmente em vigor para a rede de distribuição em Portugal continental e para as redes de transporte e distribuição nas Regiões Autónomas dos Açores e da</p>

<b>RARI - EDP ENERGIAS DE PORTUGAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			Madeira, sendo o horizonte da rede de transporte em Portugal continental de 6 anos que foi reduzido de forma a harmonizar com as restantes redes.





<b>RARI - EDP COMERCIAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
20.	Capacidade de interligação – Informação disponibilizada	“Parece-nos relevante que, além da publicação desta informação, seja também disponibilizada, á posteriori, informação justificativa de alterações significativas aos valores inicialmente previstos.”	O artigo 10.º do RARI prevê a elaboração por parte da entidade concessionária da RNT da caracterização das interligações, documento este com carácter descritivo do passado e não previsional, do qual consta a “Identificação e justificação dos principais congestionamentos ocorridos com impacte na capacidade de interligação.” (alínea e) do n.º 2).

<b>RARI - EDP COMERCIAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
21.	Contrato de Uso das Redes – PNV	Existem actualmente entidades com o estatuto de Produtor Não Vinculado (PNV) que fornecem carteiras de clientes e que funcionam como agente representante destas para efeitos do AAOR. Tendo em conta que o PNV não pode subscrever, de acordo com a proposta, um Contrato de uso das redes para fornecer a clientes, importa criar uma norma ao abrigo da qual seja possível gerir esta situação, ainda que de uma forma transitória.	<p>A ERSE considera que o Contrato de Uso das Redes se encontra associado à retribuição pelo uso das redes, a que os produtores não estão sujeitos pelo que não celebrarão estes contratos.</p> <p>A norma transitória do n.º 1 do artigo 46.º da versão final do RARI estabelece que “os Acordos de Acesso e Operação das Redes vigentes à data da entrada em vigor do presente Regulamento, caducam com a celebração dos Contratos de Uso das Redes que deverá ocorrer até 60 dias após a aprovação pela ERSE das condições gerais dos contratos.”. Por outro lado a referida aprovação da ERSE ocorrerá na sequência de proposta a apresentar pelas empresas no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do RARI e posterior consulta pública. Assim os produtores que pretendam fornecer directamente clientes dispõem no mínimo de 120 dias mais o tempo da consulta pública (30 dias tipicamente) para obterem a licença de comercializadores junto da DGGE e celebrarem os necessários Contratos de Uso das Redes.</p>

<b>RARI - EDP COMERCIAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
22.	Contrato de Uso das Redes – Corte de clientes	Finalmente, entendemos que seria de toda a utilidade incorporar, no Contrato de Uso das Redes, normas que permitam o corte de clientes, a pedido dos respectivos comercializadores, na sequência de falta de pagamento dos primeiros aos segundos. De facto, é normal, em qualquer contrato de prestação de serviços, que uma das partes, na sequência de incumprimento contratual pela outra parte, cesse a sua contra-prestação, enquanto o contrato não é resolvido unilateralmente ou por mútuo acordo. A interrupção de fornecimento é a forma mais correcta de incorporar essa possibilidade na regulamentação.”	Relativamente à inclusão no Contrato de Uso das Redes de disposições relativas ao corte de clientes a pedido dos respectivos comercializadores, na sequência de falta de pagamento dos primeiros aos segundos, a ERSE é da opinião que no caso de falta de pagamento o comercializador deve cessar o contrato de fornecimento que estabeleceu com o cliente e avisar o distribuidor vinculado do SEP a que o cliente se encontra ligado. Se após um determinado prazo o cliente não apresentar um novo contrato, será então cortado pelo referido distribuidor. Este processo encontra-se definido regulamentarmente no RRC e na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de fornecedor a aprovar pela ERSE. Se o cliente apresentar um novo contrato, o ressarcimento das dívidas para com o antigo comercializador processa-se no termos da lei geral. Independentemente das situações expostas qualquer comercializador é livre de exigir cauções aos seus clientes de modo a cobrir eventuais faltas de pagamento.



<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
23.	Planeamento das redes de distribuição – Parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas	“O conjunto de prescrições referentes ao processo de planeamento das redes e mesmo à aprovação e à forma de adjudicação de obras concretas levanta dúvidas sobre se se situa no âmbito da competência da ERSE.	<p>O nº 7 do artigo 11º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas.</p> <p>Face ao tipo de regulação tarifária a que está sujeita a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em Portugal continental, a ERSE reconhece não ser necessário a apresentação anual do orçamento detalhado de investimentos, tendo sido retirada essa obrigação do artigo 14.º do RARI.</p> <p>No âmbito da competência regulamentar da ERSE, aferida à luz dos Decretos-Lei n.ºs 182/95, 184/95, 185/95, todos de 27 de Julho, dos Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, o RARI expressa o sentido material e lógico que subjaz às disposições destes diplomas em matéria de aprovação de investimentos por parte das entidades reguladas.</p> <p>Com efeito, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º dos seus Estatutos, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, compete à ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica.</li> </ul>

<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>▪ Garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia (RNT) e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças.</p> <p>A emissão de parecer relativo aos planos de investimento, quer da entidade concessionária da RNT, quer da entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT insere-se na lógica do seu efectivo reconhecimento em termos de remuneração que as tarifas devem garantir. Esta competência está atribuída à ERSE.</p> <p>Acresce referir que este reconhecimento se liga aos mecanismos de indemnização nos termos da concessão ou da licença de distribuição.</p>
24.	Planeamento das redes de distribuição – Metodologia	De acordo com a proposta apresentada, a ERSE passará a aprovar a metodologia de planeamento. Tal pode ser entendido como “aprovar um conjunto de regras básicas” a que deve obedecer o processo de planeamento ou “aprovar o próprio	Contrariamente ao que um observador menos atento possa pensar, o planeamento de redes não é uma ciência exacta, existindo vários métodos de planeamento, quer ao nível do transporte, quer ao nível da distribuição, aplicados com maior ou

<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>processo criativo” pelo qual cada técnico define e analisa as soluções alternativas, recorrendo aos seus conhecimentos científicos e experiência. Esta última alternativa não parece ser razoável.</p>	<p>menor sucesso em vários países. Nas últimas décadas, a evolução da ciência (em particular da matemática) e da técnica (em particular da informática) veio oferecer ao planeador de redes um amplo espectro de instrumentos que ele poderá utilizar com maior ou menor perícia, com melhores ou piores resultados.</p> <p>A escolha dos instrumentos não é uma questão “académica” – qualquer que ela seja (mesmo que não seja – isto é, que seja a escolha de não escolher novos métodos e ferramentas, continuando a utilizar uma caixa de ferramentas velha, desajustada à nova “mecânica” pós-monopolista) tem custos e consequências sobre o nível de fiabilidade e sobre a qualidade do serviço prestado aos agentes de mercado (por exemplo, em termos de quantidade, estabilidade e flexibilidade da capacidade disponibilizada aos agentes para transacções comerciais).</p> <p>Por esta razão, é fundamental que todos – mas, sobretudo, os utilizadores das redes – conheçam os métodos de planeamento utilizados. Esta é uma forma básica de “responsabilização” do operador de rede monopolista perante os seus clientes, que assim poderão ajuizar da competência e eficiência do operador.</p>
25.	Planeamento das redes de	Da proposta consta que deverão ser presentes à ERSE cenários de evolução da capacidade de produção, por tecnologia de	Na elaboração dos planos de investimento nas várias redes há que considerar a previsão da evolução da produção ligada ou a

