ERSE
ENTIDADE REGULADORA
DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

DISCUSSÃO DOS COMENTÁRIOS À PROPOSTA DE REVISÃO DO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS DO SETOR ELÉTRICO

Dezembro 2014

ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

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 FACILITADOR DE MERCADO 5
2.1 Definição de PRE 5
2.2 Figura do facilitador de mercado 7
2.3 Comercializadores como agentes representantes de PRE 17
3 FORNECIMENTO NO ÂMBITO DO MERCADO RETALHISTA 23
3.1 Comercializador e CUR exclusivamente em BT 23
3.2 Contratação com CUR e fornecimento supletivo 26
3.3 Detalhe na informação à ERSE, histórico de consumos e acesso ao RPE pelo comercializador 30
3.4 Mecanismo de apresentação da fatura de fecho 34
4 RELACIONAMENTO COMERCIAL NO ÂMBITO DOS REGIMES DE MINI E MICROPRODUÇÃO 47
5 FIDELIZAÇÃO E INDEXAÇÃO DOS PREÇOS 51
6 ESTIMATIVAS DE CONSUMO E ACERTOS DE FATURAÇÃO 59
6.1 Estimativas de consumo pelos comercializadores 59
6.2 Princípios estabelecidas na Diretiva nº 17/2013 60
7 OUTRAS DISPOSIÇÕES DE RELACIONAMENTO COMERCIAL 69
7.1 Prazo do pré-aviso de interrupção do fornecimento 69
7.2 Comercializadores e regime de prestação da caução 71
7.3 Procedimento fraudulento 75
8 REGIME DE FUNCIONAMENTO DO MERCADO GROSSISTA 81
8.1 Modalidades de contratação nos mercados grossistas 81
8.2 Registo de agentes e de transações de mercado 84
8.3 Informação das condições de mercado 87
9 LIGAÇÃO DE PRODUTORES ÀS REDES 89
10 AUDITORIAS 95
11 TARIFA SOCIAL 97
12 AUTOCONSUMO E PEQUENA PRODUÇÃO 104
12.1 Relacionamentos comerciais e fluxos de informação 105
12.2 Limiar de telecontagem na produção 106
12.3 Pagamento das compensações 107
12.4 Ligações às redes, perfis de consumo e trânsito nas redes 108
12.5 Regime de equilíbrio concorrencial do mercado grossista 109

13 OUTROS TEMAS COMENTADOS.....120
13.1 Harmonização no âmbito do MIBEL.....120
13.2 Âmbito da PRE e Autoconsumo.....121
13.3 Comentários específicos dos CUR exclusivamente em BT.....123
13.4 Transmissão da titularidade da instalação consumidora.....133
13.5 Temas Dispersos.....135

1 INTRODUÇÃO

No dia 26 de junho de 2014, a ERSE lançou um processo de consulta pública de revisão regulamentar abrangendo o Regulamento de Relações Comerciais (RRC), o Regulamento Tarifário (RT), o Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) e o Regulamento de Operação das Redes (ROR) do setor elétrico, nos termos do art. 10.º dos seus Estatutos.

A presente revisão do RRC é motivada essencialmente pela necessidade de consagrar e clarificar a nível regulamentar especificidades decorrentes da publicação do Decreto-Lei n.º 215 A/2012 e do Decreto-Lei n.º 215 B/2012, ambos de 8 de outubro.

Foi igualmente considerada, na proposta de revisão regulamentar, a necessária adequação do quadro regulamentar à publicação do regime sancionatório da ERSE, através da Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, tendo-se procurado consolidar a coerência e a eficácia do quadro regulamentar da ERSE àquele importante desenvolvimento legislativo. Motivação semelhante foi, de resto, seguida quanto à transposição ao quadro regulamentar nacional do que emergiu do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, relativo à integridade e transparência dos mercados grossistas de energia (REMIT), designadamente quanto a aspetos de concretização daquela regulamentação que podem ser incorporados na regulamentação nacional.

Por outro lado, a proposta regulamentar procurou ainda integrar os desenvolvimentos do mercado elétrico, em particular a aproximação ao fim do primeiro período transitório para a extinção de tarifas, os quais justificaram desenvolvimentos regulamentares que os aproximem das condições de contexto do mercado e do superior objetivo de proteção dos consumidores.

No âmbito do processo de consulta pública que decorreu entre 26 de junho e 8 de agosto de 2014, para além do parecer do Conselho Tarifário e do Conselho Consultivo, a ERSE recebeu comentários e sugestões de diversas entidades, designadamente de entidades públicas, empresas do setor e associações de consumidores.

As propostas de alteração regulamentar referentes à alteração do regime legal da tarifa social e à adoção do regime legal do autoconsumo e da pequena produção decorreram, respetivamente, em outubro e novembro, em complemento das propostas de alteração regulamentar emitidas em junho. Estas propostas complementares igualmente submetidas a parecer do Conselho Tarifário e do Conselho Consultivo da ERSE. Os comentários recebidos sobre estas alterações regulamentares complementares foram objeto de integração no processo de revisão dos regulamentos do setor elétrico.

As entidades que remeteram comentários no âmbito da consulta pública foram as seguintes:

- A CELER – Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, C.R.L.
- AdC – Autoridade da Concorrência

- APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes consumidores de Energia Eléctrica
- APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- CEVE – Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este
- Cooperativa de Electrificação A LORD, CRL
- Cooperativa Eléctrica do Loureiro
- Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, CRL
- DECO - Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
- DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia
- EDA – Electricidade dos Açores
- EDP Comercial
- EDP Distribuição
- EDP – Gestão da Produção de Energia
- EDP Serviço Universal
- EEM – Empresa de Electricidade da Madeira
- Endesa Generación Portugal
- Fortia Energia
- Galp Energia
- Gas Natural Fenosa
- Iberdrola Generación Portugal
- REN
- Eng.º Paulo Toste
- Siderurgia Nacional EPL

Neste documento são apresentadas as respostas da ERSE aos comentários relativos às propostas de alteração do RRC, justificando as razões de aceitação ou rejeição das propostas recebidas. Os comentários recebidos, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, estão reproduzidos na íntegra na página da ERSE na Internet.

O presente documento encontra-se organizado de modo idêntico ao que foi seguido no documento justificativo, versando os temas nele abordados que mereceram comentários dos interessados. Estes

comentários estão insertos em cada secção do documento com a menção da sua proveniência, sendo abordados e tratados em separados os seguintes temas:

- Facilitador de mercado
- Fornecimento no âmbito do mercado retalhista
- Relacionamento comercial no âmbito dos regimes de mini e microprodução
- Fidelização e indexação dos preços
- Estimativas de consumo e acertos de faturação
- Outras disposições de relacionamento comercial
- Regime de funcionamento do mercado grossista
- Ligação de produtores às redes
- Auditorias
- Tarifa social
- Autoconsumo e pequena produção
- Outros temas comentados

Alguns temas constantes do documento justificativo do RRC não mereceram comentários na consulta pública, designadamente os que se prendem com as alterações produzida na estrutura e organização interna do regulamento e com a certificação do ORT. Nesse sentido, tais temas estão omissos do presente documento, já que se presume a concordância geral dos interessados com a formulação seguida na revisão proposta.

2 FACILITADOR DE MERCADO

A publicação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, veio introduzir a figura do facilitador de mercado, definindo este agente como o "o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado (…).".

O referido diploma estabelece também que o facilitador de mercado constitui uma atividade que carece de licença e que poderá ser escolhido através de procedimento concursal lançado pelo membro do Governo responsável pela área da energia. Do mesmo modo, a atividade do facilitador de mercado será sujeita a disposições legais específicas e ao enquadramento regulamentar aprovado pela ERSE (Regulamento Tarifário, Regulamento de Relações Comerciais e Regulamento da Qualidade de Serviço).

A proposta de revisão regulamentar apresentada pela ERSE, a respeito da introdução da figura do facilitador de mercado, visou três aspetos distintos mas conexos com esta atividade:

a) A clarificação de definição de produção em regime especial, de modo a que a sua previsão regulamentar fosse concordante com a do disposto no Decreto-Lei n.º 215 A/2012, de 8 de outubro, o que afeta o perímetro de atuação do referido facilitador de mercado;

b) A explicitação regulamentar da figura do facilitador de mercado, designadamente prevendo-o como sujeito do relacionamento comercial; e

c) A clarificação do papel agregador de produção em regime especial com remuneração de mercado que pode ser desempenhado pelos comercializadores.

Os comentários recebidos sobre estas questões são abordados e respondidos nos pontos seguintes com a especificidade respetiva, reproduzindo-se igualmente os comentários remetidos à ERSE.

2.1 DEFINIÇÃO DE PRE

A definição de produção em regime especial foi alterada com a publicação do Decreto-Lei n.º 215 A/2012, passando a integrar, como se referiu no justificativo da alteração regulamentar, a produção de eletricidade a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, sem regime jurídico especial, o que passa a integrar também toda a produção hídrica, anteriormente considerada como produção em regime ordinário.

Neste contexto, importa relembrar que já há, hoje, produção acolhida na definição de produção em regime especial que não é adquirida por um CUR, ainda que tal situação se restrinja, fundamentalmente, à designada grande hídrica. A possibilidade de acolhimento de produção em regime especial num outro âmbito que não o da compra por um CUR suscita a necessidade de se prever a celebração de contratos

de uso das redes por parte dos produtores, bem como a necessidade de se prever as respetivas exceções, situação essa que foi levantada em consulta pública pela REN.

Neste sentido, a ERSE decidiu acolher positivamente o comentário efetuado pela REN, para que seja alargada a isenção de celebração de contrato de uso das redes com produtores, atualmente apenas prevista para produtores em regime especial com remuneração por tarifa garantida cuja energia é obrigatoriamente adquirida pelo CUR, para acolher também as situações de produtores em regime especial que vendam a sua produção a um facilitador de mercado ou a comercializadores que representem produtores em regime especial.

Consequentemente, o RRC passará a prever que não será necessário que cada produtor que opte por se fazer representar exclusivamente por um facilitador de mercado ou comercializador detenha um contato de uso das redes celebrado com o(s) operador(es) de redes.

Ainda no quadro da definição de PRE, tendo em conta a publicação do diploma relativo ao autoconsumo e à pequena produção de eletricidade, a ERSE optou por adaptar a definição consagrada no RRC, de modo a tornar inequívoca a integração daqueles dois conceitos no conceito mais abrangente de produção em regime especial.

Transcreve-se de seguida o comentário que, sobre esta matéria, foi formulado e que tem o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
REN	Relacionamento comercial entre o operador da rede transporte e os produtores "De acordo com os artigos desta Secção o ORT celebrará contratos de uso da rede de transporte com todos os produtores à exceção dos produtores em regime especial com remuneração por tarifa garantida. Redação RRC A REN entende que esta exceção se deveria alargar também aos produtores em regime especial que vendam a sua produção a um facilitador de mercado ou a comercializadores que representem produtores em regime especial. Assim, a celebração dos contratos de uso de redes com o facilitador de mercado ou com comercializadores que representem produtores em regime especial, relativa à produção por si adquirida, simplificaria as interações comerciais evitando a celebração de múltiplos contratos com os diversos produtores, muitos dos quais poderão ter uma dimensão relativamente reduzida."

2.2 FIGURA DO FACILITADOR DE MERCADO

Dos comentários recebidos em consulta pública resultaram dois aspetos centrais no que respeita à previsão regulamentar da figura de facilitador de mercado:

- A eventual condicionalidade imposta pela previsão regulamentar da figura de facilitador ao processo da sua escolha e detalhe legal, bem como o caráter único (monopolista) deste agente; e
- O interesse em prever-se a adoção de um contrato de usos das redes específico para a atividade de facilitador de mercado.

No que diz respeito aos comentários que mencionam a eventualidade do tratamento regulamentar da figura de facilitador de mercado em sede de RRC poder limitar a atuação subsequente do legislador (vide comentário reproduzido da Direção-Geral da Energia e Geologia), importará sublinhar que a proposta da ERSE efetua a previsão do facilitador de mercado enquanto sujeito interveniente nos relacionamentos comerciais, sem que daí decorra qualquer limitação, nomeadamente, ao processo de escolha da entidade que venha a desempenhar esta atividade ou função. De resto, a proposta efetuada pela ERSE reiterou o que a legislação já estabeleceu quanto ao facto desta ser uma atividade desempenhada por um comercializador, não condicionando que a mesma possa ser exercida em regime de monopólio ou de competição entre agentes, que caberá ao legislador decidir e concretizar.

Neste contexto, o interesse de prever a figura de facilitador de mercado no quadro dos sujeitos do relacionamento comercial previstos no RRC é reforçado pela clarificação que também permite quanto ao quadro de atuação dos restantes comercializadores e dos produtores em regime especial sem remuneração garantida. Assim, o RRC prevê agora de forma explícita que os produtores em regime especial sem remuneração garantida podem aceder diretamente ao mercado (constituindo-se como agente de mercado), integrar a carteira de um facilitador de mercado (que, quando operativo, não terá prerrogativa de recusa de agregar tais volumes de produção) ou integrar a operativa de um comercializador, através dos mecanismos de contratação já previstos regulamentarmente (nomeadamente através de contratualização bilateral).

No que respeita ao interesse manifestado pelos agentes, com particular menção ao que é efetuado pelo Conselho Consultivo, relativamente à especificidade do contrato de uso das redes para a atividade de facilitador de mercado, e embora se justifique a proposta da ERSE de considerar o mecanismo contratual já existente enquanto comercializador como uma via de simplificação, acolhe-se positivamente a sugestão de prever um instrumento contratual autónomo, pelo que o RRC a publicar irá prever explicitamente a existência de um contrato de uso das redes para a atividade de comercializador e de um outro para a atividade de facilitador de mercado.

Neste contexto, a ERSE reconhece a transparência acrescida que se obtém desta explicitação dos instrumentos contratuais, o que, inclusivamente, se encontra alinhado com a prerrogativa de explicitar autonomamente, no caso do CUR, a carteira de clientes e as compras da energia de produtores em regime especial com remuneração garantida.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre estas temáticas, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
CONSELHO CONSULTIVO	"O n.º 3 do artigo 85.º da proposta de RRC estabelece que o relacionamento comercial do facilitador de mercado com os operadores de rede é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes. Esta disposição regulamentar admite a possibilidade deste contrato de uso das redes ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais. Atendendo às especificidades desta matéria, considera-se que seria mais adequado prever a existência de um contrato de uso das redes específico para o facilitador de mercado com conteúdo a definir Jogo que estejam completamente definidas as condições de exercício desta atividade."
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (APIGCEE)	"A actual proposta de revisão do Regulamento das Relações Comerciais (RRC) incorpora a figura do "facilitador de mercado" definida no Decreto-Lei 215-A/2012 de 8 de Outubro, nomeadamente no n° 1 do art.° 49° -A, com a seguinte redacção: "Considera -se "facilitador de mercado" o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado, nas condições estabelecidas em legislação complementar." Ainda no n° 2 do mesmo artigo, refere-se que: "O membro do Governo responsável pela área da energia pode promover procedimento concursal de iniciativa pública, nos termos e condições a definir em legislação complementar, com vista a seleccionar uma entidade que actuará como facilitador de mercado, ao abrigo do disposto no número anterior" Depreende-se, assim, que haverá apenas uma entidade que actuará como facilitador de mercado o que, à partida, limitará as possibilidades de selecção por parte dos Produtores em Regime Especial (PRE) que não beneficiem de

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	remuneração garantida da energia eléctrica produzida (i.e. que se encontrem em regime de mercado) e que pretendam usufruir dos serviços deste tipo de entidades.”
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (APIGCEE	“Sugerimos que no art.° 71° - Comercialização de Energia Eléctrica do RRC se refira a figura do "comercializador que actua como facilitador de mercado". O documento justificativo da revisão do RRC refere que as alterações relativas ao "facilitador de mercado" se encontram consagradas nos artigos 3.°, 12.°, 78.°, 79.° e 145.°, mas omite a referência aos artigos 84° e 85° que integram as disposições substantivas relativas às funções do facilitador de mercado a nível de "Aquisição e venda de energia eléctrica" e "Relacionamento comercial do facilitador de mercado", devendo proceder-se à sua correcção.”
AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA	“17. Do ponto de vista da regulação desta função, interessaria acautelar que o exercício da função não pudesse conduzir a uma eventual criação ou reforço de posição dominante. Com efeito, a função de facilitador de mercado pode conduzir ao alargamento da carteira de produção gerida por um operador, i.e. um reforço de quota de mercado, o qual pode, em determinadas circunstâncias, significar um reforço de poder de mercado. 18. A relevância desta preocupação dependerá, essencialmente, do formato do concurso previsto no Decreto-Lei n.° 251-A/2012, de 8 de outubro, e das condições de elegibilidade que nele se estabeleçam; todavia, estando em discussão o enquadramento dessa atividade, deixa-se, desde já, o alerta para esta questão.”
	“19. Interessaria também que a função de facilitador de mercado, enquanto agregador ou intermediário, se pudesse desenvolver para outros domínios de transação da energia elétrica e dos serviços de sistema, neste último caso sendo um domínio em se poderão identificar falhas de mercado importantes. Por exemplo, seria interessante equacionar a possibilidade de adaptar o quadro regulatório de molde a dar enquadramento a agentes agregadores para serviços de sistema, nomeadamente banda de regulação ou regulação terciária, do lado da procura, tal como se encontra definido para as medidas de resposta e de gestão da procura na Diretiva Europeia da Eficiência Energética.”
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE	“É nosso entendimento que o acesso do facilitador de mercado às redes deve ser feito através da celebração de um contrato semelhante ao dos comercializadores.”

