

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

Documento Justificativo

Junho 2009

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	RECUPERAÇÃO DE CUSTOS E PROVEITOS RESULTANTES DE DIFERIMENTOS TARIFÁRIOS	3
3	ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA	5
4	EQUIVALÊNCIA ENTRE OS MERCADOS REGULADO E LIBERALIZADO NO QUE SE REFERE À INTERRUPTÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA	7
5	MICROPRODUÇÃO	9
5.1	Revenda da energia de microprodução.....	9
5.2	Pagamento da energia entregue na rede de BT	10
5.2.1	Opções de relacionamento comercial.....	10
5.2.2	Energia de microprodução	11
5.2.3	Perdas	12
6	AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	13
7	OUTRAS ALTERAÇÕES REGULAMENTARES PROPOSTAS	15
7.1	Adaptação dos equipamentos de medição na sequência da definição de novas opções tarifárias ou alteração dos períodos horários	15
7.2	Disposições regulamentares aplicáveis ao Agente Comercial.....	15
7.3	Informação no âmbito da mudança de comercializador.....	16
7.4	Previsão do consumo do sistema eléctrico nacional.....	16
7.5	Clarificação do texto regulamentar	16
7.5.1	Acertos de facturação	16
7.5.2	Comunicação de celebração de contratos bilaterais	17

1 INTRODUÇÃO

A revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) agora submetida a consulta pública e a parecer do Conselho Consultivo da ERSE é justificada pelas seguintes razões principais:

- Estabelecer algumas regras de relacionamento comercial no que respeita à recuperação de diferenciais de custos gerados com a aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto.
- Eliminar a obrigação de individualização das funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, face às alterações verificadas nas suas competências após o início da participação dos produtores portugueses no mercado diário do MIBEL em 1 de Julho de 2007.
- Assegurar regras equivalentes nos mercados regulado e liberalizado no que se refere à interrupção de fornecimento de energia eléctrica, concedendo aos comercializadores em regime de mercado a possibilidade de solicitar ao operador da rede de distribuição a interrupção do fornecimento dos seus clientes em caso de existência de dívidas.
- Completar as regras de relacionamento comercial entre o comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT (Cooperativas), relativamente às entregas dos microprodutores nas suas redes.
- Alteração de algumas disposições aplicáveis à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso (CUR) e estabelecimento de obrigações de informação à ERSE sobre a energia eléctrica adquirida à PRE.
- Introdução de regras relativas aos procedimentos a observar pelos operadores das redes de distribuição em caso de necessidade de adaptação ou substituição dos equipamentos de medição na sequência da definição de novas opções tarifárias ou alteração dos períodos horários.

Nos capítulos seguintes deste documento são descritas e justificadas as principais alterações regulamentares propostas relativamente a cada uma das matérias anteriormente identificadas.

No último capítulo (“Outras alterações regulamentares propostas”) apresentam-se e justificam-se algumas alterações agora propostas que decorrem da necessidade de clarificar algumas disposições regulamentares.

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

2 RECUPERAÇÃO DE CUSTOS E PROVEITOS RESULTANTES DE DIFERIMENTOS TARIFÁRIOS

Em Agosto de 2008 foi publicado o Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de Agosto, que define as regras aplicáveis em situações excepcionais de grandes flutuações de custos de aprovisionamento de energia, bem como à recuperação e transmissibilidade dos ajustamentos tarifários de modo a permitir atenuar os efeitos económicos gerados por esses ajustamentos para as tarifas de electricidade e assegurar o reconhecimento do direito à sua recuperação.

Tendo sido identificada a necessidade de completar as disposições regulamentares de modo a detalhar a metodologia aplicável à facturação e cobrança dos montantes relativos aos ajustamentos tarifários decorrentes da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, foi incluído um novo artigo no RRC com estas regras (artigo 78.º).

Importa referir que as regras aplicáveis à recuperação do défice tarifário de 2006 e 2007 resultante da limitação dos acréscimos tarifários em clientes em BT já se encontravam estabelecidas no artigo 63.º do RRC em vigor. Este artigo foi introduzido na revisão regulamentar de 2007, na sequência da publicação do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de Dezembro.