<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
	distribuição – Cenários de produção	produção, designadamente a partir de fontes de energia renováveis. Tratando-se de equipamentos de produção, com momento de construção e características definidos por outros agentes de mercado, que não os operadores das redes, julga-se que essa tarefa deve ser cometida aos próprios produtores.	ligar às redes, para além de muitos outros factores, pelo que deve ser mencionada nos planos de investimento. Na medida em que os planos de investimento serão objecto de consulta pública, os agentes de mercado poderão confirmar as previsões de evolução da produção incluídas pelos operadores das redes nos seus planos de investimento.
26.	Planeamento das redes de distribuição – Consulta pública	Está-se certo de que uma eventual discussão pública colocará a apreciação do plano de investimentos em moldes políticos e desajustados à questão, procurando orientá-lo para interesses sectoriais e regionais, eventualmente conduzindo, não a um entendimento entre os participantes no processo, mas a uma fricção entre eles, podendo mesmo conduzir a soluções não económicas de desenvolvimento das redes.	Relativamente à consulta pública, é fundamental sublinhar que o planeamento das redes em ambiente liberalizado deixou de poder ser um processo centralizado e apenas da exclusiva responsabilidade dos operadores das redes, devendo ser coordenado com os agentes de mercado. De notar ser prática comum internacional a consulta que os operadores das redes efectuam aos agentes de mercado com o objectivo de averiguar as necessidades destes e as suas intenções face a projectos futuros.
27.	Investimentos nas redes de distribuição – Resposta atempada da ERSE	Merece uma especial referência pretender-se estipular a aprovação, pela ERSE, dos investimentos a realizar. Coloca-se a questão de saber qual será a situação da Empresa no caso de a ERSE não se pronunciar atempadamente sobre a proposta de investimentos, Os dispêndios, na forma proposta ou noutra alternativa, poderão ter de se realizar sob pena de outros	A análise pela ERSE dos planos de investimento e dos orçamentos de investimento, é feita no decorrer do processo de elaboração das tarifas, sendo comunicadas às empresas as dúvidas ou não aceitações que surgirem. Caso contrário os orçamentos consideram-se aceites e aprovados pela ERSE.



<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		regulamentos (Regulamento da Qualidade de Serviço, por ex.) não serem cumpridos e, se forem realizados, poderão não ser remunerados. Por outro lado, a aprovação das obras propostas ficará sujeita a uma decisão discricionária, a menos que sejam previamente conhecidos os critérios de avaliação. Salienta-se que a rede de distribuição participa na segurança de abastecimento, vertente sob a qual também os planos devem ser analisados.	
28.	Planeamento das redes de distribuição – Obras consideradas	<p>Uma grande parte do investimento na distribuição é consequência directa e imediata do interesse de ligação de clientes e produtores. São esses agentes de mercado que definem o local, a data e através da potência requisitada, componentes fundamentais das características da ligação. Não é assim possível listar antecipadamente essas obras.</p> <p>Uma outra parte do investimento é constituída por obras e iniciativas cuja forma e momento são definidas pela EDP Distribuição tendo em conta as necessidades do mercado. Dessas, algumas são de grande dimensão (basicamente as obras de AT) e outras são de pequena dimensão (algumas pequeníssima, como no caso da BT). Não parece possível listar, em consciência, todas as obras que virão a ser realizadas e</p>	Note-se que o RARI apenas refere os planos de investimento nas redes de distribuição em MT e AT, obras estas que são objecto de planeamento futuro e não com o carácter, menos determinístico que pode ser associado às obras em BT. Por outro lado é de sublinhar mais uma vez o carácter indicativo quer dos planos de investimento quer dos orçamentos de investimento, passíveis de revisões posteriores, a corrigir em termos tarifários no início de cada período de regulação.

<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>considera-se certo que, mesmo para algumas daquelas já decididas (e que podem ser listadas) poderá haver significativas diferenças entre a solução inicial e a que finalmente será implementada.</p> <p>Prescrevendo-se algo que poderá ser impossível de concretizar, a ocorrência das seguintes situações deverá ser acautelada:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ obras previstas no plano e que são alteradas, em data, em especificações técnicas ou em orçamento;</li> <li>▪ realização de obras não previstas no plano.</li> </ul> <p>De facto, a concepção que pareceu presidir à elaboração das propostas de alteração regulamentar relativas ao planeamento é a de um planeamento estático, com um estabelecimento de realizações inalterável, de concretização obrigatória. Admite-se como mais conveniente uma concepção mais moderna, de um planeamento dinâmico, capaz de se adaptar e absorver as mudanças, vivendo em cenários de incerteza com flexibilidade de aproveitamento de oportunidades se enquadradas nos objectivos e nas concepções das redes que se prefiguram para o futuro.</p>	
29.	Planeamento	As obras de investimento não têm forçosamente um término	De acordo com os artigos 14.º e 15.º do RARI, a ERSE propõe

<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
	das redes de distribuição – Prazo	coincidente com o fim do ano, podendo iniciar-se num ano e finalizar-se noutro, mesmo sendo obras de pequena dimensão e execução rápida.  Historicamente, não tem sido possível em Junho estabelecer, com um mínimo de segurança, quais das obras em curso estarão completas e em serviço em 31 de Dezembro, não sendo pois possível prever quais destas devem constar do plano do ano seguinte.”	que os planos de investimento e os orçamentos de investimento sejam enviados até 15 de Junho de cada ano, os primeiros no início de cada período de regulação, os segundos anualmente. De notar que este prazo é já considerado actualmente no processo de elaboração das tarifas para envio de toda a informação previsional.
30.	Caracterização das redes	“Preconiza-se que nesse documento a informação relativa às redes MT e AT inclua, para além de um conjunto de informação em tudo idêntico à que é solicitada para o caso das redes MAT, igualmente informação relativa às potências de curto-circuito nos barramentos das subestações AT/MT e ao tipo de ligação do neutro à terra.  A EDP Distribuição poderá ser levada a concluir que a ERSE considera que essa informação adicional não é relevante para os utilizadores das redes MAT. Por outro lado não é possível à EDP Distribuição calcular as potências de curto-circuito nas suas redes desconhecendo os valores homólogos na rede de transporte.	A ERSE estranha o comentário pois as caracterizações da rede de distribuição em Portugal continental que têm vindo a ser entregues anualmente pela EDP Distribuição incluem a potência de curto-circuito máxima, mínima (normal) e mínima (recurso).  De qualquer forma o artigo 9.º do RARI será alterado de modo a solicitar a todos os operadores das redes informação relativa à potência de curto-circuito trifásico simétrico máxima e mínima nos barramentos MT, AT e MAT das subestações e ao tipo de ligação do neutro à terra.  De notar que algumas das características das linhas e subestações são já incluídas pela EDP Distribuição nas caracterizações das redes que têm apresentado, tendo ainda

