



ENTIDADE  
REGULADORA DOS  
SERVIÇOS ENERGÉTICOS

**REVISÃO DO  
REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS**  
DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

6 DE JUNHO DE 2008

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>ACTIVIDADES REGULADAS</b>	<b>3</b>
2.1	Situação actual	3
2.2	Integração da actividade de comercialização de redes na actividade de distribuição	4
2.3	Compatibilidade da alteração proposta com o OLMC	4
<b>3</b>	<b>SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES</b>	<b>7</b>
<b>4</b>	<b>INCENTIVOS À MELHORIA DO SERVIÇO PRESTADO AOS CLIENTES</b>	<b>11</b>
4.1	Enquadramento da mudança	11
4.2	Liberdade para a promoção de serviços inovadores valorizados pelo consumidor	13
4.3	Reconhecer publicamente o mérito de práticas comerciais de excelência	18
<b>5</b>	<b>FACTURAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BT</b>	<b>21</b>
<b>6</b>	<b>FACTURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BTN EM INSTALAÇÕES DE CONSUMO TRIFÁSICAS</b>	<b>25</b>
<b>7</b>	<b>AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PRODUZIDA POR MICROPRODUTORES</b>	<b>27</b>
7.1	Enquadramento legal	27
7.1.1	Quantidades e preços	27
7.1.2	Venda de energia produzida pelo microprodutor	28
7.1.3	Custos de adaptação	29
7.1.4	Medição de energia eléctrica	29
7.2	Alterações resultantes do regime da microprodução	29
7.2.1	Definição da Produção em Regime Especial	29
7.2.2	Aquisição da microprodução pelo CUR	29
7.2.3	Reconhecimento de custos de adaptação	30
7.2.4	Outros temas	30
<b>8</b>	<b>FACTURAÇÃO DE ENCARGOS DE VALOR FIXO MENSAL</b>	<b>31</b>
<b>9</b>	<b>REGRAS DE FACTURAÇÃO DA ENERGIA REACTIVA</b>	<b>33</b>
<b>10</b>	<b>FRAUDES E ERROS DE MEDIÇÃO</b>	<b>35</b>
10.1	Enquadramento	35
10.2	Imputação da energia eléctrica a fraudes e erros de medição	36
10.3	Necessidade de redução do número de procedimentos fraudulentos	37
<b>11</b>	<b>ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉCTRICA</b>	<b>39</b>
<b>12</b>	<b>PREVISÕES DE CONSUMO PELO GESTOR DE SISTEMA</b>	<b>41</b>
<b>13</b>	<b>AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO RRC</b>	<b>43</b>
<b>14</b>	<b>RECOMENDAÇÕES ÀS EMPRESAS REGULADAS</b>	<b>45</b>

<b>15 OUTRAS PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO RRC .....</b>	<b>47</b>
15.1 Serviços de sistema e contratos de Interruptibilidade.....	47
15.2 Codificação dos pontos de entrega nas regiões autónomas .....	48

## 1 INTRODUÇÃO

A ERSE submete a discussão pública uma proposta de revisão regulamentar que abrange o Regulamento de Relações Comerciais (RRC) e o Regulamento Tarifário (RT) do sector eléctrico.

O início de um novo período de regulação em 2009 e a necessidade de incorporar alterações resultantes da experiência de aplicação dos actuais regulamentos com o objectivo de melhorar a clareza e a eficácia dos regulamentos justificam a presente proposta de revisão regulamentar. A proposta de revisão regulamentar inclui igualmente os impactes decorrentes das alterações legislativas entretanto verificadas.

As justificações para as principais alterações propostas ao RRC são apresentadas nos Capítulos seguintes.

As alterações ao articulado são apresentadas em documento autónomo sob a forma de tabela a duas colunas. Na coluna da esquerda apresenta-se a redacção actualmente em vigor e na coluna da direita a proposta de alteração do articulado submetido a consulta pública. São apresentados unicamente os artigos para os quais se propõe alteração de redacção, os artigos novos e os artigos eliminados. Em Anexo ao presente documento é apresentado um quadro com as alterações ao articulado do RRC.

Importa referir que a aprovação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, obrigou à alteração recente dos Regulamentos de Relações Comerciais do sector eléctrico e do sector do gás natural. A necessidade urgente de proceder à regulamentação do relacionamento comercial e contratual entre os prestadores do serviço de fornecimento de energia eléctrica e os seus clientes não permitiu a realização de uma única consulta pública para proceder às alterações regulamentares decorrentes de aprovação da Lei n.º 12/2008 e às alterações regulamentares identificadas no âmbito dos estudos de preparação do novo período de regulação (2009-2011).

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.”

Na elaboração da versão final dos novos textos regulamentares serão considerados todos os comentários e sugestões que forem enviados à ERSE, não apenas pelas entidades anteriormente mencionadas e pelo Conselho Consultivo, mas por todos os interessados.

As contribuições escritas enviadas à ERSE serão tornadas públicas, salvo indicação expressa em contrário, sendo disponibilizadas na página da ERSE na Internet ([www.erse.pt](http://www.erse.pt)) onde se encontram

também o presente documento, os regulamentos actualmente em vigor e outros documentos relevantes para o processo de revisão regulamentar.

As contribuições escritas podem ser enviadas à ERSE até 7 de Julho de 2008, por correio, por fax ou, preferencialmente, por correio electrónico, para os seguintes endereços:

Morada postal: Rua D. Cristóvão da Gama, 1 1400-113 Lisboa

Fax: 213033201

Correio electrónico: [consultapublica@erse.pt](mailto:consultapublica@erse.pt)

No dia 18 de Julho de 2008 terá lugar uma audição pública para a qual se convidam desde já todas as entidades, associações, empresas e demais partes interessadas na revisão dos regulamentos do sector eléctrico. A audição pública, cujo programa será oportunamente divulgado, realiza-se no seguinte local:

Centro Cultural de Belém, Sala Luís Freitas Branco

Após a audição pública, e tendo em conta as várias contribuições recebidas, a ERSE irá proceder à elaboração e publicação dos novos regulamentos. Essa publicação será acompanhada de um documento justificativo das soluções adoptadas e da eventual não consideração de comentários recebidos.

## 2 ACTIVIDADES REGULADAS

### 2.1 SITUAÇÃO ACTUAL

Actualmente, devido à falta de clarificação da actividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC)<sup>1</sup>, o RRC define<sup>2</sup> a actividade de medição, leitura e disponibilização de dados (adiante designada por actividade ou função de medição<sup>3</sup>) como sendo responsabilidade dos operadores de rede.

No sector eléctrico, o operador da rede de distribuição exerce duas actividades reguladas: a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica e a actividade de Comercialização de Redes. A separação destas actividades é contabilística.

A função de medição é exercida no âmbito da actividade de Comercialização de Redes. Esta actividade de Comercialização de Redes tem uma tarifa própria e proveitos definidos. A tarifa de comercialização de redes é constituída por um termo fixo por tipo de consumidor (NT<sup>4</sup>, BTE e BTN).

A regulação da actividade de Comercialização de Redes do sector eléctrico é baseada em custos aceites *a priori*. Os custos desta actividade incluem os sistemas centrais de processamento de dados de medição, a facturação e apoio ao cliente no domínio das questões técnicas do serviço de distribuição. Recorde-se que na sequência da aprovação da Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, o valor líquido dos activos associados aos contadores deixa de ser considerado no cálculo das tarifas.

---

<sup>1</sup> Previsto no Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, e no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto.

<sup>2</sup> O regime definido no RRC é transitório, aguardando a publicação da legislação complementar prevista nos Decretos-lei n.º 140/2006 e n.º 172/2006 sobre o OLMC.

<sup>3</sup> No sector eléctrico, o conceito de medição está cada vez mais distante do equipamento de medição. Nos novos sistemas de medição com telecontagem, o contador não pode ser dissociado dos concentradores. Igualmente, os sistemas informáticos e plataformas de software de tratamento de dados de consumo e facturação são claramente parte integrante do modelo de medição. Por exemplo, hoje em dia os dados de leitura da telecontagem (aplicável aos consumidores em MT, AT e MAT) são recolhidos pelos sistemas centrais, tratados e validados (corrigidos se necessário) e, finalmente, formatados e divulgados aos vários agentes (comercializadores, operadores de mercado, operadores de redes, regulador, etc.). Outro exemplo é o dispositivo de controlo de potência em BTN, o qual está associado à facturação mas também é um órgão de segurança da instalação. Nos novos sistemas de medição - contadores digitais com ou sem telecontagem – caminha-se para a fusão da funcionalidade de controlo da potência no aparelho de medição.

<sup>4</sup> NT = MAT, AT e MT

## **2.2 INTEGRAÇÃO DA ACTIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE REDES NA ACTIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO**

A separação actual da actividade de Comercialização de Redes da actividade de Distribuição, embora meramente contabilística, é uma realidade que existe apenas em Portugal e só para o sector eléctrico, pelo que a harmonização regulatória entre o sector do gás e da electricidade, a harmonização que se está a implementar ao nível do MIBEL e ainda a possibilidade da existência do OLMC, são alguns dos factores subjacentes à decisão de agregar as actividades de Comercialização de Redes e de Distribuição de Energia Eléctrica.

Uma outra vantagem da fusão proposta prende-se com o facto de, entre actividades com separação apenas contabilística, poderem ocorrer transferências de custos de uma para a outra (até porque uma parte significativa dos custos são fornecimentos externos à empresa), durante o período de regulação. Este facto é particularmente relevante dado que as actividades têm duas formas de regulação distintas (regulação por custos aceites na Comercialização de Redes e regulação por incentivos na distribuição de Energia Eléctrica).

A proposta da fusão destas actividades em Portugal continental tem também implicações na reorganização das actividades nas Regiões Autónomas. Actualmente, nas Regiões Autónomas a actividade de Comercialização de Energia Eléctrica engloba a comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica (actividade de Comercialização de Redes em Portugal continental) e a estrutura comercial de venda de energia eléctrica (actividade de Comercialização em Portugal continental). Os custos desta actividade são recuperados através dos proveitos que resultam da aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária. No caso de estes proveitos serem insuficientes para cobrirem os custos, o diferencial é recuperado através da parcela associada à convergência tarifária.

Com a agregação das actividades em Portugal continental, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição passa a recuperar também os custos da actividade de Comercialização de Redes pelo que a tarifa de Comercialização de Redes é eliminada. Esta alteração implica, nas Regiões Autónomas, a transferência contabilística dos custos associados à comercialização do serviço de distribuição de energia eléctrica da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica para a actividade de Distribuição de Energia Eléctrica.