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA (DGEG)	"As disposições do RRC relativa à figura do facilitador de mercado parecem prematuras sem estar definido, legalmente, o estatuto do facilitador, podendo estas condicionar futuras iniciativas legislativas."
EDP DISTRIBUIÇÃO	"A proposta de revisão regulamentar inclui na lista de sujeitos intervenientes no SEN a figura do facilitador de mercado já consagrada na legislação. O facilitador de mercado estará sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado. O artigo 85.° da proposta de RRC estabelece as regras de relacionamento comercial do facilitador de mercado. No que se refere ao relacionamento com os operadores de redes, o n.° 3 estabelece que o relacionamento comercial é estabelecido através da celebração de contratos de uso das redes, podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais. Atendendo às especificidades deste contrato, considera-se que seria mais adequado prever a existência de um contrato de uso das redes autónomo (do contrato para a comercialização a clientes finais) para enquadrar o relacionamento comercial entre o facilitador de mercado e os operadores de redes a cujas redes estão ligados produtores a quem adquire energia. Pela mesma razão, considera-se adequado que o âmbito e conteúdo deste contrato de uso das redes seja densificado no RARI. No que se refere à faturação da energia da PRE entrada na RNT e na RND ("componente G"), considera-se ser necessário enquadrar o relacionamento entre o facilitador de mercado e o operador de rede de transporte, à semelhança do que acontece para o CUR."
FORTIA ENERGIA	"Na proposta da ERSE não fica claro se o Facilitador de Mercado será uma entidade única recém-criada com uma missão específica ou será uma licença outorgada pelo governo e disponível para empresas comercializadoras já ativas no mercado. • Em princípio, a definição da figura do Facilitador de Mercado inserta no Artigo 2º do Decreto-Lei n.º 172/2006 pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, é compatível com as duas visões: " ´Facilitador de mercado` o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da energia produzida pelos produtores em regime especial com

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	remuneração de mercado"; • Contudo no Artigo 3º do mesmo Decreto-lei inclui-se o Facilitador de Mercado entre as atividades sujeitas à regulação da ERSE, todas elas prestadas pelos concessionários e operadores únicos, o que poderia se interpretar como a vontade do legislador de criar um operador novo para realizar a atividade de comercialização da energia da PRE em mercado: "… as atividades de exploração das concessões de transporte e de distribuição de eletricidade, do comercializador de último recurso, do facilitador de mercado, de gestão de mercados organizados e do operador logístico de mudança de comercializador são objeto de regulação pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE),…" • Embora seja verdade que no Artigo 45º do citado Decreto-lei se pressupõe uma regulação especial para o Facilitador de Mercado, porém ele não implica a criação duma figura singular: "1 — A comercialização de eletricidade efetua-se nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, no presente decreto-lei e demais legislação e regulamentação aplicáveis. 2 — A atividade de comercialização de eletricidade é exercida em regime de livre concorrência, estando sujeita a registo, nos termos da secção II do presente capítulo. 3 — A atividade de comercialização de último recurso é regulada, estando sujeita a licença, nos termos previstos na secção III do presente capítulo. 4 — A atividade do facilitador de mercado é regulada, estando sujeita a licença, nos termos previstos na secção IV do presente capítulo."
FORTIA ENERGIA	"Mas, o aditamento introduzido ao Decreto-Lei n.º 172/2006, como Artigo 33.º -G pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, refere-se ao Facilitador de Mercado como uma entidade singular ao mesmo tempo que admite que outros comercializadores possam vender a produção do PRE sujeita ao regime geral: "Regimes remuneratórios 1 — A atividade de produção de eletricidade em regime especial pode ser exercida ao abrigo de um dos seguintes regimes remuneratórios: a) O regime geral, em que os produtores de eletricidade vendem a eletricidade

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	produzida, nos termos aplicáveis à produção em regime ordinário, em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de eletricidade, incluindo com o facilitador de mercado ou um qualquer comercializador que agregue a produção; b) O regime de remuneração garantida, em que a eletricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso, contra o pagamento da remuneração atribuída ao centro eletroprodutor nos termos dos n.os 4 e 5." • E finalmente os aditamentos ao Decreto-Lei n.º 172/2006 55A, B, C e D introduzidos pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, anunciam, entre outras matérias, um procedimento concorrencial de designação, que não deixa dúvida que o Facilitador do Mercado é um único agente ao serviço do PRE do regime geral. "Artigo 55.º -A Facilitador de mercado 1 — A atividade do facilitador de mercado é exercida nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de fevereiro, e no presente decreto -lei. 2 — O facilitador de mercado fica obrigado a adquirir a energia produzida pelos centros eletroprodutores em regime especial abrangidos pelo regime remuneratório geral, designadamente o previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo 33.º -G, que pretendam vender -lhe a referida energia, ficando ainda obrigado à colocação da mesma em mercado. 3 — A atividade do facilitador de mercado deve obedecer às condições estabelecidas no presente decreto-lei e em legislação complementar, no Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço. Artigo 55.º -B Atribuição de licença de facilitador de mercado 1 — A atribuição da licença de facilitador de mercado fica dependente da sua prévia sujeição a procedimento concorrencial, cujas peças são aprovadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. 2 — A entidade à qual seja atribuída a licença de facilitador de mercado fica obrigada ao cumprimento das condições e dos deveres estabelecidos no presente decreto-lei e na demais legislação aplicável. Artigo 55.º -C Direitos e deveres do facilitador de mercado 1 — Constitui direito do titular de licença de facilitador de mercado o exercício da

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis. 2 — Pelo exercício da atividade de facilitador de mercado é devida uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente. 3 — São, nomeadamente, deveres dos facilitadores de mercado: a) Adquirir energia nas condições estabelecidas na lei; b) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis; c) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade. 4 — O facilitador de mercado está sujeito à regulação da ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço, do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e da demais regulamentação aplicável. Artigo 55.º -D Extinção e transmissão de licença de facilitador de mercado À extinção e transmissão da licença de facilitador de mercado aplicam -se as regras definidas nas peças do procedimento concorrencial previsto no n.º 1 do artigo 55.º -B e, subsidiariamente, com as devidas adaptações, as disposições referidas no artigo 49.º" Contudo, o RRCC refere-se ao Facilitador de Mercado como uma atividade singular mas que poderia ser realizada por qualquer comercializador (ver Artigo 2º de RRCC). A opinião de FORTIA ENERGIA é a seguinte: Qualquer das 2 soluções, quer um ente único para gerir toda a produção do PRE sujeito ao Regime geral (Solução 1), quer uma atividade que possa ser realizada por qualquer comercializador do mercado libre (Solução 2), pode ser adequada ao mercado português."
GALP ENERGIA	"Nada havendo de princípio a obstar à criação desta figura, cuja existência foi aliás estabelecida legislativamente, considera-se que a proposta é pouco explícita, nomeadamente em termos de que se considera de remuneração pelos serviços prestados.

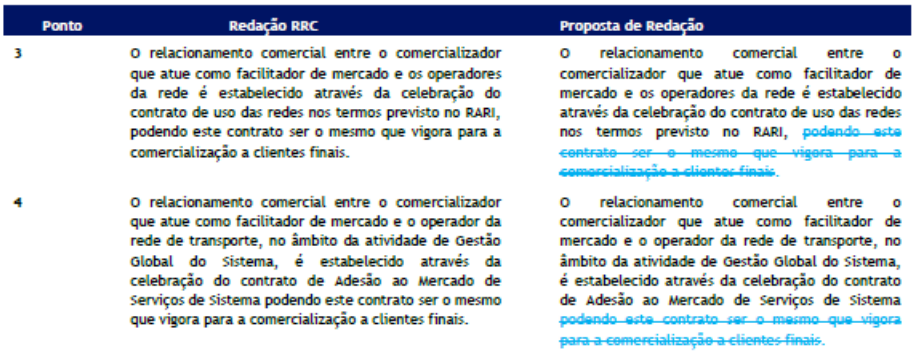
<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td></td><td>Sendo certo que a progressiva diminuição de mercado do CUR recomenda o desenvolvimento de soluções alternativas para a aquisição de electricidade em regime PRE, não resulta claro se as condições de venda de energia a este agente seguirão necessariamente as estabelecidas actualmente para o CUR, ou quais serão as balizas - se existentes - nas contratações em mercados organizados ou bilaterais. Recomenda-se assim uma maior explicitação do regime e condições previstas para esta actividade.”</td></tr>
<tr><td>GÁS NATURAL FENOSA</td><td>“”2 - Para efeitos do número anterior, as condições gerais dos contratos celebrados pelo comercializador que actue como facilitador de mercado e os produtores que represente ou aos quais adquira energia elétrica devem ser remetidas à ERSE para sua análise e validação prévia.”

Caso a ERSE estabeleça algumas condições específicas de contratação deveria estabelecer de igual modo, o contrato tipo a ser assinado pelas partes, habilitando um registo para a comprovação da assinatura do mesmo, mas não para a sua análise, visto que este procedimento originaria mais atrasos e negociações mais alargadas.”</td></tr>
<tr><td rowspan="2">REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“O n.º1 do artigo 12° vem dar uma definição de facilitador de mercado que é, em termos de forma distinta, da incluída no Artigo 3° - Siglas e Definições. Propunha-se a eliminação do n.° 1 deste artigo ou inclusão de definição idêntica ao artigo 3° para assegurar a coerência do texto.

O n.º2 deste artigo refere-se à figura de comercializador agregador que não é desenvolvida em mais nenhum local deste Regulamento. Propunha-se alteração para fazer referência ao facilitador de mercado.”

<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>1</td><td>O facilitador de mercado é o comercializador que estiver sujeito à obrigação de aquisição da eletricidade produzida pelos produtores em regime especial com remuneração de mercado, sendo essa atividade desempenhada mediante licença específica para o efeito.</td><td>O Facilitador de mercado é a entidade detentora de licença de comercialização de eletricidade que, nos termos da legislação, está obrigada a adquirir energia elétrica ao produtores em regime especial sem remuneração garantida que pretendam assegurar por esta via a colocação da energia elétrica.</td></tr>
<tr><td>2</td><td>A licença prevista no número anterior é atribuída, nos termos da legislação em vigor, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a sua atividade enquanto comercializador agregador desenvolvida nos termos do Capítulo V do presente regulamento.</td><td>A licença prevista no número anterior é atribuída, nos termos da legislação em vigor, pelo membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a sua atividade enquanto facilitador de mercado ~~comercializador agregador~~ desenvolvida nos termos do Capítulo V do presente regulamento.</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>“Sugere-se a inserção de uma nova Secção VII que trate do relacionamento comercial entre o operador da rede transporte e o facilitador de mercado/comercializador que represente PRE nos mesmos termos da atual secção</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td></td><td>VI.”
<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>Secção VII</td><td>(Secção inexistente na atual proposta)</td><td>Artigo 53.º
Faturação do operador da rede de transporte ao facilitador de mercado ou comercializador que represente PRE pela entrada nas redes de produção em regime especial
1 - O operador da rede de transporte fatura ao facilitador de mercado ou ao comercializador a entrada na RNT e na RND da produção em regime especial sem remuneração garantida, nos termos definidos no número seguinte.
2 - A faturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime especial sem remuneração garantida é obtida por aplicação dos preços de energia às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas a) e b) do Artigo 233.º.
Artigo 54.º
Regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista
As regras aplicáveis ao relacionamento comercial com o operador da rede de transporte, relativo à aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em Portugal, são aprovadas pela ERSE mediante publicação de Diretiva.
Artigo 55.º
Modo e prazo de pagamento
1 - O modo e os meios de pagamento das faturas do operador da rede de transporte são objeto de acordo entre as partes.
2 - O prazo de pagamento das faturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da fatura.
Artigo 56.º
Mora
1 - O não pagamento das faturas dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a parte faltosa em mora.
2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente fatura.</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“Concorda-se que, caso a entidade que se constitui como facilitador de mercado já possua o estatuto de agente de mercado não deverá ser obrigatório celebrar novos contratos de uso das redes ou de adesão ao mercado de serviços de sistema. Contudo, propõe-se nos números 3 e 4 do artigo 85.° remover a frase "podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais" pois poderão existir aspetos procedimentais que devam ser acautelados para operacionalizar esta figura”</td></tr>
</table>

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	
SIDERURGIA NACIONAL	"O papel de facilitador de mercado poderá ser muito importante à medida que houver mais produção em regime ordinário, que seja detida por produtores de dimensão reduzida que entendam não terem dimensão ou condições para serem o próprio comercializador da energia produzida. A entrada dessa energia em maiores quantidades deve constituir uma forma de aumentar a liquidez e competitividade nos mercados de energia. Acontece contudo que existe o problema de que os grandes produtores não vão previsivelmente entregar a sua energia a terceiros para comercializar, pelo que existe o risco de pelo contrário, a implementação da figura do facilitador levar à concentração da representação da energia produzida nos grupos económicos dos produtores de maior dimensão. Nas condições referidas a regulamentação deve salvaguardar os seguintes aspetos, que propomos: • O facilitador não pode pertencer a grupos económicos dos incumbentes por razões de concentração de mercado. • Não deve implicar um novo custo a ser suportado nas tarifas, assumindo-se como um representante dos produtores na comercialização da sua energia. Nesse sentido a sua remuneração deverá proceder desse relacionamento comercial. Deste modo o artigo 55º-C, do RRC proposto, deve ser alterado no sentido indicado, sugerindo-se o seguinte Texto: 2 - Pelo exercício da atividade de facilitador de mercado é devida uma remuneração, a ser paga pelos produtores por si representados, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente."

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
3	O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e os operadores da rede é estabelecido através da celebração do contrato de uso das redes nos termos previsto no RARI, podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais.	O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e os operadores da rede é estabelecido através da celebração do contrato de uso das redes nos termos previsto no RARI, ~~podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais~~.
4	O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e o operador da rede de transporte, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, é estabelecido através da celebração do contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais.	O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e o operador da rede de transporte, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, é estabelecido através da celebração do contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema ~~podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais~~.

2.3 COMERCIALIZADORES COMO AGENTES REPRESENTANTES DE PRE

A possibilidade de ser desempenhada função semelhante por outros comercializadores, designadamente no que respeita a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial que não beneficiem já de uma remuneração garantida, foi outra situação comentada em consulta pública, nomeadamente quanto à necessidade da sua clarificação em sede de RRC.

Neste âmbito e no que respeita à possibilidade de que a produção em regime especial sem remuneração garantida possa ser adquirida por um comercializador, a ERSE confirma que essa é a circunstância prevista no RRC proposto a consulta pública, o que até não era objetivamente impedido na versão prévia à proposta de alteração.

De resto, no próprio documento justificativo da alteração regulamentar já se tinha identificado a necessidade dessa clarificação. Com efeito, decorrente da definição de produção em regime especial, a qual foi alterada no seu perímetro com a publicação do Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, passando a integrar a produção de eletricidade a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, sem regime jurídico especial, identifica-se já hoje produção em regime especial sem remuneração garantida que é vertida em mercado através de um mecanismo de agregação. O regime jurídico expresso naquele diploma estabelece que os produtores em regime especial podem, nas situações em que não beneficiem de remuneração garantida, vender a energia produzida a um qualquer comercializador, "incluindo um facilitador de mercado", o que determina que o caráter obrigatório de aquisição por parte do facilitador de mercado fica condicionado a que o produtor assim o deseje, podendo este optar por solução alternativa para a venda de energia elétrica por si produzida.

Esta possibilidade deverá implicar, como atrás referido, que os produtores acolhidos no regime de representação em exclusivo por um facilitador de mercado ou por um comercializador sejam dispensados da necessidade de celebrar contratos de uso das redes, bastando-lhes o que vier a ser celebrado por aqueles agentes para aquela atividade em particular.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre este assunto, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE	"De relevar, ainda, que não é obrigatório o PRE (sem remuneração garantida) vender energia eléctrica a um facilitador de mercado, podendo: (i) vender energia a um comercializador (que não actue como facilitador de mercado), (ii) recorrer a contratação bilateral ou (iii) participar em mercados organizados, o que subscrevemos. Em contrapartida o facilitador de mercado é um comercializador que se encontra

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ENERGIA ELÉTRICA (APIGCEE)	obrigado a "a adquirir energia eléctrica aos produtores em regime especial sem remuneração garantida que pretendam assegurar por esta via a colocação da energia eléctrica".”
FORTIA ENERGIA	“Mas, o aditamento introduzido ao Decreto-Lei n.º 172/2006, como Artigo 33.º -G pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, refere-se ao Facilitador de Mercado como uma entidade singular ao mesmo tempo que admite que outros comercializadores possam vender a produção do PRE sujeita ao regime geral: “Regimes remuneratórios 1 — A atividade de produção de eletricidade em regime especial pode ser exercida ao abrigo de um dos seguintes regimes remuneratórios: a) O regime geral, em que os produtores de eletricidade vendem a eletricidade produzida, nos termos aplicáveis à produção em regime ordinário, em mercados organizados ou através da celebração de contratos bilaterais com clientes finais ou com comercializadores de eletricidade, incluindo com o facilitador de mercado ou um qualquer comercializador que agregue a produção; b) O regime de remuneração garantida, em que a eletricidade produzida é entregue ao comercializador de último recurso, contra o pagamento da remuneração atribuída ao centro eletroprodutor nos termos dos n.os 4 e 5.” • E finalmente os aditamentos ao Decreto-Lei n.º 172/2006 55A, B, C e D introduzidos pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, anunciam, entre outras matérias, um procedimento concorrencial de designação, que não deixa dúvida que o Facilitador do Mercado é um único agente ao serviço do PRE do regime geral. “Artigo 55.º -A Facilitador de mercado 1 — A atividade do facilitador de mercado é exercida nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de fevereiro, e no presente decreto -lei. 2 — O facilitador de mercado fica obrigado a adquirir a energia produzida pelos centros eletroprodutores em regime especial abrangidos pelo regime remuneratório geral, designadamente o previsto na alínea a) do n.º 1 do artigo 33.º -G, que pretendam vender -lhe a referida energia, ficando ainda obrigado à colocação da mesma em mercado. 3 — A atividade do facilitador de mercado deve obedecer às condições estabelecidas no presente decreto-lei e em legislação complementar, no

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Regulamento Tarifário, no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço. Artigo 55.º -B Atribuição de licença de facilitador de mercado 1 — A atribuição da licença de facilitador de mercado fica dependente da sua prévia sujeição a procedimento concorrencial, cujas peças são aprovadas por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. 2 — A entidade à qual seja atribuída a licença de facilitador de mercado fica obrigada ao cumprimento das condições e dos deveres estabelecidos no presente decreto-lei e na demais legislação aplicável. Artigo 55.º -C Direitos e deveres do facilitador de mercado 1 — Constitui direito do titular de licença de facilitador de mercado o exercício da atividade licenciada, nos termos da legislação e da regulamentação aplicáveis. 2 — Pelo exercício da atividade de facilitador de mercado é devida uma remuneração, nos termos do Regulamento Tarifário, que assegure o equilíbrio económico e financeiro da atividade licenciada, em condições de uma gestão eficiente. 3 — São, nomeadamente, deveres dos facilitadores de mercado: a) Adquirir energia nas condições estabelecidas na lei; b) Enviar às entidades competentes a informação prevista na legislação e na regulamentação aplicáveis; c) Cumprir todas as disposições legais e regulamentares aplicáveis ao exercício da atividade. 4 — O facilitador de mercado está sujeito à regulação da ERSE, nos termos do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento da Qualidade de Serviço, do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações e da demais regulamentação aplicável. Artigo 55.º -D Extinção e transmissão de licença de facilitador de mercado À extinção e transmissão da licença de facilitador de mercado aplicam -se as regras definidas nas peças do procedimento concorrencial previsto no n.º 1 do artigo 55.º -B e, subsidiariamente, com as devidas adaptações, as disposições referidas no artigo 49.º"

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td></td><td>Contudo, o RRCC refere-se ao Facilitador de Mercado como uma atividade singular mas que poderia ser realizada por qualquer comercializador (ver Artigo 2º de RRCC).

A opinião de FORTIA ENERGIA é a seguinte:

Qualquer das 2 soluções, quer um ente único para gerir toda a produção do PRE sujeito ao Regime geral (Solução 1), quer uma atividade que possa ser realizada por qualquer comercializador do mercado libre (Solução 2), pode ser adequada ao mercado português.”</td></tr>
<tr><td>REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“Sugere-se a inserção de uma nova Secção VII que trate do relacionamento comercial entre o operador da rede transporte e o facilitador de mercado/comercializador que represente PRE nos mesmos termos da atual secção VI.”

