

**REVISÃO DO REGULAMENTO DE RELAÇÕES
COMERCIAIS DO SECTOR ELÉCTRICO**

DOCUMENTO JUSTIFICATIVO

Maio 2011

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
www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	OBRIGAÇÃO DE APRESENTAÇÃO DE PROPOSTAS DE FORNECIMENTO	5
3	INDEPENDÊNCIA DOS OPERADORES DE REDES E DO CUR	7
3.1	Certificação do operador da rede de transporte	7
3.2	Diferenciação de imagem dos operadores das redes de distribuição e do CUR	8
3.3	Programa de conformidade do operador da rede de distribuição	10
4	ACTUAÇÃO DO CUR NA COMPRA E VENDA DE ENERGIA.....	13
5	TRANSPARÊNCIA E SUPERVISÃO NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA.....	19
6	REGIME DE MERCADO	25
7	RELACIONAMENTOS COMERCIAIS COM OS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO E OPERADORES DE REDE QUE ACTUAM EXCLUSIVAMENTE EM BT	29
7.1	Situação actual	29
7.2	Alterações propostas	30
8	EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES EM MAT, AT, MT E BTE.....	33
9	NOVO REGIME DA TARIFA SOCIAL	35
10	MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR.....	39
11	REGISTO DO PONTO DE ENTREGA.....	43
12	INFORMAÇÃO A CONSUMIDORES SOBRE CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL	45
13	OUTRAS REGRAS DE RELACIONAMENTO COM OS CONSUMIDORES.....	47
13.1	Alterações legislativas	47
13.2	Alterações geradas no sector eléctrico	49
14	OUTRAS ALTERAÇÕES.....	51
14.1	Auditorias de verificação da aplicação do RRC	51
14.2	Serviços opcionais	53
14.3	Medição de energia eléctrica	54
14.4	Regras de facturação de energia reactiva	55
14.5	Alterações decorrentes do Regulamento Tarifário.....	55

1 INTRODUÇÃO

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

O terceiro pacote legislativo da União Europeia, publicado em 13 de Julho de 2009, estabeleceu a necessidade de serem adoptadas medidas que visem a consolidação do mercado, em benefício dos consumidores. Para o sector eléctrico destaca-se a Directiva 2009/72/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo ao mercado de electricidade e o Regulamento (CE) 714/2009, do Parlamento Europeu e do Conselho, sobre as condições de acesso à rede para o comércio transfronteiriço de electricidade. De aplicação transversal ao sector energético sublinha-se ainda o Regulamento (CE) 713/2009, também do Parlamento Europeu e do Conselho, que instituiu a Agência de Cooperação dos Reguladores de Energia (ACER).

Este novo quadro normativo comunitário aponta para um reforço da disciplina da separação das actividades de produção e comercialização e a operação das redes, evidenciando a separação jurídica e patrimonial do operador da rede de transporte, confere novos poderes às entidades reguladoras nacionais e aprofunda as regras destinadas a assegurar a protecção dos consumidores.

O início de um novo período de regulação em 2012 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, em termos regulamentares, as alterações legislativas entretanto verificadas.

Os desenvolvimentos do mercado retalhista e o aprofundamento do mercado grossista, justificam desenvolvimentos regulamentares que permitam uma melhor adequação do enquadramento regulamentar às condições de contexto do mercado.

Com efeito, não apenas a parcela dos consumos assegurada por comercializadores em regime de mercado é, no presente, muito superior à que se observava aquando da última revisão regulamentar, como o próprio equilíbrio do mercado grossista observa hoje uma maior dispersão de agentes e necessidades de monitorização diversas das que se verificavam no passado. Estes desenvolvimentos constituem, por sua vez, traços inequívocos do aprofundamento da liberalização no sector eléctrico nacional.

Entre as alterações propostas para o RRC, salientam-se as seguintes:

- A necessidade de se prever a obrigação de os comercializadores em regime de mercado apresentarem propostas de fornecimento de electricidade, sempre que solicitadas pelos clientes,

procurando assegurar a existência de ofertas no mercado, sem prejuízo das regras em matéria de concorrência.

- Reforço das regras conducentes a uma separação efectiva das actividades, designadamente através da certificação do operador da rede de transporte e o aprofundamento da diferenciação de imagem do operador da rede de distribuição e do comercializador de último recurso (CUR).
- Adopção de medidas que visam incrementar a transparência e a supervisão na contratação de electricidade.
- Ajustamentos ao processo de mudança de comercializador decorrentes da evolução do mercado.
- Reorganização do regime de mercado em função do posicionamento atribuído ao CUR.
- Impactes da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais em baixa tensão especial (BTE), média tensão (MT), alta tensão (AT) e muito alta tensão (MAT) em diferentes vertentes do relacionamento comercial no sector eléctrico.
- Adequação ao novo conceito de tarifa social e suas implicações no relacionamento comercial, designadamente com os produtores em regime ordinário.
- Reforço de medidas destinadas à protecção dos consumidores de electricidade, resultantes de alterações legislativas e de vivências emergentes do sector eléctrico.

Nas várias matérias tratadas procurou-se apresentar propostas concretas devidamente justificadas que são incluídas na proposta de articulado do RRC que acompanha o presente documento de discussão.

Em documento separado apresentam-se, em modo de revisão, as alterações agora propostas ao articulado do RRC.

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 Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG), à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (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.erne.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 15 de Junho de 2011, 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: revregsectorelectrico@erse.pt

No dia 21 de Junho de 2011 terá lugar, nas instalações da ERSE, 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. O programa da Audição Pública será oportunamente divulgado na página da ERSE na Internet.

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, que integra a análise dos comentários recebidos.

2 OBRIGAÇÃO DE APRESENTAÇÃO DE PROPOSTAS DE FORNECIMENTO

Além dos Estados-membros deverem assegurar o fornecimento de electricidade aos clientes domésticos e se o entenderem às pequenas empresas, podendo designar um CUR para o efeito, a Directiva 2009/72/CE, de 13 de Julho, relativa ao mercado interno da electricidade, prevê igualmente que “Os Estados-membros devem garantir que todos os clientes tenham direito ao fornecimento de electricidade por um comercializador, (...)" (n.º 4 do artigo 3.º).

Com o objectivo de permitir uma escolha efectiva de um comercializador no âmbito do mercado liberalizado, medida ainda mais necessária com o decurso do prazo resultante do regime de extinção das tarifas reguladas de venda a clientes em BTE, MT, AT e MAT, torna-se necessário garantir que, sempre que solicitadas pelos clientes, os comercializadores devem apresentar-lhes propostas de fornecimento.

Este dever não se confunde com a obrigação de fornecimento de electricidade, que impende sobre os comercializadores de último recurso relativamente aos clientes alimentados em baixa tensão e cuja potência contratada não ultrapasse os 41,4 kVA (BTN), nem deve prejudicar as regras aplicáveis em matéria de concorrência.

Tendo em vista assegurar a existência de ofertas e a comparabilidade entre elas, considera-se que a regulamentação deve prever ainda um conteúdo mínimo das propostas de fornecimento a apresentar aos consumidores, bem como os prazos que delimitem esta operação.

Assim, propõe-se:

1. A consagração da obrigação de apresentação de propostas de fornecimento de electricidade por parte dos comercializadores em regime de mercado, sempre que solicitadas pelos clientes.
2. A identificação de um conteúdo mínimo das propostas a apresentar pelos comercializadores aos clientes que as solicitem, a incluir, pelo menos, as seguintes informações:
 - Identificação completa e contactos do comercializador;
 - Identificação do cliente e do local de consumo;
 - Duração da oferta comercial e do contrato, em caso de aceitação da proposta;
 - Preços e outros encargos;
 - Meios, prazos e outras condições de pagamento das facturas associadas ao contrato;
 - Informação mais recente sobre a rotulagem de energia eléctrica comercializada, nos termos da Recomendação da ERSE.
3. O prazo para apresentação da proposta ao cliente não deve ser superior a 5 dias úteis, no caso

de clientes em BT e a 10 dias úteis nos restantes clientes, a contar da data do seu pedido, sem prejuízo de outro prazo que venha a ser acordado entre as partes.

4. Os prazos mencionados no ponto anterior são reduzidos, respectivamente para 3 dias úteis e 5 dias úteis nos casos em que o pedido do cliente seja formulado através de meios electrónicos.
5. Para efeitos de aceitação da proposta contratual, o cliente deve responder ao comercializador dentro do prazo previsto para a duração da oferta comercial.
6. A apresentação da proposta de fornecimento deve ser acompanhada de um exemplar das condições gerais do contrato correspondente.

Esta proposta está consagrada no artigo 190.º da proposta de revisão do RRC.

3 INDEPENDÊNCIA DOS OPERADORES DE REDES E DO CUR

3.1 CERTIFICAÇÃO DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE

A Directiva 2009/72/CE estabelece a obrigação de certificação pelas entidades reguladoras do operador da rede de transporte.

Estando estabelecido na legislação do sector eléctrico que o operador da rede de transporte deve observar as condições de separação jurídica e patrimonial, a certificação tem como objectivo avaliar e certificar o cumprimento destas condições.

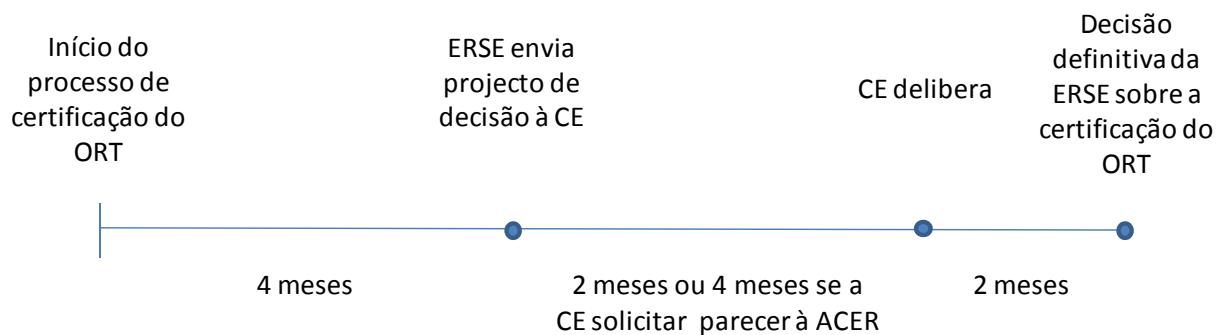
A ERSE deve dar início a um processo de certificação nas seguintes circunstâncias:

- Mediante notificação por parte do operador da rede de transporte de quaisquer transacções que possam exigir a reapreciação do cumprimento das condições de separação jurídica e patrimonial.
- Por sua própria iniciativa, se tiver conhecimento de quaisquer alterações ou transacções que possam colocar em dúvida a observância das condições de separação jurídica e patrimonial.
- Mediante pedido da Comissão Europeia.

A certificação do operador da rede de transporte só produz efeitos após parecer da Comissão Europeia sobre a decisão da ERSE. Antes de emitir o seu parecer, a Comissão Europeia pode solicitar parecer à Agência (ACER) sobre a decisão da ERSE.

Os prazos máximos de certificação do operador da rede de transporte são apresentados na Figura 3-1.

Figura 3-1 - Prazos máximos para a certificação do operador da rede de transporte



No âmbito do processo de certificação, a ERSE e a Comissão Europeia podem solicitar ao operador da rede de transporte e às empresas que exercem actividades de produção ou de comercialização qualquer informação que considerem relevante. Por sua vez, o operador da rede de transporte deve notificar a ERSE de quaisquer alterações ou transacções previstas que possam exigir a reapreciação das condições em que se fundamentou a certificação.

Os procedimentos e prazos a observar para a certificação da separação jurídica e patrimonial são estabelecidos no RRC e incluem as seguintes regras principais:

7. O operador da rede de transporte apresenta à ERSE no prazo de 60 dias após a publicação do RRC um relatório, contendo informação completa e detalhada sobre as entidades que, directa ou indirectamente, tenham direitos de voto superiores a 1% sobre o seu capital social, bem como as actividades por aquelas desenvolvidas. Após o envio do primeiro relatório à ERSE, este passa a ser enviado com periodicidade anual, até ao final do mês de Março, relativamente à situação observada em 31 de Dezembro do ano civil anterior.
8. Sempre que se verifique alguma alteração relevante na informação reportada à ERSE para efeitos de certificação, o operador da rede de transporte deve informar a ERSE no prazo máximo de 10 dias úteis.
9. A informação solicitada ao operador da rede de transporte para efeitos de verificação das condições de certificação deve ser enviada à ERSE no prazo máximo de 10 dias úteis.