<b>RARI - EDP DISTRIBUIÇÃO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		<p>A proposta estabelece que deverão ser divulgadas as principais características das linhas e das subestações e a sua variação de acordo com a época do ano, não sendo claro a que características, designadamente as variáveis, tal se aplica.</p> <p>Na caracterização das redes é proposto que se inclua a identificação dos principais desenvolvimentos futuros, não sendo evidente em que medida essa informação deve ser ou pode ser distinta da do plano de investimentos que deverá ser objecto de aprovação pela ERSE.</p> <p>No referido documento de caracterização das redes deverão ser incluídas “perdas nas redes por período tarifário, de acordo com a época do ano’. Tal como tem sido diversas vezes referido pela EDP Distribuição, nomeadamente à ERSE, trata-se de uma informação não disponível, nem passível de ser obtido com um mínimo de rigor, não se compreendendo em que medida essa informação é relevante para os utilizadores ou candidatos a utilizadores das redes.”</p>	<p>decorrido várias reuniões entre a ERSE e a EDP Distribuição sobre este tema. Relativamente ao texto regulamentar pretende-se que este não liste exhaustivamente as características das linhas e subestações, devendo pelo contrário deixar em aberto determinadas questões para que cada operador de rede adopte as disposições de acordo com a sua realidade.</p> <p>Relativamente à inclusão na caracterização das redes da identificação dos principais desenvolvimentos futuros, a ERSE considera que um utilizador das redes ou um candidato a utilizador das redes que se pretenda ligar a estas tem necessidade não só da caracterização da situação actual das redes mas também de uma perspectiva da sua evolução. Nesse sentido, é útil que os operadores das redes apresentem os principais desenvolvimentos futuros de maior impacto na rede, que naturalmente constarão também do plano de investimentos juntamente com outras obras não tão relevantes.</p> <p>O artigo 9.º do RARI será alterado de modo a retirar a alínea e) do n.º 2, relativa às perdas nas redes por período tarifário, de acordo com a época do ano.</p>

<b>RARI - ELECTRICIDADE DOS AÇORES - EDA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
31.	Informação a prestar pelos operadores das redes	<p>“Em relação ao RARI, a grande preocupação da EDA, em geral extensiva também ao RT e ao RRC, centra-se na enorme quantidade de informação exigida, em prazos muito curtos e tratada de modo não habitual e aparentemente pouco útil. Já aquando da discussão pública acerca das propostas de extensão dos regulamentos em causa às Regiões Autónomas esta empresa alertou para os elevados custos associados ao cumprimento de todas as obrigações aí constantes. Hoje, podemos informar que a cabal resposta a tão grande exigência de informação está mesmo a estrangular alguns serviços, que deixaram de conseguir desenvolver plenamente a sua actividade normal e passam meses a preparar elementos para o regulador. Esta situação será insustentável a curto prazo e certamente resultará numa degradação do serviço prestado aos nossos clientes, caso não se proceda a um proporcional reforço em recursos humanos, o que, como se sabe, também a ERSE não nos permite, ao pressionar-nos para a redução quer dos custos com pessoal, quer dos custos com fornecimento de serviços externos...”</p>	<p>O RARI não acrescentou nenhuma informação a ser exigida aos operadores das redes. A ERSE considera que o trabalho mais árduo a realizar pelos operadores das redes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira já foi realizado, uma vez que os formatos dos documentos a disponibilizar pelos operadores periodicamente já são bastante satisfatórios, sendo agora apenas necessária a actualização dos mesmos.</p> <p>No entanto, a ERSE não deixará de, em sede própria, apreciar as questões dos custos de obtenção da informação e dedicar-lhes a necessária atenção, como sempre tem acontecido.</p>



<b>RARI - EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA - EEM</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
32.	Planeamento das redes	<p>“Competindo à Entidade Concessionária do Transporte e Distribuidor Vinculado do SEPM assegurar o regular e contínuo abastecimento de energia eléctrica aos seus clientes, de média e baixa tensão, parece-nos pouco adequado depender da prévia aprovação da ERSE investimentos desta natureza, uma vez que parte considerável dos mesmos derivam de factores que não estão no controlo da Entidade Concessionária. Por outro lado, alguns investimentos previstos poderão ter que ser reanalisados, caso se alterem os pressupostos assumidos, aquando da elaboração do planeamento ou orçamento de investimentos. Assim, julgamos ser de manter alguma flexibilidade e prudência, no que se refere aos investimentos na rede MT e BT.”</p>	<p>Note-se que o RARI apenas refere o envio à ERSE dos planos de investimento nas redes de distribuição em MT e AT, obras estas que são objecto de planeamento futuro, e não nas redes em BT. Por outro lado é de sublinhar mais uma vez o carácter indicativo quer dos planos de investimento quer dos orçamentos de investimento, passíveis de revisões posteriores, a corrigir em termos tarifários dois anos depois.</p> <p>As entidades não estão inibidas de fazer outros investimentos que não sejam aprovados pela ERSE, salvo se colocam em causa o seu equilíbrio económico-financeiro e, por conseguinte, o bom funcionamento do sistema. Todavia, estes investimentos não serão reconhecidos para efeitos de remuneração das tarifas e, no final da concessão ou da licença, para efeitos de indemnização por transmissão de bens para o Estado.</p>
33.	Planeamento das redes – Contratação de obras	<p>“Sendo a actividade da distribuição MT e BT de carácter contínuo, consideramos que a qualificação prévia de fornecedores (sempre aberta a novos candidatos), é a melhor solução, constituindo um método ágil, transparente e competitivo. Assim, sem prejuízo da consulta pública individual para as obras de maior dimensão, a EEM manifesta-se empenhada em adoptar a contratação com base na prévia</p>	<p>A ERSE esclarece que o n.º 5 do artigo 14.º do RARI, relativo à contratação pública dos investimentos, sem a prévia qualificação de fornecedores, apenas se aplica aos investimentos nas interligações, apenas existentes em Portugal continental.</p>

<b>RARI - EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA - EEM</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		qualificação de fornecedores.”	
34.	Planeamento das redes – Consulta pública	Apesar de compreendermos as virtudes do processo de consulta pública das propostas de planos de investimento, consideramos que o processo proposto deveria ser simplificado, sugerindo-se a sua publicação na Internet com uma antecedência mínima de 45 dias antes do envio à ERSE e reuniões com os agentes de mercado, sempre que solicitadas por estes.”	Relativamente à consulta pública, é fundamental sublinhar que o planeamento das redes em ambiente liberalizado deixou de poder ser um processo centralizado e apenas da exclusiva responsabilidade dos operadores das redes, devendo ser coordenado com os agentes de mercado. De notar ser prática comum internacional a consulta que os operadores das redes efectuam aos agentes de mercado com o objectivo de averiguar as necessidades destes e as suas intenções face a projectos futuros. A ERSE considera assim fundamental o processo de consulta pública dos planos de investimento nas redes.



<b>RARI - GALP POWER</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
35.	Produção em Regime Especial	<p>“Ainda em relação aos PRE´s verifica-se, com estranheza mas certamente sem intenção, que a “PRE renovável” foi completamente esquecida no RARI e que, apesar de existirem referências no RRC, os mesmos produtores não são considerados como verdadeiros agentes de mercado, para efeitos de contratos bilaterais ou outros.</p> <p>Como já referido, há necessidade de incluir o conceito e a definição de “PRE renovável”, dado que só são referidos “Cogeradores” e “Produtores em Regime Ordinário”.”</p>	<p>O direito de acesso às redes dos produtores em regime ordinário é atribuído no âmbito do Decreto-Lei n.º 182/95, de 27 de Julho. Este direito de acesso e conseqüente inclusão no RARI foi estendido aos co-geradores e às entidades por eles abastecidas, no âmbito do Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, mais precisamente do seu artigo 8.º, não havendo nenhuma disposição legal que estenda o referido direito de acesso às redes aos Produtores em Regime Especial.</p>
36.	Definição de Agente de Ofertas	<p>“Faltará incluir a definição de “Agente de Ofertas”, noção que é por diversas vezes utilizada (Art.º 21º,p.e., e no RRC) mas que, ao mesmo tempo, se diz que será substituída pela noção de “Agente de Mercado”.”</p>	<p>Uma vez que agente de ofertas é sempre referido no RARI associado ao conceito de cliente com estatuto de agente de ofertas será incluída na versão final do RARI a definição “Cliente com estatuto de agente de ofertas – cliente que pode comprar energia eléctrica directamente no mercado organizado ou através de contratos bilaterais, sendo o estatuto atribuído nos termos do Regulamento das Relações Comerciais”. De esclarecer que um cliente com estatuto de agente de ofertas é um dos agentes de mercado, de acordo com a alínea b) do n.º 2 do artigo 3.º do RARI.</p>
37.	Planeamento das	<p>“Ainda sobre a articulação de conteúdos, prazos e princípios</p>	<p>O n.º 7 do artigo 11.º do RARI estabelece que os operadores das</p>