Para melhor sistematização desta matéria é criado no RRC um novo Capítulo VIII que tem por epígrafe “Recuperação de custos e proveitos resultantes de diferimentos tarifários”. Este capítulo é constituído por dois artigos (77.º e 78.º), um dos quais corresponde ao artigo 63.º do RRC em vigor com algumas alterações e o outro relativo à regulamentação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

3 ACTIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O Regulamento de Relações Comerciais (RRC) actualmente em vigor, no seu artigo 24.º, estabelece que o operador da rede de transporte deve individualizar as actividades de Transporte de Energia Eléctrica e de Gestão Global do Sistema.

O RRC estabelece ainda que o operador da rede de transporte para assegurar o desempenho da actividade de Gestão Global do Sistema deve individualizar, em termos contabilísticos e organizativos, as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas.

As atribuições do Gestor de Sistema e do Acerto de Contas encontram-se descritas, respectivamente, nos artigos 31.º e 35.º do RRC em vigor. As atribuições do Gestor de Sistema são desempenhadas de acordo com o estabelecido no Regulamento de Operação das Redes e no Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema. As atribuições do Acerto de Contas são desempenhadas de acordo com o estabelecido no RRC e no Manual de Procedimentos de Acerto de Contas.

As alterações verificadas na organização e funcionamento do sistema eléctrico com a cessação dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o início da participação dos produtores portugueses no mercado diário do MIBEL em 2007, justificam uma reanálise das obrigações impostas à actividade de Gestão Global do Sistema no que se refere à individualização de funções em termos contabilísticos e organizativos.

As obrigações previstas no RRC destinavam-se a assegurar mecanismos de transparência e independência do operador da rede de transporte no desempenho das suas diferentes funções, que contemplavam a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE, a gestão técnica do sistema eléctrico nacional e a quantificação física dos contratos bilaterais e das quantidades contratadas por cada membro participante nos mercados organizados, incluindo a liquidação dos desvios à programação.

A cessação da maioria dos CAE e a constituição de uma empresa juridicamente separada do operador da rede de transporte (REN Trading) para fazer a gestão dos dois CAE remanescentes, acompanhada da separação patrimonial do operador da rede de transporte relativamente às actividades de distribuição e comercialização de energia eléctrica que já se verifica desde 2000, vieram facilitar e aprofundar o quadro de independência no exercício das funções do operador da rede de transporte.

Por sua vez, importa ter em conta que a partir do início da participação dos produtores portugueses no mercado diário do MIBEL em 1 de Julho de 2007, passou a existir uma ligação muito profunda entre várias componentes da actividade de Gestão Global do Sistema, nomeadamente:

- Gestão do mercado e dos contratos dos agentes que fornecem serviços de sistema.
- Liquidação e facturação dos desvios e dos serviços de sistema.

Considerando este novo enquadramento, durante o processo de revisão regulamentar ocorrido em 2008, a REN propôs que a actividade de Gestão Global do Sistema deixasse de ser subdivida nas funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas. A ERSE, embora reconhecendo validade à proposta da REN, não alterou os regulamentos pelo facto de considerar que uma matéria desta natureza deveria ser submetida previamente a consulta pública e a parecer do Conselho Consultivo.

As alterações propostas ao Capítulo III do RRC podem resumir-se da seguinte forma:

- É eliminada a obrigação de individualização das funções, com separação contabilística e organizativa, no âmbito da actividade de Gestão Global do Sistema, pelas razões anteriormente referidas (artigo 24.º).
- São consagradas no RRC (artigo 25.º) as obrigações estabelecidas no artigo 25.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de Fevereiro, sobre a independência do operador da rede de transporte e a obrigação da existência de um Código de Conduta que estabeleça as medidas necessárias para garantir a exclusão de comportamentos discriminatórios e o seu controlo de forma adequada. Refira-se que no RRC em vigor a existência de códigos de conduta estava prevista unicamente para as funções de Gestor de Sistema e de Acerto de Contas. Com a proposta agora apresentada, o Código de Conduta passa a abranger as duas actividades do operador da rede de transporte – Transporte de Energia Eléctrica e Gestão Global do Sistema.
- A verificação do Código de Conduta do operador da rede de transporte fica sujeita à realização de auditoria nos termos previstos no artigo 8.º do RRC. De acordo com esta disposição regulamentar, as auditorias são realizadas anualmente por auditores externos e independentes, devendo o conteúdo das auditorias e os critérios de selecção dos auditores ser aprovados pela ERSE, na sequência de proposta da REN.
- As atribuições da actividade de Gestão Global do Sistema são objecto de sistematização no artigo 29.º que integra, com algumas simplificações e actualizações de redacção, os anteriores artigos que descreviam as atribuições do Gestor de Sistema e do Acerto de Contas.
- Passa a estar prevista a aprovação do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema (artigo 33.º), que substitui o Manual de Procedimentos do Gestor de Sistema e o Manual de Procedimentos do Acerto de Contas.

Em resultado das alterações anteriormente referidas, torna-se necessário alterar diversos artigos no RRC para actualizar as referências aos Manuais entretanto substituídos pelo Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema. De igual modo, as referências à “adesão ao sistema de Acerto de Contas” foram substituídas pela expressão “adesão ao Mercado de Serviços de Sistema”, que se considera mais adequada à realidade actual do sistema eléctrico.

4 EQUIVALÊNCIA ENTRE OS MERCADOS REGULADO E LIBERALIZADO NO QUE SE REFERE À INTERRUPTÃO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉCTRICA

Existem actualmente razões de facto e de direito que a ERSE considera serem motivadoras de uma alteração do quadro regulamentar em vigor, tendo em vista alcançar um maior equilíbrio nas regras a que se submetem os comercializadores em regime de mercado e os comercializadores de último recurso (CUR), fortalecendo a liberdade de escolha e de mudança de comercializador dos consumidores de energia eléctrica.

Uma das formas que pode contribuir para o desejado equilíbrio prende-se com a existência de mecanismos adequados para a gestão de dívidas. Um destes mecanismos parece ser a possibilidade dos comercializadores em regime de mercado também poderem solicitar a interrupção do fornecimento de energia eléctrica com fundamento na existência de dívidas por parte dos seus clientes.

De facto, os comercializadores em regime de mercado não têm manifestado interesse em rescindir contratos com os seus clientes, ainda que perante a existência de dívida, pelo contrário, querem manter esses clientes e com isso continuar a dinamizar o mercado. E se, por um lado, a obrigação de fornecimento por parte do CUR se mantém, por outro lado, a sua actividade continua a ser regulada, cabendo nas atribuições da ERSE velar pelo seu equilíbrio económico-financeiro. Neste sentido, não parece haver razão para manter um regime diferenciado relativamente ao aspecto em apreço.

No plano do direito, avoca-se a chamada lei dos serviços públicos essenciais (Lei n.º 23/96, de 26 de Julho) que através da redacção que lhe foi dada pela Lei n.º 12/2008, de 26 de Fevereiro, clarifica que o seu âmbito de aplicação não distingue o prestador deste tipo de serviços em função da sua natureza pública ou privada, pelo que, os comercializadores em regime de mercado parecem estar igualmente submetidos às regras constantes desta lei. Uma das regras previstas na lei dos serviços públicos essenciais é a de que, mediante pré-aviso, o atraso no pagamento da factura pode motivar a interrupção do fornecimento, designadamente de energia eléctrica.

Neste sentido, a Base XVI das bases das concessões da rede de distribuição de electricidade em baixa tensão, aprovadas como Anexo IV ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de Agosto, refere expressamente o seguinte: “2 – A concessionária pode ainda interromper a entrega de electricidade nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente do Regulamento de Relações Comerciais, na observância do disposto na Lei n.º 23/96, de 26 de Julho”.