Esta proposta está consagrada no artigo 27.º da proposta de revisão do RRC.

3.2 DIFERENCIAMENTO DE IMAGEM DOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DO CUR

A regulamentação vigente já contempla algumas medidas com vista à diferenciação de imagem dos operadores das redes de distribuição e dos comercializadores de último recurso, entre eles e perante as demais entidades que actuam no Sistema Eléctrico Nacional (SEN), em resultado da separação jurídica entre as actividades de rede e as de comercialização de electricidade.

Em cumprimento do disposto no RRC, foram submetidos à apreciação prévia da ERSE planos de acção para a implementação de medidas concretas de diferenciação de imagem por parte do operador da rede de distribuição¹ e do CUR², que servem no sector eléctrico um número de clientes superior a 100 000.

¹ EDP Distribuição

² EDP Serviço Universal

Além da adopção de páginas na Internet autónomas e de procedimentos específicos a utilizar nos serviços de atendimento aos consumidores de electricidade, foram propostos instrumentos que pretendem exibir a identidade de cada empresa e a sua actividade particular no sector eléctrico, seja através das diversas peças de comunicação (cartas, facturas, formulários, brochuras e outros), seja com a formação dos colaboradores e prestadores de serviços que se relacionam directamente com os consumidores de electricidade.

A Directiva 2009/72/CE, relativa ao mercado interno da electricidade, veio reforçar esta necessidade de separação de imagens, referindo que “(...) Em particular os operadores das redes de distribuição verticalmente integrados não devem, nas suas comunicações e imagens de marca, criar confusão no que respeita à identidade distinta do ramo de comercialização da empresa verticalmente integrada.” (n.º 3 do artigo 26.º). Caberá às entidades reguladoras nacionais e outros organismos competentes o dever de fiscalizar as actividades dos operadores das redes de distribuição que façam parte de uma empresa verticalmente integrada, de modo a que não possam tirar proveito da sua integração para distorcer a concorrência.

O novo quadro comunitário aponta expressamente para a diferenciação de imagem entre o operador da rede de distribuição e o comercializador em regime de mercado, quando pertençam ambos ao mesmo grupo empresarial. Em Portugal, além da separação de imagem entre o operador da rede de distribuição e o comercializador em regime de mercado justifica-se que esta obrigação também impenda sobre o CUR. O CUR é titular de contratos de fornecimento de energia eléctrica com a grande maioria de clientes e integra um grupo empresarial que inclui o operador da rede de distribuição e um comercializador em regime de mercado.

Por sua vez, o contacto com situações reais mostra-nos que muitas ocorrências ainda evidenciam a confusão dos consumidores relativamente à identidade e à actividade específica do operador da rede de distribuição, do CUR e do comercializador em regime de mercado, quando pertencentes à mesma empresa verticalmente integrada.

A alteração regulamentar que agora se propõe tem em vista reforçar a diferenciação de imagem, concretizando a separação efectiva de actividades e contribuindo para a melhoria de funcionamento do mercado para os consumidores de electricidade.

Assim sendo, a ERSE pretende receber novas propostas por parte do operador da rede de distribuição e por parte do CUR, que aprofundem a diferenciação das suas imagens, entre si, em relação ao comercializador em regime de mercado pertencente ao mesmo grupo empresarial e aos demais agentes.

Neste domínio, propõe-se:

10. O aprofundamento da separação de imagens e de comunicação com os consumidores, através
--

de práticas concretas no seu “modus operandi”, a propor pelas empresas e a aprovar pela ERSE.

11. A diferenciação de imagem a desenvolver pelo operador da rede de distribuição deve considerar em especial a imparcialidade e a neutralidade que devem caracterizar a sua actuação em várias áreas do sector eléctrico e perante todos os agentes no mercado.
12. A separação de imagem a implementar pelo CUR deverá assentar preferencialmente no domínio das práticas comerciais, procurando evitar a confusão dos consumidores relativamente à sua identidade, em comparação com a do comercializador em regime de mercado do mesmo grupo empresarial.

Esta proposta está consagrada nos artigos 50.º e 70.º da proposta de revisão do RRC.

3.3 PROGRAMA DE CONFORMIDADE DO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Com o objectivo de assegurar o princípio de independência no exercício das actividades dos operadores das redes de distribuição, estabelecido na legislação vigente, o RRC actual prevê, entre outros, que os operadores das redes de distribuição disponham de um Código de Conduta.

Os Códigos de Conduta incluem regras destinadas a garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada, são publicados nas páginas na Internet das empresas correspondentes e a verificação do cumprimento do Código de Conduta do operador da rede de distribuição em MT e AT está sujeita à realização de auditorias.

Por sua vez, os Códigos de Conduta integram um conjunto de procedimentos a ser utilizados no serviço de atendimento aos consumidores de electricidade, visando a salvaguarda dos seus direitos, designadamente no que se refere ao acesso a informação comercialmente sensível, à protecção de dados pessoais e a práticas comerciais desleais. Estes procedimentos são publicados de forma destacada nas páginas na Internet dos operadores das redes de distribuição e disponibilizados nos locais para atendimento aos consumidores.

Em matéria de separação de actividades, a Directiva 2009/72/CE determina que o operador da rede de distribuição que pertença a uma empresa verticalmente integrada elabore um Programa de Conformidade, tendo em vista a exclusão de comportamentos discriminatórios e a monitorização do seu cumprimento.

Segundo a Comissão Europeia, o Programa de Conformidade deve conter regras de conduta a adoptar pelos colaboradores do operador da rede de distribuição de modo a preservarem a confidencialidade da informação comercialmente sensível e outra informação considerada comercialmente vantajosa. O Programa de Conformidade pode igualmente incluir outro tipo de regras, relativas aos colaboradores que

se relacionam directamente com os consumidores, com os quais devem abster-se de qualquer referência à actividade de comercialização.

O operador da rede de distribuição deve designar uma pessoa ou serviço responsável pela verificação do cumprimento do Programa de Conformidade, totalmente independente e que tenha acesso a todas as informações necessárias à sua função, seja do operador da rede de distribuição seja de eventuais empresas filiais. O responsável deve enviar anualmente à entidade reguladora um relatório sobre as medidas aprovadas e implementadas, o qual será publicado.

13. Assim sendo, propõe-se que o RRC passe a prever um Programa de Conformidade para o operador da rede de distribuição, que designará um responsável pela sua monitorização e do qual será parte integrante o Código de Conduta existente, incluindo o anexo respeitante aos procedimentos a utilizar no serviço de atendimento aos consumidores de electricidade.

Esta proposta está consagrada no artigo 51.º da proposta de revisão do RRC.

4 ACTUAÇÃO DO CUR NA COMPRA E VENDA DE ENERGIA

No quadro do actual regime legal e regulamentar, o modelo de aprovisionamento do CUR decorre do RRC e prevê obrigações e opções de contratação. No que respeita ao conjunto de obrigações, é imposto ao CUR, designadamente, adquirir toda a energia da produção em regime especial (PRE) incluindo a energia dos microprodutores.

Esta obrigação de aquisição à PRE tem vindo a envolver um crescente volume de energia, à medida que o parque instalado aumenta e, consequentemente, aumenta a produção dos PRE e dos microprodutores. No que respeita ao restante das aquisições do CUR, sempre que as necessidades de energia excedem as aquisições à PRE, estas são canalizadas quase exclusivamente através do mercado diário. Deste modo, a estratégia de aprovisionamento do CUR está sujeita a dois regimes de variabilidade:

- **Variabilidade em volume**, derivada da imprevisibilidade a médio prazo da própria PRE, o que implica que o melhor que se sabe sobre a PRE no médio prazo é que ocorrerá produção deste tipo, mas não se sabe quando ocorrerá e se a mesma corresponderá a valores médios do histórico, a que se associa a previsão do consumo da própria carteira de clientes.
- **Variabilidade em preço**, derivada da participação em mercado diário sem qualquer mecanismo de cobertura do risco de variação do preço.

Uma e outra variabilidades impactam na actividade do CUR, já que os proveitos deste agente são estimados *ex-ante*, tendo em conta as previsões para o volume da PRE, o consumo da carteira de clientes e o preço médio de aquisição da energia (dependente de várias componentes). Compete à ERSE estabelecer antecipadamente o nível dos proveitos deste agente e as correspondentes tarifas a aplicar aos clientes finais do CUR. Esta definição do nível médio dos custos e respectivos proveitos é particularmente difícil quando o horizonte temporal de fixação dos proveitos é anual e o horizonte temporal de definição real dos custos é de muito curto prazo, afectado pela volatilidade em preço e pela volatilidade em volume.

Uma parte das incertezas na estimação do volume de aquisições do CUR estão também, e de forma natural, dependentes quer do consumo dos seus clientes, quer da migração de clientes entre o regime de tarifa regulada e o mercado livre. Com a extinção das tarifas reguladas para fornecimentos a clientes em BTE, MT, AT e MAT, a carteira de consumos abastecidos pelo CUR adquire uma maior estabilidade, sobretudo no que respeita aos fluxos migratórios entre regimes (o ritmo de passagem de clientes residenciais para mercado livre é mais estável e, consequentemente, previsível).

O modelo de aquisição de energia do CUR embebido das compras da PRE obriga a que este agente efectue a previsão do volume de produção da PRE (em particular da eólica) e responda do ponto de vista económico pelo desvio entre essas previsões e a produção real. Neste sentido, aos erros de previsão do consumo da sua própria carteira, o CUR deve ainda acrescentar-se os erros de previsão da

PRE, que podem ter o mesmo sentido ou sentido oposto aos primeiros. Em qualquer dos casos, o sobrecusto económico da existência de desvios de programação da PRE é repercutido nos custos de energia do CUR e, consequentemente, apenas nos clientes deste agente. À medida que os volumes imputáveis à PRE forem aumentando de expressão, assim a magnitude absoluta dos erros de previsão daquela (sobretudo da eólica) irão crescendo em consonância, o que, na presença de uma base de clientes mais restrita e de menores consumos abastecidos por parte do CUR, implica uma repercução unitária mais significativa destes erros nos consumidores finais.

O sentido divergente da evolução temporal da carteira do CUR e consequentes necessidades de energia e da produção em regime especial determina que, em número crescente de vezes, o saldo líquido destas duas grandezas seja negativo, o que determina que o CUR actue como um vendedor líquido de energia. Este modelo de actuação implica que se possam adoptar estratégias de participação em mercado que permitam ao CUR diversificar o seu aprovigionamento, designadamente para determinação de um preço de aprovigionamento mais estável e previsível.

A integração dos volumes adquiridos pelo CUR à PRE, como primeiro passo da sua programação de aquisições, implica uma alteração do próprio perfil da procura líquida do CUR, tornando-o mais exposto a variações anuais e acentuando as diferenças no perfil intradiário.

A integração do volume de aquisição da PRE na procura média diária do CUR dirigida a mercado contribui para que a participação deste agente em mercado seja crescentemente marcada por variabilidade temporal dos volumes, designadamente a que respeita a procura média diária e a uma maior diferença entre os valores mínimo e máximo da procura média horária. Consequentemente, esta circunstância implica que a própria programação base da procura se torna mais estreita – comparando a procura média diária de 2007 (segundo semestre) e de 2010, observa-se que uma programação de carga base pelo mínimo valor horário do dia significa 42% do diagrama em 2010, enquanto o mesmo referencial efectuado para o segundo semestre de 2007 significa uma cobertura de cerca de 71% do diagrama de consumo do CUR.

Neste contexto, mesmo num quadro em que não se altera a obrigação legal de aquisição da PRE por parte do CUR, quer por via dos impactes em termos de volumes, quer por via da gestão eficiente dos desvios, parece ser desejável que ocorra uma segregação das duas funções – compra de energia para abastecimento da carteira de clientes do CUR e oferta de energia adquirida aos PRE -, como forma de poder mais facilmente segregar os custos respectivos e repercuti-los de modo a minimizar as distorções de mercado e garantir uma maior parcela de gestão dos aprovigionamentos em mecanismos sem volatilidade de curto prazo.