## **2.3 COMPATIBILIDADE DA ALTERAÇÃO PROPOSTA COM O OLMC**

O Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, e o Decreto-Lei n.º 140/2006, de 26 de Julho, definiram um OLMC independente relativamente a entidades que exerçam actividades no âmbito do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN) e cujas funções incluem a gestão do

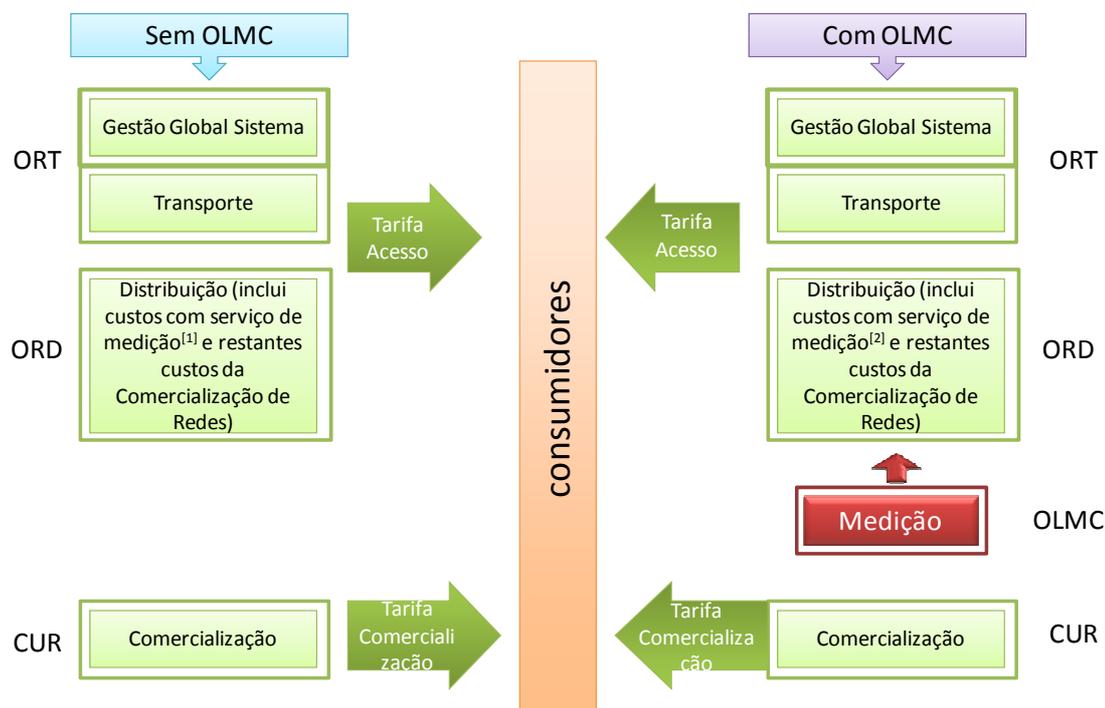
processo de mudança de comercializador e a gestão e leitura dos equipamentos de medição. Contudo, a concretização desta figura no contexto dos sectores energéticos está ainda dependente da publicação de legislação complementar.

A actividade de medição está directamente ligada às actividades de redes (de transporte e distribuição), enquanto interface de informação entre a infra-estrutura física do sistema eléctrico e a infra-estrutura comercial e contratual.

Conforme anteriormente referido, esta actividade é actualmente assegurada pelos operadores de rede pelo que a transição para o modelo de OLMC pode ocorrer naturalmente passando essa actividade a ser realizada por uma entidade externa ao operador de rede, transferindo os seus custos de funcionamento para esse operador.

O modelo proposto para imputação tarifária da actividade de medição é perfeitamente tolerante a qualquer forma de partilha da actividade de medição entre o OLMC e os operadores de rede (desde a situação actual, 0/100, ao extremo oposto, 100/0, passando por qualquer modelo intermédio que venha a ser definido na legislação).

Na figura seguinte apresenta-se o modelo proposto, sem e com a existência de OLMC no que diz respeito às actividades reguladas e operadores intervenientes. Pode verificar-se que o aparecimento de OLMC só tem impactes na forma como os custos com o serviço de medição passam a ser considerados na actividade de Distribuição, isto é, os custos de exploração no modelo sem OLMC passam a ser fornecimentos externos no modelo com OLMC. Este modelo proposto assume a fusão de duas das actividades reguladas, a distribuição de energia eléctrica e a comercialização de redes. Este novo figurino é coincidente, na generalidade, com o modelo regulamentar do gás.

**Figura 2-1 - Modelo regulamentar proposto (actividades reguladas) com e sem OLMC**

Notas:

[1] Enquanto não existir OLMC estes custos são custos de investimento e exploração.

[2] Com a existência do OLMC os custos passam a ser na totalidade considerados de exploração em FSE.

Além da referida flexibilidade à futura definição do OLMC, o modelo proposto caracteriza-se ainda por agregar a prestação do serviço de transporte e/ou distribuição de energia ao serviço de medição. Este serviço de redes é facturado pela tarifa de uso das redes que recupera todos os custos associados numa estrutura de preços aderente aos custos incrementais.

A adopção do modelo proposto tem impacto ao nível das actividades reguladas do sector eléctrico. As alterações regulamentares propostas procuram adequar o modelo à existência do OLMC, prevendo-se uma transição tão harmoniosa quanto possível. Estas alterações foram introduzidas no RRC ao nível das actividades exercidas pelos operadores das redes de distribuição (artigos 10.º, 38.º, 42.º, 44.º e 45.º), pelos comercializadores de último recurso (artigos 58.º, 65.º e 185.º) e pelas concessionárias nas Regiões Autónomas (artigos 220.º, 221.º, 225.º e 226.º).

### 3 SEPARAÇÃO DE ACTIVIDADES

A Directiva 2003/54/CE, de 26 de Junho, relativa ao mercado interno de electricidade, determina a independência dos operadores das redes, especialmente em relação aos interesses da produção e da comercialização de energia eléctrica. Esta independência deve traduzir-se na separação jurídica das actividades exercidas pelas empresas verticalmente integradas, de modo a que a cada actividade corresponda uma organização e uma estrutura de gestão independente, com deveres e poderes específicos dos respectivos profissionais responsáveis.

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, complementado pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, procede à transposição da Directiva 2003/54/CE, reiterando o princípio da independência no plano jurídico das actividades de transporte e de distribuição de energia eléctrica. Para alcançar a independência pretendida devem ser garantidos critérios mínimos ao nível da não integração nos órgãos sociais ou da não participação nas estruturas da empresa-mãe, da existência de um poder decisório efectivo independente e de um código de boa conduta. A referida legislação nacional reafirma os mesmos critérios de independência para os comercializadores de último recurso.

O RRC tem vindo a demonstrar a preocupação da ERSE sobre esta matéria, estabelecendo regras que devem ser adoptadas pelos operadores das redes e mais recentemente pelos comercializadores de último recurso. Estas regras visam a concretização dos ditames associados ao cumprimento do princípio da independência, reforçado com medidas de actuação não discriminatória, imparcial, de isenção e responsabilidade, prevendo em simultâneo a existência de códigos de conduta, num quadro de incentivo à auto-regulação, e acções de controlo através de auditoria externa e do envio de relatórios de execução à ERSE.

A Directiva 2003/54/CE e os suportes legais e regulamentares descritos dispensam a obrigação de separação jurídica de actividades aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, com um número de clientes inferior a 100 000 ou que não pertençam a uma empresa verticalmente integrada.

Sem embargo das exigências legais de separação jurídica das actividades, a coexistência de actividades de produção, distribuição e comercialização de energia eléctrica num grupo empresarial, verticalmente integrado, tem dificultado uma observância eficaz do princípio da independência estabelecido no plano nacional e comunitário. Esta situação já não afecta a actividade de transporte de energia eléctrica, uma vez que esta já se encontra separada juridicamente e ao nível da própria propriedade.

A separação de actividades visa a promoção da concorrência, concedendo aos consumidores de energia eléctrica uma efectiva liberdade de escolha do seu fornecedor. Neste sentido, exige-se uma actuação transparente, reforçada com comportamentos imparciais e de isenção, em especial por parte do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso.

Apesar da separação jurídica de actividades já existir formalmente, algumas práticas comerciais desenvolvidas têm vindo a comprometer o cumprimento daquele princípio. A confusão na identificação de “quem é quem?” no mercado de electricidade é, desde logo, suscitada com a utilização do mesmo logótipo por várias empresas do mesmo grupo empresarial. Esta situação traduz-se numa imagem comum para o operador da rede de distribuição, comercializador de último recurso e comercializador em regime de mercado, podendo provocar nos consumidores a convicção de que se trata de uma única empresa.

Esta situação ocorre igualmente nas páginas na internet, na medida em que o acesso a informação relativa a cada uma das actividades da empresa verticalmente integrada, bem como a referente à própria holding, é efectuado através de uma única página na Internet, o que prejudica a imagem de imparcialidade e de neutralidade que deve caracterizar o operador da rede de distribuição e o comercializador de último recurso.

Outro aspecto que importa considerar nesta análise prende-se com a utilização dos mesmos canais de atendimento para os clientes do comercializador de último recurso e para os clientes do comercializador livre pertencente ao mesmo grupo económico. Esta centralização do serviço de atendimento aos consumidores acarreta uma inevitável distorção às regras de funcionamento do mercado de electricidade. Com efeito, através de um serviço de atendimento comum, o comercializador que actua no mercado liberalizado encontra-se numa posição privilegiada relativamente aos demais comercializadores livres. Esta vantagem comercial comparativa pode decorrer, designadamente de uma eventual redução dos chamados “custos de aquisição” de novos clientes, em resultado da existência de canais de atendimento comuns aos do comercializador de último recurso.

Estas questões têm motivado a análise e reflexão da ERSE, que tem a seu cargo a implementação e a supervisão do mercado de electricidade, uma vez que as situações descritas têm criado dificuldades aos próprios consumidores no que diz respeito à identificação dos sujeitos intervenientes no mercado e das suas responsabilidades específicas, em especial no segmento dos clientes domésticos. Deste modo, a ERSE considera que as questões anteriormente apresentadas carecem de intervenção no plano regulamentar, tendo em vista alcançar uma separação real das actividades desenvolvidas no mercado, reforçando o cumprimento do princípio da independência e conseqüentemente o direito dos consumidores a uma liberdade de escolha de comercializador mais informada e consciente.

A este propósito, refira-se que na sua nota interpretativa sobre o regime de separação de actividades nos mercados de electricidade e de gás natural, de 16 de Janeiro de 2004, a Comissão Europeia menciona como medidas complementares a adoptar pelos Estados-membros, designadamente através do regulador, a necessidade de se proceder à separação da imagem de marca da empresa verticalmente integrada e à eliminação dos “link” na página na internet do operador da rede de distribuição para a página do comercializador. Entende ainda a Comissão Europeia que a separação da “marca” reforça a cultura de separação junto dos funcionários adstritos a cada actividade.

Neste âmbito, e considerando as disposições regulamentares já vigentes no domínio da separação jurídica de actividades, propõe-se que estas mesmas disposições possam contemplar uma estatuição jurídica sobre os aspectos especificamente identificados – a obrigação de existência de logótipos distintos das restantes entidades do SEN para o operador da rede de distribuição e para o comercializador de último recurso, a disponibilização de páginas na internet autónomas e a especificação de regras sobre os procedimentos a adoptar no serviço de atendimento a clientes, no âmbito do Código de Conduta do comercializador de último recurso. Neste sentido, os artigos 39.º e 59.º do RRC, referentes, respectivamente à independência no exercício das actividades dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso, foram alterados de modo a contemplar as ideias propostas.



## 4 INCENTIVOS À MELHORIA DO SERVIÇO PRESTADO AOS CLIENTES

### 4.1 ENQUADRAMENTO DA MUDANÇA

A regulação da qualidade de serviço tem vindo a trilhar os habituais passos, tendo-se começado por medir e conhecer a realidade, através da análise da informação existente. Posteriormente foi publicado o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), que impôs mínimos de qualidade através de padrões para diversos indicadores, existindo igualmente padrões individuais com compensação automática ao cliente em caso de incumprimento do comercializador ou operador de rede. Refira-se que, com o objectivo de promover a continuidade de fornecimento de energia eléctrica, o Regulamento Tarifário estabelece um incentivo económico à melhoria da continuidade de serviço nas redes de distribuição em MT.

Estes passos têm certamente contribuído para que a qualidade do serviço prestado aos clientes tenha vindo a melhorar ao longo dos anos, conforme comprova a evolução dos indicadores de qualidade de serviço.

No entanto, as alterações estruturais que o sector tem vindo a sofrer, bem como a necessidade de adaptar melhor o serviço prestado às expectativas do cliente aconselham a que, sem abandonar o tipo de regulação até agora seguido, se evolua para um novo patamar, em que é dada maior liberdade e incentivos às empresas para que adaptem os seus serviços às expectativas do cliente. Na verdade, um serviço é visto como sendo de qualidade pelo cliente se corresponder às suas expectativas.