Nos termos do regime vigente, apenas os CUR podem solicitar junto do operador da rede de distribuição (ORD) a interrupção do fornecimento de energia eléctrica com fundamento na falta de pagamento por parte dos clientes dos valores apresentados nas respectivas facturas. Subjacente a esta regra esteve, desde logo, a obrigação de fornecimento por parte do CUR a todos os consumidores que o solicitem,

enquanto que os comercializadores em regime de mercado podem recusar a celebração de contrato de fornecimento com os consumidores, sem necessidade de existência de quaisquer condições específicas.

Actualmente, na situação de incumprimento da obrigação de pagamento, um comercializador em regime de mercado pode rescindir o contrato celebrado com o cliente faltoso. O direito ao ressarcimento do valor em dívida que assiste ao comercializador em regime de mercado pode ser exercido nos termos gerais do direito, à semelhança do que sucede em outros mercados.

O CUR pode solicitar a interrupção do fornecimento com base na existência de dívidas, mas estas não constituem, por si só, fundamento para a cessação do contrato.

Assim sendo, e em face do exposto, aproveitando este processo de revisão regulamentar, a ERSE propõe-se alterar as disposições constantes do Regulamento de Relações Comerciais (artigos 51.º e 202.º) de modo a tornar as regras aplicáveis aos CUR e aos comercializadores em regime de mercado mais equivalentes, atribuindo a estes últimos a possibilidade de solicitarem junto do ORD a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento dos montantes devidos por parte dos seus clientes. Refira-se que a interrupção do fornecimento só pode ter lugar após pré-aviso, com uma antecedência mínima de 10 dias relativamente à data em que vai ocorrer.

Em reforço desta alteração regulamentar, refira-se a proposta de harmonização dos procedimentos de mudança de comercializador apresentada pelo Conselho de Reguladores do MIBEL aos Governos de Portugal e Espanha em Outubro de 2008, na qual são equacionados alguns instrumentos de gestão da dívida, entre os quais a possibilidade de todos os comercializadores poderem solicitar a interrupção de fornecimento à instalação de um cliente que tenha uma dívida não saldada. Este documento pode ser consultado na página da ERSE na Internet em www.erse.pt.

5 MICROPRODUÇÃO

Na última revisão do RRC foram incluídas algumas disposições que resultaram da publicação do regime jurídico da microprodução (Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro).

No entanto, a aplicação prática da microprodução veio revelar a necessidade de regulamentar alguns detalhes para as situações em que o microprodutor se encontra ligado a uma rede de um operador de rede exclusivamente em BT (que é cumulativamente comercializador de último recurso exclusivamente em BT, uma vez que a separação jurídica não é obrigatória). As regras propostas constam do artigo 64.º.

Importa lembrar que o RRC prevê que o comercializador de último recurso exclusivamente em BT possa revender a totalidade da energia adquirida a microprodutores ao comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal).

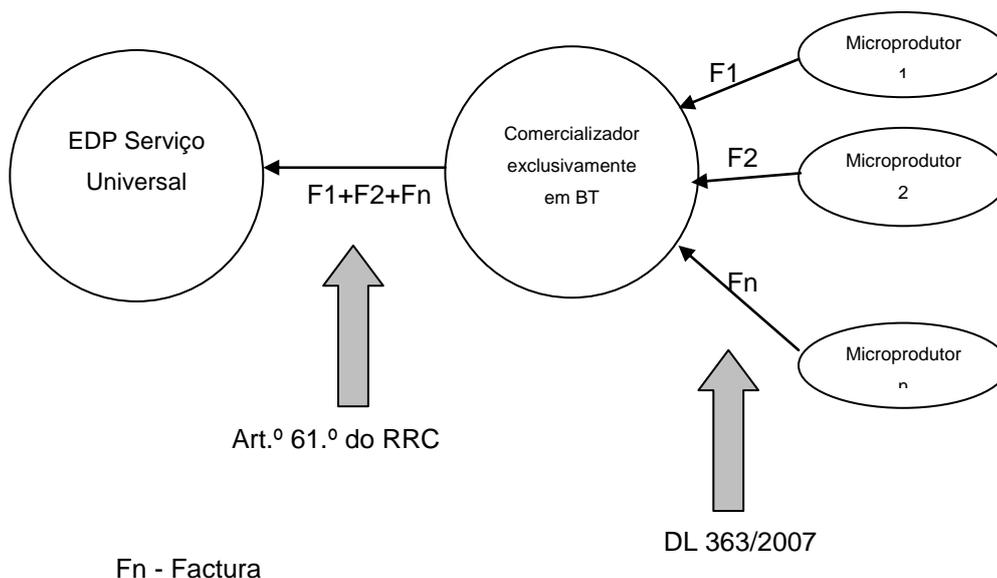
Este tema foi alvo de debate numa reunião promovida pela ERSE a 15 de Janeiro de 2009 para a qual foram convidados todos os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, a EDP Serviço Universal e a EDP Distribuição.