<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>Secção VII</td><td>(Secção inexistente na atual proposta)</td><td>Artigo 53.º
Faturação do operador da rede de transporte ao facilitador de mercado ou comercializador que represente PRE pela entrada nas redes de produção em regime especial

1 - O operador da rede de transporte fatura ao facilitador de mercado ou ao comercializador a entrada na RNT e na RND da produção em regime especial sem remuneração garantida, nos termos definidos no número seguinte.
2 - A faturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime especial sem remuneração garantida é obtida por aplicação dos preços de energia às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas a) e b) do Artigo 233.º.
Artigo 54.º
Regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista
As regras aplicáveis ao relacionamento comercial com o operador da rede de transporte, relativo à aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em Portugal, são aprovadas pela ERSE mediante publicação de Diretiva.
Artigo 55.º
Modo e prazo de pagamento
1 - O modo e os meios de pagamento das faturas do operador da rede de transporte são objeto de acordo entre as partes.
2 - O prazo de pagamento das faturas referidas no número anterior é de 20 dias a contar da data de apresentação da fatura.
Artigo 56.º
Mora
1 - O não pagamento das faturas dentro do prazo estipulado para o efeito constitui a parte faltosa em mora.
2 - Os atrasos de pagamento ficam sujeitos à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, calculados a partir do primeiro dia seguinte ao do vencimento da correspondente fatura.</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td>REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“Concorda-se que, caso a entidade que se constitui como facilitador de mercado já possua o estatuto de agente de mercado não deverá ser obrigatório celebrar novos contratos de uso das redes ou de adesão ao mercado de serviços de sistema. Contudo, propõe-se nos números 3 e 4 do artigo 85.° remover a frase "podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais" pois poderão existir aspetos procedimentais que devam ser acautelados para operacionalizar esta figura”

<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>3</td><td>O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e os operadores da rede é estabelecido através da celebração do contrato de uso das redes nos termos previsto no RARI, podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais.</td><td>O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e os operadores da rede é estabelecido através da celebração do contrato de uso das redes nos termos previsto no RARI, ~~podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais~~.</td></tr>
<tr><td>4</td><td>O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e o operador da rede de transporte, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, é estabelecido através da celebração do contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais.</td><td>O relacionamento comercial entre o comercializador que atue como facilitador de mercado e o operador da rede de transporte, no âmbito da atividade de Gestão Global do Sistema, é estabelecido através da celebração do contrato de Adesão ao Mercado de Serviços de Sistema ~~podendo este contrato ser o mesmo que vigora para a comercialização a clientes finais~~.</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

3 FORNECIMENTO NO ÂMBITO DO MERCADO RETALHISTA

A proposta de revisão regulamentar colocada a consulta pública integrou um conjunto de aperfeiçoamentos, com os quais se procurou melhorar o funcionamento do mercado retalhista de eletricidade. Tais aperfeiçoamentos passaram por alterações nas seguintes áreas:

a) Circunstanciar a atuação dos comercializadores cujo mecanismo de registo tenha coincidido com o registo obtido por um CUR exclusivamente em BT;

b) Tipificação das situações de fornecimento por um CUR, designadamente as que legalmente decorrem como exceção ao princípio da não celebração de novos contratos por este agente;

c) Sistematização da informação de mudança de comercializador para melhor informação dos agentes e do mercado; existência de histórico de consumo de 24 meses e acesso pelos comercializadores ao registo do ponto de entrega de seus clientes; e

d) Instituição de um mecanismo de apresentação da fatura de fecho de contrato, no âmbito da mudança de comercializador.

Os comentários recebidos sobre estas questões são abordados e respondidos nos pontos seguintes com a especificidade respetiva, reproduzindo-se igualmente os comentários remetidos à ERSE.

3.1 COMERCIALIZADOR E CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT

Conforme foi expresso no documento justificativo da alteração regulamentar, o exercício da atividade de comercialização em regime de mercado está sujeito a registo prévio, nos termos previstos na lei, nomeadamente no Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, com a última redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

Enquanto comercializadores, são titulares de direitos e deveres, no âmbito do relacionamento comercial com os demais sujeitos intervenientes no SEN, desde logo com os consumidores. De igual modo, os comercializadores têm deveres perante as autoridades administrativas competentes, designadamente através do envio de informação sobre o exercício da sua atividade.

No quadro atual do mercado de eletricidade, a alteração regulamentar proposta pela ERSE teve a preocupação de estender aos comercializadores cujo registo tenha sido obtido por uma entidade que é simultaneamente um CUR exclusivamente em BT, o conjunto de direitos e obrigações existentes para os restantes comercializadores em regime de mercado. Tal implicará, designadamente, que as mudanças de comercializador promovidas por aqueles agentes sejam também elas comunicadas no âmbito da plataforma de mudança de comercializador, havendo informação abrangente a este respeito para todo o território continental.

Neste contexto, a ERSE recebeu de duas entidades com as características atrás enunciadas, comentários que expressaram, por um lado quanto à coincidência da pessoa jurídica detentora do registo e, por outro lado, quanto à previsão de uma figura regulamentar correspondente a comercializador de âmbito local.

A este respeito a ERSE pretende esclarecer que o alcance pretendido com esta alteração regulamentar foi justamente o da clarificação que o conjunto de obrigações e deveres é o mesmo para os agentes que atuam sob registo de comercializador em regime de mercado, com independência da forma e da pessoa jurídica que o obteve.

Por outro lado, esclarece-se também que não integra a competência regulamentar da ERSE prever um novo sujeito do relacionamento comercial como o sugerido comercializador de âmbito local. Tal previsão regulamentar acontecerá na medida em que o legislador possa prever essa figura e sempre no respeito do âmbito de atuação que venha eventualmente a ser estabelecido na respetiva legislação. Não pode, pois, a este respeito acolher-se o comentário efetuado pela Cooperativa Elétrica de Vale D'Este.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre estas temáticas, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	"Contrariamente à redação proposta pela ERSE o registo de comercializador não foi obtido, no caso desta cooperativa, pelo CUR A CELER, CRL, mas pela empresa A CELER-Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL. Assim, a proposta que fazemos de alteração apresentada pela ERSE, para o n° 4 do Art.° 10.°, tem por base o teor da Licença de comercializador de mercado concedida a esta cooperativa pela D.G.E.G.-Direção Geral de Energia e Geologia que, expressamente concede à empresa A CELER-Cooperativa de Electrificação de Rebordosa, CRL, com o NIPC 501 120 009, com sede na Av. Dr. António Rangel, 93 - 4585-353 REBORDOSA, Licença de Comercialização de Eletricidade para as seguintes atividades: - Compra e venda de eletricidade para comercialização a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados. Direitos e obrigações do titular da Licença: 1 - Constitui direito do titular da licença de comercialização de eletricidade o exercício da atividade licenciada, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	2 - O titular da licença tem as obrigações estabelecidas na legislação e na regulamentação aplicáveis, nomeadamente, o disposto no Decreto-Lei n° 29/2006, de 15 de Fevereiro e Decreto-Lei n° 172/2006, de 23 de Agosto. Face ao enunciado consideramos mais correto o teor da nossa proposta de redação para o n° 4 do Artigo 10° do RRC. C - Proposta/sugestão de A CELER para a redação final do articulado: Artigo 10.° Comercializadores 1 - Os comercializadores são entidades cuja atividade consiste na compra a grosso e na venda a grosso e a retalho de energia elétrica, em nome próprio ou em representação de terceiros. 2 - O exercício da atividade de comercialização pelos comercializadores está sujeito a registo prévio, nos termos estabelecidos na lei. 3 - Ao abrigo dos acordos internacionais em que o Estado Português é parte signatária, o reconhecimento da qualidade de comercializador por uma das partes significa o reconhecimento automático pela outra parte, sendo objeto de registo. 4 - Os direitos e obrigações referentes aos comercializadores previstos no presente regulamento aplicam-se inclusivamente aos comercializadores cuja licença e registo foram concedidos à entidade que, em simultâneo, exerce as atividades de operador de rede exclusivamente em BT e de comercializador de último recurso exclusivamente em BT.”
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE	“A proposta de revisão regulamentar inclui uma referência expressa, que o exercício da atividade de comercialização em regime de mercado, pelos comercializadores cujo registo tenha sido obtido por um CUR exclusivamente em BT, deve de uma forma clara e precisa estar sujeita das mesmas e a todos os direitos e deveres estabelecidos para os restantes comercializadores. No entanto é nosso entendimento, que a ERSE deve aproveitar esta revisão regulamentar para criar a figura de comercializador de âmbito local, figura já utilizada noutros países, nomeadamente em Espanha, e avaliar juntamente com estas entidades a forma especifica de como pretendem e se sentem mais confortáveis na aquisição de energia para a sua carteira de clientes, clientes que não são clientes como os demais abrangidos pela rede de distribuição da EDP. São clientes que se uniram para criar estas empresas e que querem continuar a serem servidos por elas, pois sentem proximidade e o benefício que estas trazem à comunidade.”

3.2 CONTRATAÇÃO COM CUR E FORNECIMENTO SUPLETIVO

O Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, que alterou e republicou o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, veio identificar as circunstâncias que podem determinar a celebração de contrato de fornecimento com o CUR, nos termos definidos em legislação complementar (artigo 53.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na sua última redação dada pelo Decreto-lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro), identificando expressamente:

a) A ausência de ofertas pelos comercializadores em regime de mercado na zona geográfica pretendida.

b) A existência superveniente de impedimentos ao exercício da sua atividade por parte do comercializador em regime de mercado com quem foi celebrado contrato de fornecimento de eletricidade.

Em sede de justificação da proposta apresentada a consulta pública, a ERSE considerou que a alteração do RRC deveria, aclarar as situações em que há possibilidade de contratação com um CUR, bem como a forma de articular estas possibilidades no quadro da gestão da mudança de comercializador. Do mesmo modo, a alteração regulamentar visou, no caso particular do fornecimento supletivo de energia elétrica por parte dos CUR (situações de falta de oferta de energia ou de descontinuidade da atividade do comercializador) estabelecer a forma como é operacionalizado e gerido tal fornecimento pelo CUR e o respetivo tratamento no quadro da gestão do processo de mudança de comercializador.

A operacionalização, em detalhe, do fornecimento supletivo por parte do CUR, nomeadamente quanto a verificação de não oferta local, períodos admissíveis de fornecimento e articulação com a mudança de comercializador, foi remetida para procedimentos de regulamentação específica, sujeitos a aprovação pela ERSE, ouvidos os interessados.

No quadro dos comentários recebidos na consulta pública, foram, sobre este tema, mencionados os seguintes aspetos gerais:

- A manutenção da abrangência de contratação dos CUR foi referenciada, designadamente pelo Conselho Consultivo, prevendo-se que mesma pudesse vigorar até ao fim dos períodos transitórios previstos na legislação;
- A necessidade, mencionada em concreto pelo Conselho Consultivo e pela Autoridade da Concorrência, de que se expresse qual a circunstância aplicável aos consumidores que, uma vez findo o respetivo período transitório, permaneçam alojados na carteira de fornecimentos de um CUR;
- A necessidade de regulamentarmente prever as instalações eventuais como uma exceção ao princípio de não contratação com um CUR; e

- A necessidade de se prever e acomodar as migrações massivas de clientes entre carteira de um comercializador e carteira do CUR nas situações de fornecimento supletivo por impedimento do próprio comercializador, bem como a transferência de dados operacionais dos próprios contratos (alguns deles com a natureza de dados pessoais).

A respeito do comentário formulado sobre a abrangência da possibilidade de fornecimento por parte de um CUR, a ERSE recorda que a celebração de novos contratos por estes agentes se encontra legalmente restringida às situações identificadas. Todavia, tal circunstância não impede, no entender da ERSE, que se mantenham válidos os contratos celebrados com um CUR até ao fim dos respetivos períodos transitórios.

Neste sentido, esclarece-se que a alteração regulamentar proposta pretendeu identificar as situações em que objetivamente os CUR podem celebrar novos contratos com clientes, as quais são, no entender da ERSE, inequivocamente identificadas na legislação como aquelas que habilitam ao fornecimento supletivo agora previsto do RRC.

Já no que respeita às decorrências do fim dos períodos transitórios, no seguimento do comentário efetuado pelo Conselho Consultivo e pela Autoridade da Concorrência, a ERSE esclarece que cabe ao legislador definir ou alterar o regime que os instituiu, bem como a sua eventual prorrogação. Embora a ERSE reconheça o interesse de nivelar as expetativas dos diferentes agentes relativamente a uma questão tão central do funcionamento do mercado retalhistas, entende-se que tal não poderia ser produzido em sede regulamentar por antecipação ao próprio quadro legal habilitante.

Todavia, olhando à prática seguida no passado, a ERSE também não tem a expetativa de que o tratamento desta situação possa vir a comportar a adoção de medidas de diruptivas do funcionamento do próprio sistema, como seriam a interrupção do fornecimento aos consumidores acolhidos no limiar do fim do período transitório. De resto, esta situação não acautelaria a proteção dos interesses dos consumidores quanto à desejável regularidade do fornecimento.

Nas ações de formação em que a ERSE tem participado, num esforço conjugado de informação ao mercado e aos consumidores, a ERSE tem sublinhado que o interesse e o propósito dos períodos transitórios é o de possibilitar uma escolha informada e ponderada por parte dos consumidores.

Já no que diz respeito à possibilidade de ser prevista, como exceção, a possibilidade de nova contratação pelos CUR com as instalações eventuais, ainda que se reconheça a pertinência da identificação desta circunstância, tal previsão não parece ter acolhimento na legislação habilitante.

Com efeito, a ERSE teve já ocasião de regulamentar esta situação em concreto por via da ausência reiterada de fornecimento àquele tipo de instalações no âmbito do mercado. Tal situação configura uma das situações identificadas para fornecimento supletivo pelos CUR, devendo o respetivo regime e

procedimentos operativos de detalhe serem acolhidos na regulamentação específica agora prevista no RRC.

Quanto à questão que enuncia a necessidade de se prever a migração significativa de informação no âmbito do fornecimento supletivo e, nomeadamente, no seu impacte nos sistemas de informação internos das empresas, a ERSE recorda que a proposta colocada a discussão pública previu a remissão para regulamentação específica dos procedimentos maios operativos, incluindo aqueles que terão uma natureza eminentemente técnica. Assim, quer esta situação, quer a circunstanciação da informação a fazer migrar será objeto de tratamento nesse âmbito, recebida a proposta dos CUR e discutida com os interessados previamente à aprovação pela ERSE.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre estas temáticas, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
CONSELHO CONSULTIVO	"As obrigações de fornecimento do CUR devem manter-se mais abrangentes do que o proposto enquanto forem aplicáveis as tarifas transitórias legalmente previstas. Por esta razão, a proposta de alteração de redação do n.º 1 do artigo 11.º "Comercializadores de último recurso" deve ser alterada no sentido de atender a esta situação. Tendo em atenção a continuada inexistência de ofertas comerciais por parte de comercializadores em regime de mercado a clientes eventuais, hoje alimentados pelos CUR com base na Diretiva n.º 3/2013 da ERSE recomenda-se a inclusão das instalações eventuais nas exceções ao princípio da não contratação com os CU R. A legislação e a regulamentação da ERSE não definem procedimentos a observar nas situações em que os clientes estejam a ser abastecidos pelo CUR na data de extinção das tarifas transitórias. Considera-se que seria importante definir com a máxima antecedência os procedimentos a adotar nesta situação, por forma a acautelar situações de apreensão geral dos consumidores finais em relação a eventuais interrupções de fornecimento. O Conselho Consultivo recomenda à ERSE que promova a aprovação de regras e procedimentos a aplicar nestas situações."
AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA	"26. O regulamento de relações comerciais não define os procedimentos a observar para os clientes que permaneçam nos Comercializadores de Último Recurso (CUR) à data de extinção das tarifas transitórias, que foi fixada, no que respeita à AT, MT e BTE, em 31 de Dezembro de 2014 e, no caso da BTN, em 31 de Dezembro de 2015. Este é um assunto em que impera uma certa incerteza e um aparente risco de interrupção para os clientes que até à data de extinção não escolham um

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	fornecedor. No passado, em finais de 2012, o risco aparente de interrupção de fornecimento na transição das tarifas reguladas para as tarifas transitórias levou à acumulação de clientes em espera nos balcões de atendimento do operador histórico. 27. A AdC recomenda que a ERSE tome posição sobre a matéria, no sentido de eliminar a incerteza que impera sobre o assunto, que é suscetível de causar apreensão junto dos consumidores finais e de afetar o desenvolvimento da concorrência no setor. 28. Por um lado, a falta de uma data clara para o fim das tarifas transitórias pode levar a um adiamento da entrada ou expansão da atividade de comercializadores não incumbentes. Por outro lado, a apreensão dos consumidores em relação a eventuais cortes de fornecimento pode acabar por favorecer o reforço de quota do operador histórico, como aconteceu no final de 2012. 29. A consulta pública seria o momento propício a uma discussão sobre as modalidades de intervenção nesta matéria, balizadas por duas opções extremas: • Finda a tarifa transitória, ao cliente que não migre para outro fornecedor é interrompido o fornecimento. • O cliente mantém o fornecimento, mas o fornecedor atual, o CUR, pode livremente fixar o preço de fornecimento (que é a situação normal em processos de liberalização, em que a responsabilidade pela fixação de preço deixa de pertencerão Estado e é passada para os próprios agentes económicos)."
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	"• A Diretiva n.º 3/2013 da ERSE veio admitir, a título de exceção temporária, a possibilidade de fornecimento de energia elétrica pelo CUR a instalações eventuais, tendo em atenção a inexistência de pluralidade de ofertas comerciais por parte de comercializadores em regime de mercado a estes clientes. Tendo em atenção que as condições subjacentes à Diretiva n.º 3/2013 se mantêm válidas, sugere-se a inclusão no articulado do RRC das instalações eventuais enquanto exceção ao princípio da não contratação com um CUR."
	"• Adicionalmente, a proposta da ERSE atribui ao CUR a obrigação de fornecimento em BTN aos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Salienta-se o impacto desta proposta ao nível dos sistemas comerciais, sendo necessário prever adaptações que permitam a transição massiva de clientes para o CUR, na eventualidade de cessação de atividade de um comercializador em regime de mercado."
GALP ENERGIA	"Consideramos de particular relevância esta questão, nomeadamente no que concerne à garantia de fornecimento pelo CUR, no caso de comercializador em regime de mercado (COM) ficar inibido de exercer a actividade (cf. Q6). Sendo certo que alguns detalhes terão de ser estabelecidos em subregulamentação, a GE relembra que colocou uma questão prática quanto à aplicação deste princípio de contratação pelo CUR no sector do Gás Natural, a qual continua por responder. Permitimo-nos assim reproduzi-la nestes comentários, instando a ERSE a clarificar a situação: "Sendo certo que cabe ao comercializador que fica inibido de exercer a actividade a comunicação dos dados pessoais ao CUR, para que este contacte o cliente, não será muito credível que, em termos práticos, um comercializador nestas condições - falência, cassação de licença, terminação do contrato de acesso às redes, etc. - se "preocupe" com estes detalhes. Deste modo, a única entidade que poderá garantir a cedência dos referidos dados pessoais é a ORD relevante, a qual contudo não possui as autorizações necessárias. Considera-se assim que a regulamentação deve expressamente prever esta situação, sob pena de se colocar em causa a continuidade do fornecimento ao consumidor final"."

3.3 DETALHE NA INFORMAÇÃO À ERSE, HISTÓRICO DE CONSUMOS E ACESSO AO RPE PELO COMERCIALIZADOR

Conforme referido no documento justificativo que acompanhou a proposta de alteração do RRC, foram identificadas situações que beneficiariam de clarificação ou previsão regulamentar, de modo a, com isso contribuir para o fornecimento mais ajustado do mercado retalhista de eletricidade. Estes melhoramentos decorreram desde logo da experiência total acumulada com a aplicação dos procedimentos de mudança de comercializador no mercado elétrico, acesso a informação geral e específica.

Foram a este propósito identificadas as necessidades de informação à ERSE sobre o fornecimento supletivo pelos CUR para posterior informação ao mercado, aspetos de concretização e implementação

das disposições legais sobre a isenção da contribuição para o audiovisual (CAV), ou o acesso ao registo do ponto de entrega por parte dos comercializadores relativamente aos seus clientes.

Neste contexto, receberam-se, na consulta pública da revisão regulamentar, um conjunto de comentários que genericamente assentam nos seguintes eixos:

- Concordância com o princípio de prestação de informação mais estruturada sobre o mercado retalhista, embora tenham sido referidas dificuldades operativas, nos respetivos comentários, por parte da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal relativamente aos prazos do seu envio à ERSE;
- Concordância com o acesso a informação mais estruturada por parte do comercializador, designadamente quanto ao acesso ao registo do ponto de entrega dos seus clientes, incluindo o histórico de consumo de 24 meses;
- Sugestão de um acesso ao registo do ponto de entrega diferenciado entre consumidores individuais e consumidores empresariais (efetuada pela GALP) e inscrição no RPE de um campo relativo à existência de dívida ou interrupção de fornecimento com esse fundamento (Gas natural Fenosa).

No que concerne aos comentários relativos ao reforço e sistematização da informação sobre o funcionamento do mercado retalhista, a ERSE recorda que o estágio atual do setor elétrico recomenda, como se referiu no próprio documento justificativo, que se preste particular atenção à monitorização e acompanhamento do desenvolvimento de mercado, incluindo aqueles que decorrem da ausência de oferta e/ou descontinuidades de agentes. Esta monitorização deve, no entender da ERSE, estar orientada para a criação de condições niveladas de acesso à informação, o que se tem demonstrado essencial para os agentes económicos a atuar neste mercado - comercializadores, existentes e entrantes, e consumidores.