<b>RARI - GALP POWER</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
	redes e interligações – Prazo	para a realização do planeamento das redes, incluindo a audição pública e dos agentes interessados, parece estar em falta a indicação dos momentos para a apresentação de cada novo plano. Apenas se indica o “início de cada período de regulação”, pondo-se em dúvida que o mesmo seja anual.”	redes devem enviar as propostas de planos de investimento à ERSE, até ao dia 15 de Junho do ano anterior ao início de cada período de regulação. Por sua vez, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário os períodos de regulação são trienais. A alteração da periodicidade de elaboração dos planos de investimento de bianual para trienal, de forma a fazê-la coincidir com a periodicidade dos períodos de regulação e harmonizá-la entre os vários operadores de rede, simplifica a regulação tarifária. Uma vez que estes planos são indicativos, sendo revistos anualmente quando do envio dos orçamentos de investimento a executar no ano civil seguinte.
38.	Planeamento das redes e interligações – Contratação de obras	“Na sequência da aprovação dos planos de investimento, questiona-se que todos estes tenham de ser submetidos, individualmente, à regulamentação dos mercados públicos dos sectores excluídos, quando estas regras só se aplicam acima de determinados valores. Será este o significado pretendido com o articulado ou há razões especiais para alterar tais preceitos?”	O n.º 3 do artigo 14.º do RARI, segue as disposições comunitárias relativas à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações (Directiva 93/38/CEE, do Conselho, de 14 de Junho; Directiva 98/4/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Fevereiro; Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de Agosto; Decreto-Lei n.º 234/2004, de 15 de Dezembro). Nomeadamente as referidas directivas estabelecem as regras relativas aos valores de investimento acima dos quais é necessário fazer um concurso público. O n.º 5 do artigo 14.º da

<b>RARI - GALP POWER</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			versão final do RARI vem acrescentar disposições relativas à contratação pública dos investimentos nas interligações.
39.	Responsabilidades do operador da rede de transporte	“Do exposto nos documentos da ERSE, não resulta clara a razão pela qual, quer ao nível dos “contratos de uso de redes”, quer das medições, facturações, etc, as responsabilidades normais do operador da rede de transporte passem sempre e na totalidade para os operadores das redes de distribuição.”	Esta transferência de responsabilidades, principalmente relativas à interlocução com os utilizadores das redes, resulta de acordo entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT, em Portugal continental, de modo a simplificar a comunicação dos utilizadores das redes com os operadores (um só interlocutor) e otimizar o funcionamento do sistema eléctrico como um todo. De salientar que as responsabilidades do operador da rede de transporte se mantêm no âmbito da legislação e regulamentação nacionais.
40.	Comissão de Utilizadores das Redes	“A ERSE propõe a extinção da “Comissão de Utilizadores de Redes” com base nas dificuldades verificadas, até ao momento, na sua convocação por falta de indicação dos representantes de vários intervenientes. Porém, compreendendo-se a situação passada, julga-se que este não seria o momento para tal proposta, na medida em que à abertura do mercado eléctrico corresponderá a existência de mais e mais diversificados intervenientes no mercado, aumentando a necessidade de concerto de posições entre aqueles utilizadores.”	A Comissão de Utilizadores das Redes (CUR) foi criada num contexto de liberalização parcial. Actualmente com a liberalização total do sector eléctrico estão disponíveis outros mecanismos através dos quais os vários agentes de mercado podem expressar as suas opiniões, nomeadamente a consulta pública. Neste contexto, a ERSE extinguiu a CUR não sem antes garantir que as funções que têm sido por si realizadas se mantenham, funções estas que se têm resumido a dar parecer sobre as propostas de condições gerais do Acordo de Acesso e Operação das Redes e de especificação da informação de

<b>RARI - GALP POWER</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			acesso. Assim, no processo de aprovação das condições Gerais do Contrato de Uso das Redes, a ERSE promoverá uma consulta pública bem como a adequada divulgação, de acordo com o artigo. 23.º do RARI.

<b>RARI - GAS NATURAL</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
41.	Contrato de Uso das Redes – Comercializador regulado	<p>“Na proposta de revisão do regulamento de acesso às redes e interconexões (RARI), exime-se ao comercializador regulado da correspondente celebração do contrato de acesso com o distribuidor da área geográfica por ser “a mesma unidade”, sendo na nossa opinião uma manifesta discriminação frente ao comercializador livre e um descumprimento do Art.5 do RRC que estabelece a igualdade de tratamento e oportunidades entre os integrantes do Sistema Eléctrico.</p> <p>A definição da “mesma unidade” contradiz o exposto anteriormente em relação à comercialização regulada.”</p>	<p>O Decreto-Lei n.º 192/2004, de 17 de Agosto, estabelece no n.º 2 do artigo 4.º que “A actividade de comercializador regulado é assegurada pela EDP - Distribuição de Energia, S. A., bem como pelos demais distribuidores vinculados dentro das suas áreas de concessão.”. O Contrato de Uso das Redes a estabelecer entre os comercializadores e os distribuidores vinculados, corresponderia então no caso dos comercializadores regulados a uma determinada empresa estabelecer contrato consigo própria, o que não é possível. Note-se no entanto que embora pertencendo a uma mesma empresa, a comercialização regulada e a distribuição são actividades com separação contabilística e organizativa, de acordo com o exigido comunitariamente. O tratamento diferente entre comercializadores e comercializadores regulados, uma vez que se trata de realidades diferentes, é já preconizado no n.º 17.º da Portaria n.º 139/2005, de 3 de Fevereiro, que isenta “a actividade de comercialização exercida transitoriamente pelos distribuidores vinculados” do disposto na referida portaria que estabelece as licenças e obrigações dos comercializadores.</p>



<b>RARI - IBERDROLA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
42.	Capacidade de interligação – Informação a disponibilizar	<p>“A análise da capacidade de interligação que o regulamento prevê não fornece informação suficiente para suprir as necessidades dos agentes de mercado. A questão principal que preocupa os agentes de mercado é qual a quantidade de energia que irão conseguir transaccionar através das interligações. Assim, para além da dimensão potência, haverá necessidade de incluir a dimensão tempo na análise da capacidade de interligação.</p> <p>Ainda no pressuposto que a capacidade de interligação obedece a uma distribuição normal, para uma caracterização integral do ponto de vista estatístico faltaria indicar o respectivo desvio-padrão.</p> <p>Com este exemplo pretende-se realçar que a capacidade de interligação não se pode resumir a um valor singelo, como até agora os operadores das redes apresentam, e uma fiabilidade associada. Deve ser uma família de valores por classe de duração (horas) em resultado de uma análise estatística obedecendo a uma metodologia rigorosa.</p> <p>No n.º 5 do artigo 16.º é referido que o operador da rede de transporte em Portugal continental deve “indicar</p>	A ERSE considera que a redacção do articulado do RARI é suficientemente abrangente e flexível para que no futuro a REN possa vir a incluir a informação necessária aos vários agentes de mercado.