**Figura 4-1 - Instrumentos de regulação da qualidade de serviço**



Neste novo paradigma de regulação, em que é dada maior liberdade aos agentes (operadores de rede e comercializadores de último recurso), é necessário estabelecer princípios à sua actuação e reforçar a actuação ex-post do regulador, como agente que está atento e corrige eventuais desvios aos princípios traçados, avaliando também em que medida esta actuação está a ser vantajosa para os consumidores.

A avaliação do serviço de fornecimento de energia eléctrica pelos consumidores faz-se numa perspectiva integrada dos vários serviços e produtos que lhe são fornecidos, independentemente do agente que presta o serviço. A melhoria dos níveis de satisfação com o serviço prestado deve assim ser promovida transversalmente em todos esses serviços e elos de ligação entre o consumidor e o sistema eléctrico, tendo sempre o consumidor como foco.

**Figura 4-2 - O consumidor no centro da mudança**

Em particular, os agentes que interagem directamente com os consumidores e lhes prestam um serviço no âmbito do fornecimento de energia eléctrica são os comercializadores e os operadores de rede. Numa perspectiva mais lata, o regulador, as associações de consumidores e outros agentes representativos são também componentes da interacção entre o sistema eléctrico e os consumidores no contexto da informação e representação desses mesmos consumidores.

Paralelamente às iniciativas recentemente tomadas pela ERSE no âmbito da promoção e formação dos agentes interessados do sector eléctrico e que trabalham directamente junto dos consumidores<sup>5</sup>, importa também promover mais activamente o papel dos comercializadores e operadores de rede enquanto agentes intervenientes na prestação do serviço de fornecimento de energia eléctrica.

A comercialização e a operação das redes distinguem-se nomeadamente pela natureza económica do exercício da actividade, ambiente de mercado no caso da comercialização e monopólio natural no caso das redes. Ainda assim, a comercialização de último recurso está também no âmbito da regulação. Importa portanto actuar no contexto da regulação, com impacte ao nível dos regulamentos, assim como utilizar outras formas de influenciar as práticas dos agentes em mercado.

A separação vertical das empresas do sector eléctrico e a posterior liberalização de algumas actividades trouxe novos desafios à regulação e às empresas. Os operadores de rede de distribuição deixaram de ter um relacionamento comercial directo com os consumidores na perspectiva do negócio, sendo os

<sup>5</sup> A ERSE está a desenvolver o Projecto do Consumidor, que consiste num conjunto de iniciativas com o objectivo de aprofundar os mecanismos de partilha de informação e conhecimento com as associações de consumidores, melhorar os canais de comunicação e agilizar o processo de liberalização e escolha de fornecedor.

comercializadores, frequentemente, a face do serviço de fornecimento de energia. Neste caso, a regulação e a gestão empresarial deverão promover a oferta de melhores serviços a custos eficientes, orientados pelas necessidades dos consumidores e comercializadores e baseados numa actuação transparente e não discriminatória (não esquecendo que o carácter meramente jurídico ou contabilístico da separação entre o operador de rede e o comercializador de último recurso não pode consistir numa barreira ao bom funcionamento do mercado eléctrico).

De igual modo, no caso da comercialização de último recurso, a oferta de um serviço a preços e em condições reguladas não deve impedir iniciativas das empresas na melhoria dos níveis de serviço e inovação nas práticas comerciais. De facto, actualmente o comercializador de último recurso é, em número de clientes, o mais relevante fornecedor de energia eléctrica, consistindo em qualquer caso uma referência para os restantes agentes do mercado.

As medidas propostas neste âmbito pretendem assim melhorar a qualidade do serviço de fornecimento de energia eléctrica sem impactes tarifários. Todavia, os regulamentos mantêm a definição de um nível de serviço padrão, cujos custos estão incluídos nas tarifas reguladas e as condições de prestação do serviço regulamentadas. Os agentes devem procurar serviços adicionais ou complementares cuja contratação bilateral com cada consumidor se reveste de carácter suplementar ao serviço padrão. A relativa importância desta forma de actuar e de regular aconselha a adopção destes passos de forma gradual, conquistando a confiança do regulador e dos consumidores para uma actuação responsável e pró-activa dos operadores de rede e comercializadores. Com estes objectivos em mente, propõe-se a adopção de algumas medidas estratégicas na alteração da regulação do sector eléctrico, descritas de seguida.

## **4.2 LIBERDADE PARA A PROMOÇÃO DE SERVIÇOS INOVADORES VALORIZADOS PELO CONSUMIDOR**

No conjunto das funções atribuídas à ERSE, a função normativa tem assumido um particular relevo na regulação. Esta função tem por fio condutor a construção de um edifício regulamentar sólido, coerente, inequívoco, transparente e participado. A conjugação destas características visa a implementação de um serviço público de excelência.

A actual regulamentação relativa à qualidade de serviço e ao relacionamento comercial consagra um conjunto de direitos e obrigações para as empresas e clientes, estabelecendo um leque obrigatório de serviços que são prestados pelos operadores das redes de distribuição e pelos comercializadores de último recurso aos seus clientes. São ainda estabelecidas algumas obrigações, mais ligeiras, aos

comercializadores de mercado<sup>6</sup>. A ERSE considera que o actual quadro regulamentar, fruto de revisões regulamentares participadas pela sociedade, é equilibrado, respondendo, por um lado, às necessidades da maioria dos consumidores, não representando, por outro lado, um custo desproporcionado. Por esta razão, manter-se-á o quadro regulamentar actual como o padrão mínimo de qualidade de serviço a prestar aos clientes de energia eléctrica.

Todavia, o edifício regulamentar está longe de esgotar as possibilidades de melhoria no âmbito da qualidade de serviço. Neste sentido, a ERSE considera que há espaço para que os operadores das redes de distribuição e os comercializadores de último recurso possam, por sua iniciativa, acrescentar valor na sua relação comercial com o cliente. Para o efeito, é necessário que o quadro regulamentar vigente possa permitir que estas empresas tenham espaço para criar mais soluções de qualidade de serviço sem carácter injuntivo e que não decorram expressamente dos regulamentos.

A ERSE pretende com estes mecanismos aproximar a actuação do comercializador de último recurso de uma actuação mais enquadrada num ambiente de mercado liberalizado. Ou seja, pretende-se incentivar os comercializadores de último recurso a inovar a sua oferta relativa ao fornecimento de energia eléctrica, estimulando-se, desta forma, a concorrência e a inovação entre agentes de mercado.

As medidas que resultem deste exercício, fruto desta abertura, visam a criação de soluções comerciais que correspondam às expectativas dos clientes, devendo as mesmas manter o equilíbrio entre os benefícios e custos associados. Ou seja, é importante que as empresas encontrem medidas que correspondam às expectativas dos clientes e sejam, por estes, valorizadas, na medida em que o custo destas medidas deve ser partilhado entre a empresa e o consumidor que utiliza o serviço.

Citam-se seguidamente alguns exemplos de medidas ou serviços que podem tornar o fornecimento de energia um serviço mais diferenciado. O primeiro exemplo considera a margem de progressão que está disponível num serviço que é obrigatório no âmbito dos regulamentos do sector. É o caso do restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente, que se traduz numa intervenção técnica efectuada pelo operador da rede de distribuição junto da instalação de consumo dos clientes para proceder ao restabelecimento do fornecimento. O RQS prevê que o operador deverá deslocar-se à instalação do cliente para restabelecer o fornecimento até às 17 horas do dia útil seguinte àquele em que se verificou a regularização da situação, no caso dos clientes em baixa tensão. Nestas situações, poderá pensar-se num serviço de restabelecimento no qual a empresa poderá oferecer, mediante a justa retribuição, o serviço de restabelecimento também nos fins-de-semana e feriados, sem prejuízo do serviço de restabelecimento urgente previsto e regulamentado pelo RRC, cujo preço é também estabelecido pela ERSE.

---

<sup>6</sup> Designadamente em termos de informação sobre preços e condições do contrato, qualidade de serviço, periodicidade de facturação, etc.

Outros exemplos poderão ser considerados, tais como o serviço da visita combinada que consiste na deslocação do técnico da empresa à instalação do consumidor mediante o acordo prévio com o cliente. O RQS prevê um intervalo de tempo em que a visita combinada deverá ocorrer. Se a empresa considerar oportuna a disponibilização de um serviço de visita combinada na qual se estabelece a hora exacta da visita, é necessário que a ERSE consiga apurar o custo adicional estabelecido pela empresa e distingui-lo do custo do serviço regulado, valor que a empresa terá o direito de ver reconhecido no âmbito das tarifas. Os serviços de auditoria energética, no qual a empresa poderá disponibilizar aos seus clientes o seu conhecimento técnico para melhorar a eficiência energética das suas instalações ou assessorar o cliente nas escolhas de equipamentos de climatização; os serviços relacionados com a factura electrónica, disponibilizando mais e diferente informação sobre consumos; a disponibilização de diferentes periodicidades de facturação, que apresentem menores custos associados e a apresentação de modalidades alternativas de pagamento que beneficiem igualmente de menores custos constituem algumas das práticas a considerar neste contexto. Todos os serviços adicionais que venham a ser disponibilizados pelas empresas deverão respeitar um conjunto de princípios, garantindo a não existência de discriminação e de distorções no funcionamento do mercado, cumprindo os requisitos de um serviço público essencial e de qualidade.

Nas figuras seguintes apresenta-se a partilha de custos em dois exemplos – modalidade de pagamento distinta e visita combinada na hora.

**Figura 4-3 – Exemplo modalidades de pagamento**

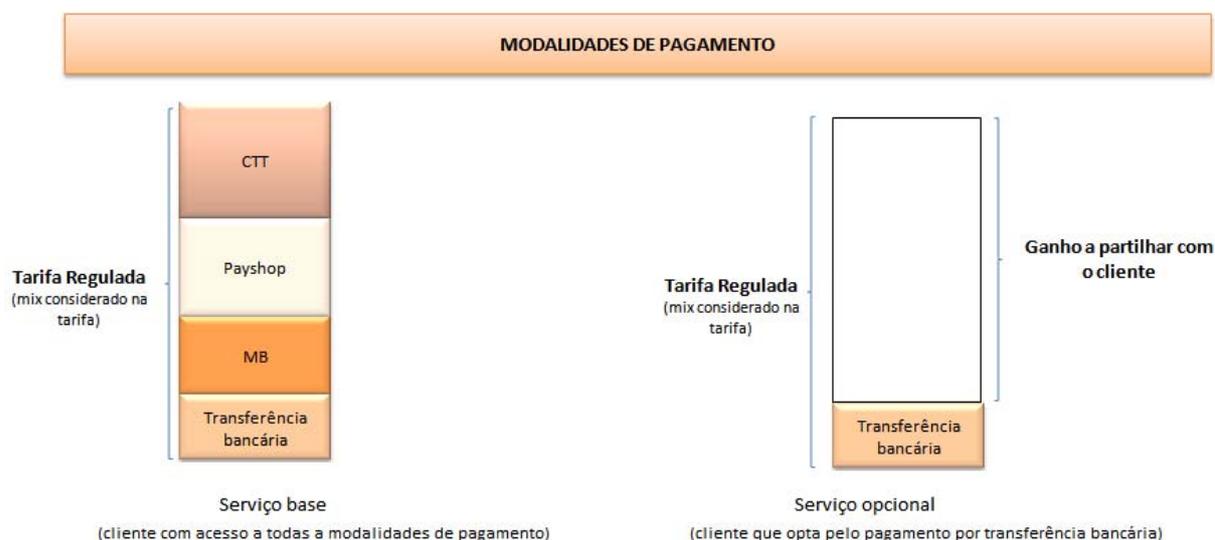
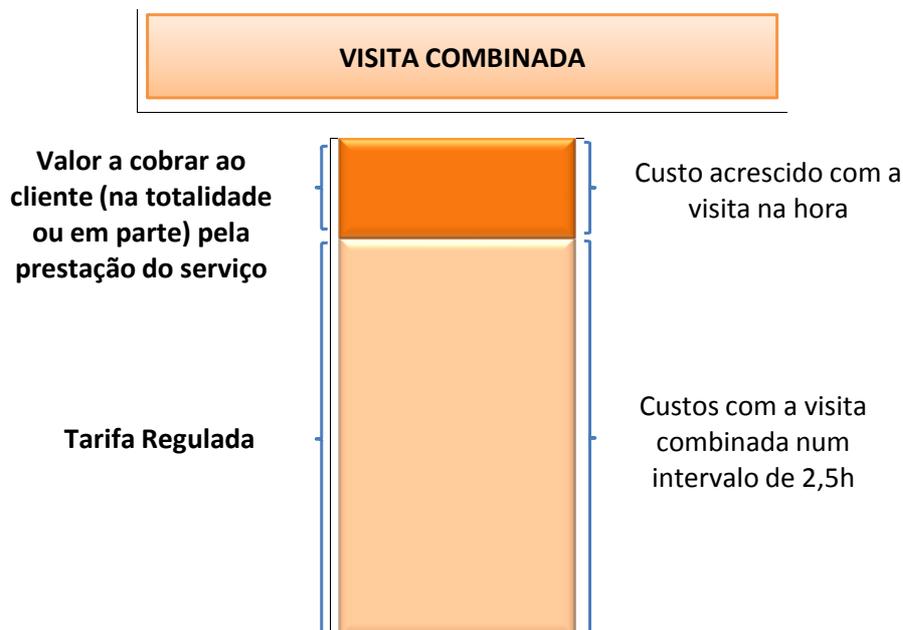