Nos termos da legislação vigente, não existe impedimento a que se possa efectuar uma separação formal das duas funções do CUR atrás mencionadas – associadas, respectivamente, à gestão da compra e venda da PRE e à compra e venda de energia para fornecimento à sua carteira de clientes. Tal

separação permite a concretização do princípio da especialização dos custos, sendo mais transparente para todos os agentes qual o custo médio de aquisição da energia pelo CUR e qual a totalidade dos sobrecustos associados à PRE.

A proposta de revisão regulamentar agora apresentada concretiza a criação de duas funções distintas no âmbito da actividade de compra e venda de energia por parte do CUR: Compra e Venda de Energia Eléctrica para Fornecimento dos Clientes; e Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial.

14. A proposta de revisão da actuação do CUR em mercado prevê a separação das actividades de gestão da carteira de clientes e de compra e venda da PRE. Esta alteração parece ser estritamente necessária para promover o redesenho do modelo de aprovisionamento.
15. A proposta de revisão regulamentar sustenta que a separação das funções do CUR acima descritas permitem também melhorar o nível de transparência no funcionamento do mercado eléctrico, por permitirem um escrutínio mais visível quer da actuação do CUR, quer da evolução da compra e venda de PRE.

Esta proposta está consagrada no artigo 69.º da proposta de revisão do RRC.

A definição de uma estratégia de aprovisionamento para o CUR que cumpra o objectivo de minimizar os desvios da parcela de aquisição de energia tem também a vantagem de permitir uma maior transparência de mercado e um nivelamento dos referenciais de actuação de todos os comercializadores, independentemente da sua natureza.

Com efeito, sendo o CUR um agente tradicionalmente regulado num mecanismo de custos aceites e podendo efectuar uma repercussão dos mesmos é, desde logo, um agente totalmente sem risco em mercado. Esta circunstância configura, simultaneamente, um menor incentivo a uma actuação eficiente no aprovisionamento e uma situação desnivelada no plano do exercício da concorrência num mercado já totalmente liberalizado.

O redesenho da estratégia de aprovisionamento que permita enfocar num horizonte mais alargado de contratação grossista por parte do CUR, possibilitará, assim, que a gestão do risco se efectue de forma mais simétrica entre todos os agentes participantes, quer no retalho, quer na produção. A promoção de um referencial de contratação a prazo deverá ainda, através do desenho de instrumentos de mercado regulados, induzir condições de mercado mais equilibradas entre agentes e minimizadoras do risco de exercício de poder de mercado por parte de um agente que é incumbente e verticalmente integrado entre a produção e a comercialização. Esta abordagem aprofunda a harmonização dos modelos de funcionamento de mercado no âmbito do Mercado Ibérico da Electricidade.

Actualmente, em Espanha, os comercializadores de último recurso dispõem de um mecanismo de aprovisionamento que lhes permite a modulação das suas compras em contratação a prazo. Desde logo, existe um mecanismo de aprovisionamento através de leilões regulados (CESUR), no qual os CUR se podem abastecer por aquisição das suas necessidades trimestrais de energia. De todo o modo, este abastecimento em leilões CESUR não é obrigatório, podendo os CUR ou participar de outras modalidades de contratação a prazo ou modular as suas compras no curto prazo, tendo por referência de preço para a fixação dos seus proveitos o preço dos CESUR e, eventualmente, da contratação no mercado a prazo do MIBEL (OMIP) que venham a efectuar.

Neste contexto, o que o mecanismo de contratação dos CUR em Espanha permite é a fixação de uma referência de preço para a definição de proveitos e consequente tarifa a aplicar, sem impor uma estratégia obrigatória aos agentes, que podem, assumindo os respectivos riscos, prosseguir as estratégias de aprovisionamento que entendam mais oportunas.

16. A proposta de revisão regulamentar prevê um aprovisionamento do CUR mais orientado para mecanismos de médio e longo prazos, como forma de limitar os ajustamentos *a posteriori* aos proveitos definidos.

Esta proposta está consagrada nos artigos 71.º, 73.º, 240.º e 241.º da proposta de revisão do RRC.

Por outro lado, propõe-se que o redesenho da estratégia de aprovisionamento por parte do CUR esteja assente na existência de um mecanismo regulado de aquisição de energia num horizonte a prazo, em regras e com volumes que são previamente fixados. Nesses termos, uma parte substancial da energia necessária ao CUR para fornecimento aos seus clientes beneficiará de condições de determinação do preço que são conhecidas antecipadamente. O RRC, na redacção agora proposta, prevê a existência do referido mecanismo, que se concretizará nos seguintes termos:

- Definição das modalidades de contratação de energia eléctrica disponíveis ao CUR, que abrangem a participação em mercados organizados de curto e médio prazo, mecanismos regulados de aquisição de energia e celebração de contratos bilaterais com outras entidades, desde que aprovados pela ERSE.
- Especificação, pela ERSE, em cada ano e para o aprovisionamento do ano seguinte, dos volumes de energia a adquirir a prazo, nos instrumentos de contratação a prazo reconhecidos regulamentarmente.
- Especificação, pela ERSE, em cada ano e para o aprovisionamento do ano seguinte, da modulação da energia adquirida em contratação a prazo, por tipo de instrumento e por perfil de entrega.

Esta proposta corresponde a, mediante o volume de procura previsto pelo CUR para o ano seguinte, designadamente com base na previsão que é remetida à ERSE para efeitos de aplicação do RT,

definir-se a existência de subregulamentação a aprovar pela ERSE na qual se fixarão os parâmetros relevantes que devem guiar o aprovisionamento do CUR.

De forma resumida, o mecanismo obedecerá aos seguintes princípios:

a) As modalidades de contratação disponíveis ao CUR compreendem dois horizontes temporais distintos – um horizonte de programação de curto prazo, especialmente adequado a gestão de margem de volumes; e um outro de prazo mais alargado, orientado para uma maior adequação temporal com o horizonte de definição das tarifas.

Assim, a composição do aprovisionamento do CUR, em termos de horizonte temporal, corresponderá à definição das proporções da procura do CUR a satisfazer através de contratação a prazo e através de contratação de curto prazo (que inclui mercados diário, intradiários e de operação).

Por sua vez, a componente de contratação a prazo poderá decompor-se em subcomponentes, que reflectirão a utilização de mecanismos e mercados organizados já existentes ou contratação no âmbito de mecanismos regulados específicos que se possam criar. A correspondente decomposição integrará uma parcela de contratação a prazo assegurada através de um mecanismo regulado de aquisição de energia pelo CUR, com regras aprovadas pela ERSE, bem como uma eventual parcela de contratação a prazo assegurada através de instrumentos padronizados de contratação a prazo em mercado organizado, em perfil e maturidades a definir previamente.

b) Com base na procura estimada pelo CUR para o ano seguinte, enviada à ERSE nos termos do RT, a ERSE procederá até 15 de Outubro de cada ano à publicação dos parâmetros, definição das regras e respectiva calendarização de instrumentos regulatórios subjacente ao mecanismo atrás mencionado.

17. A proposta de revisão regulamentar prevê que a estratégia de aquisição do CUR seja conhecida antecipadamente e operacionalizada através de mecanismos regulatórios. Sustenta-se que esta abordagem assegura mais eficiência na actuação do CUR, designadamente pela aproximação entre o horizonte temporal de aprovisionamento e o horizonte temporal de vigência das tarifas aplicadas pelo CUR, facto que, por sua vez, contribui para reduzir as diferenças de abordagem de fornecimento pelo CUR e pelos restantes comercializadores em regime de mercado.

18. A proposta de revisão regulamentar prevê a existência de um mecanismo de contratação a prazo pelo CUR que é regulado, orientado para definir um nível de definição de custos com menor grau de incerteza, sem deixar de prever a necessária flexibilidade para incluir as modalidades de contratação que permitam maior adequação às circunstâncias do mercado eléctrico e necessidades do CUR.

Esta proposta está consagrada nos artigos 239.^º, 240.^º e 241.^º da proposta de revisão do RRC.

5 TRANSPARÊNCIA E SUPERVISÃO NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

O enquadramento legal europeu já firmado com a publicação do Terceiro Pacote de Directivas para o Mercado Interno da Energia veio consagrar a necessidade de se aprofundar a transparência e a supervisão dos mercados. Uma parte dos requisitos de transparência constam já do próprio texto da Directiva, enquanto uma outra parte, mais detalhada e específica integrará um regime específico do qual se conhece já a proposta inicial da Comissão Europeia.

Por outro lado, o desenvolvimento dos mercados de energia tem-se efectuado num crescente cruzamento da dimensão física do seu funcionamento com o referencial de afirmação de instrumentos financeiros sobre a energia. O desenvolvimento da liberalização do sector, tanto a nível europeu, como a nível estritamente nacional para o sector eléctrico português, tem também passado pelo aparecimento e desenvolvimento de plataformas de contratação de energia, organizadas e de relacionamento bilateral, alargando o leque de modalidades de contratação, de tipos de relacionamento e de agentes envolvidos.

Decorrente da própria Directiva 2009/72/CE, há a necessidade de efectuar o registo de transacções e assegurar a manutenção do mesmo para efeitos de monitorização e garantia da integridade de mercado. O cumprimento desta obrigação está dependente da definição clara e objectiva do tipo de transacções que são abrangidas, dos agentes que se encontram vinculados à manutenção deste tipo de informação, bem como à definição das condições de acesso para efeitos de supervisão e integridade de mercado e período de tempo pelo qual a informação deve ser mantida.

Uma vez que se reconhece que o tipo de transacção em mercado extravasa já, no actual contexto, a concretização de negócios num referencial exclusivamente físico, o conjunto de obrigações de registo de transacções deverá alargar-se a todo o tipo de instrumentos de negociação e de transacção, influindo os produtos financeiros com a natureza de derivados sobre energia eléctrica, cujo conceito é concretizado no quadro da actual revisão regulamentar, bem como as relações comerciais enquadráveis no conceito de negociação em mercado de balcão (*OTC – over the counter*).

Do mesmo modo, esta obrigação deverá estender-se a todas as contrapartes de negociação, prevendo a participação em mercado numa perspectiva multilateral e não apenas numa lógica estritamente bilateral, tanto em plataformas organizadas como em mercados de balcão. A proposta de revisão regulamentar agora apresentada tipifica como entidades obrigadas à manutenção de registos de transacção as empresas de electricidade tidas na acepção da Directiva 2009/72/CE, que corresponde a pessoas singulares ou colectivas que exerçam actividades de produção, transporte, distribuição, comercialização ou compra de electricidade, excluindo-se a circunstância de compras de electricidade na condição de utilizadores finais da mesma.

19. A abordagem da proposta regulamentar agora apresentada assegura o cumprimento mínimo dos deveres de manutenção de dados de transacções previstos na Directiva 2009/72/CE, sendo que o conjunto de agentes sujeitos a deveres de manutenção de dados de transacção previsto na actual proposta de revisão regulamentar abrange o conjunto de entidades participantes na negociação de energia, conforme descritos na mencionada Directiva 2009/72/CE.

Esta proposta está consagrada no artigo 243.º da proposta de revisão do RRC.

Convirá salvaguardar que a manutenção e, sobretudo, o acesso ao conjunto de informação a respeito de transacções efectuadas pelos agentes não conflita com a preservação da confidencialidade das estratégias comerciais próprias de cada agente. Para tal, a informação de natureza comercialmente sensível ou que possa expor a estratégia comercial dos agentes é mantida em reserva de utilização dos próprios e das entidades que são encarregues da supervisão e monitorização do mercado.

Assim, a respeito da manutenção dos registo de transacção e do seu reporte, a proposta de revisão regulamentar prevê actualmente a definição de um horizonte temporal de manutenção de registo de transacção não inferior a 5 anos, devendo os mesmos manter-se disponíveis e auditáveis para efeitos de monitorização de mercado.

Decorrente do reforço das actividades de monitorização e supervisão, que a Directiva 2009/72/CE expressamente menciona ao atribuir às entidades reguladoras independentes, por um lado a obrigação de monitorizarem e “supervisionarem o nível de transparência do mercado” e, por outro lado, concederem a prerrogativa de “conduzir inquéritos” ou solicitarem os elementos necessários ao cumprimento da sua actividade, o enquadramento regulamentar agora proposto vem concretizar um conjunto de deveres de informação que, nuns casos, adaptam, completam ou complementam deveres já existentes e, noutras, referem novas obrigações de transparência para com a regulação e para com o mercado.