É certo que a prestação de informação requer sempre, dos agentes e operadores, um limiar de adaptação e preparação. Todavia, dada a natureza da situação em concreto sujeita a reforço de informação – relativa aos fornecimentos supletivos pelos CUR -, a ERSE está em crer que é possível implementar procedimentos de recolha dessa informação mais céleres que os agora percecionados por parte da EDP Distribuição e da EDP Serviço Universal, pelo que se opta por não acolher as sugestões de alteração dos prazos de envio e tratamento da informação. De resto, recorda-se que, no setor do gás natural, relativamente a informação dispersa que é necessário fazer reunir para envio à ERSE os prazos adotados não diferem dos propostos em sede de revisão regulamentar.

Já nas situações que respeitam ao acesso ao registo do ponto de entrega e ao seu conteúdo, a ERSE não pode deixar de assinalar que a consagração de um histórico de consumos de 24 meses e a clarificação do regime do acesso por parte do comercializador titular do fornecimento permitem, conjugadamente, efetuar a verificação das condições de isenção da CAV, verificação essa que é da

responsabilidade dos comercializadores. Esta circunstância é, de resto, a tradução regulamentar de uma matéria que já mereceu extenso trabalho conjunto com operadores de rede e comercializadores, no sentido de assegurar que a mudança de comercializador não prejudica a atribuição daquela isenção que legitimamente resulte da aplicação da legislação em vigor. Esta é, inclusive, a natureza e o reconhecimento inserido no comentário recebido da Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor.

Ainda neste domínio, importa considerar, relativamente às sugestões de diferenciação do acesso ao RPE e de sinalização da dívida ou interrupção com este fundamento, que não existe habilitação legal para inserir no RPE um campo com o propósito e o conteúdo desta última sugestão. Com efeito, a ERSE não pode em sede regulamentar adotar uma circunstância que não teve acolhimento na legislação habilitante, mais a mais quando a mesma envolve informação tipificável como comercialmente sensível. Quanto à possibilidade de diferenciação do acesso em função da natureza da pessoa titular do RPE, a ERSE esclarece que o sentido da atual revisão regulamentar não foi o de alterar o regime de acesso massificado ao RPE, o qual já foi estabilizado em anterior processo de revisão do RRC e respetivos procedimentos de mudança de comercializador.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre estas temáticas, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
EDP DISTRIBUIÇÃO	"A informação no âmbito da mudança de comercializador a enviar mensalmente à ERSE prevista no artigo 143.º do RRC passa a incluir a informação prevista no novo artigo 140.º "Informação sobre fornecimentos pelos CUR". Torna-se necessário assegurar um intervalo de tempo suficiente entre a receção da informação dos CUR e a data-limite para envio da informação à ERSE nos termos estabelecidos no artigo 143.º. Propõe-se que a redação do artigo 143.º seja articulada com a redação do artigo 140.º no sentido de ser assegurado um período mínimo de 7 dias de calendário entre as datas-limite estabelecidas nestas disposições regulamentares."
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	"Este artigo prevê que os CUR devem remeter mensalmente ao Gestor do Processo de Mudança de Comercializador (GPMC), até ao dia 10 do mês seguinte, a informação relativa a todos os fornecimentos por si assegurados, evidenciando separadamente as situações de clientes economicamente vulneráveis, clientes sem oferta e clientes cujo comercializador se viu impedido de exercer a atividade.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Considerando os tempos associados à operacionalização dos sistemas de reporte informático a EDPSU assinala que os mesmos não permitem o cumprimento do prazo proposto, sugerindo-se que este prazo seja definido para dia 20 do mês seguinte.”
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR (DECO)	“Muitos consumidores com direito à isenção no pagamento da contribuição para o audiovisual viram-se confrontados com a exigência de pagamento da mesma, após a mudança de comercializador, em virtude alguns comercializadores de mercado considerarem que os dados de acesso ao ponto de entrega não permitiriam certificar dessa isenção ou não, por se tratar de período temporal insuficiente. Ora, a proposta de alteração regulamentar vem prever um maior detalhe na informação a prestar à ERSE a respeito da mudança de comercializador, alargando o período do histórico de consumos de 12 para 24 meses, para o respetivo registo do ponto de entrega, com a devida aprovação do cliente, pondo fim a esta situação.”
GALP ENERGIA	“No que respeita à inclusão dos dados de consumo dos últimos 24 meses no RPE, a proposta - se não obrigar a investimentos massivos em Sistemas de Informação - merece o nosso acordo. É nosso entendimento que esta alteração regulamentar deverá ser expressamente considerada como automaticamente incluída nos contratos de fornecimento com os clientes finais, de modo a evitar discussões estéreis sobre protecção de dados pessoais. Permitimo-nos também notar que a questão da verificação de Isenção de CAV ou de elegibilidade para Apoios Sociais não deve ser utilizada como a primeira justificação para esta alteração. É ao consumidor que cabe fazer prova dessa situação, sem o que os COMs poderão ver-se face a aproveitamentos inadequados, não sendo uma simples consulta a um registo de consumo de 24 meses uma prova "sine qua non".”
	“A GE concorda com os princípios estabelecidos na proposta, nomeadamente quanto à necessária diferenciação de tratamento dos clientes domésticos (em que por defeito os dados do RPE estarão "fechados") dos não-domésticos (dados do RPE "abertos), bem como a possibilidade, em qualquer caso, do cliente optar pela não divulgação dos seus dados. Deste modo, considera-se que é obtido um equilíbrio adequado entre o estabelecido na legislação de protecção de dados, sem prejudicar desnecessariamente a divulgação de informação relevante para a promoção do dinamismo do processo de mudança de comercializador e, assim, do ambiente concorrencial.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	No entanto, consideramos que a regulamentação a aprovar deveria já concretizar com algum detalhe o que se considera como dados de acesso massivo no caso dos clientes não- domésticos, nomeadamente aqueles que permitem uma caracterização do perfil de risco do cliente, sejam os registos de interrupções de fornecimento, fraudes, etc. Não sendo óbvio que esta disponibilização seja facilmente aceite pelo consumidor, ainda que a mesma fosse de evidente interesse para o COM, consideramos de especial relevância uma transparência acrescida nesta questão."
GAS NATURAL FENOSA	"Estamos de acordo em incrementar a informação colocada à disposição dos comercializadores e dos consumidores para uma melhoria do mercado minorista, não obstante propomos algumas modificações: – Apartado 1. Deve ser incluída e considerada como informação relevante a data da última mudança de comercializador e se o ponto de consumo se encontra cortado por dívida e/ou fraude. Estes dados deveriam figurar no registo do ponto de entrega (RPE). – Apartado 5. A actualização e disponibilização da informação do registo de pontos de entrega deveria ser mensalmente e não trimestralmente como se verifica actualmente."

3.4 MECANISMO DE APRESENTAÇÃO DA FATURA DE FECHO

Conforme referido aquando da apresentação da proposta de revisão do RRC, a operacionalização da mudança de comercializador já estabelece o princípio de envio da fatura de fecho de contrato pelo comercializador cessante no prazo de seis semanas após a mudança de comercializador estar concretizada.

A perceção quanto a poderem persistir situações menos claras quanto ao processo de faturação do fornecimento da transição de fornecedores, sobretudo para os consumidores do designado segmento residencial, foi, pela ERSE, identificado como um dos principais motivadores da instituição de um mecanismo voluntário que permitisse a apresentação da fatura de fecho já não diretamente pelo comercializador cessante, mas através do novo comercializador.

Esta circunstância de poder haver, no espírito de alguns consumidores, menor clareza quanto ao processo de faturação dos fornecimentos no momento da mudança, aliado a uma atuação de gestão passiva da última fatura do comercializador cessante, foi também identificado pela ERSE com sendo

potencialmente geradora de atrasos nos respetivos pagamentos e, consequentemente, custos de gestão de crédito. Esta circunstância tenderá a ser mais penalizadora para os comercializadores entrantes, para quem os encargos de gestão de crédito tenderão a assumir um peso relativo mais expressivo na sua carteira de comercialização.

A ERSE identificou que esta situação é tratada em outros países, permitindo que o novo comercializador seja a entidade que apresenta a cobrança a fatura do comercializador cessante, mediante o uso de uma plataforma gerida pelo operador da rede de distribuição. A proposta de revisão regulamentar incluiu esta abordagem, tornando voluntário o mecanismo para os comercializadores em regime de mercado e obrigatório no caso dos CUR:

Os comentários recebidos na consulta púbica expressaram os seguintes principais aspetos:

- A instituição deste mecanismo deverá ser objeto de detalhe funcional, designadamente quanto ao regime de obrigatoriedade de participação do CUR, aspetos logísticos de apresentação da fatura de fecho e responsabilidade fiscal pelos valores faturados. O comentário do Conselho Consultivo menciona ainda a responsabilidade quanto aos valores não pagos pelos consumidores, no que é acompanhado por outras entidades;
- Ao invés, o comentário da Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor vai no sentido de que o mecanismo, em futuro RRC, possa ser obrigatório e não apenas facultativo e voluntário para os comercializadores em mercado;
- A EDP Distribuição e a EDP Serviço Universal, em comentário ao mecanismo proposto propõem um mecanismo alternativo, assente na prerrogativa de solicitação de interrupção do comercializador cessante com o fundamento de dívida, o qual, segundo estas entidades seria de aplicação mais simples e económica do que o proposto pela ERSE;
- A preparação do detalhe funcional do mecanismo proposto, deve, no entender dos agentes, em particular da GALP, ser efetuada em articulação e com a participação dos comercializadores.

A este respeito, convirá reter que a natureza voluntária do mecanismo proposto visou, no caso dos comercializadores em regime de mercado, ponderar as situações que se prendem com o diferente grau de maturidade das suas plataformas operacionais e a consequente emergência de custos de forma diferenciada, o que prejudica a afirmação de um mercado concorrencial e participado. Já a natureza obrigatória da participação do CUR parece ser aconselhável pelo perímetro necessariamente diferenciado das obrigações a que este agente está sujeito.

De resto, o regime de adesão voluntária a tal mecanismo parece ter razão de ser em face da diferenciação do interesse manifestado pelos comercializadores em regime de mercado, que varia entre uma quase recusa liminar do mesmo (por parte, por exemplo, da Iberdrola) a uma sua consideração

favorável (por parte, por exemplo, da GALP). Esta diferenciação parece, assim, aconselhar que tal mecanismo se mantenha em caráter voluntário para os comercializadores em regime de mercado, assim permitindo que cada agente module a sua atuação em função das suas próprias preferências, inclusive de ordem operativa.

Todavia, ainda que mantendo o caráter voluntário na adesão, o funcionamento e implementação prática de tal mecanismo não pode deixar de ser previsto e tratado em procedimentos específicos e padronizados, os quais, na tradição da ERSE, são amplamente discutidos com todos os interessados previamente à sua aprovação. Julga-se, assim, acolher o conjunto de comentários que expressaram esta preocupação.

Já no que concerne ao tratamento das situações que envolvem o CUR, e atendendo a que o CUR de maior expressão a nível nacional formula uma proposta alternativa com potenciais menores custos de implementação, a ERSE decidiu acolher parcialmente a sugestão, retirando o caráter obrigatório quanto ao CUR e permitindo que a possibilidade de interrupção com fundamento de dívida se possa operacionalizar, no caso deste agente, até 60 dias após a concretização da mudança, além, portanto, da emissão da fatura de fecho e desde que a dívida não seja contestada nos termos já previstos no RRC.

Em acréscimo e relativamente às situações de não liquidação da fatura de fecho, a ERSE não valida aquela que constitui uma prática não acolhida nos procedimentos de mudança de comercializador e que foi mencionada no decurso da consulta pública – a da tramitação da anulação ou reposição da mudança de comercializador com este fundamento. Em rigor, o estabelecido a respeito de anulação e reposição nos referidos procedimentos de mudança de comercializador dizem respeito a situações de impedimento ou já reversão de erros de processo e apenas a este tipo de situações. Em circunstância alguma tais procedimentos poderão ser utilizados como mecanismo de replicação da objeção de mudança com fundamento de dívida e, por conseguinte, anulação dos efeitos de uma mudança já processada.

Por fim, cabe referir que os procedimentos de detalhe deste mecanismo de apresentação da fatura não deixarão de especificar as questões operativas mencionadas pelos diferentes agentes e relativas à responsabilidade pela dívida quando existente, responsabilidade fiscal dos valores faturados, fluxos e trânsito de informação e outras matérias que sejam identificadas na discussão alargada que se pretende promover.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre estas temáticas, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
CONSELHO CONSULTIVO	"O Conselho Consultivo valoriza positivamente a proposta apresentada pela ERSE, que contribuirá para um melhor funcionamento do mercado elétrico. O n.º 1 do artigo 139.º prevê que, no âmbito da mudança de comercializador, os comercializadores podem acordar integrar o mecanismo de apresentação da fatura contendo o acerto final de contas através do novo comercializador. Por sua vez, o n.º 2 do mencionado artigo estabelece que a fatura contendo o acerto final de contas por parte dos comercializadores de último recurso deverá obrigatoriamente ser apresentada ao cliente pelo novo comercializador. Importa, no entanto, ter presente que a operacionalização da proposta apresentada assume alguma complexidade, considerando-se que deveria ser objeto de regulamentação mais detalhada no RRC. Assumem particular relevância as dúvidas suscitadas pela redação regulamentar proposta, designadamente quanto ao caracter obrigatório dos comercializadores em regime de mercado na relação com o comercializador de último recurso, o que na prática obriga todos os comercializadores em mercado a aceitar o modelo futuramente proposto, sob pena de serem penalizados se não cumprirem com o regulamento. Identificam-se seguidamente alguns aspetos que carecem de clarificação e densificação regulamentar: • Obrigações das partes que vão interferir no processo; • Entidade que procede à emissão e ao envio ao cliente da última fatura do comercializador cessante (comercializador cessante ou novo comercializador); • Estrutura do documento enviado ao cliente (fatura única com detalhe dos conceitos ou apenas uma linha indicativa do montante em causa, ou fatura independente enviada em conjunto com a do novo comercializador) • Implicações do não pagamento da última fatura do comercializador cessante. Um outro aspeto que deve merecer análise rigorosa diz respeito às questões fiscais que este processo possa vir a colocar, designadamente no que diz respeito à cobrança de IVA e entrega do imposto sobre o consumo de eletricidade. No interesse do bom funcionamento do mercado, recomenda-se igualmente que as soluções regulamentares sejam, na medida do possível, de operacionalização rápida e eficiente e que salvaguardem os interesses de todas as partes envolvidas."
ASSOCIAÇÃO	"A solução consagrada no novo art.° 139° da proposta de revisão do RRC constitui

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (APIGCEE)	uma forma de eliminar perdas do comercializador cessante (por incumprimento do consumidor) com a cobrança da factura de fecho do contrato com o acerto de contas. Só poderá ser tomada uma posição cabal sobre esta proposta de alteração quando for conhecida a forma de operacionalização do mecanismo de apresentação da factura de acerto final de contas que deverá ser apresentado pelo operador da rede de distribuição (ORD) em MT e AT, segundo regras a aprovar pela ERSE, na sequência da proposta conjunta dos comercializadores e ORD. Esta última proposta só estará disponível, até 90 dias após a data de publicação da revisão do RRC. Embora se trate de um procedimento voluntário vemos como dificuldade a transmissão de informação comercial sensível entre comercializadores o que, no limite, poderá não beneficiar o consumidor."
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR (DECO)	"A introdução da possibilidade da fatura de fecho de contrato ser realizada pelo comercializador seguinte, com isso implicando uma colaboração entre este e o comercializador cessante, pode efetivamente ser uma mais-valia para os consumidores, na medida em que podem ser evitadas as recorrentes ocorrências de dupla-faturação do mesmo período temporal pelos dois comercializadores. Mais, consideramos que a aplicação desta norma deverá ser monitorizada pela ERSE e, dependendo da sua eficácia, passar a regra obrigatória numa próxima revisão do RRC."
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D'ESTE	"Alerta-se a ERSE que neste caso é necessário ter em atenção qual o fornecedor que fica com a responsabilidade dos impostos, e da emissão da fatura. Ou seja, qual é o comercializador que liquida o IVA, paga à RDP e DGEG, e paga à autoridade tributária o imposto especial sobre o consumo e quem é o responsável e que ficará com os encargos da emissão da fatura. Face ao exposto, afigura-se-nos que para estas situações se deveria estender o conceito já aplicado aos clientes que saem do CUR, isto é, o cliente não paga a ultima fatura no prazo estipulado, então o comercializador cessante tem o direito de regresso do cliente à sua carteira de clientes."
EDP COMERCIAL	"A ERSE propõe a existência de um mecanismo de articulação entre comercializadores que possibilite a apresentação ao cliente da última fatura do comercializador cessante pelo novo comercializador. Considera-se esta proposta uma boa base para a criação de um mecanismo de

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	mitigação do risco de cobrança no setor. A EDPC sublinha porém, que a implementação deste mecanismo apresenta elevada complexidade, sendo necessária a clarificação dos processos envolvidos. Afigura-se assim imprescindível o envolvimento, desde o início, dos comercializadores em regime de mercado livre na elaboração da proposta prevista nos números 4 e 5 do artigo 139º, desejando a EDPC desde já sugerir os seguintes princípios que esta proposta deve observar: • A clarificação de que o risco de cobrança permanece no comercializador cessante, tendo de ser cristalino que o novo comercializador apenas remeterá ao comercializador cessante (mesmo que de forma indireta) os valores cobrados em nome do comercializador cessante, após a sua boa cobrança ao cliente; • A definição de um *fee* a pagar pelos CUR aos comercializadores em regime de mercado livre, dado que este mecanismo (para os CUR) pode configurar a prestação de um serviço de cobrança não recíproco. Ou seja, para prestar este serviço ao Sistema, os comercializadores terão que incorrer em custos no desenvolvimento dos seus sistemas e operativas, que não lhes deveriam ser impostos, sendo importante haver lugar ao seu ressarcimento (à semelhança do que atualmente sucede com a CAV e a Taxa de Exploração DGEG, por exemplo); • Uma clara definição dos procedimentos operacionais de suporte ao mecanismo proposto, designadamente a nível de fluxos financeiros, fluxos de informação e ainda tratamento fiscal aplicável, em particular em sede de IVA. Sem prejuízo da apreciação positiva feita ao mecanismo proposto, importará reconhecer que a sua implementação se poderá revestir de alguma complexidade, resultante de todos os aspetos operacionais que terão de estar definidos de forma clara e objetiva, e que abrangem designadamente a área de sistemas e aspetos fiscais. Nesse sentido, poderá ser vantajoso considerar, em alternativa, a adoção de um mecanismo mais simples mas eficaz que poderia consistir na atribuição ao comercializador cessante do direito de solicitar a interrupção do fornecimento de energia a (ex-)clientes com dívidas em atraso, sem prejuízo do cumprimento do prazo de pré aviso ao cliente. Esta possibilidade estaria limitada no tempo a um prazo máximo adequado após a mudança de comercializador. A ser adotado um mecanismo deste género haveria apenas que garantir que o novo