Figura 4-4 – Exemplo visita na hora



Para este efeito, os princípios a respeitar, pelos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso, na inovação de serviços, dizem respeito à não discriminação entre clientes e entre comercializadores. Ou seja, como estes serviços podem ser prestados pelos operadores das redes é necessário garantir que o operador não estabelece diferenciação de tratamento entre comercializadores, que devem poder usufruir dos mesmos serviços em iguais condições. O mesmo raciocínio é válido para os serviços disponibilizados pelos comercializadores de último recurso que terão de garantir um serviço em iguais condições para todos os seus clientes interessados. À não discriminação acresce a transparência dos custos associados a estes serviços. É necessário que os regulamentos estabeleçam a necessidade das empresas procederem ao registo contabilístico separado, de forma a identificar de forma inequívoca os custos e os benefícios associados à prestação destes serviços, os quais não serão considerados na base de cálculo das tarifas.

É necessário ainda assegurar que os consumidores tenham a percepção clara de que se trata de serviços opcionais, com um custo ou desconto associado, que não são objecto de regulação e que não se destinam a substituir os serviços regulados estabelecidos no RRC e no RQS. Mesmo sendo serviços idênticos aos serviços regulados, deverá ser clara a distinção dos níveis de serviço que resultam dos regulamentos e do nível de serviço e preço que resultam da oferta da empresa. Para este efeito, será indispensável garantir um nível adequado de informação aos consumidores, através de meios de comunicação eficazes.

Os serviços que respeitem os requisitos indicados, após a sua comunicação à ERSE, poderão ser disponibilizados aos clientes, podendo as respectivas empresas definir livremente os seus preços e características de utilização.

Em resumo, os serviços devem respeitar os seguintes princípios:

- Não discriminação entre clientes e entre comercializadores (no caso dos operadores de rede);
- Transparência dos custos – necessidade de registo contabilístico próprio destes serviços;
- Equilíbrio entre os benefícios e os custos para a empresa e o desconto e o preço dos serviços;
- Adequação do nível de informação e dos meios de divulgação ao cliente, garantindo uma distinção clara dos serviços que são opcionais.

Face ao exposto, a proposta do RRC prevê a possibilidade das empresas fornecerem serviços adicionais aos que decorrem dos regulamentos em matéria de qualidade de serviço e de relacionamento comercial, podendo, para o efeito, partilhar os respectivos custos com os seus clientes, bem como estabelecer as condições que esses serviços adicionais terão de observar para poderem ser disponibilizados. Pretende-se a introdução do princípio da diferenciação comercial, podendo o cliente escolher serviços ou níveis de serviço distintos, relacionados com o seu fornecimento de energia, pagando ou beneficiando de um desconto, consoante a escolha que faz relativamente ao serviço ou ao nível padrão estabelecido regulamentarmente.

Deste modo, propõe-se alterar os seguintes artigos do RRC:

- Artigo 5.º - introdução da possibilidade de escolha de outros serviços no âmbito da garantia de oferta do serviço de fornecimento de energia eléctrica propriamente dito enquanto princípio geral de relacionamento comercial.
- Novo artigo 5.º - B – Inclusão de um conjunto de princípios a respeitar pelos operadores de rede e comercializadores de último recurso que disponibilizem serviços opcionais;
- Artigo 55.º - possibilidade de prestação de serviços opcionais com preços não regulados relacionados com a interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia eléctrica;
- Artigo 195.º - alteração do conteúdo da factura, permitindo incluir a divulgação dos serviços opcionais relacionados com o fornecimento e utilização de energia.

A proposta de RT prevê a obrigação de registo contabilístico próprio que permita à ERSE diferenciar os custos e os benefícios decorrentes destas medidas dos custos resultantes com os serviços regulados. Todos os serviços actualmente consagrados no RQS e no RRC mantêm-se, não se propondo alterações regulamentares nesta matéria.

### 4.3 RECONHECER PUBLICAMENTE O MÉRITO DE PRÁTICAS COMERCIAIS DE EXCELÊNCIA

O sector eléctrico tem-se revelado relativamente conservador no que se refere à introdução de medidas inovadoras no relacionamento entre os comercializadores e clientes. Tal facto resulta de vários factores nomeadamente, do sector eléctrico ter vivido durante largos anos uma situação de monopólio, do facto da electricidade ser um bem essencial e da regulamentação existente impor medidas limitativas às empresas num quadro de defesa do interesse público, incluindo os direitos e interesses dos consumidores.

Como referido no capítulo anterior, algumas das actividades comerciais das empresas podem constituir serviços de valor acrescentado contratados directamente com os consumidores, os quais estão dispostos a pagar o custo acrescido por um serviço diferenciado. Simultaneamente, as empresas desenvolvem outras actividades que não se traduzem num retorno económico directo para a empresa (seja pelos custos de transacção envolvidos, por pressões sociais ou outras razões).

Neste sentido, a ERSE propõe a instituição de um prémio de excelência para incentivo à inovação e qualidade nas práticas comerciais, atribuído anualmente à entidade que mais se tenha destacado no desenvolvimento de medidas de melhoria da qualidade de serviço e de atendimento aos clientes.

O Prémio terá carácter não pecuniário e distinguirá anualmente, entre as empresas abrangidas (comercializadores de último recurso, operadores das redes de distribuição e comercializadores em regime de mercado), a que mais se tenha destacado na introdução de medidas inovadoras, que valorizem a relação comercial com o cliente.

Apenas podem candidatar-se ao prémio medidas com impacte tarifário neutro, em particular no caso das empresas reguladas. Realça-se que um quadro regulatório com custos contratualizados para o período regulatório, como se propõe, desincentiva a adopção de medidas que representem custos não reconhecidos nos proveitos permitidos, pelo que o reconhecimento público associado ao Prémio poderá compensar de forma intangível os custos associados a essas medidas.

Tendo em conta a dimensão das várias entidades abrangidas pelo sistema de incentivos, podem vir a ser definidas várias categorias para avaliação das medidas a implementar, de forma a obviar essas diferenças de dimensão.

Serão valorizadas as medidas que se traduzem na melhoria mais evidente da qualidade de serviço, passando sobretudo pela expansão do leque de serviços prestados ao cliente.

Neste sentido, algumas das iniciativas poderão passar por:

- Atendimento multilingue, privilegiando alguns dos idiomas das principais comunidades emigrantes em Portugal;

- Gestão da dívida, podendo igualmente abranger o segmento de clientes vulneráveis<sup>7</sup>. Através destes planos pretende-se que as empresas possam disponibilizar planos especiais de pagamento independentemente dos juridicamente previstos no próprio contrato, bem como do aconselhamento sobre as opções a tomar relativamente às características da instalação junto dos seus clientes;
- Parcerias com entidades da Sociedade Civil, nomeadamente associações representativas de indivíduos com necessidades especiais com o objectivo de, por exemplo, promover a distribuição de informação em Braille;
- Programa “Mudança de casa”, apoiando os clientes no sentido de identificar as necessidades específicas da instalação na nova habitação, através de, por exemplo, a adequação da potência a contratar às necessidades dos equipamentos do cliente.

Em síntese, os aspectos essenciais do Prémio são os seguintes:

- Promoção de medidas de melhoria da qualidade de serviço (serviços, atendimento, etc.);
- Atribuição de símbolo/marca de confiança (reconhecimento público, prestígio);
- Prémio não pecuniário;
- Ampla divulgação das medidas e entidades distinguidas;
- Avaliação efectuada por um júri composto por personalidades de reconhecido mérito público, internacional ou nacional;
- Periodicidade anual;
- Organizado pela ERSE.

O regulamento do Prémio será aprovado pela ERSE até 30 de Outubro de 2008.

---

<sup>7</sup> A abrangência de clientes vulneráveis é voluntária e a sua definição caberá às empresas, as quais poderão para o efeito recorrer à Directiva 2003/54/CE, bem como às melhores práticas europeias neste domínio.



## **5 FACTURAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BT**

Actualmente, a tarifa de Venda do Comercializador de Último Recurso em MT e AT aos comercializadores de último recurso que actuam exclusivamente em BT é igual à tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em MT, podendo o comercializador de último recurso em BT escolher a opção tarifária que considere mais vantajosa, de entre as opções previstas para a referida tarifa.

Em alternativa, os comercializadores de último recurso que assegurem exclusivamente fornecimentos em BT podem escolher a regra de facturação opcional estabelecida no RRC (artigos 60.º e 65.º). De acordo com esta regra, a facturação é determinada pela diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT e a facturação obtida por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, Comercialização de Redes em BT e Comercialização em BT, às mesmas quantidades.