No âmbito dos deveres de informação já existentes que são adaptados ou completados com a actual proposta regulamentar constam as obrigações impostas ao CUR de informar a ERSE das últimas previsões que efectua para o consumo da sua carteira de clientes, designadamente expressando para cada dia e de forma diária o conjunto de necessidades que serão reflectidas nos diversos horizontes de contratação em que actua. Este dever de informação é complementar com o que foi introduzido com a alteração regulamentar de Agosto de 2009, com a necessidade de envio à ERSE das previsões efectuadas pelo CUR para a aquisição de energia eléctrica aos PRE.

A extensão dos deveres de informação a que o CUR se encontra vinculado, relativamente a previsões de grandezas que afectam a sua participação em mercado, justifica-se, desde logo, pela melhoria das condições de verificação e monitorização das previsões efectuadas por este agente quando confrontadas com os valores reais. Esta monitorização, por seu lado, permite que a regulação possa

actuar no sentido de promover uma maior eficiência global de funcionamento do sector como um todo, nomeadamente por um escrutínio mais próximo da qualidade de participação do CUR no quadro de preenchimento das suas necessidades de energia eléctrica para fornecimento a clientes finais.

20. A proposta de revisão regulamentar agora apresentada inclui obrigações adicionais de prestação de informação por parte do CUR, justificadas, por um lado pela alteração do modo de actuação deste agente e, por outro lado, pela necessidade de uma monitorização do funcionamento do mercado mais equilibrada e adequada ao enquadramento europeu decorrente tanto da criação da ACER como do reforço das normas sobre transparência e integridade dos mercados.

Esta proposta está consagrada nos artigos 72.º e 76.º da proposta de revisão do RRC.

Ainda no quadro de alteração ou adaptação de deveres de informação já existentes, importa considerar no quadro da actual proposta de revisão regulamentar, a experiência decorrida com a prestação de informação ao mercado sobre factos susceptíveis de influenciar a formação do preço da energia. Esta abordagem, constante do RRC desde o início da operação em mercado diário do MIBEL dos agentes portugueses, beneficia já dos quase quatro anos de experiência que um regime de mercado assim entendido já acumula. Com efeito, o desenvolvimento do próprio mercado eléctrico determinou, no decurso destes referidos quase quatro anos, algumas alterações estruturais de relevo, desde a crescente participação da PRE na oferta global de energia eléctrica, até à entrada de novas capacidades de produção e de novos agentes.

Embora reconhecendo o carácter pioneiro e a valia intrínseca de um mecanismo de transparência de curto prazo, como o que foi introduzido no quadro regulamentar do sector eléctrico nacional, a informação acerca de factos susceptíveis de influenciar a formação do preço em mercado deve adaptar-se às condições de funcionamento actuais do mercado e o próprio funcionamento do mecanismo pode e deve ser aperfeiçoado. Essas alterações visam, designadamente, clarificar a abrangência das obrigações, tanto quanto a agentes como quanto ao tipo de informação requerida, definindo níveis de criticidade mínima que evitem situações de excesso de reporte sem uso ou utilidade efectiva para o mercado – a título de exemplo, o reporte de situações de indisponibilidade não programada de centros electroprodutores deve observar um valor mínimo de potência interrompida, cujo limiar deve ser adequado, tendo em conta o valor global da carteira de activos de produção do agente e a dimensão global do mercado.

A razão da revisão regulamentar nesta matéria funda-se, assim, na necessidade de, com base na experiência recolhida até à data, reflectir nos mecanismos de divulgação de informação com relevância para a formação dos preços e do funcionamento do mercado aqueles que são efectivamente os elementos informativos que observam aquela relevância e importância.

Do mesmo modo, importa reforçar os aspectos de auditabilidade do cumprimento destes deveres de informação, permitindo-se de forma mais determinística identificar incumprimentos e atribuir responsabilidade pelos mesmos, designadamente, estabelecendo-se uma metodologia concreta de definição dos tempos de comunicação da informação e de verificação do cumprimento dos deveres pelos diferentes intervenientes.

21. A abordagem da proposta de revisão regulamentar a respeito da comunicação de informação susceptível de influenciar a formação do preço da energia é a de prever níveis mínimos de criticidade da informação transmitida ao mercado, para que esta seja efectivamente aquela que é relevante para a formação das estratégias dos diferentes agentes e, com base na experiência entretanto recolhida, reduzir o ruído informativo existente e aumentar a transparência do mercado.
22. Do mesmo modo, a proposta, atendendo a que a relevância desta informação está associada a uma comunicação em tempo útil, prevê a adopção de mecanismos de verificação de incumprimentos nos prazos e na comunicação, como instrumento efectivo de melhoria do funcionamento deste regime de divulgação de informação.

Esta proposta está consagrada nos artigos 246.º e 247.º da proposta de revisão do RRC.

Assim, em matérias relacionadas com o registo, a troca e a divulgação de informação, nos seus diferentes enfoques, são tratadas no âmbito desta revisão regulamentar, remetendo para subregulamentação a aprovar pela ERSE e de forma integrada o tratamento detalhado destas matérias. Recorde-se que, por exemplo no caso da prestação de informação ao mercado sobre factos susceptíveis de influenciar a formação do preço da energia, esta foi operacionalizada através de inclusão de regras sobre esta matéria no então Manual de Procedimentos do Acerto de Contas. Na perspectiva da ERSE, haverá vantagem em consolidar numa peça regulamentar única as matérias relacionadas com a prestação e deveres de informação.

23. A proposta de revisão regulamentar prevê a adopção de uma subregulamentação que possa sistematizar o conjunto de deveres de informação, com a sustentação de que esta abordagem é, através de uma óptica integrada, a mais eficaz na concretização de condições acrescidas de transparência do mercado.

Esta proposta está consagrada no artigo 247.º da proposta de revisão do RRC.

A actividade de monitorização do mercado pressupõe a existência de um acompanhamento das condições do mercado, que depende de informação disponibilizada pelos diversos agentes, e a elaboração de considerações críticas sobre a forma como se desenrola a actividade dos agentes. Esta consideração crítica implica que se possa alargar, a matérias de monitorização e aos agentes que

participam do mercado, a figura das recomendações que já se encontra prevista no próprio RRC para o conjunto dos operadores de rede e comercializadores e com particular enfoque nas matérias de protecção dos direitos dos consumidores.

A adopção da figura das recomendações em matérias relacionadas com o funcionamento do mercado é particularmente vantajosa, uma vez que se trata de um instrumento pedagógico de influência sobre o mercado, transparente para todos os agentes, prévio e, desejavelmente, preventivo de situações de conflito e falta de integridade do mercado.

A actual proposta de revisão regulamentar, ponderando o equilíbrio entre a necessidade de contínuo contributo para uma maior eficiência no funcionamento do mercado, de eficácia na adopção de medidas de monitorização e supervisão e de redução da conflitualidade, introduz a actual figura das recomendações aos agentes de mercado.

24. A proposta de revisão regulamentar prevê a introdução da figura das recomendações formais aos agentes sobre matérias relacionadas com a actuação em mercado, sustentada na construção de um mercado participado e nas vantagens de actuação preventiva e/ou pedagógica por parte das autoridades de monitorização e supervisão.

Esta proposta está consagrada no artigo 248.º da proposta de revisão do RRC.

6 REGIME DE MERCADO

A definição de uma estratégia de aprovisionamento do CUR diferenciada da actual e aberta à participação mais evidente em mercados a prazo com fundamento nas razões antes expostas, conduziu à alteração das modalidades de contratação daquele agente. Em concreto, a definição de um mecanismo regulado para a contratação de energia a prazo por parte do CUR, veio determinar que a actual proposta de revisão regulamentar integre a previsão desse instrumento e dos princípios orientadores do seu funcionamento.

Neste sentido, a actual proposta de redacção para o RRC determina que, com base na procura prevista para o CUR em cada ano, a ERSE possa previamente estabelecer uma repartição e um calendário de aprovisionamento dessa mesma procura, de acordo com a definição de parâmetros regulatórios nos termos referidos no Capítulo 4 deste documento. Essa fixação deverá ocorrer até ao dia 15 de Outubro do ano anterior ao que se refere a procura prevista na carteira de clientes do CUR. A definição desta data procura assegurar a consonância com a data de apresentação pela ERSE da proposta de tarifas e preços para cada ano, assegurando-se desta forma que o desenho dos parâmetros relevantes para a modulação da estratégia de aprovisionamento do CUR esteja alinhado com a definição do respectivo nível de proveitos.

De forma a assegurar, por um lado a própria supervisão do funcionamento do mercado, o mais isenta possível de distorções de funcionamento, e, por outro lado, uma aproximação das condições de aprovisionamento do CUR português às dos seus congéneres espanhóis no contexto do MIBEL, a definição dos principais factores que afectam o aprovisionamento do CUR devem ser conhecidos antecipadamente e, de forma mais próxima, pela ERSE.

Do mesmo modo, a gestão de curto prazo do CUR deve ser objecto de um acompanhamento efectivo, no sentido de garantir que os encargos com a gestão dos desvios de programação da respectiva carteira não constituam, por um lado um factor de distorção do mercado e, por outro lado, não assumam expressão significativamente diferente da que se apura para o restante conjunto do mercado. Nas actuais condições de desenho de mercado, o CUR repercute integralmente todos os encargos relativos a desvios de programação, pelo que o seu risco comercial neste domínio é nulo. A revisão do RRC procura dar resposta a esta situação, prevendo um mecanismo de incentivo para a limitação dos mencionados desvios.

O mecanismo de limitação dos desvios integra a própria definição da estratégia de aprovisionamento do CUR, na componente de contratação de curto prazo, utilizando-se um nível de referência de desvios de programação que considera o valor global de desvios de previsão do sistema eléctrico e os factores de correcção específicos à carteira de cliente do próprio CUR. Neste contexto, a definição de parâmetros para efeitos de limitação dos desvios por parte do CUR integram o conjunto de regras metodológicas a publicar pela ERSE até 15 de Outubro de cada ano para o ano seguinte.

Recorde-se ainda que, como atrás se referiu de forma mais abreviada, no actual enquadramento legal, o CUR é obrigado a adquirir a energia proveniente da produção em regime especial na sua totalidade. Nesse contexto, desde 1 de Julho de 2007, o CUR tem realizado parte do seu aprovisionamento de energia através de uma bilateralização implícita da energia proveniente da PRE com a sua carteira de clientes. A parcela de energia em falta para abastecimento da carteira de clientes do CUR e após essa bilateralização com a PRE, se existente, vem sendo adquirida em mercados organizados (à vista e a prazo) e em contratos bilaterais, com a aprovação prévia da ERSE. Inversamente, se a produção em regime especial é superior às necessidades de consumo da carteira do CUR, a diferença vem sendo colocada em referencial de mercado à vista.

O aumento, nos últimos anos, da penetração da capacidade instalada da PRE e do respectivo volume de energia proveniente da PRE, tem influenciado também crescentemente a formação do preço da energia no mercado grossista. Com efeito, têm aumentado as circunstâncias no tempo, para as quais o CUR é forçado a vender os excedentes da PRE no referencial de mercado à vista. Essas situações caracterizam-se por períodos de baixo consumo e uma forte disponibilidade de PRE, nomeadamente quando se regista uma elevada eolicidade (correlacionada por períodos de forte hidraulicidade).

Tratando-se de tecnologias cuja participação em regime de mercado se efectua de forma meramente instrumental, a estruturação da oferta da PRE tem subjacente um preço ofertado também ele instrumental (nulo ou próximo de nulo do lado da oferta), facto que determina que a intermitência dos volumes de produção da PRE induzam uma mais forte volatilidade dos preços da energia que se formam no mercado grossista – que, no limite, pode determinar que no decurso de um mesmo dia o preço se possa formar na orla de custo das tecnologias térmicas em regime ordinário ou na proximidade do preço instrumental da oferta da PRE.

O cenário acima descrito vem mostrar o impacto que a PRE tem na formação do preço de energia eléctrica no mercado à vista, seja por via da procura do CUR, seja por via dos excedentes da PRE. Assim, o impacto que a intermitência da PRE tem na própria volatilidade dos preços em mercado diário é um factor de risco adicional para os agentes do sector, que a devem integrar nas suas estratégias de gestão de risco de preço, seja no lado da venda (produtores em regime ordinário) como no lado da compra (comercializadores ou consumidores que pretendem assegurar directamente o seu aprovisionamento).