Em síntese, nesta revisão regulamentar pretende-se regulamentar com maior detalhe a relação entre a EDP Serviço Universal e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT no que respeita à energia eléctrica produzida por microprodutores.

5.1 REVENDA DA ENERGIA DE MICROPRODUÇÃO

O RRC em vigor (art.º 61.º) prevê que os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT possam revender a energia que adquirem a microprodutores, conforme se ilustra na figura seguinte.

Figura 5-1 – Revenda da energia adquirida a microprodutores



5.2 PAGAMENTO DA ENERGIA ENTREGUE NA REDE DE BT

O comercializador exclusivamente em BT, que cumulativamente é operador de rede exclusivamente em BT, pode revender na totalidade à EDP Serviço Universal a energia eléctrica entregue na sua rede proveniente de microprodução, pelo que nesta situação não poderá vender esta energia aos seus clientes. Assim, importa garantir que o RRC acautela esta situação.

5.2.1 OPÇÕES DE RELACIONAMENTO COMERCIAL

Para uma melhor compreensão desta questão, é importante relembrar as modalidades possíveis de aquisição de energia eléctrica pelo CUR_{BT} , a saber:

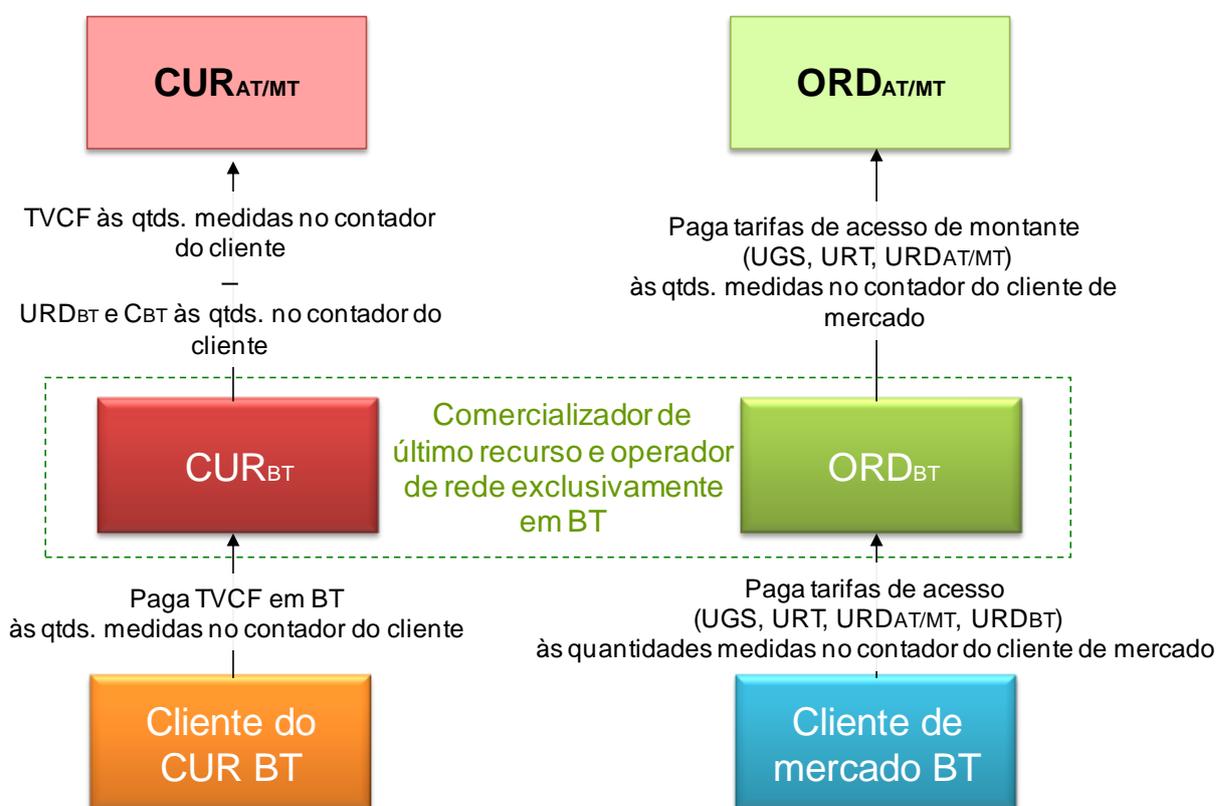
- Aquisição de energia eléctrica à EDP Serviço Universal.
- Celebração de contratos bilaterais ou contratação de energia eléctrica em mercados organizados.