<b>RARI - IBERDROLA</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		quantitativamente a fiabilidade prevista para a capacidade disponível”. Este conceito está algo vago na proposta, pelo que se recomenda a clarificação do seu significado.”	
43.	Informação a prestar pelos operadores de rede	<p>“No artigo 36.º deveria ser mais detalhada a divulgação da informação a fornecer pelos operadores das redes em termos do seu conteúdo: por zona, por cliente, etc..</p> <p>Deveriam ainda ser especificados os meios pelos quais os operadores das redes comunicam aos utilizadores das redes a referida informação.”</p>	A ERSE considera que os operadores das redes têm todo o interesse em divulgar a informação mais adequada, com o detalhe que melhor se adapta a cada situação e utilizando o meio de divulgação mais indicado, pelo que não se considera conveniente impor regulamentarmente os referidos aspectos.



<b>RARI - INESC PORTO</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
44.	Coeficientes de Adesão às Redes	“Por esta razão, aplaude-se a eliminação do sistema actualmente em vigor e na verdade nunca aplicado relativo aos Coeficientes de Adesão às Redes, mas chama-se a atenção para as virtualidades de um sistema complexo, do ponto de vista temporal e geográfico, de Coeficientes nodais de Perdas que possam efectivamente sinalizar a conveniência ou inconveniência de novas ligações, quer de produtores, quer de consumidores.”	A ERSE considera de todo o interesse estudos futuros sobre as melhores soluções para sinalizar a localização mais adequada de novas ligações.



<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
45.	Planeamento das redes de transporte e interligações	<p>“A ERSE propõe agora uma série de alterações aos procedimentos de elaboração do plano acima referido, que se consideram desadequadas e até prejudiciais para a concessão, nomeadamente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Passar a ERSE a ter poderes para aprovar o plano de investimento (nº 7, Artigo 11º e nº 1, Artigo 14º);</li> </ul>	<p>O nº 7 do artigo 11º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas.</p> <p>Os investimentos propostos pela REN, quando aceites pela ERSE, passam a fazer parte da base de activos a remunerar, sendo posteriormente a amortização e a remuneração do activo considerados custos de capital para efeito de cálculo das tarifas. Assim, actualmente, o artigo 18.º do RARI em vigor estabelece que a REN deve enviar à ERSE o plano de investimentos na RNT de dois em dois anos, até 30 de Novembro, sendo os investimentos na rede de transporte, após parecer da ERSE, elegíveis para efeitos de tarifas. Trata-se agora de inserir menção explícita a este facto no RARI.</p>
46.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Consulta pública	<p>“• Anteceder a apresentação do documento com um processo formal de consulta pública para apreciação e discussão de várias alternativas de evolução da RNT (Artigo 13º, o que constituiria um aumento da complexidade do processo sem conteúdo efectivo, já que, sendo o governo a efectuar o licenciamento de futuras novas centrais e a atribuir os pontos de entrega da produção em regime especial, o que resta por definir, em ligação com alguma incerteza na evolução dos</p>	<p>Relativamente à consulta pública, é fundamental sublinhar que o planeamento das redes em ambiente liberalizado deixou de poder ser um processo centralizado e apenas da exclusiva responsabilidade dos operadores das redes, devendo ser coordenado com os agentes de mercado. De notar ser prática comum internacional a consulta que os operadores das redes efectuam aos agentes de mercado com o objectivo de averiguar as necessidades destes e as suas intenções face a projectos</p>

<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		consumos futuros, constituem algumas poucas opções de natureza eminentemente técnica, relativamente às quais não fará sentido a consulta pública;”	futuros. A ERSE considera assim fundamental o processo de consulta pública dos planos de investimento nas redes.
47.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Periodicidade	“A periodicidade de elaboração do documento passar de bianual para trienal (ou outra, em ligação com a duração efectiva de cada período de regulação), período excessivamente longo para efectuar necessários ajustes de planeamento, decorrentes de eventuais alterações de pressupostos (nº 7, Artigo 11º).”	O n.º 7 do artigo 11.º do RARI estabelece que os operadores das redes devem enviar as propostas de planos de investimento à ERSE, até ao dia 15 de Junho do ano anterior ao início de cada período de regulação. Por sua vez, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário os períodos de regulação são trienais. A alteração da periodicidade de elaboração dos planos de investimento de bianual para trienal, de forma a fazê-la coincidir com a periodicidade dos períodos de regulação e harmonizá-la entre os vários operadores de rede, simplifica a regulação tarifária. Uma vez que estes planos são indicativos, sendo revistos anualmente quando do envio dos orçamentos de investimento a executar no ano civil seguinte, não se considera a nova periodicidade demasiado longa.
48.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Parecer da ERSE	O plano de investimentos da RNT constitui uma peça fundamental na garantia de abastecimento a que a REN está obrigada no âmbito do contrato de concessão de serviço público, cuja fiscalização de cumprimento compete à DGGE. Toda a informação deste plano de investimentos é facultada à	O nº 7 do artigo 11º do RARI foi alterado no sentido de melhor precisar o conceito: trata-se de emissão de parecer da ERSE para efeito de reconhecimento nas tarifas.  No âmbito da competência regulamentar da ERSE, aferida à luz dos Decretos-Lei n.ºs 182/95, 184/95, 185/95, todos de 27 de

<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
	para efeito de reconhecimento nas tarifas	<p>ERSE para efeitos tarifários.</p> <p>Tendo em atenção o contrato de concessão da RNT, a importância que o processo de planeamento tem na vida empresarial da concessionária e as competências consultivas atribuídas à ERSE em matéria do Plano de Investimentos na RNT, consideramos as novas disposições regulamentares, contraditórias com o quadro legal em vigor.</p>	<p>Julho, dos Estatutos da ERSE aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, e do Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de Dezembro, o RARI expressa o sentido material e lógico que subjaz às disposições destes diplomas em matéria de reconhecimento de investimentos por parte das entidades reguladas.</p> <p>Com efeito, nos termos do n.º 2 do artigo 3.º dos seus Estatutos, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de Abril, compete à ERSE:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Garantir a existência de condições que permitam satisfazer de forma eficiente a procura de energia eléctrica.</li> <li>▪ Garantir à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte de Energia (RNT) e aos titulares de licença vinculada de distribuição e de produção de energia eléctrica a existência de condições que permitam, no âmbito de uma gestão adequada e eficiente, a obtenção do equilíbrio económico-financeiro necessário ao cumprimento das obrigações previstas no contrato de concessão e nas respectivas licenças.</li> </ul> <p>A este propósito, convém referir que o contrato de concessão celebrado entre o Estado e a REN, assegura a esta uma</p>