Num mercado à vista puramente marginalista (sem preços instrumentais), seria de esperar que a volatilidade do preço estivesse maioritariamente dependente da volatilidade de preço das *commodities* que se constituem como energia primária ou referencial de custeio desta (petróleo, gás natural, carvão e o custo ambiental associado aos direitos de emissão de CO₂). No entanto, a existência de volumes significativos de energia ofertada a preço instrumental significa um factor adicional de risco de preço, designadamente no que respeita à intermitência de tecnologias com referenciais de preço muito distintos.

Uma vez que algumas das tecnologias da PRE são mais estáveis em contexto de previsão de prazo mais alargado, sendo fundamentalmente mais sujeitas a variações bruscas no curto prazo, poderá aduzir-se daí alguma vantagem em que se possam afectar volumes de PRE a um referencial de mercado de prazo mais alargado, o que permite obviar a alguns dos efeitos de curto prazo com as consequências na formação do preço atrás descritas.

Por outro lado, sendo que já atrás se sustentou que o próprio modelo de aprovisionamento do CUR possa ser objecto de uma reformulação, no sentido de dotar esse aprovisionamento de uma maior estabilidade ao longo do tempo, importa também considerar que a gestão dos volumes de PRE possa ser diversa da que se vem efectuando até aqui, sem prejuízo das condições de remuneração legalmente definidas e da sua operacionalização pelo CUR.

Neste contexto, a actual proposta de revisão regulamentar vem permitir que, no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção em Regime Especial, o CUR possa proceder à colocação da energia da PRE em modalidades de contratação que não se esgotem na colocação em mercado à vista. Neste caso, tratando-se de uma intervenção que impacta, desde logo, na determinação do sobrecusto da PRE para efeitos de definição tarifária, a estratégia de venda da PRE deverá estar sujeita ao mesmo escrutínio regulatório que a compra de energia para a carteira de clientes do CUR. Tal equivale a dizer que, a colocação em mercados a prazo ou em contratação bilateral de energia proveniente da PRE será efectuada mediante o uso de mecanismos regulados e/ou de autorização prévia pela ERSE no caso de contratação bilateral de energia proveniente da PRE.

25. A proposta de alteração regulamentar prevê que se separem as funções do CUR relativas ao aprovisionamento da sua carteira de cliente e de compra e venda da PRE. Neste contexto, prevê-se igualmente a possibilidade de efectuar a venda de PRE em instrumentos a prazo, como condição de melhoria no funcionamento global do mercado.
26. Os moldes em que se deve efectuar a colocação de energia da PRE a prazo, quando operacionalizada pelo CUR, são previstos em instrumento de subregulamentação anual, privilegiando a flexibilidade e a adaptação às condições próprias do mercado, a par de condições de transparência e adequada monitorização.

Esta proposta está consagrada no artigo 239.^º, 240.^º e 241.^º da proposta de revisão do RRC.

Este conjunto de alterações na operacionalização da participação do CUR em mercado, seja por via do abastecimento da sua carteira de clientes, seja por via da operacionalização das aquisições da PRE, modificam de forma significativa a arquitectura do regime de mercado constante do actual RRC. Estas alterações conduzem, no entender da ERSE, a um maior equilíbrio na assumpção dos riscos pelos diferentes agentes e a uma maior transparência operativa do mercado eléctrico, sem esquecer o benefício decorrente de uma maior harmonização regulatória no contexto do MIBEL.

7 RELACIONAMENTOS COMERCIAIS COM OS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO E OPERADORES DE REDE QUE ACTUAM EXCLUSIVAMENTE EM BT

Neste capítulo são detalhadas e explicadas as propostas de alteração ao RRC nos relacionamentos com os CUR e operador das redes de distribuição (ORD) exclusivamente em BT que resultam do seguinte:

- O regime legal da microprodução obrigou a um conjunto de alterações nos relacionamentos comerciais entre a EDP Serviço Universal, a EDP distribuição e os vários CUR e ORD exclusivamente em BT. Apesar destas alterações estarem já contempladas no RRC em vigor, desde então a prática da sua aplicação aconselha a que sejam efectuados pequenos ajustamentos.
- Foi recentemente publicado o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de Março, que estabelece o regime da miniprodução, ou seja, produção a partir de fontes renováveis com uma potência de ligação à rede igual ou inferior a 250 kW. Este tipo de produção pode ser ligada à rede de BT, pelo que pode ser instalada nas redes dos ORD exclusivamente em BT.
- A extinção das TVCF em MT conduz a que os CUR exclusivamente em BT deixem de poder comprar as suas necessidades tendo por base essa tarifa.
- O novo regime da tarifa social.

7.1 SITUAÇÃO ACTUAL

Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT (CUR BT) podem satisfazer as suas necessidades de energia eléctrica por compra ao CUR em MT e AT (EDP SU) ou por compra a um comercializador em mercado ou actuando directamente como agente de mercado. A informação mais recente que a ERSE detém (obtida no âmbito da rotulagem de energia eléctrica) mostra que dos dez CUR BT, somente dois ainda estão a ser abastecidos pela EDP SU. Os CUR BT que já estão a ser abastecidos no mercado já não poderão voltar a ser abastecidos pela EDP SU.

Para as situações em que o CUR BT é abastecido pela EDP SU, os actuais regulamentos da ERSE prevêem duas opções para o relacionamento comercial entre os CUR que actuam exclusivamente em BT com o CUR em MT e AT (EDP SU):

- (I) Aplicação da TVCF em MT às quantidades lidas no posto de transformação (PT) – n.º 1 a) do artigo 63.º do RRC.
- (II) Pela diferença entre
 - Facturação obtida por aplicação das TVCF em BT às quantidades medidas nos equipamentos de medição dos clientes dos CUR exclusivamente em BT e

- Facturação obtida por aplicação das tarifas de Uso da Rede de distribuição em BT e Comercialização em BT às quantidades medidas nos equipamentos de medição dos clientes dos CUR exclusivamente em BT.

Para as situações em que o CUR BT é abastecido por um comercializador em regime de mercado, é estabelecida uma relação entre o ORD MT e AT (EDP Distribuição) e o ORD exclusivamente em BT para pagamento do acesso a montante da baixa tensão. Nestas situações, o RRC define duas parcelas (n.º 1 do artigo 42.º) relativas aos acessos dos clientes do CUR BT e outra relativa aos acessos dos clientes em mercado nas redes do ORD BT.

A prática demonstrou que a opção de relacionamento acima referenciada como (II) nunca foi utilizada. A prática demonstrou ainda que o relacionamento entre os ORD no que que respeita aos acesso relativos aos clientes do CUR BT se tem feito tendo por base as quantidades medidas no PT.

Para além das quantidades acima referidas, há ainda que ter em consideração as quantidades relativas à microprodução.

7.2 ALTERAÇÕES PROPOSTAS

EXTINÇÃO DAS TVCF

Uma vez que as TVCF foram já extintas, os CUR exclusivamente em BT que não optarem por satisfazer as suas necessidades através de um comercializador de mercado, ou directamente como agentes de mercado, continuam a ser fornecidos pela EDP SU através da tarifa transitória em MT, enquanto esta tarifa for publicada pela ERSE.

MINIPRODUÇÃO

Uma vez que podem vir a existir mini produtores nas redes dos ORD exclusivamente em BT, a energia adquirida pelos respectivos CUR exclusivamente em BT tem de ser “revendida” à EDP SU, tal como já hoje sucede com a microprodução, sendo necessário alterar o RRC nesse sentido.

27. O relacionamento comercial entre a EDP SU e os CUR BT passa a incluir a facturação das entregas da miniprodução de forma idêntica à microprodução.

Esta proposta está consagrada no artigo 79.º da proposta de revisão do RRC.

OPÇÕES DE RELACIONAMENTO

Conforme referido, a opção de relacionamento acima referenciada como (II) nunca foi utilizada. Acresce que com o abastecimento dos CUR exclusivamente em BT no mercado, a probabilidade de vir a ser utilizada é muito reduzida. Assim, propõe-se eliminar esta opção de relacionamento, alterando-se o artigo 63.º do RRC em conformidade.

28. Eliminada a opção de relacionamento comercial entre a EDP SU e os CUR BT prevista na alínea b) do n.º 1 do artigo 63.º do RRC vigente.

Esta proposta está consagrada no artigo 78.º da proposta de revisão do RRC.

TARIFA SOCIAL

Os custos com a tarifa social suportados pelo ORD exclusivamente em BT são ressarcidos pelo ORD em AT e MT, conforme analisado no Capítulo 9.

A ERSE propõe:

29. Consagrada um novo relacionamento comercial entre os ORD exclusivamente em BT e o ORD em MT e AT relativo à tarifa social.

Esta proposta está consagrada no artigo 56.º da proposta de revisão do RRC.

8 EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES EM MAT, AT, MT E BTE

O Decreto-lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, veio determinar a extinção das tarifas reguladas de venda de electricidade a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, a partir de 1 de Janeiro de 2011.

Com consequência, a partir da data de entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 104/2010 (30 de Setembro de 2010) e até 31 de Dezembro de 2011, os clientes abrangidos devem passar a ser abastecidos no âmbito do mercado liberalizado. Ou seja, por um lado, os clientes com contrato de fornecimento estabelecido com um CUR devem diligenciar pela mudança para um comercializador em regime de mercado. Por outro lado, os clientes já abastecidos através de um comercializador em regime de mercado não podem voltar a celebrar contrato com um CUR.

Durante o período transitório assinalado, aos clientes que mantenham o seu fornecimento de electricidade através de um CUR é aplicada uma tarifa de venda transitória, fixada pela ERSE, nos termos do RT.

O disposto no Decreto-lei n.º 104/2010 traduziu-se em alterações ao Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, relativo à organização e funcionamento do SEN. Com efeito, a obrigação de serviço universal de fornecimento que impende sobre os comercializadores de último recurso fica agora limitada aos clientes alimentados em BT e com uma potência contratada até 41,4 kVA.

30. Neste sentido, torna-se necessário introduzir as alterações correspondentes na regulamentação do sector eléctrico, designadamente no RRC e sobre temas como a actividade de compra e venda de electricidade pelos comercializadores de último recurso, o relacionamento comercial entre o CUR e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, a escolha e mudança de comercializador, a obrigação de fornecimento de electricidade pelos comercializadores de último recurso, a prestação de caução e as tarifas a aplicar pelos comercializadores de último recurso, alguns dos quais objecto de maior detalhe em outros capítulos deste documento.

9 NOVO REGIME DA TARIFA SOCIAL

O regime de aplicação da tarifa social foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de Dezembro de 2010, com desenvolvimentos na Portaria n.º 1334/2010, de 31 de Dezembro, que veio estabelecer os procedimentos e condições necessários à atribuição, aplicação e manutenção da tarifa social.

Até à entrada em vigor destes diplomas, a tarifa social constituía uma opção tarifária disponível aos clientes dos comercializadores de último recurso, em Portugal continental, com consumos anuais não superiores a 400 kWh, relativos a casas de habitação permanente e potência contratada até 2,3 kVA. Nas Regiões Autónomas, esta opção tarifária também se encontra à disposição de clientes com consumos anuais até 500 kWh e potência contratada de 1,15 kVA.

No regime anterior que vigorou até ao final de 2010, a aplicação da tarifa social concedia ao CUR o direito ao recebimento do diferencial entre a tarifa simples e a tarifa social aplicada aos clientes finais. Mensalmente, o CUR facturava ao operador da rede de distribuição em MT e AT o diferencial de custo apurado com a aplicação da tarifa social. Neste regime, o universo de beneficiários não ultrapassava os 4 000.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 138-A/2010 foi criada a tarifa social aplicável aos clientes de energia eléctrica considerados economicamente vulneráveis de acordo com critérios sociais. Nestes termos, podem solicitar a aplicação da tarifa social os titulares de um contrato de fornecimento de electricidade para habitação permanente com potência contratada até 4,6 kVA que sejam beneficiários da segurança social: i) do complemento solidário para idosos; ii) do rendimento social de inserção; iii) do subsídio social de desemprego; iv) do primeiro escalão do abono de família, e v) da pensão social de invalidez. De acordo com informações recolhidas junto da Segurança Social o universo de beneficiários da tarifa social pode aproximar-se dos 700 000. Actualmente o número de beneficiários da tarifa social é de aproximadamente 80 000.