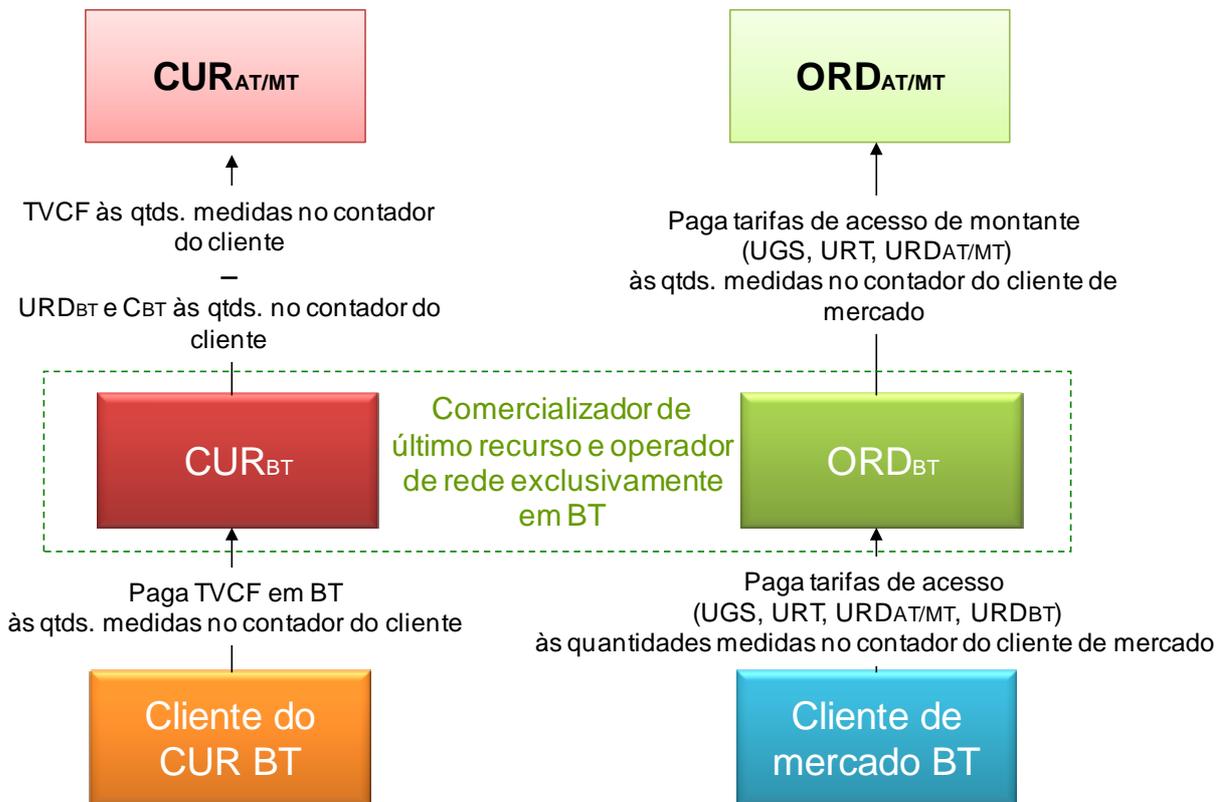
Em 2007, os Governos de Portugal e Espanha assinaram um Plano de Compatibilização Regulatória. Este documento contém algumas linhas de harmonização do Mercado Ibérico de Energia Eléctrica (MIBEL), em particular, o objectivo político de extinguir em 2011 as tarifas reguladas de venda a clientes finais para consumidores com potência contratada superior a 50 kW. Neste contexto, no decurso do período regulatório 2009-2011 deixará porventura de ser aplicável a primeira forma de facturação referida.

Assim, propõe-se que a norma de facturação até aqui opcional passe a ser a regra. Atendendo aos possíveis impactes desta opção, propõe-se que a facturação por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em MT continue a ser possível até à extinção das tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT. Nesse sentido, importa recolher dos comercializadores exclusivamente em BT, durante o período transitório, uma estimativa dos impactes desta alteração.

O modelo definitivo de facturação aplicável a estes operadores é apresentado na figura seguinte.

É importante salientar que no relacionamento entre o operador de rede de distribuição em MT e o operador de rede de distribuição exclusivamente de BT a regra de facturação em vigor, aplicável aos consumidores que são fornecidos por um comercializador em regime de mercado, já é uma regra de facturação equiparável à que agora se propõe como regra para os comercializadores de último recurso. Assim, a proposta de alteração regulamentar harmoniza o tratamento dado aos diversos comercializadores, não diferenciando o tratamento dos consumidores de acordo com a natureza do seu comercializador (último recurso ou regime de mercado).

**Figura 5-1 - Modelo proposto para facturação aos comercializadores de último recurso e operadores de rede que actuam exclusivamente em BT**



Esta questão assume ainda maior pertinência quando analisada a forma de pagamento do sobrecusto da produção em regime especial. As actuais tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em MT incorporam apenas uma parte do sobrecusto da produção em regime especial (dado que o Decreto-Lei n.º 90/2006 imputou, quase na totalidade, aos consumidores em BTN o sobrecusto com a produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável e resíduos, PRE-FER). Assim, as tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em BT são oneradas com um sobrecusto mais elevado. Isto implica que quando se facturam os comercializadores de último recurso que actuam exclusivamente em BT através tarifa de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso em MT, estes se apropriam de uma parcela significativa do sobrecusto da PRE-FER<sup>8</sup> a que não teriam direito por não terem suportado esse custo.

O anunciado crescimento da microprodução (produção de pequena escala localizada em pontos de consumo em BT) vem trazer outra fonte de desequilíbrios na actual forma de facturação dos comercializadores de último recurso que actuam exclusivamente em BT, conforme analisado em

<sup>8</sup> Note-se que a produção em regime especial se localiza quase exclusivamente na rede de transporte e nas redes de distribuição em AT e MT, pelo que os custos incorridos na aquisição desta energia não afectam os comercializadores de último recurso em BT.

Capítulo 7. Embora o efeito seja contrário ao referido para a PRE-FER, resulta também ele num prejuízo ou benefício indevidos para os comercializadores de último recurso em BT, que não decorre expressamente da legislação. Como tal, a proposta de alteração regulamentar tem o ainda mérito de poder resolver as situações decorrentes da existência de microprodução nas redes de BT, quando conjugado com um direito de venda dessa energia pelos comercializadores de último recurso em BT ao comercializador de último recurso em MT e AT (semelhante ao que é previsto na legislação para os comercializadores em regime de mercado), conforme explicado no Capítulo 7.

Tendo em conta o exposto, foi alterado o artigo 65.º do RRC, tendo-se introduzido ainda uma disposição transitória para prever a possibilidade de aplicação da modalidade de facturação através das tarifas de venda a clientes finais em MT, até que estas deixem de ser objecto de regulação.



## **6 FACTURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA EM BTN EM INSTALAÇÕES DE CONSUMO TRIFÁSICAS**

O RRC define a potência contratada, nos pontos de entrega em BTN, como a potência aparente colocada à disposição do cliente. Devido aos elevados custos dos equipamentos de medida de potência máxima, quando comparados com a facturação destes pequenos consumidores em BT, tradicionalmente é definido um limiar a partir do qual não se mede a potência máxima tomada pela instalação de consumo. Em vez disso, a potência contratada é facturada pelo escalão de potência do dispositivo de controlo de potência, cuja existência é indispensável, por motivos de segurança da instalação eléctrica.

Contudo, a evolução tecnológica tem aumentado rápida e significativamente as funcionalidades dos contadores que podem ser utilizados a preços mais reduzidos. Entre as funcionalidades possibilitadas pela nova geração de contadores inclui-se a medição da potência máxima num determinado intervalo temporal. É de referir que no âmbito do estudo apresentado pela ERSE ao Governo sobre as funcionalidades mínimas e o plano de substituição dos contadores no segmento dos clientes domésticos e nas pequenas empresas, concluiu-se, com um largo consenso no seio da consulta pública, que dado o reduzido acréscimo de custos (face ao cenário base) associado à disponibilização de um conjunto alargado de funcionalidades, os novos contadores deverão incluir funcionalidades acrescidas relativamente às actuais, nomeadamente a medição da potência máxima. Adicionalmente, no âmbito do estudo apresentado ao Governo Português, a ERSE identificou que a opção por um conjunto alargado de funcionalidades dos novos aparelhos de medição é a que apresenta mais vantagens para os consumidores de energia eléctrica, face à opção tomada de migração para um modelo de telecontagem.

A mudança de paradigma na medição de energia eléctrica para os consumidores domésticos é uma realidade actual e espera-se que venha a ter desenvolvimentos num prazo relativamente curto. Assim, nos casos em que o contador instalado numa determinada instalação de consumo o venha a permitir, é de considerar a possibilidade de explorar esta funcionalidade de medição da potência máxima para facturar a potência contratada.

Nesta hipótese, poder-se-ia continuar a facturar a potência contratada por escalões, embora utilizando um valor medido de potência máxima, ou então facturar a potência contratada directamente em relação ao valor medido no contador. Em qualquer caso, os dispositivos de controlo de potência (DCP) seriam parametrizados para um valor de modo a garantir a segurança da instalação e da respectiva ligação. Todavia, atendendo à eventualidade do cliente pretender continuar a utilizar o DCP para controlar a potência tomada máxima, o DCP deve, a pedido do cliente, ser regulado para o escalão pretendido.

Nos termos do RRC, este controlo da potência contratada é efectuado através de disjuntores de máximo de intensidade. Assim, sabendo-se que a potência aparente resulta do produto dos valores eficazes de tensão e corrente, o valor considerado para a potência contratada em alimentações monofásicas é o

valor nominal da corrente, obtendo-se uma reduzida margem de erro entre a potência aparente à disposição do cliente e a potência contratada.

No entanto, para alimentações trifásicas, caso o consumo não seja equilibrado nas três fases, existe a possibilidade do disjuntor actuar e interromper o fornecimento de energia eléctrica à instalação por ultrapassagem dum dos valores máximos de corrente por fase, para um valor de potência aparente verificada inferior ao valor contratado pelo cliente.

Como foi referido, os contadores a instalar futuramente poderão incluir a possibilidade de medição de potências instantâneas, nomeadamente potência aparente, existindo ainda a possibilidade de alteração remota do valor de potência contratada, com os benefícios que tal operação acarreta em termos de custos da intervenção e de conforto para o cliente. Este desenvolvimento não deverá deixar de ser aproveitado pelos consumidores traduzindo-se em benefícios para estes. Para o efeito, a redacção dos artigos 128.º e 146.º do RRC foi alterada em conformidade com o proposto.

Finalmente, importa salientar que esta proposta não pretende induzir uma substituição de contadores. Por si só, estes benefícios não justificariam os custos de uma tal operação. Antes, pretende-se alertar para as alterações que as novas tecnologias deverão provocar no sistema tarifário na forma de transmitir sinais económicos e informação aos consumidores. Esta alteração só se fará sentir para novas instalações, onde sejam instalados contadores com estas características, ou quando ocorra a alteração do contador, designadamente por razões de controlo metrológico. No entanto, propõe-se igualmente a alteração do n.º 6 do artigo 121.º do RRC de modo a permitir, também aos clientes em BTN, a possibilidade de instalarem por sua conta um equipamento com características que consintam a medição de potências instantâneas, ainda que para efeitos de dupla medição.

## **7 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PRODUZIDA POR MICROPRODUTORES**

O Decreto-Lei 363/2007, de 2 de Novembro, estabelece o regime da microprodução, o qual é também conhecido com "Renováveis na Hora", conforme consta na medida n.º 155 do Programa Governamental Simplex 2007.

O decreto-lei supracitado entrou em vigor em 2 de Fevereiro de 2008, aplicando-se a clientes com contrato de fornecimento de energia eléctrica em baixa tensão e para unidades de microprodução monofásica, em baixa tensão, com uma potência de ligação até 5,75 kW.

De seguida apresenta-se um breve enquadramento legal, realçando os aspectos com maior influência nos regulamentos em revisão. Posteriormente, apresentam-se as alterações regulamentares propostas.

### **7.1 ENQUADRAMENTO LEGAL**

#### **7.1.1 QUANTIDADES E PREÇOS**

Cada consumidor / produtor poderá injectar na rede uma potência até 50% da sua potência contratada (limite não aplicável a instalações em nome de condomínios). O acesso à actividade de microprodução pode ser restringido caso o somatório das potências de ligação das unidades ligadas a um determinado posto de transformação (PT) ultrapasse o limite de 25% da potência desse mesmo PT.

Os consumidores / produtores têm acesso a dois regimes remuneratórios:

- Regime Geral, em que o preço de venda de energia à rede pública é igual ao preço de compra definido pelas tarifas reguladas de Venda a Clientes Finais do Comercializador de Último Recurso.
- Regime Bonificado, aplicável a unidades de microprodução até 3,68 kW que utilizem energias renováveis e que cumpram as seguintes condições:
  - Para o caso de unidades de cogeração a biomassa, estas têm que estar integradas no aquecimento do edifício.
  - Para as unidades que utilizem outras fontes de energia renovável, é obrigatório dispor de um colectador solar térmico, com um mínimo de 2 m<sup>2</sup>.
  - No caso dos condomínios é exigida a realização de uma auditoria energética ao edifício e a implementação das medidas de eficiência energética identificadas nessa auditoria com período de retorno até dois anos.