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	comercializador é atempadamente informado da possibilidade de interrupção do fornecimento do seu cliente, por motivos de aprovisionamento de energia e gestão de desvios.”
EDP DISTRIBUIÇÃO	“A proposta de alteração do RRC prevê a existência de um mecanismo de articulação entre comercializadores para permitir que a última fatura do fornecimento de um comercializador cessante seja apresentada ao consumidor pelo novo comercializador. A ERSE refere no documento justificativo da proposta de alteração regulamentar que "Este mecanismo deverá ter uma adesão voluntária por parte dos comercializadores e ser operacionalizado pela entidade responsável por gerir a mudança de comercializador." É igualmente referido que "Os detalhes operativos desta possibilidade deverão integrar os procedimentos de mudança de comercializador a aprovar pela ERSE (...)". Embora a EDP Distribuição, enquanto entidade encarregue da gestão do processo de mudança de comercializador (GPMC), avalie de forma positiva esta alteração regulamentar submetida a consulta pública pela ERSE, considera que a operacionalização desta proposta assumirá alguma complexidade e que existe um mecanismo alternativo mais simples, mais eficaz e com menores custos para o sistema que é o da possibilidade de interrupção do fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento do cliente, a pedido do comercializador cessante, dentro de um prazo razoável a contar da data da mudança de comercializador. No contexto do mecanismo alternativo sugerido, o novo comercializador deveria ter informação sobre a eventualidade de o seu novo cliente poder vir a ser interrompido por ter dívidas para com o comercializador cessante (desde logo para efeitos de tomada de decisões de aprovisionamento), pelo que a EDP Distribuição, enquanto GPMC, ficaria responsável pelo fornecimento dessa mesma informação. A EDP Distribuição considera ser necessário estarem refletidos, de forma clara, no artigo 139.° do RRC os seguintes princípios: • A última fatura seria emitida e submetida ao cliente pelo comercializador cessante - desta forma, o mecanismo de cobrança avançado só atuaria nas situações de não pagamento da última fatura pelo cliente, mantendo-se todas obrigações decorrentes da emissão desta fatura, incluindo as fiscais, no comercializador cessante (titular do contrato);

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	• No caso da última fatura não ser paga pelo cliente ao comercializador cessante, este sinalizaria esta situação ao GPMC; • O GPMC desenvolveria um novo processo que asseguraria as trocas de informação que permitiriam de forma segura e controlada que o novo comercializador fizesse um aviso de cobrança da última fatura do comercializador cessante; • Todos os comercializadores em regime de mercado que aderissem ao novo mecanismo ficariam obrigados a comunicar ao cliente o valor da fatura do comercializador cessante e um descritivo que identificasse essa fatura, já anteriormente enviada ao cliente; • A última fatura do comercializador cessante deveria incluir informação aos clientes sobre a existência deste mecanismo regulamentar."
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	"A saída de clientes para o mercado livre, que se intensificou significativamente, associada às dificuldades económicas sentidas pelos clientes devido à crise, traduz-se frequentemente em dificuldades na cobrança da fatura de fecho (que contém o acerto final de contas com o comercializador cessante), o que tem impacto na dívida de clientes e no equilíbrio económico-financeiro do CUR. Dado este contexto, a EDPSU entende que poderá também ser ponderada a adopção de um outro mecanismo alternativo para atingir o fim pretendido - a cobrança dos valores relativos à factura de fecho -, que é a consagração da possibilidade de o comercializador cessante, seja ele qual for, solicitar ao ORD a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento dos valores facturados. Efectivamente, o mecanismo proposto na presente revisão, ainda que possa aumentar a probabilidade da cobrança dos montantes de fecho, não a garante. (…) Já a possibilidade de interrupção de fornecimento, para além de não implicar custos com a cobrança de créditos alheios, tem constituído um mecanismo eficaz para promover a recuperação de dívidas dos consumidores. É, no entanto, entendimento da EDPSU, que a faculdade de interrupção a mando do comercializador cessante deve ser exercida num período máximo de tempo a contar da data de mudança de comercializador (parecendo-nos razoável um período

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	de cerca de três meses), por forma a conferir estabilidade à relação contratual iniciada com o novo comercializador. Para tornar este mecanismo alternativo facilmente exequível, sugere-se que seja encurtado o prazo de 6 semanas, previsto no número 6 do art.º 136º do RRC, para o envio da fatura de fecho ao cliente. Em conformidade com o supra referido sugerem-se as seguintes alterações de redação do art.º 139º e do nº 1 do art.º 130º do RRC: Art.º *139º* *Fatura de fecho e interrupção de fornecimento* 1. *A fatura contendo o acerto final de contas, a que se refere o nº 6 do art.º 136º deste regulamento, a enviar pelo comercializador cessante, deverá indicar que a respectiva falta de pagamento poderá dar origem à interrupção do fornecimento de energia eléctrica à instalação de consumo, ainda que no âmbito do contrato celebrado com o novo comercializador.* 2. *Na eventualidade de o cliente não pagar o valor correspondente à fatura de acerto final de contas dentro do prazo de pagamento aplicado na vigência do contrato cessado, o comercializador cessante poderá solicitar ao ORD a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente, nos termos do disposto do antecedente art.º 130º e com observância do prazo estabelecido no número 5 do presente artigo.* 3. *O comercializador cessante deverá enviar, em simultâneo com a solicitação de interrupção referida no número anterior, aviso de interrupção ao GPMC, o qual, por sua vez, procederá ao seu envio imediato ao novo comercializador.* 4. *No caso do cliente vir a reclamar da fatura de acerto final de contas, ficará suspenso o direito de interrupção de fornecimento, nos termos previstos no número 2 do art.º 42º do RQS.* 5. *O direito de interrupção de fornecimento a que se reporta o presente artigo caducará decorridos […três meses] a contar da data da mudança de comercializador, independentemente de ter ou não existido reclamação da fatura de acerto final de contas.* 6. *Tendo havido interrupção do fornecimento de energia eléctrica ao cliente nos termos do presente artigo, o restabelecimento do mesmo deverá ser*

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	condicionado ao pagamento dos montantes constantes da fatura de acerto final de contas. *7. O mecanismo de interrupção por falta de pagamento da fatura de acerto final de contas previsto no presente artigo deverá ser operacionalizado pelo operador da rede de distribuição em MT e AT, de acordo com regras específicas a aprovar pela ERSE na sequência de proposta conjunta dos comercializadores e do operador da rede de distribuição em MT e AT.* *Art.º 130º* *Interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente* *1. Além do disposto no art.º 69º deste regulamento, os comercializadores e os comercializadores de último recurso podem solicitar ao operador da rede a interrupção do fornecimento de energia eléctrica por facto imputável ao cliente nas situações de falta de pagamento no prazo estipulado dos montantes devidos, nos termos dos artigos 124º, 129º e 139º.*"
GALP ENERGIA	"A GE valoriza positivamente o princípio da proposta, no que a mesma pode contribuir para uma racionalização do mercado, facilita o processo de mudança e, não menos importante, estabelece um mecanismo efectivo de controlo de dívida vencida. Como, por mais de uma vez a GE teve oportunidade de notar, o momento de mudança de comercializador está identificado como um momento especialmente gerador de incumprimentos, pelo que medidas que possam prevenir sustentadamente o crescimento da dívida vencida apenas podem ser bem acolhidas. Novamente, contudo, há demasiadas questões fundamentais que são remetidas para subregulamentação a aprovar, as quais, sem uma explicitação mais clara dos princípios da proposta, prejudicam a avaliação da mesma. Nota-se em particular: • A absoluta necessidade dos COMs serem envolvidos no desenho da solução e respectiva implementação, mesmo que suportada no sistema do operador de mudança de comercializador, com uma definição clara do modelo de troca de informação; • Devendo o CUR obrigatoriamente aderir a este mecanismo, enquanto que, correctamente na nossa opinião, a adesão dos COMs será realizada numa base voluntária, coloca-se a dúvida de como se aplicará o processo numa saída de

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	CUR para COM não aderente; • Não existindo uma relação de reciprocidade entre CUR e COMs na prestação deste serviço de cobranças da última factura, seria importante definir um valor para custear esta operação; • Os princípios contratuais a estabelecer entre os COMs para a concretização do mecanismo, notando-se em particular as garantias associadas aos Fluxos Financeiros entre o novo comercializador e o cessante; • A adaptação do estabelecido regulamentarmente à nova realidade em termos de acções e responsabilidades dos intervenientes: por exemplo, actuação em caso de não pagamento integral da factura de mudança, inclusão nesta de valores em dívida anteriores ao período de mudança, possibilidade de pedido de interrupção após mudança, etc.; • A protecção da confidencialidade dos dados comerciais do comercializador cessante (até por questões da legislação da concorrência): parece-nos que apenas viável se se optar pela inclusão em linha única na primeira factura do novo comercializador dos valores em dívida. Da leitura dos pontos listados, não se conclua algum menos interesse da GE neste mecanismo, ou noutro similar, que tenha em vista a moralização do "mercado da dívida vencida" que, infelizmente, se tem observado aumentar. No entanto, para segurança regulamentar e contratual das diferentes partes, recomenda-se que a versão final indique os princípios fundamentais a observar na subregulamentação para diminuir a incerteza actual, prejudicando um desenvolvimento seguramente interessante.”
GAS NATURAL FENOSA	“Sugere-se a eliminação do ponto 2 do artigo 139 e a inclusão dos comercializadores de último recurso no ponto 1, defendendo-se que a cobrança da factura de fecho pelo novo comercializador deve ser acordada entre as partes, quer seja o comercializador cessante, a CUR ou um comercializador livre. Em nenhuma circunstância se deve colocar como obrigatório que a factura de fecho seja liquidada pelo novo comercializador. Com efeito, a Directiva do MIE propõe que a factura de fecho se emita num máximo de seis semanas com o objectivo de dar um prazo ao anterior comercializador para poder fechar a relação comercial com o seu cliente. A medida proposta, está muito longe de eliminar a possível confusão do cliente,

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	bem pelo contrário, atendendo que irá receber uma factura por um período que não corresponde ao comercializador que a remete e com o qual tem um contrato que entrou em vigor a partir de uma determinada data e com determinadas especificidades. Da mesma forma, não é clara a forma de como se irá proceder nos casos de mudança de comercializador com mudança simultânea de titularidade. A experiência passada demonstra que esta proposta originará um elevado número de reclamações dos consumidores. Por outro lado, a assumpção da factura do comercializador de último recurso por parte do comercializador livre não pode supor a assumpção de um risco de falta de pagamento e uma responsabilidade de cobro de uma factura."
IBERDROLA	"No que concerne à regulamentação relativa ao mecanismo de apresentação da fatura contendo o acerto final de contas em situação de mudança de Comercializador, apresentada na proposta de alteração do Regulamento de Relações Comerciais, a IBERDROLA não está de acordo com a mesma. Entende que se trata de um tema com graves implicações e que justifica nesta fase uma extensiva e meticulosa análise. A partir da análise do articulado proposto, com especial incidência sobre os Artigos 136.° e 139.° do RRC, uma primeira nota se levanta, no entendimento da IBERDROLA: o mecanismo de facturação aqui visado e que irá ser operacionalizado pelo operador de rede de distribuição deverá ser alvo de análise e de emissão de parecer por parte de entidade devidamente acreditada na área de fiscalidade. Efectivamente, a facturação por entidade distinta da entidade prestadora dos bens e/ou serviços constitui matéria de cuidada análise de viabilidade legal e de todas as possíveis implicações fiscais inerentes."
	"No argumentário apresentado pela ERSE e justificativo das alterações propostas através da introdução deste mecanismo, é referido que "para um número significativo de consumidores no segmento residencial, esta é uma situação que pode gerar confusão, uma vez que poderá suceder a receção de duas faturas de entidades distintas, embora referentes a períodos necessariamente distintos". Este argumento é alvo de contestação pelo facto da IBERDROLA considerar que existe por parte dos Clientes, uma clara percepção do mecanismo de facturação pela entidade responsável pelo fornecimento de energia eléctrica no período a que a factura respeita. Mais entende que, em sentido contrário, a facturação por entidade distinta da responsável pelo fornecimento de energia eléctrica geraria, com toda a

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	certeza, um sentimento de confusão ou até mesmo de desconfiança por parte dos Clientes. A este facto devemos ainda aliar a dificuldade em conceptualizar um processo de facturação pelo novo Comercializador sem qualquer contrato que o suporte."
IBERDROLA	"Nesse mesmo argumentário, é também referido pela ERSE que "este mecanismo deverá ter uma adesão voluntária por parte dos comercializadores e ser operacionalizado pela entidade responsável por gerir a mudança de comercializador. O caráter voluntário da adesão dos comercializadores parece ser justificada por razões de eventual reserva de informação comercialmente sensível que os comercializadores entendam assegurar. Todavia, ao expressarem a sua vontade de integrar um mecanismo para assegurar que as suas facturas de fecho sejam objeto de cobrança pelo comercializador seguinte, cada comercializador obriga-se a efetuar a cobrança de facturas de outros comercializadores. A exceção a esta regra serão os CUR, para quem no atual quadro de extinção das tarifas, será obrigatório veicular a fatura de fecho através do comercializador seguinte ". Esta realidade constitui, no entendimento da IBERDROLA, tratamento não equitativo entre os agentes de mercado. Acresce que, o Comercializador de último recurso dispõe ainda da possibilidade de impedir a mudança de comercializador perante dívida não contestada, o que limita o potencial dano (Artigo 136.º), pelo que se solicita a revisão desta questão."
	"Por fim, gostaríamos de reforçar a ideia de que a correcta definição do mecanismo operacional de facturação contendo o acerto final de contas em situação de mudança de Comercializador, assume enorme importância uma vez que nesta fase diversas questões permanecem pouco claras como sendo:"

4 RELACIONAMENTO COMERCIAL NO ÂMBITO DOS REGIMES DE MINI E MICROPRODUÇÃO

O Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, alterou os regimes jurídicos da microprodução e da miniprodução, atribuindo apenas ao comercializador de último recurso ou ao comercializador de último recurso exclusivamente em BT a obrigação de celebrar com os microprodutores e os miniprodutores contratos de compra e venda da eletricidade por eles produzida.

Esta circunstanciação foi expressa no documento justificativo da proposta de revisão regulamentar apresentada pela ERSE, a qual veio permitir que os CUR exclusivamente em BT, se assim o entenderem, façam a cessão da sua posição no relacionamento comercial ao CUR. Ou seja, mediante acordo entre os CUR exclusivamente em BT e o CUR de âmbito nacional, passa a ser possível que a operacionalização do relacionamento comercial com os microprodutores e miniprodutores possa ser desenvolvida por este último.

No entender da ERSE, a alteração proposta decorre e respeita o espírito do disposto no Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que, de resto, foi mencionado no justificativo da alteração, como um dos fundamentos das alterações produzidas a respeito do relacionamento comercial com os microprodutores e os miniprodutores.

No quadro dos comentários recebidos na consulta pública, produziram-se, a este respeito, duas pronúncias principais:

- O Conselho Consultivo refere a necessidade de adequar a Secção II do Capítulo V do RRC (relativa aos comercializadores de último recurso) ao disposto no Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro; e
- A referência por parte dos CUR exclusivamente em BT de que o regime regulamentar não deveria obrigar à aquisição de energia por estes aos microprodutores e aos miniprodutores.

Um outro comentário (da APREN) refere o interesse em se integrar no processo regulamentar o regime que se veio a estabelecer no tratamento do autoconsumo e de produção por instalações de pequena potência.

No que respeita ao comentário do Conselho Consultivo, cabe destacar que a adequação do quadro regulamentar ao disposto no Decreto-Lei n.º 25/2013 foi justamente um dos fundamentos da revisão regulamentar neste domínio, designadamente quanto ao quadro de obrigações que impendem sobre os comercializadores de último recurso, pelo que se julga que a referência formulada está já acolhida na revisão regulamentar.

Já no que respeita ao comentário efetuado pelos CUR exclusivamente em BT, cumpre esclarecer que a intenção da ERSE não é, nem poderia ser, a de criar obrigações que já não decorram da legislação

aprovada neste domínio. Com efeito, o que a alteração proposta veio permitir foi justamente a possibilidade de que, cumprindo com a obrigação já expressa na legislação, se possam introduzir mecanismos que permitam que a mesma seja operacionalizada pelo CUR de âmbito nacional, para facilidade e agilidade de processos.

Por fim, a ERSE relembra que o procedimento de incorporação nos regulamentos das alterações legais beneficia de se ter um quadro de definição já estabilizado, o que não sucedia ao tempo da previsão da proposta da ERSE para alteração regulamentar, pese embora já se ter iniciado o processo de consulta pública sobre os regimes de autoconsumo e de produção por instalações de pequena potência.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre estas temáticas, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td>CONSELHO CONSULTIVO</td><td>“O regime aplicável à micro e mini produção foi alterado em 2013, através da publicação do Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro. O Conselho Consultivo recomenda que a redação do RRC, designadamente a Secção II do Capítulo V, seja adaptada no sentido de refletir as alterações introduzidas pelo mencionado diploma.“</td></tr>
<tr><td>A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA</td><td>“B – Comentários de A CELER:

Pretende o regulador impor-nos preços de aquisição da energia da mini e microprodução significativamente superiores ao preço de aquisição em mercado liberalizado, como se demonstra:

Análise dos efeitos da faturação da energia da mini e microprodução por aplicação do artigo 81.º
<table><tr><th>Designação</th><th></th><th>Ponta</th><th>Cheias</th><th>V. Normal</th><th>S. Vazio</th></tr><tr><td>Energia mensal produzida (kWh)</td><td>1.000</td><td>200</td><td>700</td><td>100</td><td>0</td></tr><tr><td>Preço administrativo (€/kWh)</td><td>0,18 €</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Pagamento pelo CURBT ao microprodutor (€)</td><td>180,00 €</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Faturação pelo CURBT ao CUR (€)</td><td>180,00 €</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Preço da tarifa de energia BT em 2014 (€/kWh)</td><td>0,0694 €</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Faturação do CUR ao CURBT pelo Art.º 81.º (€)</td><td>69,40 €</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>Preços de aquisição de A CELER (€/kWh)</td><td></td><td>0,063014</td><td>0,057708</td><td>0,053177</td><td>0,046969</td></tr><tr><td>Faturação do CUR ao CURBT pela proposta de A CELER (€)</td><td>58,32 €</td><td>12,60 €</td><td>40,40 €</td><td>5,32 €</td><td>- €</td></tr><tr><td>Diferença contra a A CELER</td><td>11,08 €</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr></table></td></tr>
</table>

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Que o Regulador nos imponha um preço de venda, calculado com base num comercializador com uma dimensão superior a 1.000 vezes a nossa, é decisão só possível em Portugal. Estender também essa imposição ao campo da aquisição é comportamento que carece de justificação. Propõe-se, assim, a correção ao articulado conforme sugestão: C – Proposta/sugestão de A CELER para a redação final do articulado: Artigo 81.º Faturação dos fornecimentos relativos à energia adquirida pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT a unidades de miniprodução e de microprodução 1 - A faturação entre o comercializador de último recurso e o comercializador de último recurso exclusivamente em BT tem por objeto a energia entregue pela miniprodução e pela microprodução na rede de BT, quando adquirida por comercializadores de último recurso exclusivamente em BT. 2 - A faturação relativa às entregas da miniprodução e de microprodução aplica-se à energia que tenha sido adquirida a unidades de miniprodução e da microprodução na rede de BT, diretamente pelo comercializador de último recurso exclusivamente em BT ou através de um comercializador, por período tarifário. 3 - Às quantidades referidas no número anterior, descriminadas por período tarifário diário, é aplicada a tarifa de aquisição de energia do comercializador de último recurso exclusivamente em BT. 4 - O comercializador de último recurso e o comercializador de último recurso exclusivamente em BT podem acordar entre si que a energia elétrica entregue pela miniprodução e pela microprodução na rede de BT do segundo possa ser adquirida diretamente pelo primeiro ao respetivo produtor. 5 - Nas situações previstas no número anterior, as respetivas quantidades devem ser deduzidas às quantidades a que se referem os números 1 a 3 do presente artigo.”
ASSOCIAÇÃO DE ENERGIAS	“À semelhança do parecer do Conselho Consultivo da ERSE - Secção eletricidade sobre os regulamentos em apreciação, esta Associação vem reforçar a necessidade de incluir no articulado dos vários regulamentos em consulta a referência ao novo

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
RENOVÁVEIS (APREN)	regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência a partir de recursos renováveis, que inclui o regime de autoconsumo, atualmente omisso. Apesar de a legislação que regula este tipo de produção ainda não ter sido publicada, é também verdade que foi lançada uma audição facultativa às Associações do sector, entre as quais a APREN, no dia 25 de Junho, ou seja, anterior ao lançamento da presente consulta pública. Assim sendo, a omissão por completo a este novo regime não faz sentido pois aquando a entrada em vigor dos regulamentos agora em consulta é expectável que o regime para instalações de pequena potência já tenha sido publicado ou esteja prestes a ser publicado, criando uma situação de vazio legal que se desaconselha e que se deve evitar. (…) De facto verifica-se que o novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência a partir de recursos renováveis terá implicações importantes nos regulamentos, pelo que deveria ser desde já incluída.”
COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO A LORD, CRL	“A aquisição da energia pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT a unidades de miniprodução e de microprodução ligadas à rede de distribuição da entidade a que pertence o CUR não pode acarretar prejuízos para este. Assim, o preço de aquisição das entregas à sua rede de distribuição referidas no parágrafo anterior não pode ser superior ao preço pelo qual adquirem a restante energia para satisfação das necessidades dos seus clientes.”
COOPERATIVA ELÉTRICA DE S. SIMÃO DE NOVAIS	“A aquisição da energia pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT a unidades de miniprodução e de microprodução ligadas à rede de distribuição da entidade a que pertence o CUR não pode acarretar prejuízos para este. Assim, o preço de aquisição das entregas à sua rede de distribuição referidas no parágrafo anterior não pode ser superior ao preço pelo qual adquirem a restante energia para satisfação das necessidades dos seus clientes.”
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D’ESTE	“Afigura-se-nos prematuro estar a legislar sobre este assunto, uma vez, que nova legislação do autoconsumo poderá trazer novos termos aos regimes legais estabelecidos nesta matéria.”