<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>determinada remuneração, no âmbito da regulação efectuada pela ERSE.</p> <p>A emissão de parecer relativo aos planos de investimento, quer da entidade concessionária da RNT, quer da entidade titular de licença vinculada de distribuição de energia eléctrica em MT e AT insere-se na lógica do seu efectivo reconhecimento em termos de remuneração que as tarifas devem garantir. Esta competência está atribuída à ERSE.</p> <p>Acresce referir que este reconhecimento se liga aos mecanismos de indemnização nos termos da concessão ou da licença de distribuição.</p>
49.	Planeamento das redes de transporte e interligações – Contratação de obras	<p>A REN como concessionária de serviço público está obrigada, nas adjudicações que efectua, a um vasto conjunto de legislação nacional e comunitária, não competindo directamente à ERSE nem a sua regulamentação, nem a sua fiscalização.</p> <p>Nomeadamente, o n.º 3 do Artigo 14 pretende impor que a contratação pública das obras relativas a investimentos nas interligações seja efectuada sem a prévia qualificação de fornecedores. A contratação pública e o recurso, ou não, a</p>	<p>A ERSE considera que o n.º 3 do artigo 14.º do RARI, segue as disposições comunitárias relativas à coordenação dos processos de celebração de contratos nos sectores da água, da energia, dos transportes e das telecomunicações (Directiva 93/38/CEE, do Conselho, de 14 de Junho; Directiva 98/4/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Fevereiro; Decreto-Lei n.º 223/2001, de 9 de Agosto; Decreto-Lei n.º 234/2004, de 15 de Dezembro). O n.º 5 do artigo 14.º do RARI, relativo à contratação pública dos investimentos nas interligações, foi clarificado de modo a referir que:</p>

<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		qualificação prévia de fornecedores decorre da legislação nacional e comunitária em vigor, em função do tipo e montante da adjudicação, independentemente de se tratar de obra relativa a elementos de interligação ou de outros elementos mais internos da rede.”	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Os investimentos realizados na sequência de concurso público, sem a prévia qualificação de fornecedores, são automaticamente aceites pela ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.</li> <li>▪ Os investimentos realizados com recurso prévio à qualificação de fornecedores ficam sujeitos á análise da ERSE para efeitos de reconhecimento nas tarifas.</li> </ul>
50.	Capacidade de interligação – Coordenação com REE	<p>“Relativamente ao cálculo da capacidade das interligações, tem-se observado uma impossibilidade prática da REN cumprir o regulamento RARI em vigor, visto que o cálculo também depende de acções da “Red Electrica de Espana”, que está obrigada pela legislação espanhola a práticas diferentes das consignadas na legislação e regulamentação portuguesa. Problemas deste tipo são agravados na presente proposta da ERSE, não só mantendo procedimentos de cumprimento impossível, como criando novos procedimentos não convenientemente coordenados com as autoridades espanholas.</p> <p>Dada a incerteza sobre os procedimentos decorrentes de acordos do MIBEL ainda não concluídos, não se compreende a</p>	<p>Recorde-se, a este propósito, os n.ºs 2 e 3 do artigo 5º do Regulamento (CE) n.º 1228/2003 do Parlamento Europeu e do Conselho de 26 de Junho de 2003 relativo às condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade, já em vigor:</p> <p>“2. As normas de segurança, funcionamento e planificação utilizadas pelos operadores das redes de transporte devem ser tornadas públicas. Essa publicação deve incluir o esquema geral de cálculo da capacidade total de transporte e a margem de fiabilidade do transporte tendo em conta as características, eléctricas e físicas, da rede. Tais esquemas devem ser submetidos à aprovação das entidades reguladoras.</p> <p>3. Os operadores das redes de transporte devem publicar</p>

<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		conveniência de alterar agora a regulamentação de uma actividade eminentemente dependente desses acordos.”	estimativas da capacidade de transporte disponível para cada dia, indicando a capacidade disponível eventualmente já reservada. Essa publicação deve ser feita a intervalos especificados antes do dia do transporte e deve, de qualquer modo, incluir estimativas com uma semana e um mês de antecedência, bem como uma indicação quantitativa da fiabilidade prevista para a capacidade disponível.”



<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>Assim o RARI mantém o prazo actualmente em vigor de envio à ERSE até 31 de Outubro dos estudos efectuados e dos valores indicativos da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, continuando a prever a possibilidade de posteriores ajustes quando da recepção de informação por parte do operador da REE. A prática de anos anteriores mostra que a coordenação dos valores com os da REE apenas foi possível já no decorrer do ano a que os valores dizem respeito (Fevereiro e até em Junho). A ERSE considera necessário que se forneça aos agentes de mercado informação sobre a capacidade de interligações disponível antes do ano em análise se iniciar, pelo que se optou pela data de 31 de Outubro com possíveis posteriores ajustes.</p> <p>O RARI apenas acrescenta em relação ao regulamento em vigor, o envio à ERSE para aprovação até 30 de Junho da proposta de metodologia de determinação da capacidade de interligação disponível para fins comerciais, prazo este escolhido de forma a que a ERSE possa analisar a metodologia e apresentar comentários à REN a tempo de esta calcular as capacidades até 31 de Outubro. Esta metodologia deverá ser sempre que possível acordada com a REE, não sendo que tal implique</p>

<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			atrasos suplementares uma vez que a referida metodologia é bastante estável ocorrendo apenas de ano para ano pequenos ajustes.
51.	Contrato de Uso das Redes – PNV	<p>“Na presente proposta, o actual Acordo de Acesso e Operação de Redes (AAOR), do qual são signatários os candidatos de acesso às redes (produtores ou clientes) e o operador ou operadores das redes é substituído pelo Contrato de Uso das Redes (Artigos 20º e 21º), que não abrange produtores, pelo facto destes não estarem obrigados ao pagamento de tarifas de acesso às redes.</p> <p>O relacionamento dos produtores com os operadores das redes fica assim estrito ao âmbito do processo de ligação às redes, regulamentado no RRC, processo que se esgota com a efectiva entrada em exploração da instalação.</p> <p>Cria-se, portanto, um indesejável vazio regulamentar e contratual relativo a matérias de natureza técnica, susceptíveis de alguma incidência comercial (penalizações por incumprimento), actualmente constantes no AAOR.”</p>	<p>A ERSE considera que o Contrato de Uso das Redes se encontra associado à retribuição pelo uso das redes, a que os produtores não estão sujeitos pelo que não celebrarão estes contratos. Reconhece-se no entanto a necessidade de articulação entre os produtores e os operadores das redes, nomeadamente no âmbito da exploração das redes e das instalações produtoras, para além do processo de ligação às redes. Deverá ser no âmbito do Regulamento da Rede de Transporte, do Regulamento da Rede de Distribuição, do Regulamento do Despacho e do Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema que são estabelecidas as necessárias disposições técnicas, sendo de notar que as duas ultimas peças regulamentares referidas serão brevemente revistas com base em proposta já solicitada à REN. Será assim de reverter para os novos Regulamento do Despacho e Manual de Procedimentos do Gestor de Sistemas as necessárias disposições técnicas relativas à exploração das redes que constam do actual AAOR para os produtores. Foi criada na versão final do RARI uma</p>

<b>RARI - REDE ELÉCTRICA NACIONAL - REN</b>			
<b>N.º</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
			<p>norma transitória no n.º 2 do artigo 46.º que estabelece que os AAOR celebrados pelos produtores não vinculados, vigentes à data de entrada em vigor do novo RARI, mantêm-se até à data de entrada em vigor da revisão do Regulamento do Despacho, sem prejuízo do prazo neles estabelecido.</p> <p>Pretende-se assim restringir cada peça sub regulamentar à sua função precisa e evitar repetições entre disposições do actual contrato e da regulamentação em vigor, que existiam no âmbito do AAOR.</p>