O preço de referência é de 650 €/MWh, fixo durante 5 anos, para os primeiros 10 MW de potência instalados a nível nacional. Haverá uma redução de 5% por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada.

Após os primeiros 5 anos e durante os 10 anos seguintes será aplicado o preço igual ao que seja aplicável às instalações que se registem nesse ano e que lhe sejam equivalentes. Após o período de 15 anos é aplicado o preço vigente no Regime Geral.

O preço varia consoante o tipo de energia renovável utilizado, devendo ser aplicadas as seguintes percentagens ao preço de referência de 650 €/MWh.

**Quadro 7-1 - Tarifa a aplicar por tecnologia**

Tecnologia de produção	Percentagem	Tarifa (€/kWh)
Solar	100%	0,6500
Eólica	70%	0,4550
Hídrica	30%	0,1950
Cogeração a biomassa	30%	0,1950
Pilhas de combustível	*	*

\* Tarifa aplicável à tecnologia renovável utilizada na produção de Hidrogénio

A energia eléctrica vendida à rede tem um limite de 2,4 MWh/ano no caso da energia solar e de 4 MWh/ano no caso das restantes energias, por cada quilowatt instalado.

### 7.1.2 VENDA DE ENERGIA PRODUZIDA PELO MICROPRODUTOR

O regime da microprodução prevê que o produtor possa efectuar um contrato de venda com o comercializador que o fornece, pelo que este contrato pode ser celebrado com as seguintes entidades:

- EDP Serviço Universal.
- Comercializador exclusivamente em BT (Cooperativas Eléctricas).
- Comercializador em regime de mercado.

O artigo 21.º do regime da microprodução prevê que o comercializador em regime de mercado possa vender a energia comprada a um microprodutor ao comercializador de último recurso.

### 7.1.3 CUSTOS DE ADAPTAÇÃO

O artigo 21.º do regime da microprodução prevê ainda que os comercializadores de último recurso sejam ressarcidos dos custos e investimentos incorridos com a implementação ou alteração dos sistemas informáticos de facturação e outros, necessários à microprodução.

### 7.1.4 MEDIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O regime da microprodução não é totalmente esclarecedor sobre a obrigatoriedade de utilização de telecontagem para a medição da produção. No entanto, é claro que os custos com os contadores necessários à microprodução são suportados directamente pelo produtor.

## 7.2 ALTERAÇÕES RESULTANTES DO REGIME DA MICROPRODUÇÃO

### 7.2.1 DEFINIÇÃO DA PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Na definição de produção em regime especial (PRE) prevista em todos os regulamentos torna-se necessário incluir a microprodução (artigo 3.º do RRC).

O cálculo do sobrecusto da PRE passa a considerar o sobrecusto da microprodução. De notar que para efeitos de distribuição do sobrecusto, este tipo de produção não se encontra ao abrigo do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de Maio, que estabelece os princípios de alocação dos custos resultantes da produção de electricidade, prevista no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio.

### 7.2.2 AQUISIÇÃO DA MICROPRODUÇÃO PELO CUR

Conforme já referido, o regime da microprodução prevê que o comercializador de último recurso tenha de comprar a energia que um comercializador em regime de mercado tenha comprado a um microprodutor que seja seu cliente. Tal imposição legal obriga a alterar o artigo 60.º do RRC, prevendo-se mais esta modalidade de aquisição de energia eléctrica.

Por outro lado, tendo em conta a modalidade proposta para a facturação entre o comercializador de último recurso (e operador da rede de distribuição) MT e AT e o comercializador de último recurso (e operador da rede de distribuição) exclusivamente em BT (apresentada no Capítulo 5), propõe-se também que os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT possam vender ao comercializador de último recurso MT e AT a energia que adquiram aos microprodutores.

Propõe-se também a alteração do artigo 63.º do RRC no sentido de prever que seja enviada informação à ERSE sobre a energia adquirida pelo CUR a comercializadores em regime de mercado que provenha de aquisições a microprodutores.

### 7.2.3 RECONHECIMENTO DE CUSTOS DE ADAPTAÇÃO

Estes custos serão tidos em consideração quando se estabelecerem os proveitos permitidos da actividade de comercialização e de distribuição, cabendo às empresas justificá-los nas propostas que apresentam para efeitos tarifários.

### 7.2.4 OUTROS TEMAS

O desenvolvimento da microprodução poderá vir a criar novos desafios e a impor alterações mais profundas em futuras revisões regulamentares, designadamente sobre os seguintes temas:

- Telecontagem – o elevado número de instalações de microprodução poderá obrigar a alterar ou a aumentar a capacidade da plataforma de telecontagem da EDP Distribuição, sendo necessário analisar quem suportará este custo.
- Perfis a aplicar aos produtores/clientes, caso a telecontagem não seja obrigatória para ambas as medições (produção e consumo) ou os dados não sejam recolhidos com discriminação de 15 minutos.
- Custos dos desvios associados aos microprodutores e a que comercializador são atribuídos.

## **8 FACTURAÇÃO DE ENCARGOS DE VALOR FIXO MENSAL**

As actuais regras de facturação têm conduzido a algumas dificuldades associadas à facturação dos preços definidos para o período de um mês (termo tarifário fixo, potência contratada e potência em horas de ponta) nas situações em que o período de facturação difere do acordado para facturação.

Esta questão colocava-se com maior acuidade no início e no fim da vigência do contrato de fornecimento de energia eléctrica, o que motivou a aprovação, em 2007, de novas regras que vieram estabelecer que na primeira e última factura a facturação do termo tarifário fixo, da potência contratada e da potência em horas de ponta seja calculada com base no número de dias a que factura diz respeito, evitando-se desta forma os inconvenientes e as reclamações dos clientes no que respeita aos montantes facturados na primeira factura (entendidos pelos clientes como um pagamento antecipado e injustificado das variáveis com preço mensal). Neste sentido foi introduzido um novo número aos artigos 182.º e 193.º e eliminado o artigo 194.º, todos do RRC.

Trata-se agora de generalizar a possibilidade de facturar os preços definidos para o período de um mês de acordo com o número de dias que efectivamente correspondem ao período de facturação. Para este efeito é estabelecido que a facturação dos preços das tarifas com valor fixo mensal deve considerar o número de dias a que diz respeito a factura, correspondendo o valor a facturar ao produto do número de dias pelo valor diário, apurado através do produto do encargo mensal por um factor igual ao quociente entre o número de meses do ano e o número de dias do ano.

Esta alteração corresponde na prática à possibilidade de facturar estes encargos com base em valores diários. Tendo em vista uma melhor informação sobre este assunto, a ERSE passará a disponibilizar estes valores diários nos documentos de tarifas.



## 9 REGRAS DE FACTURAÇÃO DA ENERGIA REACTIVA

As regras de facturação de energia reactiva encontram-se estabelecidas no RRC, com a redacção aprovada através do Despacho da ERSE n.º 2030-A/2005, de 27 de Janeiro.

Actualmente, a facturação da energia reactiva obedece às seguintes regras:

- A energia reactiva é um dos preços das tarifas de uso da rede de transporte e de distribuição, sendo facturada pelos operadores de redes respectivos.
- A energia reactiva objecto de facturação corresponde à energia reactiva indutiva (fornecida pela rede) que, nas horas fora de vazio, exceda 40% do total da energia activa transitada, no mês a que a factura diz respeito.
- A totalidade da energia reactiva capacitiva (recebida da rede) medida nas horas de vazio pode igualmente ser objecto de facturação pelos operadores de redes.

No âmbito da consulta pública que conduziu à aprovação do Despacho n.º 18993-A/2005, de 31 de Agosto, foram submetidas a análise as seguintes alternativas:

- Manter as regras de facturação de energia reactiva.
- Alterar o limiar de 40% do total da energia activa transitada, para efeitos de facturação da energia reactiva indutiva, para um valor inferior (30%, 20%, 0%).
- Alterar as disposições regulamentares no sentido de prever que as quantidades de energia reactiva a considerar para efeitos de facturação fossem aprovadas pela ERSE, na sequência de propostas técnica e economicamente justificadas apresentadas pelos operadores das redes.

A maioria dos comentários recebidos na consulta pública indicou uma preferência pela terceira alternativa, tendo esta opção sido consagrada no RRC aprovado através do Despacho n.º 18993-A/2005, de 31 de Agosto.

Dando cumprimento ao disposto no RRC, os operadores de redes (EDA, EDP Distribuição, EEM e REN) apresentaram à ERSE as suas propostas para as regras de facturação da energia reactiva.

A análise das propostas apresentadas pelos operadores das redes não permitiu concluir de forma inequívoca sobre as vantagens em alterar as regras de facturação vigentes, tendo sido identificada a necessidade de aprofundar o estudo de algumas matérias, designadamente a valorização dos benefícios correspondentes à redução de perdas, a uma melhor gestão dos perfis de tensão e ao aumento da capacidade de transporte das redes.

Por sua vez, o Plano de Compatibilização Regulatória acordado entre os Governos de Portugal e de Espanha no âmbito do aprofundamento do MIBEL, prevê que “No sentido de garantir uma progressiva

convergência dos modelos tarifários dos sistemas português e espanhol, os Governos acordaram que os mecanismos de contratos de interruptibilidade e compensação da energia reactiva deverão ser harmonizados.” O Plano de Compatibilização Regulatória estabelece que os operadores das redes de transporte de ambos os países (REN e REE) devem apresentar uma proposta de aplicação harmonizada sobre o mecanismo de compensação da energia reactiva nos dois sistemas, a implementar segundo calendário e âmbito a definir por cada um dos Governos.

Considerando o enquadramento anteriormente descrito, foi decidido não aprovar novas regras de facturação da energia reactiva, mantendo em vigor as regras estabelecidas no Despacho da ERSE n.º 2030-A/2005, de 27 de Janeiro.

Na proposta de alteração do RRC (artigo 273.º) que agora se submete a consulta pública prevê-se o seguinte:

- O operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT devem apresentar uma proposta conjunta relativa à facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de transporte em MAT e AT. Esta formulação corresponde à do RRC actualmente em vigor, esperando-se que a nova proposta a apresentar à ERSE possa beneficiar dos trabalhos de harmonização desenvolvidos pela REN no âmbito do Plano de Compatibilização Regulatória.
- Os operadores das redes de distribuição (Cooperativas Eléctricas, EDA, EDP Distribuição e EEM) deverão apresentar uma proposta conjunta, técnica e economicamente justificada, relativa à facturação dos encargos de energia reactiva relativos ao uso da rede de distribuição. A apresentação de uma proposta conjunta permitirá a partilha de conhecimentos e experiências entre os operadores das redes de distribuição, que poderá resultar em benefício da qualidade e fundamentação da proposta. Com efeito, a anterior formulação regulamentar, que previa a apresentação de propostas autónomas por cada um dos operadores de redes de distribuição conduziu à adopção de abordagens distintas na elaboração e fundamentação das propostas que não facilitaram a sua análise por parte da ERSE.

A facturação da energia reactiva é uma matéria que deverá ser objecto de uma discussão aprofundada envolvendo os principais interessados, designadamente os consumidores e os operadores de redes. Considera-se igualmente muito relevante a participação das universidades na análise desta matéria. Nesse sentido, a ERSE promoverá a realização de um Seminário de discussão desta matéria para o qual convidará as entidades anteriormente referidas. A realização deste Seminário ocorrerá antes da data limite para os operadores de redes apresentarem as suas propostas à ERSE (180 dias após a data de entrada em vigor do RRC). Desta forma, as propostas a apresentar pelos operadores de redes poderão beneficiar da discussão técnica realizada neste Seminário.