5 FIDELIZAÇÃO E INDEXAÇÃO DOS PREÇOS

Em sede de revisão regulamentar a ERSE propôs que a consagração que foi dada na Recomendação n.º 2/2013, no dia 15 de março de 2013, relativamente aos mecanismos de fidelização e indexação de preço nos contratos de fornecimento em mercado retalhista, passasse a ter expressão regulamentar.

A Recomendação n.º 2/2013 veio prever que a existir um período de fidelização, este deve ser devidamente justificado, tanto no contrato de fornecimento de energia, como em toda a informação pré-contratual que é distribuída ao consumidor. Toda esta documentação deve identificar de forma clara a duração do período de fidelização, assim como a existência ou não de obrigação de pagamento de algum valor em caso de cessação antecipada do contrato e, em caso afirmativo, da forma de cálculo desse valor.

Nos comentários recebidos em sede de consulta pública foram mencionados os seguintes aspetos:

- A Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor considera que não é coerente a aceitação de um regime de fidelização na proposta efetuada pela ERSE e a abolição do número máximo de mudanças de comercializador já anteriormente consagrada;
- Uma parte dos comercializadores em regime de mercado considera que a inclusão de tais normas no quadro do RRC está além do desejável, expressando oposição quanto à periodicidade de prestação de informação e quanto à prerrogativa de denúncia sem custos para o cliente no caso de variação do preço contratual (EDP Comercial), referindo-se também (Iberdrola) que o propósito da alteração regulamentar seria o fim dos mecanismos de indexação à tarifa transitória;
- Outros comentários de comercializadores, expressando a sua concordância geral com os mecanismos que aprofundem a transparência do funcionamento do mercado retalhista, chamam a atenção (GALP) para o facto da indexação de preço poder ela própria constituir uma vantagem para o cliente que consubstancie a razão de ser de uma fidelização, no que se traduziria numa aparente contradição das disposições regulamentares (nomeadamente a da denúncia sem custos para o cliente sempre que o preço contratual varie);
- Outros comentários formulados solicitam aclaramento quanto à inclusão das tarifas de acesso no conceito de indexação de preço aqui descrito.

No que diz respeito à articulação dos mecanismos de eventual fidelização contratual com a abolição do número máximo de mudanças de comercializador, a ERSE gostaria de esclarecer que esta última circunstância foi ditada pela experiência de funcionamento do mercado, já que não se observou que uma elevada frequência de mudança pudesse estar a consubstanciar custos operativos elevados para o sistema elétrico nacional. Por outro lado, cumpre destacar que a disposição agora integrada no RRC não proíbe a existência de mecanismos de fidelização contatual, antes impondo um conjunto de regras

quanto à prestação de informação pré-contratual e contratual, as quais, no caso de existir fidelização, devem expressamente mencionar as vantagens ou benefícios que a justificam. Em rigor, já nos termos da Recomendação n.º2/2013, previu-se que, a existir um período de fidelização, este deve ser devidamente justificado, tanto no contrato de fornecimento de energia, como em toda a informação pré-contratual que é distribuída ao consumidor. O regime que a ERSE procurou robustecer é, assim, o de reforçar as condições de informação aos consumidores, para que estes possam efetuar as suas escolhas de modo informado e esclarecido.

Já no que respeita à possibilidade de denúncia do contrato aquando da variação de preço contratual, sem que, com isso, seja solicitado encargo adicional ao consumidor, a ERSE procurou assegurar que, da prática comercial dos agentes, não resultasse um cumular de situações de entendimento mais complexo por parte destes últimos, no que se poderia traduzir numa assimetria de poder negocial não consentânea com o desenvolvimento de um mercado equilibrado. Em concreto, a revisão regulamentar procurou assegurar que a vigência simultânea de situações de fidelização (que dão origem a eventuais encargos com a denúncia antes do prazo) e de indexação de preço não ocorresse para as situações de fornecimento mais comuns e que cobrem a generalidade dos consumidores do chamado segmento residencial.

De todo o modo e a este propósito, não deixa de se reconhecer a pertinência do comentário que refere que a indexação de preços poderá, ela própria, constituir-se como o benefício suficiente que fundamente a existência de fidelização. Todavia, esta situação tenderá a suceder para mecanismos de indexação de preço mais complexos, que inclua, por exemplo, formulações de gestão de risco de preço, os quais, tendencialmente se aplicam para um segmento de clientes (clientes empresariais) não abrangido por estas disposições regulamentares relativas a indexação e fidelização contratual.

Por fim, esclarece-se que não integra o conceito de indexação de preço a revisão das tarifas de acesso que se venha a produzir no âmbito do contrato de fornecimento, o que, objetivamente, depende de decisão da ERSE nos termos do Regulamento Tarifário. Neste quadro, a indexação de preço diz respeito única e exclusivamente à componente do preço contratual que é diretamente da responsabilidade do comercializador, a qual integra necessariamente, a compensação de energia de perdas que os comercializadores devem adquirir nos termos regulamentares.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre estas temáticas, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (APIGCEE)	"Parece-nos bastante positiva a imposição junto do comercializador de alargar a informação contratual relativa aos seguintes aspectos: • Existência (ou não) de período de fidelização e sua duração ; • Eventual existência de indexação de preços com os respectivos indexantes; • Forma de cálculo dos encargos decorrentes de rescisão contratual. Este aumento de transparência permite ao potencial cliente tomar uma decisão mais informada aquando da selecção do seu comercializador de energia eléctrica."
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR (DECO)	"A proposta de revisão do RRC prevê, nos seus artigos 98.º, 99.º e 104.º, a existência de deveres de informação contratual e pré-contratual, sobre a existência e duração do período de fidelização, bem como sobre o eventual pagamento de penalização em caso de denúncia antecipada do contrato, aliás na sequência da Recomendação ERSE n.º 2/2013. Simultaneamente, decidiu a ERSE acabar com o limite anual de mudanças de comercializador. Ora, tudo isto é incoerente: Primeiro, porque só deveria a ERSE permitir a existência de um período de fidelização e de uma cláusula de penalização em caso de denúncia antecipada do contrato, nas situações em que seja evidente e se encontre demonstrada a existência de contrapartidas para o consumidor que justifiquem uma tal oneração. E neste caso, a forma de cálculo desse valor não deve ser meramente identificada no contrato, mas sim devidamente justificada em termos de custo-benefício, sob pena da sua invalidade. O que não acontece. Segundo, a não limitação de mudanças de comercializador, acaba por ser um saco cheio de nada, porquanto os consumidores se encontram privados de exercer esse direito, exatamente em função da existência de um prazo de fidelização e de uma cláusula de penalização, que funcionam a uma barreira à concorrência e mobilidade do consumidor."
GAS NATURAL FENOSA	"No quadro das necessidades de informação aos consumidores deveria ficar claro que a informação que deve estar disponível na página web faz referência exclusivamente à BT, dada a impossibilidade de agrupar numa página web as condições contractuais negociadas com clientes de maior nível de tensão."
IBERDROLA	"Da leitura da proposta de revisão do RRC e apoiando na generalidade o proposto pela ERSE, a IBERDROLA solicita alguma reflexão e esclarecimentos.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	No documento justificativo do Regulamento de Relações Comerciais, página 18, a ERSE refere que "constatou-se que, na prática, alguns Comercializadores indexam as suas condições de preço às tarifas transitórias definidas pela ERSE, as quais têm períodos de revisão trimestrais, simultaneamente estabelecendo períodos de fidelização mais longos". Mais à frente refere ainda que "a Recomendação n.° 2/2013 prevê que a existência de regras ou cláusulas de indexação do preço do contrato, nas parcelas da responsabilidade dos Comercializadores, deve ser devidamente justificada" e ainda que "esta mesma informação deve ainda explicitar, de forma clara, a fórmula de determinação do preço do contrato, bem como do indexante utilizado. Nestes casos, o consumidor deverá poder denunciar o contrato de forma livre de quaisquer encargos por cessação antecipada, sempre que haja uma revisão do preço do contrato por aplicação de regras ou cláusulas de indexação". Baseado nestas justificações e nos Artigos 99.° e 115.° da redacção proposta, a IBERDROLA entende que o principal objectivo visado consiste na eliminação da indexação do preço às tarifas transitórias de venda a Clientes finais (TVCF) estabelecidas e publicadas pela ERSE e que apenas neste caso se poderá permitir a cessação antecipada sem quaisquer encargos para o Cliente. Pelo contrário, em relação aos demais mecanismos de indexação de preço, desde que devidamente esclarecidos na informação pré- contratual e contratual, o Cliente poderá ser penalizado em caso de cessação antecipada do contrato. De igual modo, considera também a IBERDROLA que as tarifas de acesso (TA) e o ajustamento para perdas não deverão ser consideradas como mecanismo de indexação de preço, mas sim uma componente da tarifa final aplicável aos Clientes e que quaisquer alterações sofridas podem e devem ser reflectidas junto destes. A IBERDROLA solicita desta forma esclarecimento adicional sobre a matéria a constar no corpo do regulamento.”
EDP COMERCIAL	“A proposta da ERSE impõe, aos comercializadores em regime de mercado livre, o dever de prestar informação e justificação contratual e pré-contratual sobre a existência e a forma de cálculo do preço contratual, e ainda sobre a existência e a duração do período de fidelização, bem como sobre a eventual obrigação de pagamento de penalização em caso de denúncia antecipada do contrato e forma de cálculo do respetivo valor. A proposta de revisão regulamentar prevê ainda que os comercializadores em

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	regime de mercado remetam à ERSE semestralmente, até 45 dias após o fecho de cada semestre, informação sobre o número de clientes em BTN com contratos de fidelização e a duração dos períodos de fidelização. A EDPC entende que o volume de informação a prestar à ERSE, previsto na proposta, é manifestamente elevado, impondo custos adicionais aos comercializadores em regime de mercado livre, sem que se anteveja que esse esforço possa trazer benefícios justificáveis aos clientes. Esta mudança irá exigir, necessariamente, adaptação dos sistemas de informação sendo necessário prever um prazo adequado para a sua implementação."
EDP COMERCIAL	"a. A ERSE propõe ainda que exista a possibilidade de denúncia por parte do cliente, sem quaisquer encargos, sempre que haja revisão do preço contratual fruto da indexação acordada. Concordando-se com a boa prática de oferecer aos clientes informação clara e transparente sobre as condições contratuais, deve referir-se que estas disposições, em particular a imposição de possibilidade de denúncia por parte do cliente, sem quaisquer encargos, sempre que haja revisão do preço contratual fruto da indexação acordada, poderão configurar um excesso regulação de uma atividade que é exercida em regime de mercado livre, sob condições concorrenciais."
	"b. Ainda relativamente a este tema, mas sob outro prisma, considera-se que haveria vantagem em clarificar que as alterações que venham a ocorrer às tarifas de Acesso às Redes, ou alterações que resultem de mudanças no quadro legislativo e regulamentar aplicável, não deverão ser entendidas como uma revisão do preço contratual, por estarem estas alterações fora do âmbito de controlo dos comercializadores."
GALP ENERGIA	"A GE defende que a transparência e objectividade dos contratos de fornecimento devem ser buscadas pelos COMs, como princípio basilar de construção de um mercado efectivamente concorrencial e equilibrado. Neste entendimento, as obrigações de prestação de informação contratual e pré-contratual não podem deixar de ser acolhidas como buscando aquele desiderato, no entendimento contudo que os princípios a observar serão os que resultam da legislação dos Serviços Públicos e de Protecção do Consumidor, já suficientemente abrangentes e esclarecedoras. A construção de um novo tecido regulamentar que apenas criasse insegurança jurídica, pela existência de disposições potencialmente contraditórias deve ser evitada.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Também na defesa dos princípios anteriores, e ainda que a GE não aplique no mercado doméstico cláusulas de fidelização com penalidades por antecipação da denúncia, concordamos com a demonstração das vantagens comerciais para o consumidor quando subscreve entes contratos, bem como com a necessidade da evidenciação clara das disposições contratuais a este respeito, nomeadamente penalidades, quando existentes."
	"Entende-se o objectivo da ERSE de defesa dos consumidores em situações de revisões abusivas dos preços contratuais. No entanto, permitimo-nos notar que desde que as fórmulas de indexação sejam explicitamente apresentadas e explicadas aos potenciais clientes na documentação contratual e pré-contratual, uma alteração que resulte da aplicação rigorosa da indexação contratada dificilmente se poderá considerar como motivo justificado de denúncia do contrato, especialmente se ocorrida num ambiente concorrencial saudável. Como referido, as ofertas contratuais para o mercado residencial que a GE oferece de momento não contemplam cláusulas de fidelização, pelo que o anterior nem se aplicará; no entanto, a proposta como apresentada acaba por prejudicar o desenvolvimento de propostas mais sofisticadas (eg. contratos de mais longo prazo com indexação explícita), o que não será necessariamente no melhor interesse dos consumidores. Numa nota lateral, recomenda-se ainda a clarificação do alcance da norma proposta no caso da alteração de preço ocorrer por via de revisão das Tarifas de Acesso, objectivamente fora do controlo do comercializador. Induzindo esta situação uma alteração do preço final suportado pelo consumidor será, também aqui, justificadora da denúncia contratual? Do anterior, recomenda-se uma clarificação do proposto e condições de aplicação, sob pena destes conceitos, não necessariamente incorrectos em si mesmos, prejudicarem o desenvolvimento do mercado."
IBERDROLA	"Da leitura da proposta de revisão do RRC e apoiando na generalidade o proposto pela ERSE, a IBERDROLA solicita alguma reflexão e esclarecimentos. No documento justificativo do Regulamento de Relações Comerciais, página 18, a ERSE refere que "constatou-se que, na prática, alguns Comercializadores indexam as suas condições de preço às tarifas transitórias definidas pela ERSE, as quais têm períodos de revisão trimestrais, simultaneamente estabelecendo períodos de

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	fidelização mais longos". Mais à frente refere ainda que "a Recomendação n.° 2/2013 prevê que a existência de regras ou cláusulas de indexação do preço do contrato, nas parcelas da responsabilidade dos Comercializadores, deve ser devidamente justificada" e ainda que "esta mesma informação deve ainda explicitar, de forma clara, a fórmula de determinação do preço do contrato, bem como do indexante utilizado. Nestes casos, o consumidor deverá poder denunciar o contrato de forma livre de quaisquer encargos por cessação antecipada, sempre que haja uma revisão do preço do contrato por aplicação de regras ou cláusulas de indexação". Baseado nestas justificações e nos Artigos 99.° e 115.° da redacção proposta, a IBERDROLA entende que o principal objectivo visado consiste na eliminação da indexação do preço às tarifas transitórias de venda a Clientes finais (TVCF) estabelecidas e publicadas pela ERSE e que apenas neste caso se poderá permitir a cessação antecipada sem quaisquer encargos para o Cliente. Pelo contrário, em relação aos demais mecanismos de indexação de preço, desde que devidamente esclarecidos na informação pré- contratual e contratual, o Cliente poderá ser penalizado em caso de cessação antecipada do contrato. De igual modo, considera também a IBERDROLA que as tarifas de acesso (TA) e o ajustamento para perdas não deverão ser consideradas como mecanismo de indexação de preço, mas sim uma componente da tarifa final aplicável aos Clientes e que quaisquer alterações sofridas podem e devem ser reflectidas junto destes. A IBERDROLA solicita desta forma esclarecimento adicional sobre a matéria a constar no corpo do regulamento.”

6 ESTIMATIVAS DE CONSUMO E ACERTOS DE FATURAÇÃO

As alterações regulamentares colocadas a consulta pública pela ERSE incluíram, a respeito desta matéria, a inclusão da possibilidade de serem efetuadas estimativas de consumo diretamente pelos comercializadores, desde que realizadas segundo os métodos aprovados para o efeito, bem como a inclusão no quadro regulamentar das disposições relativas a acerto de faturação, as quais foram aprovadas através da Diretiva n.º 17/2013.

Nas secções seguintes são abordadas estas duas vertentes da alteração regulamentar e os comentários suscitados no âmbito da consulta pública.

6.1 ESTIMATIVAS DE CONSUMO PELOS COMERCIALIZADORES

Como atrás se referiu, a alteração regulamentar sujeita a consulta pública previu que os comercializadores possam realizar estimativas de consumo para faturação, se envolverem períodos temporais adicionais às estimativas fornecidas pelos operadores de rede e se utilizarem os mesmos métodos de estimativa previstos no Guia de Medição e escolhidos pelo cliente. Alteração semelhante foi, de resto, operada no setor do gás natural, com aceitação generalizada por parte dos agentes de mercado.

Todavia, o regime estabelece também que os dados de consumo estimados produzidos pelos operadores de rede deverão sempre ser usados prioritariamente pelos comercializadores, no contexto da faturação dos consumos.

A ERSE aproveita a resposta aos comentários recebidos em consulta pública para relembrar que, nos termos do que foi proposto e será adotado regulamentarmente, os métodos a utilizar pelos comercializadores para a produção de estimativas são os que constam do Guia de Medição e devem ser objeto de escolha pelo cliente.

O comentário recebido sobre esta matéria sugere que as estimativas de consumo, uma vez que ocorram na ausência de leitura por facto imputável ao cliente, possam ser equiparadas a leituras reais se o cliente efetuar o pagamento da fatura correspondente.

Esta sugestão não parece ter acolhimento no atual quadro regulamentar. Em acréscimo, a sua eventual adoção poderia, no limite, conduzir a situações de maior complexidade na faturação, o que é até reconhecido no próprio comentário ao referir-se a necessidade de faturação específica na ocorrência de leituras reais de consumo. De resto, a necessária articulação entre comercializadores e operador de rede no caso da sugestão efetuada resultaria em mais um aspeto de complexificação da troca de informação entre destes dois agentes, o que não parece ser desejável.

Por último, a ERSE não pode deixar de recordar que o quadro regulamentar em vigor já dispõe de mecanismos para obviar às situações de inexistência de leituras dos contadores, inclusive nas situações em que tal sucede por comprovada responsabilidade do cliente. Nas situações em que não haja impedimento à realização da leitura atribuível ao cliente, a periodicidade de leitura regulamentarmente cumprida já assegura que a incidência de estimativas será contida a três meses consecutivos. Para os casos em que a leitura não é concretizada pelo ORD por factos que lhe são exteriores, está regulamentarmente salvaguardada a possibilidade de ser exigível uma leitura ao fim de 6 meses.