Caso o CUR_{BT} adquira a energia para os seus clientes à EDP Serviço Universal pode optar por uma das seguintes opções de relacionamento comercial:

- Aplicação da tarifa de venda a clientes finais em MT às quantidades medidas nos seus postos de transformação (PT). Nesta opção, às quantidades medidas nos PT devem ser descontadas as quantidades entregues a clientes de mercado ligados nas redes do ORD_{BT} , devidamente ajustadas para perdas e perfiladas. (Opção A)

- A facturação é determinada pela diferença entre a facturação obtida por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais em BT às quantidades medidas nos pontos de entrega dos clientes em BT (do CUR_{BT}) e a facturação obtida por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT e Comercialização em BT, às mesmas quantidades. Nesta opção, o ORD_{BT} tem de suportar os custos de acesso de montante dos clientes de mercado ligados à sua rede (uma vez que receberá a totalidade da tarifa de acesso do comercializador do cliente de mercado). Esta opção (Opção B) é apresentada na figura seguinte.

Figura 5-2 - Facturação aos comercializadores de último recurso e operadores de rede que actuam exclusivamente em BT (opção B)



Conforme referido, o comercializador exclusivamente em BT pode ainda optar por adquirir a energia para os seus clientes em mercados organizados ou através de contratos bilaterais. Nesta situação (opção C), o CUR_{BT} deve transferir para o $ORD_{AT/MT}$ os custos de acesso de montante, ou seja, aplicam-se as tarifas UGS, URT_{AT} e URD_{AT} às quantidades medidas nos contadores dos clientes do CUR_{BT} .

5.2.2 ENERGIA DE MICROPRODUÇÃO

A facturação da EDP SU (ou do $ORD_{AT/MT}$) ao CUR_{BT} depende da existência de microprodução na rede BT. Nesse caso, o tratamento a dar à energia de microprodução que o CUR_{BT} revendeu à EDP Serviço

Universal depende da opção de relacionamento comercial seguida. Assim, existem as seguintes possibilidades:

- Na opção A, existe energia injectada pelos microprodutores na rede de BT que não é contada no contador instalado no PT, ou seja, no PT circulará menos energia porque parte da energia foi produzida em BT. No entanto, o CUR_{BT} revendeu toda esta energia à EDP Serviço Universal. Assim, há que somar às quantidades medidas no PT a energia produzida pela microprodução.
- Na opção B, como são aplicadas as TVCF BT e as tarifas de acesso à energia medida nos contadores em BT dos clientes do CUR_{BT} , não é necessário efectuar qualquer correcção à energia da microprodução. A energia de microprodução que entra na rede é contada nos contadores dos clientes do CUR_{BT} .
- Na opção C, os custos de acesso de montante são aplicados às quantidades medidas nos contadores dos clientes do CUR_{BT} . Os custos de energia são suportados pelos CUR_{BT} . No entanto, tal como na opção A, a energia de microprodução é injectada na rede de BT, e uma vez que foi revendida na totalidade à EDP Serviço Universal, o CUR_{BT} deve adquiri-la ao preço regulado, ou seja, por aplicação da tarifa de energia em BT. A restante energia necessária para fornecer os clientes em BT deve ser adquirida em mercado.