O financiamento da tarifa social é assegurado pelos titulares dos centros electroprodutores em regime ordinário, nomeadamente os beneficiários de incentivos relacionados com a garantia de potência, nos termos da Portaria n.º 765/2010, de 20 de Agosto.

Os custos com o financiamento da tarifa social são devidos pelos centros electroprodutores à entidade concessionária da RNT, sendo permitida a compensação entre estes montantes e os que resultam dos pagamentos dos incentivos relativos à garantia de potência.

O cálculo dos montantes de proveitos obtidos com o financiamento dos custos com a tarifa social pelos titulares dos centros electroprodutores, bem como a sua imputação aos operadores intervenientes na cadeia de valor do sector eléctrico até à atribuição da tarifa social pelo operador da rede de distribuição são determinados de acordo com o estabelecido no RT.

As regras de relacionamento comercial necessárias para enquadrar o financiamento dos custos com a tarifa social e as obrigações de informação dos operadores intervenientes no processo serão estabelecidas no RRC.

Para dar cumprimento à legislação publicada, será necessário prever um novo relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores em regime ordinário para enquadrar os pagamentos ou recebimentos associados ao financiamento da tarifa social e aos incentivos relativos à garantia de potência.

O relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores em regime ordinário será enquadrado numa nova Secção a incluir no Capítulo III do RRC, com regras semelhantes às que vigoram no relacionamento com o operador da rede de distribuição em MT e AT no que se refere ao modo e prazo de pagamento (20 dias) e as penalizações em caso de mora no pagamento das facturas.

O relacionamento entre o operador da rede de transporte e o operador da rede de distribuição em MT e AT já está consagrado no RRC para efeitos de facturação das tarifas de Uso da Rede de Transporte e de Uso Global do Sistema às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Será necessário estabelecer as regras a aplicar aos fluxos financeiros de sentido inverso que correspondem à facturação do operador da rede de distribuição ao operador da rede de transporte dos custos de financiamento da tarifa social estabelecidos nos termos previstos no RT, mantendo-se as regras sobre o modo e prazo de pagamento e as penalizações em caso de mora aplicáveis já previstas no RRC para o relacionamento entre estes dois operadores de redes.

No caso dos operadores das redes de distribuição que asseguram entregas exclusivamente em BT, o financiamento da aplicação da tarifa social nas suas áreas de concessão é efectuado através do operador da rede de distribuição em MT e AT com quem e os operadores das redes de distribuição que asseguram entregas exclusivamente em BT já mantêm relacionamento comercial, sendo necessário incluir as regras aplicáveis aos fluxos financeiros inversos decorrentes da aplicação da tarifa social nas áreas de concessão destes últimos operadores.

31. Para além das regras de relacionamento comercial associadas aos fluxos financeiros anteriormente descritos existem outros aspectos que são objecto da proposta de alteração do RRC que decorrem da legislação entretanto publicada, designadamente:

- Obrigações dos comercializadores informarem os seus clientes sobre a existência e condições de acesso à tarifa social.
- Obrigação dos comercializadores identificarem nas facturas, de forma clara e visível, o desconto correspondente à tarifa social.
- Obrigação dos operadores das redes de distribuição e os comercializadores manterem regtos

auditáveis sobre a aplicação da tarifa social, que permita à ERSE exercer as competências que lhe estão atribuídas, designadamente a verificação de que a redução da tarifa de acesso é adequadamente transferida para os clientes beneficiários da tarifa social.

Esta proposta está consagrada nos artigos 39.º, 56.º, 209.º e 216.º da proposta de revisão do RRC.

10 MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

No quadro do actual regime legal e regulamentar, a mudança de comercializador operacionaliza-se nos termos estabelecidos no RRC e, de forma mais detalhada, de acordo com o expresso no Despacho n.º 2045/2006, de 25 de Janeiro, que estabelece os procedimentos para a mudança de comercializador de energia eléctrica.

A Directiva 2009/72/CE e a legislação publicada no âmbito da extinção de tarifas reguladas de fornecimento de energia eléctrica (Decreto-lei n.º 104/2010 de 29 de Setembro) tornam necessário perspectivar alterações regulamentares de modo a consagrar o disposto em termos de prazos máximos para a mudança e a inexistência de contratação com o CUR para o conjunto de clientes abrangidos pelo processo de extinção das tarifas.

Em concreto, a Directiva 2009/72/CE estabelece que a mudança de comercializador deve concretizar-se num prazo máximo de 3 semanas. Importa, pois, consagrar esse princípio no próprio RRC e fazê-lo reflectir nos prazos que constam dos procedimentos de mudança de comercializador.

A experiência acumulada no domínio da mudança de comercializador permite constatar que os agentes valorizam alguma flexibilidade no funcionamento da própria plataforma que a operacionaliza. Em concreto, a possibilidade de indicação de datas objectivo para a activação da mudança de comercializador é um exemplo dessa flexibilidade, facto que implica a concretização do próprio conceito de prazo de concretização da mudança. A este respeito, a proposta de revisão regulamentar prevê entender-se que o tempo para a concretização da mudança, para efeitos de aplicação dos procedimentos de mudança, decorre entre a data de sujeição do pedido inicial e a data em que é comunicada, de forma irreversível, a sua realização. Esta abordagem pressupõe que, se solicitada uma data objectivo concreta por parte do comercializador que assumirá o fornecimento da instalação do cliente envolvido na mudança, a data concreta em que se procede à transferência da responsabilidade do fornecimento possa ser uma data posterior à data da comunicação irreversível da mudança. Nas restantes situações (em que não se solicita data objectivo), o tempo de mudança é apurado entre a data do pedido e a data da transferência da responsabilidade do fornecimento.

A ERSE considera que a adopção desta abordagem, não conflituando com a adopção do princípio de prazo máximo para a mudança e com a flexibilidade solicitada pelos agentes, designadamente para abordagem do mercado de BT, apresenta um equilíbrio entre a salvaguarda da eficácia e transparência da mudança, inexistência de barreiras à mudança e aderência à realidade operativa do mercado retalhista.

32. A proposta de revisão regulamentar consagra a adopção de um prazo máximo para a mudança de 3 semanas, nos termos da própria Directiva 2009/72/CE, estabelecendo-se, a par, a adopção do princípio da data preferencial para transferência da responsabilidade do fornecimento se esta for comunicada pelo novo comercializador devidamente autorizado para o efeito pelo cliente. Para tal, a proposta de revisão regulamentar consagra uma interpretação do tempo de mudança que é ajustada à compatibilização destes dois aspectos: nas situações em que seja comunicada uma data preferencial para a mudança, o respectivo prazo corresponde ao tempo que medeia entre pedido e a concretização de todos os passos para tal nos termos da plataforma de mudança.

Esta proposta está consagrada no artigo 180.º da proposta de revisão do RRC.

Ainda em resultado da experiência acumulada com a aplicação dos actuais procedimentos de mudança de comercializador, a necessidade de estabelecer um número máximo de mudanças de comercializador permitidas anualmente, parece ser prescindível, em face dos comportamentos efectivamente verificados até ao presente. Na fundamentação da definição de um número máximo de mudanças de comercializador procurou assegurar-se um equilíbrio entre o exercício dos direitos dos consumidores (livre escolha de fornecedor) e os custos globais para o sistema (indexados ao número de mudanças processadas). A maturidade operativa da mudança de comercializador veio, pois, demonstrar que a componente de custos está controlada pela própria dinâmica do mercado (maturidade dos contratos de fornecimento) e pela adequação da estrutura entretanto desenvolvida, pelo que, com segurança, se poderá prescindir de um limite que, de resto, só em situações muito excepcionais terá sido alcançado.

33. A proposta de alteração regulamentar prevê que se deixe de impor um número máximo de mudanças de comercializador no período de um ano, anteriormente fixado em 4 mudanças no período de um ano, com o fundamento na experiência entretanto recolhida e no actual quadro de desenvolvimento do mercado livre.

Esta proposta está consagrada no artigo 180.º da proposta de revisão do RRC.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro, que veio extinguir as tarifas reguladas a aplicar pelo CUR aos consumidores fornecidos em MAT, AT, MT e BTE, estes consumidores devem procurar assegurar um contrato com um comercializador em regime de mercado. Neste sentido, o CUR fica apenas obrigado a fornecer consumidores em BTN que lhe solicitem a celebração do respectivo contrato, devendo o enquadramento regulamentar especificar que as modalidades de contratação e a mudança de comercializador consagram esta limitação.

Neste sentido, e uma vez que cessa a obrigação do CUR em fornecer os consumidores abrangidos pelo processo de extinção tarifária, a existência de dívidas não contestadas ao CUR aplicar-se-á como inibição de mudança de comercializador para o conjunto de clientes em BTN. A actual proposta de RRC efectua essa precisão, adequando este instrumento regulamentar ao quadro legal já em vigor.

No quadro da actual proposta regulamentar, é ainda explicitado que o regime da mudança de comercializador é extensível a um conjunto de instalações consumidoras que observam características particulares. Esse é o caso das instalações de consumidoras designadas de provisórias, detentoras de licença válida para o efeito, as instalações referentes a contratos de avenças e as instalações eventuais.

Para estas instalações, o quadro regulamentar em vigor não as exclui da mudança de comercializador, mas, em todo o caso, a omissão regulamentar permitiu a existência de dúvidas interpretativas quanto à própria mudança e aos procedimentos a adoptar. Neste sentido, a proposta regulamentar agora apresentada consagra explicitamente a possibilidade de mudança para estas instalações como um princípio inscrito no próprio RRC, com os subsequentes desenvolvimentos ao nível dos procedimentos operativos aprovados em sede de subregulamentação.

Quanto ao tratamento da microprodução e da miniprodução, a ERSE considera que a existência destes tipos de contrato não deverá ser, por si só, razão de objecção dos pedidos de mudança. Neste sentido, os comercializadores deverão dotar-se de ferramentas que permitam avaliar as suas condições de ofertas ao mercado, sendo que o desconhecimento quanto à existência de um contrato com aquelas características para a instalação que solicita a mudança de comercializador poderá ser obviado através do acesso prévio à informação da instalação em causa (já previsto nos termos dos procedimentos de mudança de comercializador).

A ERSE considera ainda que deverá existir um reforço das ferramentas de monitorização da mudança de comercializador, quer por via da inclusão de novos indicadores (que desde logo decorram das recomendações e das obrigações estabelecidas a nível europeu), quer por via da clarificação e detalhe dos que actualmente são previstos.

Nesse sentido, o conjunto de informações sobre o desempenho do processo de mudança de comercializador, parecem beneficiar de uma expressão regulamentar quanto aos princípios de prestação de informação, sem prejuízo do detalhe operativo constante dos procedimentos de mudança propriamente ditos. Assim, a actual proposta de revisão regulamentar consagra a inclusão desses deveres informativos e a desagregação mínima que se pretende para efeitos de monitorização de mercado que, de resto, é um imperativo consagrado na própria Directiva 2009/72/CE.

Por outro lado, a consagração dos princípios operativos e dos deveres de informação relativos à mudança de comercializador beneficiam a própria mecânica de auditorias consagrada no RRC.

34. A proposta de revisão regulamentar prevê algum reforço dos deveres de informação relativamente à mudança de comercializador, desde logo para assegurar informação global sobre o desenvolvimento dos processos em que haja comunicação de data preferencial de mudança e para clarificar a abrangência dos deveres já existentes.

Esta proposta está consagrada no artigo 183.º da proposta de revisão do RRC.

11 REGISTO DO PONTO DE ENTREGA

O registo do ponto de entrega (RPE) contém os dados necessários à caracterização de uma instalação consumidora de energia eléctrica. Neste sentido, o acesso a informação constante do RPE assume relevância no desenvolvimento do mercado e na própria mudança de comercializador.

As questões que se colocam a respeito do RPE podem situar-se em dois planos, que, embora distintos, apresentam dependências mútuas. Esses dois planos podem resumidamente ser descritos como estando relacionadas com:

- a) O conteúdo do registo do ponto de entrega;
- b) A gestão do acesso à informação constante desse mesmo registo.