<b>RARI - SODESA</b>			
<b>N.</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
52.	Contrato de Uso das Redes	“Solicitamos que se nos facilite lo antes posible la propuesta de Contrato de Uso de Redes para disponer de plazo suficiente para valorarlo y realizar los correspondientes comentarios. En cualquier caso, para la adhesión de clientes al contrato CUR deberá solicitarse únicamente NIF y CPE, datos que deben ser necesarios para la identificación del punto de suministro. En caso de precisarse alguno más, deberá ser incluido en las facturas para facilitar el cambio de suministrador.”	<p>De acordo com o n.º 1 do artigo 23.º do RARI “As condições gerais que devem integrar o Contrato de Uso das Redes são aprovadas pela ERSE, após consulta pública, na sequência de propostas apresentadas pelos operadores das redes.” devendo as propostas referidas ser apresentadas à ERSE no prazo de 60 dias após a data de entrada em vigor do novo RARI. No âmbito deste processo de consulta pública a Sodesa terá ocasião de apresentar os seus comentários.</p> <p>Os dados a fornecer pelos comercializadores relativamente aos seus novos clientes serão estabelecidos na metodologia a adoptar na gestão do processo de mudança de fornecedor aprovada pela ERSE, sob proposta do operador das redes de distribuição em MT e AT a apresentar no prazo de 90 dias a contar da data de entrada em vigor do novo RRC.</p>
53.	Comissão de Utilizadores das Redes	“Endesa no cree oportuna la desaparición de la Comisión de Utilizadores de Redes, puesto que considera que aunque sus funciones sean limitadas, es un foro adecuado para trasladar los comentarios de los agentes a través de los representantes de cada colectivo. Creemos que para mantener cierto orden y control sobre las actuaciones de los agentes en el ámbito institucional, es conveniente mantener este tipo de instituciones	A Comissão de Utilizadores das Redes (CUR) foi criada num contexto de liberalização parcial. Actualmente com a liberalização total do sector eléctrico estão disponíveis outros mecanismos através dos quais os vários agentes de mercado podem expressar as suas opiniões, nomeadamente a consulta pública. Neste contexto, a ERSE extinguiu a CUR não sem antes garantir que as funções que têm sido por si realizadas se

<b>RARI - SODESA</b>			
<b>N.</b>	<b>ASSUNTO</b>	<b>COMENTÁRIO</b>	<b>OBSERVAÇÕES DA ERSE</b>
		que canalizan las opiniones y comentarios a través de los representantes.”	mantenham, funções estas que se têm resumido a dar parecer sobre as propostas de condições gerais do Acordo de Acesso e Operação das Redes e de especificação da informação de acesso. Assim, no processo de aprovação das condições Gerais do Contrato de Uso das Redes, a ERSE promoverá uma consulta pública bem como a adequada divulgação, de acordo com o artigo. 23.º do RARI.

## ANEXO I - LISTA DAS ENTIDADES CONSULTADAS

ENTIDADE		NOME
A CELER, C.R.L. - Cooperativa Electrificação de Rebordosa		Manuel Domingos da Fonseca Martins Moreira
A Eléctrica Moreira de Cónegos	Eng.º	Paulo Peixoto
A. Ramalhão - Consultoria, Gestão e Serviços, Lda.	Eng.º	António Ramalhão
ACOP - Associação de Consumidores de Portugal		
ACRA - Associação dos Consumidores da Região Autónoma dos Açores	Dr.	Eduardo Quinta Nova
ADENE - Agência para a Energia		
Administração dos Portos Douro e Leixões		
Administração dos Portos Setúbal e Sesimbra		
Administração-Geral do Porto de Lisboa		
AECOPS - Associação de Empresas de Construção e Obras Públicas	Eng.º	Joaquim Carlos Fortunato
AEP - Associação Empresarial de Portugal	Eng.º	Ludgero Marques
AIP - Associação Industrial Portuguesa	Comendador	Jorge Rocha de Matos
Ambitermo - Engenharia e Equipamentos Térmicos, Lda.	Eng.º	Alcides Figueiredo
ANEOP-Associação Nacional dos Empreiteiros de Obras Públicas	Eng.º	António Vasconcelos da Mota
ANMP - Associação Nacional de Municípios Portugueses	Eng.º	Artur Trindade
ANMP - Associação Nacional de Municípios Portugueses	Dr.	Fernando Ruas
APA - Associação Pequenos Accionistas	Eng.º	Carlos Manuel Vieira dos Santos
APDC - Associação Portuguesa de Direito do Consumo	Prof. Dr.	Mário Frota
APE - Associação Portuguesa da Energia	Eng.º	José Penedos
APIGCEE - Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica	Prof.	Clemente Pedro Nunes
APREN - Associação Portuguesa de Produtores Independentes de Energia Eléctrica de Fontes Renováveis	Prof. Doutor	António Sá da Costa
Associação de Regantes e Beneficiários Silves, Lagoa e Portimão		José Vilarinho
Auditene - Auditorias Energéticas, Lda.	Eng.º	António Trigo Moutinho
Autoridade da Concorrência	Prof. Doutor	Abel Mateus

<b>ENTIDADE</b>	<b>NOME</b>	
Autoridade da Concorrência	Eng.º	Eduardo Lopes Rodrigues
Barbosa & Almeida, S.A.		
CAP - Confederação dos Agricultores Portugueses		João Machado
Carbogal - Carbonos de Portugal, S.A.		
CARRIS - Companhia de Carris de Ferro de Lisboa		
Casa do Povo de Valongo do Vouga	Eng.º	António Correia Abrantes
CEEETA - Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente	Prof. Doutor	Álvaro Martins
CEEETA - Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e do Ambiente	Eng.º	Carlos Pimenta
Centro Tecnológico da Cerâmica e do Vidro		
CGTP - Confederação Geral dos Trabalhadores Portugueses		Manuel Carvalho da Silva
CIP - Confederação da Indústria Portuguesa	Eng.º	Francisco van Zeller
CIP - Confederação da Indústria Portuguesa	Eng.º	João Araújo Franco
COGEN PORTUGAL - Associação Portuguesa de Cogeração	Eng.º	Manuel Joaquim de Freitas Oliveira
Comissão do Mercado de Valores Mobiliários	Prof. Doutor	Fernando Teixeira dos Santos
Confederação do Comércio e Serviços de Portugal		
Cooperativa de Electrificação A Lord,CRL		José Meireles Fraga
Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C.R.L.	Eng.º	Luís Joaquim Oliveira Machado
Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C.R.L.		Manuel Santana Vilela
Cooperativa Eléctrica de Vale d' Este	Eng.º	Luís Macedo
Cooperativa Eléctrica de Vilarinho		José Gomes Oliveira
Cooperativa Eléctrica do Loureiro, CRL		Basílio Santos
COOPRORIZ - Cooperativa de Abastecimento de Energia Eléctrica, CRL.		José Bento Almeida Gomes
CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.	Eng.º	Jorge Ribeirinho Soares Machado
CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.	Eng.º	Luís da Silva Carrilho