Caso os equipamentos de medição da microprodução não estejam parametrizados para registo de 15 em 15 minutos, será necessário utilizar um perfil de produção a aprovar pela ERSE nos termos a estabelecer no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (artigo 156.º).

5.2.3 PERDAS

A proposta agora apresentada prevê que a energia de microprodução não seja ajustada para perdas, ou seja, na opção A será somada à quantidade medida no PT a energia de microprodução medida no contador da microprodução sem qualquer ajustamento para perdas.

Esta opção está em coerência com o mecanismo de reconciliação de consumos previsto no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados para apuramento do consumo das carteiras de cada comercializador para efeitos de Acerto de Contas. Com efeito, neste mecanismo, a produção em regime especial é descontada à carteira de consumos do comercializador de último recurso sem aplicação de factores de ajustamento para perdas (considera-se que a produção está, virtualmente, no barramento do mercado).

6 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉCTRICA PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

São propostas algumas alterações às regras aplicáveis à aquisição de energia eléctrica pelo comercializador de último recurso (artigo 57.º), que vão no seguinte sentido:

- Fomentar a participação do CUR em mecanismos de contratação a prazo de energia, além do actual nível de participação nos leilões OMIP, de modo a cobrir os riscos de volatilidade do mercado à vista.
- Reduzir a exposição do CUR aos diferenciais de preço entre Portugal e Espanha decorrente da participação em mecanismos de contratação com entrega de energia em Espanha.

O RRC passa a prever que o CUR envie à ERSE um plano de aquisições de energia para o ano seguinte, em coerência com o disposto sobre esta matéria no Regulamento Tarifário (n.º 5 do artigo 57.º).

Outro elemento essencial do modelo de compras do CUR em Portugal é a obrigação legal deste agente efectuar as compras da energia produzida pela produção em regime especial (PRE).

Actualmente, as ofertas de compra do CUR correspondem ao consumo previsto da sua carteira de clientes deduzido da previsão de consumo de energia eléctrica adquirida à PRE.

O modelo de aquisição de energia do CUR embebido das compras da PRE obriga que este agente efectue a previsão do volume de produção da PRE 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 os erros de previsão da PRE, que podem ter o mesmo sentido ou sentido oposto aos primeiros.

Futuramente, deverá equacionar-se a possibilidade do CUR explicitar a oferta da energia adquirida à PRE em mercado separadamente das ofertas de compra para abastecer a sua carteira de clientes. Como passo intermédio é proposta a introdução de novas obrigações de informação ao CUR no sentido deste passar a disponibilizar diariamente à ERSE, com discriminação horária, as quantidades de energia eléctrica previstas que foram consideradas para efeitos de determinação das quantidades contratadas (ofertadas) para abastecimento dos consumos da sua carteira de clientes. As obrigações de informação do CUR passam igualmente a prever o envio, até ao dia 20 de cada mês, da energia eléctrica adquirida à PRE em cada hora do mês anterior. Estas obrigações de informação constam do artigo 58.º da proposta de alteração do RRC.

Propõe-se que a informação relativa à produção em regime especial desagregue a produção em regime especial que desenvolve a sua actividade ao abrigo da legislação sobre cogeração da restante produção

em regime especial. A razão para esta discriminação prende-se com o facto do sobrecusto associado a cada um destes tipos de produção em regime especial ter tratamento distinto.

7 OUTRAS ALTERAÇÕES REGULAMENTARES PROPOSTAS

No presente processo de revisão regulamentar são igualmente propostas alterações regulamentares que resultam da experiência recolhida com a aplicação do RRC.

Cada uma das alterações propostas é objecto de justificação nos pontos seguintes.

7.1 ADAPTAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO NA SEQUÊNCIA DA DEFINIÇÃO DE NOVAS OPÇÕES TARIFÁRIAS OU ALTERAÇÃO DOS PERÍODOS HORÁRIOS

Os equipamentos de medição devem dispor das características necessárias para permitir a aplicação das opções tarifárias e dos períodos horários estabelecidos no Regulamento Tarifário.