## 10 FRAUDES E ERROS DE MEDIÇÃO

### 10.1 ENQUADRAMENTO

As fraudes correspondem a acções susceptíveis de falsear o normal funcionamento dos equipamentos de medição de energia eléctrica.

Os erros de medição podem ter várias origens, designadamente o mau funcionamento dos contadores ou transformadores de medição ou erros de ligação dos equipamentos.

Embora com natureza distinta, a ocorrência destas situações acarreta problemas para o funcionamento do mercado eléctrico, na medida em que impedem a imputação rigorosa da energia eléctrica consumida e respectivos custos às instalações que efectivam a consumiram.

Estas situações, uma vez detectadas, devem ser corrigidas em função da melhor informação possível.

A ocorrência de uma situação de fraude ou erro de medição afecta as seguintes entidades:

- Operador da rede de distribuição a que esteja ligada a instalação;
- Comercializadores que tenham fornecido a instalação durante o período em que se verificou a fraude ou o erro de medição.
- Cliente que não foi correctamente facturado, podendo ter existido uma facturação por excesso ou por defeito.

O operador da rede de distribuição é responsável pela leitura dos equipamentos de medição e pela facturação das tarifas de acesso aos comercializadores, relativamente às instalações dos clientes ligadas às suas redes. Desta forma, a ocorrência de fraudes ou erros de medição afecta a facturação do operador da rede de distribuição.

Os comercializadores são afectados na medida em que a energia vendida não correspondeu ao consumo efectivo da instalação com repercussão na sua margem de comercialização relativamente àquela instalação.

O sistema eléctrico no seu todo é afectado por estas situações, uma vez que a energia eléctrica que não for adequadamente imputada acaba por ser considerada energia de perdas e paga por todos os consumidores de energia eléctrica.

## 10.2 IMPUTAÇÃO DA ENERGIA ELÉCTRICA A FRAUDES E ERROS DE MEDIÇÃO

Com a liberalização do mercado eléctrico, todos os consumidores de energia eléctrica podem escolher livremente o seu fornecedor de energia eléctrica, podendo contratar o fornecimento de energia eléctrica com o comercializador de último recurso ou com os comercializadores em regime de mercado. Os clientes podem mudar de comercializador até 4 vezes em cada período de 12 meses consecutivos.

Esta nova realidade veio evidenciar a necessidade de enquadrar adequadamente a valorização da energia apurada no âmbito da verificação dos procedimentos fraudulentos e da correcção de erros de medição ou leitura dos contadores. Com efeito, a detecção de um procedimento fraudulento ou a verificação de um erro de medição pode incluir um período de tempo em que a instalação em causa tenha sido fornecida por diferentes comercializadores.

A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento da responsabilidade civil e criminal que lhe possam estar associadas obedecem às regras constantes no Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de Outubro. Nos termos estabelecidos neste diploma, perante a suspeita de ocorrência de procedimento fraudulento detectada e lavrada em auto pelo operador da rede de distribuição, o cliente pode requerer à Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) ou à Direcção Regional do Ministério da Economia e da Inovação competente uma vistoria à instalação eléctrica. As questões associadas ao apuramento das responsabilidades civil e criminal integram a esfera de atribuições dos tribunais.

A correcção dos erros de medição e de leitura deve ser efectuada pelos operadores das redes, enquanto entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes. A tipificação dos erros e as regras e procedimentos a adoptar para correcção dos erros encontram-se definidos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Face à nova realidade de relacionamentos comerciais decorrentes da liberalização, identificam-se duas áreas que carecem de melhor enquadramento regulamentar:

- Valorização da energia eléctrica associada às fraudes e erros de medição.
- Regras a observar na facturação desta energia.

As dificuldades de valorização da energia eléctrica ocorrem quando esta diz respeito a um período de tempo em que a instalação foi fornecida por diferentes comercializadores. No período em causa, a instalação pode ter sido fornecida de acordo com diferentes regimes de preços (tarifas de venda a clientes finais durante o período em que possa ter sido fornecida pelo comercializador de último recurso ou preços livremente negociados durante os períodos em que o fornecimento foi efectuado por comercializadores em regime de mercado).

Por sua vez, a facturação desta energia aos clientes pelo seu actual comercializador coloca questões de natureza comercial, uma vez que a detecção da fraude ou do erro de medição pode ter ocorrido em

período anterior ao do início da vigência do contrato com o actual comercializador de energia eléctrica, ficando o actual comercializador com a responsabilidade de facturar ao seu cliente uma quantia que não resulta do actual contrato.

Torna-se necessário estabelecer novas regras que assegurem o tratamento não discriminatório entre os consumidores dos comercializadores de último recurso e dos comercializadores em regime de mercado, evitando que ao comercializador actual seja associado o ónus da exigência de pagamentos que respeitem a períodos em que não tinham contrato com o cliente ou uma eventual vantagem da cobrança da energia eléctrica apurada neste âmbito.

A proposta regulamentar estabelece os princípios gerais a observar no tratamento desta matéria e prevê a aprovação pela ERSE das regras de detalhe, na sequência de proposta conjunta a apresentar pelos operadores das redes de distribuição, comercializadores de último recurso e comercializadores em regime de mercado. Trata-se de uma matéria complexa cujo tratamento pode beneficiar do trabalho conjunto das entidades anteriormente referidas. Neste sentido, são propostas alterações à Secção VII do Capítulo XI do RRC, incluindo-se dois novos artigos.

### **10.3 NECESSIDADE DE REDUÇÃO DO NÚMERO DE PROCEDIMENTOS FRAUDULENTOS**

O número de procedimentos fraudulentos detectados pelos operadores das redes de distribuição tem registado uma evolução preocupante nos últimos anos. Em 2007 foram detectados 3 027 procedimentos fraudulentos a que correspondeu uma energia não facturada de 21 219 MWh (no ano 2000 foram detectados 201 procedimentos fraudulentos a que correspondeu uma energia não facturada de 12 355 MWh).

A evolução do número de procedimentos fraudulentos parece justificar uma nova abordagem que assegure resultados efectivos ao nível da detecção e prevenção da ocorrência de procedimentos fraudulentos.

Desde logo, parece claro que o actual quadro legislativo aplicável a estas situações (Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de Outubro) carece de alterações para o adaptar à nova organização do sector eléctrico e para estabelecer um enquadramento dissuasor da prática de fraudes. Recorde-se que, contrariamente ao que acontece noutros países europeus, em Portugal a prática de fraudes implica, na generalidade das situações, somente a obrigação de pagamento às entidades lesadas das quantias que venham a ser determinadas em razão das correcções efectuadas.

Por sua vez, a evolução desfavorável desta situação exige dos operadores das redes de distribuição medidas adequadas à detecção e prevenção destas práticas.

A realização de leituras (cujo número foi duplicado em consequência da recente alteração do RRC) e as visitas às instalações dos clientes para assistência técnica devem ser aproveitadas para, de forma sistemática, detectar este tipo de situações.

Atendendo à relevância desta matéria, espera-se que os operadores das redes de distribuição e outras entidades interessadas apresentem durante a consulta pública informação e propostas fundamentadas que possam contribuir para diminuir de forma efectiva este tipo de práticas que afectam o correcto funcionamento do sistema eléctrico.

## 11 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉCTRICA

A rotulagem de energia eléctrica tem dois objectivos fundamentais:

- Informar o consumidor sobre o produto que está a consumir, tornando o consumo mais consciente, designadamente sobre os recursos energéticos primários utilizados na produção de energia eléctrica e os impactes ambientais associados ao fornecimento. Desta forma, o cliente é responsabilizado pela sua escolha de consumo;
- Permitir a diferenciação entre comercializadores, diminuindo o carácter indiferenciado do fornecimento de energia eléctrica, fomentando assim a concorrência no mercado retalhista.

Considera-se que a rotulagem é de qualidade quando a informação que está na sua base é credível e transparente, bem como quando o rótulo é apresentado ao cliente de modo a que ele o compreenda e tenha em consideração.

As disposições incluídas no RRC sobre rotulagem de energia eléctrica são semelhantes às da Directiva 2003/54/CE, transposta para o direito interno através do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, estabelecendo a obrigatoriedade de todos os comercializadores, sejam de último recurso ou de mercado, incluírem nas facturas informação sobre a origem da energia eléctrica que adquiriram e venderam aos seus clientes e os impactes ambientais associados ao fornecimento da sua energia eléctrica.

O RRC em vigor deixou aos agentes a escolha do modo de operacionalizar a rotulagem, obrigando a que a opção escolhida seja comunicada à ERSE até 31 de Março de cada ano.

Apesar de já estar prevista na regulamentação, ainda nenhum comercializador iniciou a rotulagem de energia eléctrica. A necessidade de contribuir para dinamizar o arranque da rotulagem de energia eléctrica e as vantagens que podem decorrer da harmonização de procedimentos, designadamente para permitir a comparação entre comercializadores, levaram a ERSE a desenvolver as seguintes acções:

- Elaboração de um documento com um conjunto de princípios e boas práticas com as orientações consideradas mínimas para garantir uma rotulagem de qualidade, após consulta junto de todos os comercializadores.
- Publicação de uma Recomendação da ERSE sobre a rotulagem<sup>9</sup> (Recomendação da ERSE n.º 1/2008), tendo em consideração os comentários recebidos ao documento colocado em consulta.

---

<sup>9</sup> Disponível em <http://www.erse.pt/vpt/entrada/recomendações/recomendação12008/>

No processo acima descrito que conduziu à publicação da Recomendação n.º 1/2008 foi identificada a necessidade de introduzir algumas alterações ao RRC em vigor.

Nesta revisão regulamentar mantém-se a opção de deixar aos agentes a liberdade de escolha sobre o método utilizado para a rotulagem, pelo que as alterações propostas a introduzir no artigo 196.º do RRC são somente no sentido de alargar o âmbito das informações a disponibilizar aos consumidores. Refira-se ainda, a este propósito, que a ERSE defende a apresentação da informação com discriminação mensal recorrendo à utilização da Internet, conforme expresso na Recomendação n.º 1/2008.

## 12 PREVISÕES DE CONSUMO PELO GESTOR DE SISTEMA

No âmbito da verificação da garantia do abastecimento e segurança de operação no curto e médio prazos, o Gestor de Sistema realiza um conjunto de previsões de consumo em diversos horizontes temporais.

Estas previsões, com particular destaque para a previsão diária, constituem uma referência importante para os agentes que actuam no mercado diário.

Estas previsões têm sido alvo de críticas por parte de alguns agentes de mercado que referem situações de ocorrência de erros significativos e a falta de justificação para as alterações de previsões com intervalos de poucas horas.

Atendendo à importância desta função para o funcionamento do mercado, entendeu-se adequado explicitar esta atribuição do Gestor de Sistema, nos termos do artigo 28.º do RRC, impondo a publicitação das previsões de consumo através da Internet. Adicionalmente, é proposto que, sempre que exista uma diferença em valor absoluto superior a 5%, entre o consumo real verificado e o total diário de energia previsto, o Gestor de Sistema divulgue, pelo mesmo meio, as razões que possam justificar aquela diferença.

O limiar de 5% foi estabelecido tendo como referência o valor das reservas de regulação contratadas, que correspondem à capacidade de produção à disposição do Gestor de Sistema, para fazer face, no curto prazo, aos erros de previsão de consumo.

Com esta alteração ao RRC pretende-se contribuir para uma melhor informação dos agentes de mercado sobre uma variável que é determinante para a sua actuação no mercado.