ENTIDADE	NOME
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor	Dr. Delfim Loureiro
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor	Dr. João Nabais
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor	Dr. Jorge Morgado
DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor	Dr. Rui da Silva Andrade
Direcção-Geral das Alfândegas e dos Impostos Especiais sobre o Consumo	Dr. <sup>a</sup> Maria Paula Lourenço das Neves Mota
Direcção-Geral de Geologia e Energia	Eng. <sup>o</sup> Bento de Moraes Sarmento
Direcção-Geral de Geologia e Energia	Dr. Miguel Barreto
EDA - Electricidade dos Açores, S.A.	Dr. Fernando Manuel Rodrigues Ferreira
EDA - Electricidade dos Açores, S.A.	Eng. <sup>o</sup> Francisco Manuel Sousa Botelho
EDIA - Empresa de Desenvolvimento e Infraestruturas do Alqueva, S.A.	Dr. Joaquim Marques Ferreira
EDIDECO, Lda.	Dr. Vítor Machado
EDP - Energias de Portugal, S.A.	Eng. <sup>o</sup> Francisco de la Fuente Sánchez
EDP - Energias de Portugal, S.A.	Eng. <sup>a</sup> Joana Simões
EDP - Energias de Portugal, S.A.	Eng. <sup>o</sup> João Talone
EDP - Energias de Portugal, S.A.	Prof. Doutora Maria Teresa Correia de Barros
EDP Corporate, S.A.	Eng. <sup>o</sup> Vasco Coucello
EDP Distribuição - Energia, S.A.	Eng. <sup>o</sup> Carlos Ferreira Botelho
EDP Distribuição - Energia, S.A.	Eng. <sup>o</sup> José Alberto Marcos da Silva
EDP Distribuição - Energia, S.A.	Eng. <sup>o</sup> Manuel Luís Norton Brandão
EEP - Empresa de Estudos e Projectos, Lda.	
Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.	Dr. Armindo Vieira Santos
Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.	Dr. Rui Alberto de Faria Rebelo
Energest - Engenharia, Equipamentos e Instalações Industriais, Lda.	Eng. <sup>o</sup> José Guedes

<b>ENTIDADE</b>	<b>NOME</b>	
F. Duarte, Lda.	Eng.º	Rocha Duarte
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra	Prof. Doutor	Aníbal Traça de Almeida
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa	Prof. Doutor	Hermínio Duarte Ramos
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa	Prof.	Paula Antunes
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto	Prof. Doutor	Almeida do Vale
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto	Prof. Doutor	António Carlos Machado e Moura
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto	Prof. Doutor	João Paulo Tomé Saraiva
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto	Prof. Doutor	João Peças Lopes
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto	Prof. Doutor	Manuel Matos
Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto	Prof. Doutor	Vladimiro Miranda
FENACOOOP - Federação Nacional das Cooperativas de Consumo	Dr.	João Faustino Cordeiro
FENACOOOP - Federação Nacional das Cooperativas de Consumo	Dr.	José Luís Cabrita
FENACOOOP - Federação Nacional das Cooperativas de Consumo	Dr. <sup>a</sup>	Raquel Santos
Finertec - Energia e Tecnologia, S.A.	Eng.º	Luís Reis
Governo Regional da Madeira	Dr.	Paulo Jorge Figueirôa de França Gomes
HDN - Energia do Norte, S.A.	Eng.º	Carlos Manuel do Carmo Brandão
HIDROCENEL - Energia do Centro, S.A.	Eng.º	Manuel José Ribeiro Cadilhe
Hidrocentrais Reunidas, Lda.	Dr.	Jorge Pessanha Viegas
Hidroeléctrica da Ribeira de Alforfa, S.A.		
Hidroeléctrica de Cahora Bassa	Eng.º	Joaquim da Silva Correia
HIDROEM - Gestão, Operação e Manutenção de Centrais Eléctricas, S.A.	Eng.º	Jorge Ribeirinho Machado
Iberdrola II - Comercialização de Electricidade e Energia, Lda.	Dr.	Miguel Águas
Iberdrola Portugal - Electricidade e Gás, SA	Dr.	Joaquim Pina Moura
Instituto do Ambiente	Dr. <sup>a</sup>	Maria da Graça Espada
Instituto do Consumidor	Dr.	José Júlio Reis Silva

ENTIDADE	NOME	
Instituto Superior de Gestão	Prof. Doutor	Fernando Jesus
Instituto Superior Técnico	Prof. Doutor	José Manuel Ferreira de Jesus
Instituto Superior Técnico	Prof. Doutor	José Pedro Sucena Paiva
Instituto Superior Técnico	Prof. Doutor	Luís Marcelino Ferreira
ISEG - Instituto Superior de Economia e Gestão	Prof.	Vítor Santos
Junta Autónoma Porto Figueira da Foz		
Junta Autónoma Portos do Norte		
Junta de Freguesia de Cortes de Meio		
Laboratórios IBERFAR S.A.	Dr.	Pedro Ferraz da Costa
Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Desenvolvimento Regional		(Representante do Ministro)
Ministério da Economia e Inovação		(tutela Defesa do Consumidor)
Ministro da Economia e Inovação (Chefe de Gabinete)	Dr. <sup>a</sup>	Clara Costa
OMIP - Operador do Mercado Ibérico de Energia	Dr.	António de Almeida
Presidente Conselho Consultivo ERSE	Eng. <sup>o</sup>	Sidónio de Freitas Branco Paes
Presidente Conselho Tarifário ERSE	Dr. <sup>a</sup>	Maria Cristina Portugal
Protermia - Projectos Térmicos Industriais e de Ambiente, Lda.	Eng. <sup>o</sup>	Antas Botelho
PT Comunicações, S.A.	Eng. <sup>a</sup>	Maria Manuela Pires Nunes Coelho Moniz
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Prof. Doutor	Aníbal Durães dos Santos
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Eng. <sup>o</sup>	Henrique Gomes
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Eng. <sup>o</sup>	José Penedos
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Professor	Paulo Soares de Pinho
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Eng. <sup>o</sup>	Vítor Baptista
REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.	Eng. <sup>o</sup>	Vítor Vieira
Secretaria Regional da Economia da Região Autónoma dos Açores	Dr. <sup>a</sup>	Maria do Carmo Cabrita Matias Marques Martins

<b>ENTIDADE</b>	<b>NOME</b>	
Secretário de Estado Adjunto, da Indústria e da Inovação	Prof. Doutor	António Castro Guerra
SIESI - Sindicato das Indústrias Eléctricas do Sul e Ilhas		Manuel Correia
SINDEL - Sindicato Nacional da Energia		Victor Duarte
SINDEQ - Sindicato Democrático da Energia, Química e Indústrias Diversas		Alfredo J. Silva Morgado
SINERGIA - Sindicato da Energia	Eng.º	António Matos Cristóvão
Sodesa - Comercialização de Energia, S.A.	Eng.º	Francisco Rueda
SOGRUPO IV - Gestão de Imóveis ACE	Eng.º	Jorge Ferreira Guimarães
Somague SGPS	Dr.	Nuno Ribeiro da Silva
SONAE Capital - Consultoria, S.A.	Eng.º	Manuel Joaquim de Freitas Oliveira
Tecnoveritas - Serviços de Engenharia e Sistemas Tecnológicos, Lda.	Eng.º	Jorge Antunes
Tejo Energia - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	Eng.º	Paulo Almirante
UGC - União Geral dos Consumidores	Eng.º	Alfredo Rocha
UGC - União Geral dos Consumidores	Eng.º	Ilídio Granja Coelho
UGC - União Geral dos Consumidores	Prof.	Luís Filipe Lopes
UGT - União Geral de Trabalhadores	Eng.º	João Proença
Unión Fenosa Comercial, S.L.		Jorge Martín Alvarez
Universidade Lusíada	Prof.	José Alberto Campos Neves
	Eng.º	Fernando Ivo Gonçalves
	Dr.	José Silva Peneda