Actualmente, a regulamentação do sector eléctrico não estabelece prazos e procedimentos a observar pelos operadores das redes quando se verifique a necessidade de adaptação dos equipamentos de medição.

No sentido de enquadrar adequadamente esta situação é proposta a introdução de um novo artigo no RRC que passa a prever um prazo máximo de 30 dias para proceder à adaptação ou substituição dos equipamentos de medição, na sequência de solicitação dos clientes. Paralelamente, quando ocorram estas situações, os operadores das redes de distribuição deverão submeter à aprovação da ERSE um programa de adaptação ou substituição dos equipamentos de medição.

É igualmente proposto que até à substituição ou adaptação dos equipamentos de medição sejam aplicadas regras transitórias a aprovar pela ERSE que salvaguardem os interesses económicos dos consumidores decorrentes da inadequação dos equipamentos de medição.

As regras anteriormente referidas constam do artigo 127.º da proposta de alteração do RRC.

7.2 DISPOSIÇÕES REGULAMENTARES APLICÁVEIS AO AGENTE COMERCIAL

As alterações regulamentares introduzidas no Capítulo III sobre o operador da rede de transporte, já anteriormente descritas, determinam também a adaptação de algumas disposições aplicáveis ao Agente Comercial (artigos 69.º, 70.º e 71.º). Aproveitou-se igualmente esta oportunidade para eliminar a referência ao processo de contabilização dos ganhos comerciais que já não consta da regulamentação do sector eléctrico.

7.3 INFORMAÇÃO NO ÂMBITO DA MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

No sentido de permitir uma monitorização mais rigorosa do desenvolvimento do mercado retalhista, designadamente no que se refere à composição agregada das carteiras dos diferentes comercializadores e respectivas quotas de mercado, foi introduzida uma alteração à alínea c) do n.º 1 do artigo 165.º do RRC no sentido de prever o envio à ERSE da informação sobre a composição da carteira do comercializador de último recurso. Desta forma será possível aumentar o rigor da informação sobre o peso do mercado liberalizado na globalidade do mercado.

7.4 PREVISÃO DO CONSUMO DO SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Actualmente está previsto que sempre que se verifique uma diferença superior a 5%, em valor absoluto, entre a previsão de consumo do SEN de um determinado dia de negociação no mercado diário do MIBEL efectuada até às 17h da antevéspera do dia de negociação em causa e o consumo verificado nesse dia, o operador da rede de transporte deve divulgar publicamente as razões que possam justificar essa diferença.

Informações transmitidas à ERSE pela REN vão no sentido de haver um acordo com os agentes de mercado de modo a considerar como referência mais adequada a previsão de consumo efectuada até às 7h da véspera do dia de negociação.

Considerando esta informação e o facto da previsão efectuada em momento mais próximo do dia de negociação poder ser mais rigorosa é proposta a alteração desta disposição regulamentar nos termos anteriormente referidos (artigo 30.º).

7.5 CLARIFICAÇÃO DO TEXTO REGULAMENTAR

7.5.1 ACERTOS DE FACTURAÇÃO

O regime vigente em matéria de acertos de facturação de energia eléctrica consta do actual artigo 196.º do RRC. Os n.ºs 3 e 4 do referido preceito estabelecem as regras aplicáveis aos acertos de facturação consoante o valor resultante do mesmo seja, respectivamente, devido ao cliente ou ao comercializador de último recurso. Considerando o conteúdo destes n.ºs 3 e 4 do artigo 196.º, torna-se dispensável o disposto no n.º 2 do mesmo artigo, clarificando o regime previsto, pelo que se propõe a sua eliminação.

7.5.2 COMUNICAÇÃO DE CELEBRAÇÃO DE CONTRATOS BILATERAIS

O artigo 215.º da proposta de alteração do RRC foi actualizado, tendo sido eliminadas as alíneas c) e e) do n.º 2 por se tratar de práticas associadas à comunicação de contratos bilaterais que já não são utilizadas.