Transcreve-se de seguida o comentário recebido sobre esta matéria, que tem o enquadramento de resposta anteriormente enunciado.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	"Na ausência de leitura por facto imputável ao cliente sugere-se que as estimativas efectuadas sejam consideradas como aceites pelo cliente se este as pagar. Quando for efetuada uma leitura os acertos de facturação seriam objecto duma fatura específica, sem referência a períodos anteriores, por vezes bastante antigos. Esta medida evitaria a possibilidade de invocação de prescrição, quando a ausência de leitura é imputada ao cliente."

6.2 PRINCÍPIOS ESTABELECIDAS NA DIRETIVA Nº 17/2013

O RRC do setor elétrico ainda em vigor já prevê a faculdade dos clientes solicitarem o pagamento faseado dos valores que lhes são apresentados a título de acerto de faturação, incluindo quando esta tenha sido baseada em estimativa de consumo.

As dificuldades sentidas por uma parte importante da população relativamente ao pagamento das faturas, sobretudo quando estas comportam valores acumulados de um período mais alargado que o de faturação, motivaram a ERSE à aprovação e publicação da Diretiva n.º 17/2013, de 23 de setembro, relativa a acertos de faturação baseada em estimativa de consumos. Os princípios inscritos nessa Diretiva foram, agora, plasmados na proposta de alteração regulamentar colocada a discussão pela ERSE.

Dos comentários recebidos sobre esta temática, ressaltam os seguintes aspetos:

- Reconhecimento de que a proposta consagra, no essencial, os princípios e regras aprovadas com a publicação da Diretiva n.º 17/2013;

- Alusão a uma eventual inconsistência entre o disposto na Diretiva n.º 17/2013 e o agora estabelecido como proposta regulamentar, nomeadamente quanto ao seu âmbito de aplicação e conjunto de beneficiários das mesmas;
- Referência a aspetos técnicos de aplicação do agora disposto regulamentarmente, designadamente quanto ao que se refere a limiares mínimos de aplicação da medida, percentagem a aplicar ao valor médio de consumo, número máximo de prestações, valor mínimo das mesmas e aplicação das regras a situações de faturação específica (por exemplo, as modalidades de faturação fixa mensal);
- Referência a outros aspetos operativos na esfera do apuramento de consumos, como sejam a necessidade de consideração, para determinação do consumo médio, de duas leituras reais consecutivas.

Com respeito aos comentários recebidos, a ERSE começa por sublinhar que a aprovação da Diretiva n.º 17/2013 pretendeu criar mecanismos adicionais de proteção dos consumidores, em situações que podem objetivamente conflituar com a regularidade do fornecimento de eletricidade. Neste contexto, a Diretiva n.º 17/2013 veio estabelecer que, nas situações em que o acerto de faturação, resultante de estimativa, consista num valor superior à média mensal dos últimos 6 meses anteriores à data daquele acerto, os comercializadores devem apresentar um plano plurimensal de regularização do valor em dívida.

O referido plano deve ser proposto ao cliente, de forma automática, na própria fatura de acerto, em paralelo com a faculdade do mesmo poder proceder à liquidação total do valor em dívida. No plano de regularização mensal o montante a considerar individualmente em cada fatura não deve exceder 25% do consumo médio mensal da instalação consumidora nos 6 meses anteriores à realização do acerto.

Daqui decorre que, havendo, desde logo, questões específicas de aplicação da norma agora vertida regulamentarmente, a mesma será objeto de publicação pela ERSE de uma nota técnica de aplicação, a qual estabelecerá os aspetos específicos referidos nos comentários, incluindo a percentagem do consumo médio mensal que servirá de referência para a aplicação dos planos de pagamento da fatura. Do mesmo modo, a referida nota técnica detalhará o limiar de aplicação da disposição, quer quanto a clientes abrangidos, quer quanto a situações tipificadas de faturação, bem assim como a definição de um valor mínimo da prestação e de aplicabilidade do faseamento dos pagamentos.

Nestes termos, a redação do artigo 124.º da proposta de alteração regulamentar colocada em consulta pública será revista, de modo a considerar explicitamente a referida nota técnica a aprovar pela ERSE. Do mesmo modo, a redação deste artigo é ainda alterada, no sentido de prever um número máximo de 12 prestações para a liquidação dos valores de acerto.

Esclarece-se ainda que, embora não sendo objeto desta disposição em concreto, a existência de planos de pagamento em vigor, que estejam a ser cumpridos pelo cliente, não prejudicam, no caso dos clientes do CUR, a mudança de comercializador.

Transcreve-se seguidamente os comentários recebidos sobre esta matéria, que têm o enquadramento de resposta anteriormente enunciado.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
EDP COMERCIAL	"A proposta de revisão regulamentar vem prever que o RRC inclua as disposições introduzidas pela Diretiva n.º 17/2013, de 23 de setembro, relativa a acertos de faturação baseada em estimativas de consumo.(…) Na incorporação das diretrizes da Diretiva n.º 17/2013 no RRC é possível verificar que foram introduzidas algumas alterações ao sentido e alcance das normas constantes naquela diretiva: a. A Diretiva n.º 17/2013 indiciava que o âmbito de aplicação seria o universo de clientes domésticos, tendo essa interpretação sido aceite pela ERSE. No entanto, na redação constante do número 4 do artigo 124.º é possível verificar que estas normas serão aplicáveis aos clientes em BTN, havendo portanto alguma inconsistência entre o previsto na Diretiva e a redação proposta, que importaria corrigir no sentido de conformar a proposta com a Diretiva; b. Ainda de acordo com a Diretiva n.º 17/2013, o valor de cada prestação dos acordos de regularização que fossem celebrados não poderia exceder o montante referente a 25% do consumo médio mensal registado na instalação. Na redação proposta para o artigo 124.º, verifica-se que se pretende que o montante máximo que cada prestação pode ter não pode exceder uma percentagem que ainda irá ser definida pela ERSE. Importaria clarificar este aspeto de antemão, incorporando nesta regulamentação o valor em causa; c. Da interpretação conjugada dos artigos referentes a acertos de faturação (artigos 124.º e 113.º) é possível descortinar que, sempre que se verifique uma situação que leva a aplicação destas normas, os comercializadores deverão obrigatoriamente celebrar os acordos de pagamento previstos no número 7 do artigo 124.º. Tal obrigatoriedade não constava expressamente da Diretiva n.º 17/2013 e considera-se que haveria que deixar aos consumidores a liberdade de escolha da celebração ou não dos acordos. De facto, um consumidor pode querer não celebrar o acordo em causa e optar por outras alternativas, por razões perfeitamente legítimas;

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	d. Está previsto que a obrigação de fracionamento não prejudica o direito de opção do cliente pelo pagamento integral do valor em dívida. No entanto, não é referido que o cliente possa também optar pelo pagamento dos valores em dívida através de prestações mais elevadas das que seriam definidas caso se aplicasse este artigo. Este é um tema relativamente ao qual importaria garantir também essa liberdade ao consumidor. (…) Por outro lado, nas reuniões tendo por tema a Diretiva n.º 17/2013, a ERSE considerou que poderia ser definido um valor mínimo para as prestações dos acordos que fossem celebrados ao abrigo deste diploma, para evitar situações em que os acordos tivessem um número exagerado de prestações. Assim, a EDPC sugere que o artigo 124.º contenha um novo número estabelecendo a possibilidade de ser definido um valor mínimo para as prestações."
EDP DISTRIBUIÇÃO	"Nota-se com preocupação que no artigo 124.° se mantenha o tratamento da fraude em sede de normal acerto de faturação, entre o comercializador e o cliente, sem atender à especificidade do tema, enquanto consumo ilícito com cominação penal, e à demonstrada inoperacionalidade do tratamento dos consumos em fraude naquela sede, via comercializador, em benefício dos infratores e penalizando o sistema no seu todo. Este aspeto resulta particularmente agravado pelo facto de ter sido retirada a única disposição regulamentar - o artigo 130.° - que, ainda que de forma limitada, trata dos procedimentos fraudulentos. Conhecendo-se a atual estrutura do setor elétrico, a desatualização da legislação específica sobre a matéria e o impacto acrescido dos atos de consumo ilícito, era expectável que, como temos vindo a propor, o tratamento desses atos, com especial realce para os procedimentos fraudulentos, fosse objeto de um especial detalhe regulamentar, nomeadamente quanto aos agentes e quanto aos preços, mas também quanto às regras de medição, as quais, de facto, são passíveis de serem tratadas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados - GMLDD (cf. indicado no n.° 2), embora se entenda carecerem de um enquadramento diferente do que é dado a um normal acerto de faturação. Propomos, assim, que seja suprida a menção aos procedimentos fraudulentos neste artigo e reformulado o artigo sobre procedimentos fraudulentos no sentido de prever

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	um processo de tratamento ágil e eficaz.”
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	“A EDPSU considera que haveria benefício em refletir no RRC algumas das questões que suscitaram dúvidas interpretativas e de aplicação da Diretiva n.º 17/2013 e que foram esclarecidas em reuniões com a ERSE. Em particular, seria importante clarificar no articulado, em consonância com os esclarecimentos obtidos, os seguintes pontos: • O âmbito de aplicação das normas da Diretiva n.º 17/2013 deveria ser o universo de clientes domésticos. Note-se que, no número 4 do artigo 124.º é prevista a aplicação aos clientes em BTN, o que inclui clientes empresariais e não apenas domésticos, importando assim precisar este aspeto; • O plano de pagamento deveria ser apresentado apenas nos casos em que o cliente o solicitasse e não imposto a todos os clientes de forma cega e automática; • O art. 124º não deverá ser aplicado nos casos em que existe fraude;”
	“• Na base de referência para cálculo dos consumos médios, referidos nos números 6 e 7 do artigo 124.º, deveria ser considerada a leitura real que deu origem ao acerto e a leitura real anterior a essa, independentemente da leitura poder ter mais ou menos de seis meses. A Diretiva n.º 17/2013 e as disposições deste artigo não deveriam ser aplicáveis a situações em que o cliente não tenha registado, pelo menos nas duas leituras anteriores, qualquer consumo;”
	“• As disposições deste artigo e da Diretiva n.º 17/2013 não deveriam ser aplicáveis a modalidades de faturação cujas características não se coadunem com a aplicação desta Diretiva (nomeadamente o caso da “Conta Certa”, em que o cliente contratualiza uma prestação mensal fixa durante um período de um ano, estando previsto o acerto no final deste período, pelo que não faz sentido a aplicação destas disposições a esta modalidade de faturação);”
	“• O número 7 do artigo 124.º menciona que o valor a regularizar em cada fatura não deve exceder a percentagem do consumo médio mensal aprovada pela ERSE. Na Diretiva n.º 17/2013 era estabelecida já esta percentagem, em 25%, não ficando claro neste articulado se a referência é a este valor ou a outro valor ainda a definir pela ERSE; • Entende-se que seria em benefício do cliente prever a possibilidade de, sempre que o cliente o pretenda, poder proceder ao pagamento em valores fracionados

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	numa percentagem superior aos 25% definidos na Diretiva. Sugere-se a introdução desta possibilidade, sendo que o articulado da proposta apenas prevê que o cliente possa pagar a dívida na sua integralidade; • Em termos de materialidade considera-se que faria sentido a introdução de um número máximo de prestações e de um valor mínimo para as prestações dos acordos, admitindo-se o valor de 6€ como o valor mínimo razoável para uma prestação."
ELETRICIDADE DOS AÇORES (EDA)	"O n.º 8 do artigo 124.º estabelece a obrigação de fracionamento do pagamento, admitindo que o cliente possa optar pelo pagamento do valor integral em dívida. Concordamos com a proposta, porém, por razões de ordem prática e de equidade, consideramos igualmente que o RRC deveria estabelecer um número máximo de prestações e um valor mínimo a pagar em cada uma delas, bem como o montante mínimo a partir do qual deverá ser acionado este mecanismo."
GALP ENERGIA	"Consideramos que a proposta, não sendo incorrecta em si mesma, deve esclarecer se o acerto referido, resultante de comunicação do ORD, é de aplicação mandatória, o que poderá resultar num contra-senso. Bastará com efeito, considerar os Acordos de Conta Certa em que, por motivo da sazonalidade dos consumos, podem ocorrer variações relevantes do consumo entre períodos de leituras, sem que das mesmas devam ocorrer "planos faseados de pagamento", que colocariam em causa o próprio conceito da Conta Certa. Um outro exemplo é a situação em que o ORD tem dificuldades de aceder ao contador, sem que tal prejudique a facturação por o cliente tomar a iniciativa de comunicar as leituras ao seu COM. Entendemos assim que a proposta deve ser revista, de modo a evitar a sua aplicação obrigatória em situações que desvirtuariam o objectivo perseguido. Naturalmente, concordamos que, em qualquer caso, a sua aplicação se limite ao segmento BTN, essencialmente não profissional."
IBERDROLA	"A IBERDROLA aceita a consagração em regulamento de uma prática dotada de uma significativa importância nas relações comerciais entre Comercializadores e Clientes e nas actividades de gestão de processos operacionais como é a possibilidade de realização de estimativas de consumo para efeitos de facturação em períodos não abrangidos pelos dados de consumo ou estimativas disponibilizadas pelos operadores das redes.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Mantendo-se a redacção proposta relativa ao número 4 do Artigo 112, a IBERDROLA entende que deverá ser o Comercializador a selecionar a metedologia de cálculo a aplicar em cada situação, nos termos previstos no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. À excepção dos operadores das redes, os Comercializadores são os detentores do conhecimento indispensável à selecção da metodologia que melhor se adequa ao Cliente, evitando desta forma um aumento exponencial do número de reclamações, nomeadamente no que se refere à discrepância entre o valor estimado e o valor real."
IBERDROLA	"Os acertos de facturação constituem um dos principais objectos de reclamação por parte dos Clientes, os quais, em suma, alegam sistematicamente a caducidade do direito ao pagamento das facturas de acerto, com claro prejuízo para o Comercializador. No que concerne aos acertos de facturação resultado de anomalias de funcionamento do equipamento de medição e procedimento fradulento, considera a IBERDROLA que a responsabilidade da facturação e cobrança deveria recair sobre os operadores das redes, uma vez que são estes os responsáveis pelos equipamentos, pela rede e pela detecção de avarias e fraudes. Segundo a Directiva n° 17/2013 publicada pela ERSE e em articulação com o Artigo 124.° da proposta de alteração ao Regulamento de Relações Comerciais, a percentagem do consumo médio mensal dos Clientes aprovada para efeitos de estabelecimento de limite máximo do valor a regularizar em cada factura individual no âmbito de plano de regularização de valores de acerto é de 25% do consumo médio mensal do Cliente. A IBERDROLA pretende aqui salientar que algumas questões se levantam pelas previsíveis dificuldades inerentes à sua aplicação e que passa a expor: 1. No nosso entendimento e nestes pressupostos, a aplicação desta regra não é adequada no caso em que o valor de acerto de facturação seja consideravelmente superior ao valor do consumo médio mensal uma vez que, neste cenário, o plano de regularização do valor de acerto terá de prever um período temporal de liquidação exageradamente extenso, prejudicando o Comercializador pelo facto de não estar previsto no quadro regulamentar proposto qualquer mecanismo de compensação financeira em resultado de um alargado diferimento dos pagamentos ao Comercializador. 2. Operacionalmente esta situação causa algum desconforto à IBERDROLA,

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	nomeadamente ao nível da cobrança dos acertos e eventual emissão de plano de regularização plurimensal, desde logo porque o ónus da prova recai sobre os Comercializadores, não obstante de serem os operadores das redes que dispõem da informação indispensável à demonstração dos acertos verificados. De facto, tal como se encontra a redacção proposta do preceito em análise, os operadores das redes não têm que desenvolver mecanismos com vista à demonstração ao Cliente da existência de acertos. Esta é uma situação não ajustada à repartição entre as partes envolvidas do risco inerente à cobrança bem assim como à necessidade de prestar esclarecimentos aos Clientes, uma vez que não incentiva os operadores das redes ao cumprimento dos padrões de qualidade exigíveis, sempre que lhe é solicitada informação. 3. A IBERDROLA entende que o presente articulado regulamentar não esclarece conveniente a forma de tratamento dos casos de mudança de Comercializador, com existência de plano de regularização de dívida por motivo de acerto de facturação, em curso aquando do momento de mudança. Entendemos assim que estes casos deveriam ser devidamente regulamentados, nomeadamente no que diz respeito à definição das entidades responsáveis pela cobrança dos valores em dívida. 4. Entendemos que, em complemento, ao valor percentual definido pela ERSE, deveria também ser fixado um montante mínimo, em valor absoluto, do valor a regularizar em cada factura individual no âmbito do plano de regularização de valores de acerto. 5. No que respeita aos números 7 e 8 do Artigo 124.° relativos ao direito de opção do Cliente entre o plano de regularização de valores de acerto e o pagamento único do valor em dívida, somos da opinião que só deveria ser disponibilizado o plano de regularização se solicitado expressamente pelo Cliente.”

7 OUTRAS DISPOSIÇÕES DE RELACIONAMENTO COMERCIAL

Da proposta de revisão regulamentar apresentada pela ERSE constaram igualmente a alteração de aspetos particulares do relacionamento comercial entre agentes do setor elétrico, alterações essas que corresponderam, no essencial, a uma adequação do quadro regulamentar ao contexto legal ou a uma melhor contextualização das respetivas temáticas. Incluíram-se neste contexto:

- A adaptação do prazo de pré-aviso de interrupção;
- A delimitação do regime de prestação de caução, com o alargamento das regras gerais aos comercializadores em regime de mercado; e
- A delimitação das situações de procedimento fraudulento e consequentes acertos de faturação a que haja lugar.

As secções seguintes abordam especificamente cada um destes assuntos e os comentários recebidos em consulta pública.

7.1 PRAZO DO PRÉ-AVISO DE INTERRUPÇÃO DO FORNECIMENTO

A Lei n.º 10/2013, de 28 de janeiro, aprovou alterações, designadamente na chamada lei dos serviços públicos essenciais (Lei n.º 23/96, de 26 de julho). Uma das referidas alterações traduziu-se no alargamento do prazo da antecedência mínima necessária para o envio do pré-aviso de interrupção do fornecimento de qualquer um dos serviços essenciais abrangidos pela mesma lei.

O RRC até então vigente ainda contemplava o prazo de 10 dias, estabelecido anteriormente, sem prejuízo de, por força da supremacia da lei, já ser aplicável o prazo de 20 dias.

Por sua vez, o Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, já havia determinado, como medida de salvaguarda dos clientes economicamente vulneráveis de eletricidade, a obrigação de envio de um aviso prévio de interrupção com a antecedência mínima de 15 dias úteis relativamente à data em que aquela venha a ter lugar.

Os comentários recebidos no âmbito deste tema incidiram, em especial, sobre dois aspetos. Por um lado, o alargamento do prazo por si só, o qual viria a beneficiar o eventual "prevaricador" em situação de fraude. Por outro lado, a manutenção de um prazo de 15 dias para os clientes economicamente vulneráveis, pressupondo uma discriminação negativa deste tipo de clientes.

Sobre a primeira situação, recorda-se para o efeito que a obrigação de envio de um pré-aviso de interrupção com uma antecedência mínima de 20 dias foi fixado expressamente pela Lei n.º 10/2013,

sendo aplicável ao serviço de fornecimento de eletricidade independentemente de o RRC o incluir ou não nas suas disposições regulamentares. E esta inclusão no RRC parece-nos fazer todo o sentido quando se pretende reunir naquele instrumento normativo um conjunto de regras especificamente destinadas ao fornecimento do serviço público essencial de eletricidade e se trata de um aspeto do relacionamento comercial com impacte tão significativo no consumidor de eletricidade como seja a própria suspensão do fornecimento.