No que se refere aos aspectos de conteúdo, deverá atender-se ao facto de que uma parte da informação residente no RPE é útil ou mesmo imprescindível à concretização de ofertas de contratação do fornecimento de energia eléctrica, enquanto outra parte servirá um conjunto de outras finalidades operativas do sistema eléctrico, mas poderão considerar-se redundantes para efeitos da mudança propriamente dita. Por outro lado, um conjunto da informação integrante do RPE não pode deixar de se considerar abrangida pelas disposições de salvaguarda da confidencialidade e protecção de dados pessoais, enquanto outra parte do RPE é um conjunto de informação sistémica que não conflita com tais deveres. A título de exemplo refira-se a informação de consumos, que sendo específica de cada instalação não expõe necessariamente dados pessoais, apresentando um inquestionável valor informativo para o conjunto do sistema e dos agentes.

Já no que diz respeito à questão do acesso ao RPE, é útil considerar o carácter prático da informação a que se acede consoante a finalidade a que a mesma se destina, evitando situações de redundância ou de carácter espúrio, que não trazem valor acrescido aos agentes. Por outro lado, o conteúdo a que se pretende aceder deve observar as mencionadas normas legais sobre confidencialidade e protecção de dados pessoais, adequando-se a forma de acesso a esse conjunto de obrigações. Como exemplo refira-se o acesso a dados de consumo da instalação consumidora, em que a concretização de uma proposta concreta pode depender da associação inequívoca entre o histórico de consumos e a identificação do titular da instalação (informação que se pode considerar de natureza pessoal) ou o acesso a um conjunto alargado de dados de consumo para efeitos de estruturação de uma estratégia de abordagem do mercado, em que a tipologia da informação não contém necessariamente dados pessoais.

Do ponto de vista dos comercializadores em regime de mercado pode haver interesse em que se consagre um regime de acesso à informação das instalações de consumo próximo do que vigora em Espanha, em que o registo de informação da instalação está universalmente acessível. Do ponto de vista de enquadramento legal com as disposições de protecção de dados pessoais, esta abordagem não

parece ser inteiramente viável no contexto legal nacional, pelo que se deve procurar um equilíbrio entre os argumentos de desenvolvimento do mercado e de salvaguarda da reserva de confidencialidade.

Em sentido prático, o acesso a informação que contenha dados que se podem considerar de natureza estritamente pessoal deverá ter subjacente um acesso sob autorização por parte do visado na informação. Este é, de resto, o princípio que vem sendo utilizado no actual quadro regulamentar relativamente ao acesso ao RPE e à própria representação do cliente através do novo comercializador perante a plataforma de gestão da mudança de comercializador. As questões de acesso e de conteúdo do RPE estabelecem interacções entre si que são resumidamente apresentadas na Figura 11-1.

Figura 11-1 - Gestão do acesso e do conteúdo do RPE



Assim, a actual proposta de revisão regulamentar consagra a possibilidade de prever dois conjuntos de dados do RPE, com acesso e conteúdos diferenciados em função do propósito com que são utilizados. Em concreto, a informação que se possa considerar elementar (código do ponto de entrega, consumos e códigos postais ou outra informação georreferenciada) poderá estar acessível aos comercializadores sem necessidade de autorização explícita por parte dos clientes, desde logo porque o conteúdo não engloba dados pessoais. Ao invés, sempre que os comercializadores pretendam obter uma informação mais detalhada e com dados pessoais associados, o RPE apenas será acessível mediante a autorização expressa dos clientes em causa.

Desta forma, a ERSE considera que a actual proposta assegura um equilíbrio entre os interesses de todos os intervenientes na mudança de comercializador e a obrigatoriedade observância do enquadramento legal nacional sobre protecção de dados pessoais.

35. A proposta de revisão regulamentar consagra a criação de dois referenciais de informação para a caracterização das instalações consumidoras. Esta alteração pretende assegurar o equilíbrio entre a divulgação de informação relevante para o funcionamento do mercado e a eficiência dos processos e o respeito pela legislação nacional com incidência na protecção de dados pessoais.

Esta proposta está consagrada no artigo 181.º da proposta de revisão do RRC.

12 INFORMAÇÃO A CONSUMIDORES SOBRE CUSTOS DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

Os preços de electricidade pagos pelos consumidores têm as seguintes componentes: Energia, Redes e Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

A componente de Energia resulta dos preços formados no mercado de electricidade. As Redes são sujeitas à regulação da ERSE e os CIEG são determinados pela legislação em vigor. As tarifas de Acesso às Redes são constituídas pelas Redes e pelos CIEG.

Com a liberalização do mercado de electricidade as facturas de electricidade passaram a apresentar informação sobre o valor que corresponde ao Acesso às Redes, permitindo aos consumidores disporem de informação sobre a parcela da factura que não está sujeita a concorrência (valor a pagar independentemente de quem seja o seu comercializador de electricidade).

Adicionalmente e de acordo com o disposto no n.º 1 do artigo 186.º do RRC, os comercializadores devem informar anualmente os seus clientes sobre a composição das tarifas e preços de electricidade aplicáveis, incluindo os CIEG.

Recentemente foi muito discutida a necessidade de melhorar o nível de informação dos consumidores de electricidade sobre a composição das tarifas e preços aplicáveis, designadamente o peso relativo dos CIEG nas facturas de electricidade.

Esta matéria foi analisada na Comissão Parlamentar de Assuntos Económicos, Inovação e Energia da Assembleia da República, na sequência de uma Petição da iniciativa da DECO em que se solicitava “cortes na factura de electricidade”, através da redução dos CIEG.

Nas suas conclusões, o Relatório da Comissão Parlamentar refere a necessidade de desenvolvimento de iniciativas conducentes à obrigatoriedade das facturas de electricidade discriminarem detalhadamente os CIEG. Posteriormente, a Assembleia da República viria a aprovar alterações à Lei dos Serviços Públicos Essenciais que estabelecem que a factura de electricidade deve discriminar, individualmente, o montante referente a medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral (CIEG).

A legislação recentemente aprovada na Assembleia da República vem reforçar as obrigações de informação os consumidores de electricidade, obrigando a apresentar, individualmente, cada um dos custos que integram os CIEG.

As facturas de electricidade já são hoje consideradas de difícil compreensão pelos consumidores e respectivas associações representativas, tornando necessário equilibrar a quantidade de informação a disponibilizar nas facturas com a sua clareza e compreensão pelos consumidores de electricidade. Sobre

esta matéria importa ter presente que a simplicidade e clareza das facturas tem merecido a atenção da Comissão Europeia que em 2009 publicou uma Recomendação sobre este assunto.

Tendo presente esta realidade e a legislação recentemente publicada, a ERSE propõe a introdução de alterações ao RRC no sentido de reforçar as obrigações de informação aos consumidores sobre os CIEG:

36. Desdobrar a actual informação que consta das facturas de electricidade relativa ao valor do Acesso às Redes em duas linhas autónomas, uma para indicar o valor das Redes e outra para indicar o valor dos CIEG.
37. Anualmente, envio a cada cliente com a factura um folheto que inclua informação desagregada dos CIEG para cada tipo de fornecimento (BTN, BTE, MT, AT e MAT).
38. Para além da informação anteriormente referida, os comercializadores e a ERSE passam a disponibilizar esta informação em permanência nas suas páginas na Internet para cada tipo de fornecimento.

Esta proposta está consagrada nos artigos 205.^º e 216.^º da proposta de revisão do RRC.

13 OUTRAS REGRAS DE RELACIONAMENTO COM OS CONSUMIDORES

A regulamentação do relacionamento comercial com os consumidores de energia tem por referência dois grandes tipos de origem: as alterações legislativas e as alterações resultantes da verificação do cumprimento do RRC, incluindo a informação recolhida no âmbito da actividade de tratamento reclamações e de resolução de conflitos da ERSE.

13.1 ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS

Da Directiva 2009/72/CE transparece, desde logo, a preocupação com a protecção dos direitos dos consumidores, cuja definição integra expressamente o objecto e âmbito de aplicação daquele acto comunitário.

Em matéria de protecção dos consumidores de electricidade, salienta-se, desde logo, a vertente da informação, que sai reforçada nas várias fases de relacionamento comercial com o consumidor e que se pode traduzir nos seguintes aspectos:

- Direito de acesso aos seus dados de consumo;
- Informação regular e frequente sobre o consumo e seu custo efectivo;
- Informação no contrato e na factura sobre os seus direitos, incluindo sobre os meios de resolução de litígios disponíveis;
- Catálogo com informações práticas sobre os direitos dos consumidores, a aprovar pela Comissão Europeia.

O acesso aos dados de consumo encontra o seu regime no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, aprovado através do despacho da ERSE n.º 4591-A/2007, de 13 de Março. Também a informação regular e frequente sobre o consumo e respectivos custos efectivos pode ser associada às regras sobre a periodicidade da leitura e da facturação, bem como ao regime da prescrição e caducidade que pretende acautelar o direito de pagamento de facturas e acertos de facturação dentro do prazo de 6 meses estabelecido na lei.

O catálogo de informações práticas sobre os direitos dos consumidores de energia cujo processo já fora desencadeado pela ERSE em 2009, em colaboração com outros parceiros, será desenvolvido no âmbito de actividade diversa da regulamentação propriamente dita.

39. Assim, neste domínio, propõem-se apenas pequenas alterações ao nível das regras constantes do RRC referentes ao conteúdo dos contratos de fornecimento de electricidade e à informação a disponibilizar com a factura.

Esta proposta está consagrada nos artigos 191.º e 216.º da proposta de revisão do RRC.

Dentro do grupo das alterações legislativas há ainda a valorizar a posição expressa na Directiva 2009/72/CE em matéria de resolução de conflitos, no sentido de ser incentivada a utilização de procedimentos extrajudiciais. Esta intenção pode ser observada, designadamente em três planos de actuação:

- A criação de balcões únicos que facultem toda a informação necessária aos consumidores sobre os seus direitos, incluindo sobre os meios de resolução de litígios disponíveis.
- A criação de um mecanismo independente para o tratamento eficiente de reclamações e a resolução extrajudicial de conflitos.
- O direito dos consumidores ao tratamento das suas queixas por parte dos prestadores de serviços de electricidade, fazendo uso de procedimentos extrajudiciais.

Sobre a resolução extrajudicial de litígios, salienta-se a recente alteração à lei dos serviços públicos essenciais, através da Lei n.º 6/2011, de 10 de Março, que estabelece o seguinte: “Os litígios de consumo no âmbito dos serviços públicos essenciais estão sujeitos a arbitragem necessária quando, por opção expressa dos utentes que sejam pessoas singulares, sejam submetidos à apreciação do tribunal arbitral dos centros de arbitragem de conflitos de consumo legalmente autorizados”. Neste sentido, se os consumidores domésticos de electricidade submeterem um litígio de que sejam parte à decisão de um tribunal arbitral de um centro de arbitragem de conflitos de consumo existente, o respectivo prestador do serviço fica obrigado a aceitar o processo e a decisão correspondentes.

Relativamente aos conflitos que envolvam os demais clientes e entre operadores e agentes mantém-se o dever da ERSE em fomentar o recurso à arbitragem voluntária e a sua intervenção através do uso de mecanismos de resolução extrajudicial de conflitos de natureza comercial e contratual, sem prejuízo da sua actuação enquanto autoridade administrativa.

40. Em face do acima exposto, considera-se que o Capítulo XVII do RRC deve ser revisto de modo a integrar as alterações legislativas mencionadas.

Esta proposta está consagrada nos artigos 294.º, 295.º, 296.º e 297.º da proposta de revisão do RRC.

13.2 ALTERAÇÕES GERADAS NO SECTOR ELÉCTRICO

Na tarefa de acompanhamento e verificação da aplicação do RRC identificam-se por vezes situações que podem carecer ou motivar uma intervenção regulamentar, tendo em vista precisar procedimentos ou abrir caminho à melhoria de práticas comerciais e mais consentâneas com a satisfação dos direitos dos consumidores.

O processo de revisão regulamentar surge habitualmente como um momento oportuno para considerar as necessidades geradas no próprio relacionamento comercial com os consumidores no sector eléctrico.

PAGAMENTO DAS FACTURAS EM MORA

A legislação e a regulamentação vigentes, seguindo a orientação europeia, estabeleceram que ao consumidor de electricidade deve ser proporcionado uma ampla escolha quanto aos métodos de pagamento existentes. No entanto, perante uma situação de atraso no pagamento, a regra tem sido a de circunscrever esse direito à possibilidade de pagamento junto a um balcão de atendimento da empresa (lojas ou agentes), ainda que já se comece a evidenciar alguma abertura a outras modalidades de pagamento.