### 13 AUDITORIAS DE VERIFICAÇÃO DA APLICAÇÃO DO RRC

A eficácia da actividade regulamentar e da própria regulação depende de uma efectiva fiscalização das práticas desenvolvidas pelas empresas sujeitas à observância do quadro normativo vigente em cada momento.

A verificação efectiva da aplicação dos regulamentos, bem como a aplicação de sanções sempre que se identifiquem situações de incumprimento que o justifiquem, constituem, a par da função normativa, uma das principais atribuições da ERSE.

A ERSE dispõe de um leque alargado de mecanismos de intervenção para proceder à verificação do cumprimento dos regulamentos, designadamente:

- Análise da informação enviada periodicamente à ERSE, nos termos previstos nos regulamentos.
- Análise dos resultados das auditorias promovidas pelas empresas reguladas, cuja realização está prevista nos regulamentos.
- Auditorias ou inquéritos à actuação das empresas reguladas promovidos pela ERSE.
- Inspecções aos registos das queixas e reclamações dos consumidores apresentadas às entidades reguladas, podendo ordenar a investigação de algumas das referidas queixas ou reclamações.
- Resposta a pedidos de informação e tratamento de reclamações, neste último caso, no âmbito da resolução extrajudicial de conflitos de natureza comercial e contratual.

Algumas das actividades de verificação do cumprimento dos regulamentos devem ser desenvolvidas directamente pela ERSE. Encontram-se neste caso as acções de inspecção aos registos de reclamações e actividade no âmbito do tratamento de reclamações e resposta a pedidos de informação.

Verifica-se, no entanto, que existem outras actividades de verificação dos regulamentos que podem ser desenvolvidas por entidades externas que pautem a sua actuação por elevados níveis de qualidade e critérios de independência relativamente a empresas reguladas, directamente contratadas pela ERSE ou pelas empresas reguladas de acordo com critérios de selecção validados pela ERSE.

Neste sentido propõe-se um novo enquadramento regulamentar aplicável à realização de auditorias de verificação do cumprimento das disposições regulamentares pelas empresas reguladas. A proposta regulamentar, constante de um novo artigo a incluir no RRC, prevê que as empresas reguladas recorram a mecanismos de auditoria para verificar o cumprimento das disposições regulamentares que lhes são aplicáveis, sujeitas à observância das seguintes regras:

- As auditorias promovidas pelas empresas reguladas são efectuadas por auditores externos independentes de reconhecida idoneidade.

- O conteúdo das auditorias e os critérios de selecção das entidades responsáveis pela realização das auditorias são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta apresentada pelas empresas reguladas.
- O RRC indica um conjunto de matérias que deverão ser objecto de auditorias a realizar com periodicidade anual. Adicionalmente, até 30 de Setembro de cada ano, a ERSE pode indicar às empresas reguladas outras auditorias a realizar no ano seguinte.
- Os relatórios das auditorias são enviados à ERSE e disponibilizados nas páginas da Internet das entidades responsáveis pela sua promoção.

## 14 RECOMENDAÇÕES ÀS EMPRESAS REGULADAS

Com a liberalização do mercado da electricidade, o relacionamento entre os diversos sujeitos intervenientes no mercado suscita a necessidade de se considerarem outras formas de actuação, desde logo, por parte da regulação. Num quadro de concorrência ou, se preferirmos, de liberdade de escolha de fornecedor por parte dos consumidores, a regulação é orientada, por um lado, no sentido de promover mecanismos de auto-regulação e, por outro lado, por uma actuação da regulação mais centrada na verificação do funcionamento dos mercados e na boa aplicação dos princípios da regulação.

É neste contexto de verificação que surge a figura das Recomendações, através das quais a ERSE pretende ajudar os agentes que actuam nos sectores regulados a promoverem as acções necessárias à observância dos princípios e das regras consideradas de importância decisiva para o bom funcionamento dos mercados.

Estas recomendações visam esclarecer os seus destinatários do entendimento do regulador sobre a melhor forma de dar cumprimento a uma determinada obrigação regulamentar, podendo assumir diversos formatos, consoante a natureza da matéria em questão.

As recomendações constituirão um quadro mínimo de exigência, ficando na disponibilidade dos agentes a adopção de medidas adicionais que considerem valorizar a concretização do objectivo pretendido.

A eficácia destas medidas assenta numa adequada divulgação pública do seu conteúdo por parte da ERSE e na implantação de mecanismos efectivos de verificação do seu cumprimento, ou em caso de se verificar o seu incumprimento, das razões que fundamentaram tal actuação por parte dos respectivos destinatários, na esteira da filosofia *comply or explain*, já experimentada noutros sectores de actividade. Neste sentido, assume particular relevância que os agentes do sector informem a ERSE e o mercado sobre a forma como acolheram as recomendações da ERSE, designadamente nas suas páginas na Internet ou através de documentos de divulgação pública.

A ERSE já fez uso deste instrumento, divulgando na sua página na internet a sua Recomendação n.º 1/2008, referente à rotulagem de energia eléctrica.

Apesar de, no âmbito das suas atribuições e competências, a ERSE poder recomendar actuações ou até exigir comportamentos correctivos, esta revisão regulamentar procura dar uma forma mais consistente e delineada aos objectivos subjacentes às recomendações formuladas, traduzindo-se na proposta de inclusão de um novo artigo no RRC.

Com a divulgação pública das recomendações, bem como das acções adoptadas pelas empresas visadas ou das razões que fundamentam o não acolhimento das actuações recomendadas, o impacte desta medida propaga-se a todo o mercado, tornando-se numa fonte de informação privilegiada e com valor acrescentado para todos os interessados no sector eléctrico.

A proposta regulamentar prevê ainda que as empresas reguladas, destinatárias das recomendações, possam demonstrar as diligências realizadas com vista à observância da acção recomendada, apesar da sua não implementação, ou ainda a concretização de outras acções que, no seu entender, se mostram mais adequadas ao cumprimento dos princípios ou regras que motivaram a recomendação emitida.

## 15 OUTRAS PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO RRC

Neste capítulo final justificam-se as propostas de alteração das disposições do RRC sobre serviços de sistema, contratos de interruptibilidade e codificação dos pontos de entrega nas Regiões Autónomas.

### 15.1 SERVIÇOS DE SISTEMA E CONTRATOS DE INTERRUPTIBILIDADE

Os serviços de sistema são classificados da seguinte forma:

- Obrigatórios – serviços de sistema não remunerados que englobam a regulação de tensão, a regulação de frequência e a manutenção da estabilidade;
- Complementares – serviços de sistema passíveis de remuneração (compensação síncrona, a compensação estática, reserva, telerregulação, interruptibilidade rápida, arranque autónomo e telearranque).

No sistema eléctrico português, o mercado de serviços de sistema começou a funcionar em 1 de Julho de 2007, de acordo com as regras estabelecidas no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema. Inclui-se neste mercado a regulação secundária, associada ao serviço de telerregulação dos grupos geradores.

Actualmente alguns serviços de sistema, como seja o arranque autónomo, não são remunerados sob a forma de mercado competitivo, podendo ser contratualizados bilateralmente.

Sobre este assunto, importa ainda referir que o Conselho de Reguladores do MIBEL decidiu, no passado mês de Dezembro de 2007, solicitar à REN e à REE a apresentação de uma proposta conjunta de harmonização e convergência dos mercados de serviços de sistema na Península Ibérica. Espera-se que a harmonização dos mercados de serviços de sistema possa dar passos decisivos durante o ano de 2009.

No que se refere aos contratos de interruptibilidade importa referir que no âmbito do Plano de Compabilização Regulatória celebrado entre os Governos de Portugal e de Espanha foi decidido proceder à harmonização do regime de interruptibilidade, tendo sido encarregados os operadores de sistema de apresentar uma proposta no sentido de garantir uma progressiva convergência dos modelos tarifários dos dois países. Sobre este assunto importa referir que o Plano de Compabilização Regulatória estabelece que a partir de Julho de 2008, os contratos de interruptibilidade apenas serão acessíveis aos clientes com níveis de tensão em MAT, AT e MT em mercado livre.

Considerando o enquadramento anteriormente descrito, propõe-se a alteração dos artigos 29.º, 30.º e 272.º do RRC. As alterações reflectem a experiência de funcionamento do mercado de serviços de

sistema em Portugal e o facto de os Governos de Portugal e Espanha terem chamado para a sua esfera de intervenção a harmonização dos contratos de interruptibilidade.

## 15.2 CODIFICAÇÃO DOS PONTOS DE ENTREGA NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Actualmente as regras em vigor em Portugal continental sobre codificação dos pontos de entrega não se aplicam nas Regiões Autónomas.

Esta opção foi assumida pelo facto de os sistemas eléctricos das Regiões Autónomas beneficiarem de derrogações na aplicação da Directiva 2003/54/CE, o que não permitiu o início do processo de liberalização dos seus mercados eléctricos. Uma vez que a codificação dos pontos de entrega assume um papel central na operacionalização dos procedimentos de mudança de comercializador, considerou-se dispensável a aplicação destas regras nas Regiões Autónomas pelo facto de a liberalização dos seus sectores eléctricos ainda não se ter iniciado.

A adopção do programa governamental “Renováveis na Hora” veio revelar o interesse da Empresa de Electricidade da Madeira (EEM) em proceder à codificação dos pontos de entrega. Assim, esta empresa informou que vai adoptar essa metodologia, ainda que não seja exigida pela actual regulamentação, tendo mencionado que o facto de não existir esta codificação levou a uma situação de desigualdade no acesso àquele Programa por parte dos consumidores da Região Autónoma da Madeira. Recorde-se que um dos parâmetros de acesso ao programa “Renováveis na Hora” era exactamente o Código do Ponto de Entrega (CPE).

Por sua vez, a Electricidade dos Açores (EDA) informou a ERSE que não considera necessário, nesta fase, prever a aplicação da codificação dos pontos de entrega na Região Autónoma dos Açores.

Considerando que a codificação dos pontos de entrega apresenta diversas vantagens, não se limitando às inerentes à operacionalização dos procedimentos de mudança de comercializador, a ERSE propõe a alteração do artigo 238.º do RRC no sentido de estabelecer que a codificação do ponto de entrega se aplica nas Regiões Autónomas de modo voluntário.

**ANEXO**



## ALTERAÇÕES AO ARTICULADO

ARTIGOS ALTERADOS	ARTIGOS NOVOS	ARTIGOS ELIMINADOS
Artigo 3.º	Artigo 5.º - B	Artigo 24.º
Artigo 5.º	Artigo 5.º - C	Artigo 41.º
Artigo 10.º	Artigo 201.º - A	Artigo 44.º
Artigo 21.º	Artigo 201.º - B	Artigo 194.º
Artigo 22.º	Artigo 267.º - A	Artigo 247.º
Artigo 28.º	Artigo 272.º - A	Artigo 274.º
Artigo 29.º		
Artigo 30.º		
Artigo 35.º		
Artigo 38.º		
Artigo 39.º		
Artigo 42.º		
Artigo 45.º		
Artigo 55.º		
Artigo 58.º		
Artigo 59.º		
Artigo 60.º		
Artigo 63.º		
Artigo 65.º		
Artigo 70.º		
Artigo 121.º		
Artigo 128.º		
Artigo 141.º		
Artigo 146.º		
Artigo 152.º		
Artigo 161.º		
Artigo 182.º		
Artigo 185.º		
Artigo 190.º		
Artigo 193.º		
Artigo 195.º		
Artigo 196.º		
Artigo 201.º		

---

<b>ARTIGOS ALTERADOS</b>	<b>ARTIGOS NOVOS</b>	<b>ARTIGOS ELIMINADOS</b>
Artigo 220.º Artigo 221.º Artigo 225.º Artigo 226.º Artigo 238.º Artigo 272.º Artigo 273.º Artigo 275.º		