A cobrança de juros de mora ou da quantia mínima, quando aplicável, bem como a interrupção do fornecimento de electricidade quando persiste o não pagamento da factura, além dos custos inerentes a este tipo de ocorrência, já penalizam suficientemente o cliente faltoso.

Por sua vez, a prática de obrigar o cliente a deslocar-se pessoalmente à empresa ou a um seu representante para proceder ao pagamento de uma factura em atraso pode, inclusivamente, em certas circunstâncias, tornar-se mais dissuasor do pagamento, protelando ainda mais a sua regularização.

41. Considerando as razões anteriormente expostas, propõe-se que o RRC consagre expressamente o direito do cliente em mora poder escolher entre dois ou mais meios de pagamento, que em cada caso concreto não se revelem manifestamente onerosos para o cliente.

Esta proposta está consagrada no artigo 218.º da proposta de revisão do RRC.

COMUNICAÇÃO COM OS CLIENTES

Tem sido cada vez mais frequente a disponibilização de serviços e de funcionalidades electrónicas aos consumidores de electricidade, em que a celebração de contratos de fornecimento, a comunicação de leituras ou a apresentação de reclamações podem ser exemplos.

Contudo, chegam ao conhecimento da ERSE diversa situações que apontam falhas de comunicação entre os clientes e as empresas, nomeadamente no pagamento de facturas em atraso ou no pré-aviso de interrupção do fornecimento. São relacionamentos devidamente individualizados, que requerem a utilização de canais que ofereçam uma comunicação mais segura e efectiva.

Com este objectivo, e sem prejuízo da forma escrita quando a lei o exige, a utilização de outros suportes de comunicação como o SMS ou o correio electrónico deve ser promovida, permitindo reduzir algumas das falhas de comunicação apontadas ao correio normal.

42. Nestes termos, propõe-se que o RRC inclua o dever dos comercializadores e comercializadores de último recurso fazerem uso de novos instrumentos de comunicação, que tenham disponíveis, de modo a assegurar uma comunicação efectiva com os seus clientes, com aplicação nas situações mais motivadoras de falhas de comunicação, como seja o pré-aviso de interrupção do fornecimento.

Esta proposta está consagrada no artigo 186.º da proposta de revisão do RRC.

14 OUTRAS ALTERAÇÕES

14.1 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 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 registo 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 registo de reclamações e o tratamento de reclamações e a 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, directamente contratadas pelas empresas de acordo com critérios de selecção validados pela ERSE.

Na revisão regulamentar de 2008 foi estabelecido um novo enquadramento regulamentar aplicável à realização de auditorias de verificação do cumprimento das disposições regulamentares pelas empresas, que prevê que estas 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 são efectuadas por auditores externos e 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.

- 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 outras auditorias a realizar no ano seguinte.
- Os relatórios das auditorias são enviados à ERSE, sendo disponibilizada informação sobre o âmbito e resultados das auditorias nas páginas da Internet das entidades responsáveis pela sua promoção.

As auditorias com periodicidade anual indicadas no RRC incidem sobre as áreas de actuação das empresas que se consideram fulcrais para a transparência e o bom funcionamento do mercado eléctrico e são as seguintes:

- Verificação do cumprimento das regras e procedimentos associados aos Códigos de Conduta do operador da rede de transporte, operador da rede de distribuição em MT e AT, CUR e Agente Comercial.
- Verificação do cumprimento da metodologia de disponibilização de dados de consumo de clientes a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.
- Verificação do cumprimento dos procedimentos de mudança de comercializador a realizar pelo operador da rede de distribuição em MT e AT.

As auditorias já realizadas após a alteração regulamentar anteriormente referida tem-se revelado muito positivas para a verificação da aplicação da regulamentação e para identificar pontos de melhoria na actuação das empresas e da própria regulamentação. Ainda assim, a experiência recolhida em 2009 e 2010 identificaram a necessidade de reflectir sobre dois aspectos da actual regulamentação:

- Periodicidade de realização das auditorias.
- Realização de auditorias que não estejam expressamente previstas no RRC.

A periodicidade anual estabelecida para a realização das auditorias sobre as matérias anteriormente referidas tem-se revelado excessiva devido às frequentes alterações regulamentares que alteram o referencial regulamentar para a sua realização. Acrescem ainda a esta dificuldade os tempos e os custos de realização das auditorias. Tendo em conta esta experiência, a ERSE propõe que:

43. A periodicidade de realização das auditorias sobre as matérias anteriormente referidas deixe de ser anual, para passar a ser de dois em dois anos.

Esta proposta está consagrada no artigo 8.º da proposta de revisão do RRC.

Um outro aspecto que merece reflexão diz respeito à existência de um limiar temporal para indicação às empresas de outras auditorias (para além das expressamente referidas no RRC), cuja realização a

ERSE considere necessária. Actualmente, o RRC estabelece a data de 30 de Setembro de cada ano como data limite para a ERSE indicar a realização de outras auditorias no ano seguinte.

A experiência recolhida pela ERSE revelou que esta regra introduz uma rigidez desnecessária, podendo acontecer situações em que a realização de auditorias assuma uma urgência que não é compatível com a actual formulação regulamentar. Nesse sentido, a ERSE propõe:

44. Eliminar a data limite de 30 de Setembro para indicação de outras auditorias (para além das expressamente referidas no RRC) no ano seguinte, passando a ERSE a poder solicitar às empresas, a todo o tempo, a realização de auditorias sobre matérias que considere necessárias.

Esta proposta está consagrada no artigo 8.º da proposta de revisão do RRC.

14.2 SERVIÇOS OPCIONAIS

Na revisão regulamentar de 2008 foi introduzida a possibilidade dos comercializadores de último recurso e dos operadores das redes de distribuição oferecerem serviços opcionais tendo em vista melhorar a qualidade de serviço e corresponder às expectativas dos clientes.

A prestação dos serviços opcionais está sujeita à observação pelos prestadores destes serviços dos seguintes princípios estabelecidos no RRC:

- Não discriminação.
- Transparência de custos, nos termos definidos no RT.
- Proporção entre os benefícios e os custos para a empresa e os descontos e os preços dos serviços a disponibilizar.
- Adequação do nível de informação e dos meios para a sua divulgação ao cliente.
- Garantia de identificação inequívoca dos serviços opcionais e respectivos preços relativamente aos serviços regulados e respectivos preços.
- Garantia da obrigatoriedade de disponibilização dos serviços regulados.

O RRC estabelece igualmente que a disponibilização dos serviços opcionais está sujeita a comunicação prévia junto da ERSE.

Até à data, as empresas do sector eléctrico ainda não iniciaram a prestação deste tipo de serviços. Todavia, as questões que têm sido colocadas junto da ERSE sobre o tipo de serviços opcionais que podem ser oferecidos aos clientes aconselha à introdução das seguintes alterações nas disposições regulamentares sobre esta matéria:

- Clarificar que os serviços opcionais oferecidos devem incidir sobre as actividades desenvolvidas pelos operadores das redes de distribuição ou pelos comercializadores de último recurso, consoante o caso. Não podem integrar este conceito, serviços que possam ser oferecidos em regime de livre concorrência, como sejam a venda de equipamentos ou a prestação de serviços de manutenção.
- De modo a assegurar que os serviços opcionais cumprem com os requisitos anteriormente referidos, considera-se que a sua oferta aos clientes deve ser submetidos a aprovação prévia da ERSE.

Tendo em conta, o anteriormente exposto, a ERSE propõe:

45. Clarificar a natureza dos serviços que podem ser incluídos no conceito de serviços opcionais.

46. Estabelecer que a oferta de serviços opcionais está sujeita a apreciação prévia da ERSE.

Esta proposta está consagrada no artigo 7.º da proposta de revisão do RRC.

14.3 MEDAÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA

A proposta de revisão regulamentar inclui um conjunto de alterações em matérias relacionadas com a medição de energia eléctrica que resultam sobretudo da experiência de aplicação do RRC e do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) nos últimos anos. Neste âmbito, importa igualmente destacar a auditoria de verificação do cumprimento do GMLDD, realizada em 2010.

Sublinha-se a proposta de estender a telecontagem às instalações em BTE situadas em Portugal continental. Actualmente, verifica-se que para além das instalações em MT, AT e MAT, há um número significativo de instalações em BTE que já dispõem de equipamentos que permitem a leitura remota dos contadores. Trata-se, por isso, de completar a instalação deste tipo de contadores nestas instalações, o que permitirá reduzir os custos com as leituras dos contadores e facilitar o processo de mudança de comercializador com base em leitura real do contador. Nas Regiões Autónomas não se considera adequado impor esta obrigação, uma vez que o processo de liberalização do mercado eléctrico nestas Regiões (possibilidade dos clientes de escolherem livremente o seu comercializador) ainda não se iniciou.

As alterações propostas são as seguintes:

47. Alargamento do âmbito da auditoria prevista nos artigos 8.º e 173.º de modo a abranger a verificação do cumprimento integral do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

48. Os operadores das redes de distribuição devem completar a instalação de equipamentos de

medição nos circuitos de iluminação pública até 31 de Dezembro de 2012, de modo a evitar o recurso a estimativas de consumo que ainda se verificam em alguns municípios.

49. O operador da rede de distribuição em MT e AT deve apresentar à ERSE um plano de instalação de equipamentos de medição na fronteira da rede de distribuição em MT com a rede de distribuição em BT (Postos de Transformação) de modo a criar condições para uma exploração mais eficiente das redes de distribuição.
50. Estender a obrigação de instalação de contadores com características técnicas que permitam a telecontagem às instalações em BTE, em Portugal continental.
51. Alterar a periodicidade de leitura dos equipamentos de medição instalados nos circuitos de iluminação pública de 6 para 3 meses, tal como estabelecido para os clientes em BTN.

Esta proposta está consagrada nos artigos 8.º, 138.º, 158.º, 162.º, 167.º e 173.º da proposta de revisão do RRC.

14.4 REGRAS DE FACTURAÇÃO DE ENERGIA REACTIVA

A proposta de revisão regulamentar limita-se a sistematizar e enquadrar as regras de facturação de energia reactiva, tendo em conta a publicação do Despacho n.º 7253/2010, de 26 de Abril. Não se propõe qualquer alteração às regras de facturação de energia reactiva vigentes.

As alterações em termos de articulado incidem sobre os artigos 42.º, 54.º, 55.º e 212.º.

14.5 ALTERAÇÕES DECORRENTES DO REGULAMENTO TARIFÁRIO

Na presente revisão regulamentar a ERSE propõe alterações à tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicada pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição. As referidas alterações encontram-se descritas em maior detalhe no documento justificativo das alterações do Regulamento Tarifário, sendo aqui discutidos apenas os aspectos relativos ao relacionamento comercial.

Actualmente esta tarifa é aplicada apenas ao consumo, não sendo aplicada à produção qualquer encargo pela entrada na rede de transporte. Na presente revisão regulamentar a ERSE propõe, à semelhança do que acontece em Espanha desde Janeiro de 2011, cobrar o acesso à rede a toda a produção, ou seja, aos produtores em regime ordinário e aos produtores em regime especial (PRE), ligados quer à rede nacional de transporte (RNT), quer à rede nacional de distribuição (RND), excepçãoando-se a produção que se encontra ligada à rede de BT. Dá-se assim mais um passo na concretização do objectivo de harmonização das tarifas de Acesso às Redes com Espanha, no âmbito do MIBEL.

A ERSE propõe que:

52. Se crie uma nova Secção IV no Capítulo III – Operador da Rede de Transporte, a qual estabelecerá o relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os produtores em regime ordinário.
53. Se crie uma nova Secção VI no Capítulo III – Operador da Rede de Transporte, a qual estabelecerá o relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o comercializador de último recurso.
54. Se crie uma nova Subsecção II, na Secção II do Capítulo XI – Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, a qual estabelecerá a energia activa como grandeza a medir ou a determinar na aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte à produção em regime ordinário e à produção em regime ordinário entrada nas redes.

Esta proposta está consagrada nos artigos 38.º, 39.º, 40.º, 41.º, 46.º, 47.º, 48.º, 150.º e 151.º da proposta de revisão do RRC.