O segundo grupo de comentários parece resultar apenas de uma leitura menos atenta do disposto no RRC no que respeita aos clientes economicamente vulneráveis, uma vez que o estabelecido no Decreto-Lei n.º 75/2012 e repetido no RRC é a exigência de uma antecedência mínima de 15 dias úteis. Este último prazo pode proporcionar, na prática, um período mais alargado do que os 20 dias contínuos.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre este tema, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR (DECO)	"No n.º 3 deste artigo e estabelecida uma discriminação negativa dos clientes economicamente vulneráveis face aos restantes, no que respeita ao prazo mínimo de pré-aviso de interrupção do serviço, respetivamente de 15 e 20 dias, pela remissão feita para o artigo 130.º. Ora, não vislumbramos qualquer motivo OU fundamento legal para tal discriminação, antes pelo contrário, pelo que deverá este ponto ser corrigido em conformidade."
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D'ESTE	"Não se concorda com extensão para 20 dias da antecedência do pré-aviso, para todas as situações enumeradas, uma vez, que se pode estar a beneficiar o prevaricador. Seguem duas situações a avaliarem: - No caso de ser detetada uma fraude, além de eliminarem a referência ao tratamento da situação, ainda premeiam com mais dez dias sem poder cortar o fornecimento, caso o prevaricador não permita intervir na instalação. - O novo RQS veio trazer indicadores de qualidade de energia mais exigentes, com esta extensão do prazo de pré-aviso, uma instalação que esteja a poluir a rede de distribuição pode ainda manter a referida situação por mais dez dias."

7.2 COMERCIALIZADORES E REGIME DE PRESTAÇÃO DA CAUÇÃO

O regime de prestação de caução previsto no RRC sempre distinguiu os clientes em BTN dos restantes clientes. No caso dos clientes em BTN, o direito à prestação de caução só pode ser exercido nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção motivada por facto imputável ao cliente. Para os restantes clientes, manteve-se a regra geral de que podem ser exigidas garantias comerciais como condição para a celebração de um contrato de fornecimento de eletricidade.

O referido regime aplicava-se, no entanto, apenas aos clientes abastecidos por um CUR, cuja atividade se encontra estritamente sujeita à regulação pela ERSE.

Com a extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais de eletricidade e, em alguns níveis de tensão, também das tarifas transitórias, o RRC passou a contemplar apenas os clientes em BTN, ainda abrangidos por períodos transitórios.

Os comentários recebidos em matéria de caução concentram-se precisamente nas ideias de alargamento do regime previsto aos comercializadores em regime de mercado e a sua extensão a todos os níveis de tensão do fornecimento.

Todavia, o Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, que aprovou o regime da caução na prestação dos serviços públicos essenciais aos utentes/consumidores domésticos inclui expressamente no seu âmbito de aplicação todos os fornecedores, independentemente da sua natureza jurídica. Por sua vez, a liberalização do mercado energético e a necessidade de assegurar a todos os consumidores regras equitativas de relacionamento comercial, justificam a integração na previsão das normas regulamentares relativas à caução dos fornecimentos a cargo dos comercializadores em regime de mercado.

Neste sentido, os clientes em BTN devem continuar a beneficiar do regime especial, também decorrente do Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho. Os restantes clientes, nos termos gerais do direito, ficam sujeitos à prestação de caução como condição de celebração do próprio contrato de fornecimento de eletricidade. O RRC voltará, assim, a expressar a dualidade de regimes sobre a caução, agora igualmente no âmbito da prestação do serviço no mercado liberalizado.

Por lapso na sua redação, a proposta de articulado apresentada a discussão pública previu efetivamente o mesmo regime para os clientes em BTN e para os restantes clientes. Esta redação será, em face do anteriormente exposto, objeto de correção.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre esta temática, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA DOS INDUSTRIAIS GRANDES CONSUMIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (APIGCEE)	"As alterações propostas relativas ao alargamento de prestação de caução no âmbito do relacionamento comercial entre comercializadores e clientes em regime de mercado não deverão ter efeitos retroactivos no que respeita a contratos em vigor. Não resulta claro da proposta de alteração ao articulado do RRC (i.e. artigos 106°, 108°, 109° e 110°) se os comercializadores em regime de mercado, à luz das alterações a introduzir no RRC, poderão exigir novas cauções e/ou respectivas actualizações."
EDP COMERCIAL	"A proposta de revisão regulamentar prevê a inclusão da figura do comercializador na redação das disposições relativas ao regime de prestação de caução. As disposições atualmente em vigor do RRC preveem que o comercializador de último recurso (CUR), possa exigir a prestação de cauções aos seus clientes BTN em determinadas situações, nomeadamente aquando do restabelecimento do fornecimento na sequência de interrupção decorrente do incumprimento contratual imputável ao consumidor. É agora proposto que haja uma revisão destas normas. Explica-se no documento justificativo que o Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, prevê a possibilidade de todos os fornecedores dos serviços públicos essenciais, independentemente da sua natureza jurídica, exigirem a prestação de uma caução nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de uma interrupção motivada por um incumprimento de um respetivo cliente. É assim pretendido que sejam estendidas as regras quanto à prestação de caução aos comercializadores de mercado, de forma a acolher o estatuído naquele Decreto-Lei. Para o efeito, o articulado do RRC foi alterado no sentido de incluir os comercializadores nas disposições referentes à prestação de caução, tendo no entanto sido também retiradas as referências a que estas normas fossem aplicáveis apenas aos clientes cujos contratos fossem de baixa tensão normal (BTN). (…) Desta forma, verifica-se que a redação proposta para o RRC, mais precisamente no artigo 106.º, acaba por tornar esta disposição bastante mais abrangente do que as diretrizes do Decreto-Lei n.º 195/99 impõem. (…) Face ao exposto (…)sugere-se que o RRC refira que estas normas referentes a

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	cauções sejam, aplicáveis aos clientes que sejam Pessoas Singulares, sendo devidamente salvaguardado que, para os contratos com Pessoas Coletivas, os comercializadores podem acordar com os seus clientes a prestação de uma caução."
EDP COMERCIAL	"A EDPC sugere que na versão final da regulamentação seja clarificado o conceito de "transferência bancária". Com efeito, a simples referência a "transferência bancária" compreende realidades distintas, e múltiplas formas de pagamento (Balcão, MB, Netbanking, Débito Direto, etc.), sem que todas sirvam os propósitos desta alteração regulamentar. Entende a EDPC que, das possibilidades supra referidas, a única que poderia afastar a necessidade de caução seria o Débito Direto e, mesmo neste caso, sem garantia de sucesso, na medida em que a autorização de Débito Direto pode ser alterada unilateralmente pelo cliente incumpridor, que entretanto evitou a prestação da caução no momento em que esta seria exigível (no restabelecimento do fornecimento)."
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	" O documento justificativo das propostas da ERSE refere a intenção de estender as regras de prestação de caução aos clientes dos comercializadores em regime de mercado, acolhendo o estatuído no Decreto-Lei n.º 195/99. Esta intenção não parece estar, no entanto, em concordância com as alterações plasmadas na proposta de articulado já que a mesma prevê a exigência de prestação de caução aos seus clientes, após interrupção por facto imputável ao cliente (para todos os clientes, eliminando-se do articulado a referência a clientes em BTN), o que impede a possibilidade atual de ser exigida caução a todo o momento e em particular quando da celebração do contrato aos restantes clientes não-BTN (conforme prevê o Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, tendo em conta o nº. 1 do artigo 1.º, o qual refere a definição constante na Lei n.º 24/96, de 31 de Julho, que considera "consumidor todo aquele a quem sejam fornecidos bens, prestados serviços ou transmitidos quaisquer direitos, destinados a uso não profissional, por pessoa que exerça com carácter profissional uma atividade económica que vise a obtenção de benefícios"). Sugere-se, por isso, a revisão do articulado destes artigos de forma a adequar o RRC ao regime estabelecido no Decreto-Lei n.º 195/99, referindo explicitamente que os comercializadores apenas possam exigir caução aos clientes domésticos em BTN na sequência de interrupção de fornecimento decorrente de incumprimento

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	contratual imputável ao cliente.”
GALP ENERGIA	“A GE concorda com esta disposição no que ela contribui para a harmonização do mercado e controlo das situações de dívida vencida, desincentivando também comportamentos oportunistas. Ainda que o proposto, limitando-se às situações de restabelecimento de fornecimento após interrupção por falta de pagamento, impeça uma discriminação positiva dos clientes cumpridores, reconhece-se alguma limitação criada pela própria legislação, que poderia ser melhorada. Notamos contudo a necessidade de revisão do clausulado proposto para o Art°106°, dado que a mesma sugeriria que também para clientes que sejam "pessoas colectivas" a prestação de caução apenas seria possível após uma situação de interrupção de fornecimento, ao contrário do estabelecido na versão actual do RRC. Sucede que de acordo com a regulamentação em vigor, estes contratos são negociados livremente entre as partes, devendo manter-se este princípio, sendo prática conhecida da ERSE a solicitação de cauções pelos COM para garantia do bom cumprimento do contrato.”
IBERDROLA	“Como ponto prévio, dado o dano comercial que acarreta, o Comercializador apenas exige prestação de caução aos Clientes com elevado risco de incumprimento. Por esse motivo, consideramos que as cauções são auto-reguladas pelos próprios Comercializadores dado o custo/benefício da sua implementação. A alteração prevista no número 1 do Artigo 106.° do Regulamento de Relações Comerciais, "têm o direito a exigir a prestação de caução aos seus clientes nas situações de restabelecimento do fornecimento, na sequência de interrupção decorrente de incumprimento contratual imputável ao Cliente", condiciona o Comercializador que apenas poderá exigir caução nas situações de restabelecimento, vedando-lhe a possibilidade do o fazer nos casos em que o Cliente, por exemplo, apresente risco elevado de incumprimento. Adicionalmente, entende a IBERDROLA que existe outra situação que carece de regulação, que consiste no caso típico do Cliente que muda de Comercializador após interrupção no fornecimento de energia eléctrica por falta de pagamento, já que, neste caso, de acordo com o disposto no regulamento proposto, o novo Comercializador não poderá exigir prestação de caução. Entendemos assim que esta possibilidade deveria ser refectida em regulamento, uma vez que o risco de incumprimento em nada é alterado pelo facto de ter ocorrido mudança de Comercializador.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	O princípio defendido pela IBERDROLA consiste na possibilidade dos Comercializadores poderem solicitar a prestação de caução quando se encontrem na posse de dados relevantes que apontem para um nível elevado de risco de incumprimento, independentemente do nível de tensão. No que se refere ao número 3 do Artigo 106.°, entende a IBERDROLA ser indispensável nesta fase a correcta definição do termo "transferência bancária" e dos modos de pagamento que este termo abrange. Admitimos que aqui se pretenda apenas referir ao método de pagamento "débito directo em conta". Em todo o caso, como este pode ser livremente cancelado pelo Cliente e as ordens de pagamento revogadas num período de 8 (oito) semanas, não consideramos que a simples opção do Cliente por este método de pagamento traduza uma situação de cumprimento contínuo."

7.3 PROCEDIMENTO FRAUDULENTO

Os procedimentos fraudulentos encerram diferentes dimensões, entre as quais o próprio apuramento da responsabilidade pela prática do ato fraudulento. Esta prática pode merecer contornos do foro criminal, designadamente num eventual crime de danos nos equipamentos associados ao fornecimento de eletricidade ou até de furto de eletricidade. Por sua vez, a existência de outros prejuízos e a consequente indemnização que venha a ser determinada, remete-nos para a necessidade de se situar cada caso concreto também na esfera da responsabilidade civil. Esta vertente das responsabilidades civil e criminal são, inegavelmente, da exclusiva competência dos tribunais, constituindo reserva de lei a sua regulação.

A verificação da existência de procedimento fraudulento no fornecimento de eletricidade assenta ainda no Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro. Este diploma insere-se, no entanto, num modelo de organização e funcionamento do setor elétrico que já não existe.

Em paralelo, o procedimento fraudulento, depois de detetado, gera o acerto de faturação entre a energia efetivamente consumida e aquela que por força da irregularidade foi faturada.

A eliminação do artigo 130.º do RRC então vigente aquando da proposta de revisão regulamentar tinha o propósito de centrar a atuação da ERSE na única dimensão do procedimento fraudulento para a qual é legalmente competente, o acerto de faturação. Os acertos de faturação devem observar as regras constantes do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. Será neste âmbito que o procedimento fraudulento, da competência da ERSE, deverá ser equacionado e tratado do ponto de vista regulamentar.

Entre os comentários recebidos sobre este assunto, salientam-se as seguintes considerações:

- A revisão do regime previsto no Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro, é necessária e urgente, designadamente para clarificar o papel do operador da rede de distribuição e do comercializador nesta matéria, bem como da área de intervenção regulamentar por parte da DGEG e da ERSE.
- A intervenção regulamentar é necessária, sem prejuízo da questão da responsabilidade pelo ato fraudulento dever ser resolvida nas instâncias competentes.
- O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados não contém atualmente regras que permitam determinar as quantidades de eletricidade em caso de procedimento fraudulento.
- Deve ficar claro que nas situações de procedimento fraudulento o equipamento de medição deve ser substituído, sendo os respetivos custos suportados pelo responsável.
- Após um processo de fraude deve ser requisito para o fornecimento a existência de nova certificação da instalação de consumo ou a sua sujeição a uma vistoria.

Parece-nos consensual e sustentada a posição de que o regime aplicável ao procedimento fraudulento no setor elétrico carece de habilitação legal. Ou seja, o diploma (Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro) que ainda hoje rege este tema deve ser revisto de modo a responder às necessidades atuais do setor elétrico. A ERSE encontra-se inteiramente disponível para colaborar nas tarefas que o legislador entender por bem solicitar-lhe, mas não pode fazê-lo sem essa indicação e orientação.

As propostas apresentadas em relação à substituição do equipamento de medição por força de um processo de fraude, assim como sobre a uma eventual certificação ou vistoria da instalação não cabem no âmbito de aplicação do RRC, nem mesmo nas competências da ERSE, dada a sua natureza essencialmente técnica.

O procedimento fraudulento é visado e previsto no RRC enquanto motivo para o acerto de faturação dos clientes que consumiram irregularmente eletricidade e, nesse sentido, devem ser esclarecidos sobre quais os valores apurados para efeitos de pagamento da energia consumida.

O Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados não diferencia a forma de cálculo dos referidos valores de faturação em função da existência ou não de procedimento fraudulento, o que poderá vir a ser discutido e avaliado posteriormente numa futura revisão daquele Guia de Medição. Sem descurarmos, no entanto, que a responsabilidade pelo ato fraudulento deverá ser resolvida em outro foro.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre esta matéria, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR (DECO)	"Não obstante concordarmos com a intenção de tratar regulamentarmente esta questão enquanto faturação de eletricidade irregularmente consumida, originando um acerto de faturação (artigos 232.º e 239.º do RRC em vigor), somos da opinião que todo o regime jurídico aplicável à verificação da existência e eventual apuramento de responsabilidades por procedimentos fraudulentos nos contadores (DL 328/90, de 22 de Outubro), se encontra obsoleto, lesa gravemente os direitos dos consumidores a quem são imputadas responsabilidades decorrentes da viciação que não conheciam, nem autorizaram, sendo necessário conferir-lhes instrumentos de defesa adequados e proporcionais aos interesses em causa e fundamentais ao equilíbrio contratual. Desde o início do processo de mudança de comercializador de energia elétrica do mercado regulado para o mercado livre, que se verificou um aumento significativo do número de reclamações de consumidores a quem são imputadas responsabilidades por supostas fraudes com os respetivos contadores de energia elétrica. (…) Uma vez que os direitos daqueles consumidores que nenhuma responsabilidade detêm na viciacção de contadores são totalmente atropelados de acordo com o regime atual, a DECO irá, em sede própria suscitar a revisão deste regime jurídico."
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D'ESTE	"Não faz sentido eliminar este assunto do RRC. Alerta-se a ERSE, que deve empenhar todos os seus esforços no sentido de ser feita uma revisão ao decreto-lei 328/90de 22 de Outubro, de modo a este refletir à atual organização do setor elétrico."
	"Para a CEVE a regra, no caso de a correção ter origem em procedimento fraudulento, é de enviar sempre o equipamento para verificação externa, sendo os custos deste procedimento suportados pelo prevaricador."
DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA (DGEG)	"Relativamente à temática dos procedimentos fraudulentos verifica-se a necessidade de uma intervenção regulamentar nesta matéria ao nível da apropriação ilícita da eletricidade e dos procedimentos fraudulentos a ela associados. Tal deve-se principalmente ao facto de o atual enquadramento ter como base um modelo de organização e funcionamento do sector elétrico hoje inexistente, que levantam questões relativas à separação de atividades e ao papel dos ORD, devendo ainda a proposta dispor sobre outro bem essencial, o gás

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	natural. Tais clarificações são assim indispensáveis, porém são da competência legal uma vez que estão em causa ilegitimidades. O pretendido enquadramento legal definirá, com certeza, com maior rigor o campo de intervenção regulamentar da DGEG, bem como da ERSE remetendo para o RRC e GMLDD toda a concretização conceptual respeitante à captação de energia elétrica a montante dos equipamentos de medição, à viciação do funcionamento normal dos equipamentos de medição ou de controlo de potência e à alteração dos dispositivos de segurança. Porém, é incontornável a intervenção da entidade reguladora neste domínio, nomeadamente na aprovação das propostas do ORD em matéria de definição do valor da unidade de energia, do valor dos encargos com a deteção e tratamento das anomalias identificadas e sua reparação, da garantia de que a indemnização, ou parte desta, obtida do infrator reverta para o SEN e seja repercutida na tarifa de uso das redes, bem como a implementação do sistema identificado n.º 5 do art.º 50 C do DL n.º 215 -A/2012."
EDP DISTRIBUIÇÃO	"Pelas razões expressas no comentário anterior entendemos que o artigo sobre procedimentos fraudulentos se deve manter, com a reformulação necessária para tornar operacionalizável a obtenção do efetivo ressarcimento, para todos os intervenientes do SEN, dos valores dos consumos ilícitos. (…) propõe-se a seguinte redacção para o artigo sobre os procedimentos fraudulentos: Procedimentos fraudulentos 1 - Qualquer procedimento suscetível de falsear o funcionamento normal ou a leitura dos equipamentos de medição de energia elétrica ou controlo de potência constitui violação do contrato de fornecimento de energia elétrica. 2 - A verificação do procedimento fraudulento e o apuramento da responsabilidade civil e criminal que lhe possam estar associadas obedecem às regras constantes da legislação específica, sempre que aplicável. 3 - A deteção do procedimento fraudulento e a promoção do correspondente ressarcimento compete ao operador de rede a que instalação esteja ligada, que se relaciona diretamente com o cliente, informando o respetivo comercializador da situação detetada e dos valores de potência e energia elétrica consumidos ilicitamente na vigência do contrato.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	4 - O operador da rede a que a instalação se encontra ligada tem direito a obter o ressarcimento das quantias que venham a ser devidas em razão das correções efetuadas, atendendo à potência utilizada, à energia elétrica consumida, aos encargos com a deteção e tratamento do procedimento fraudulento e aos custos com os equipamentos danificados e outros prejuízos. 5 - A metodologia de determinação da potência e da energia elétrica, bem como os respetivos preços unitários para cada nível de tensão a considerar para valorização do consumo fraudulento são aprovados pela ERSE, na sequência de proposta dos operadores das redes de distribuição. 6 - A metodologia definida nos termos deste artigo será aplicada, com as devidas adaptações, nos casos de ressarcimento pela captação ilícita de eletricidade efetuada diretamente das redes do SEN. 7 - O montante das indemnizações recebidas relativas à potência e à energia elétrica reverte para as tarifas de uso das redes de distribuição e para o operador da rede, nos termos a definir no Regulamento Tarifário. 8 - Os operadores de redes de distribuição devem enviar anualmente à ERSE, até ao final do mês de fevereiro, a seguinte informação relativa ao ano anterior, desagregada por nível de tensão: a) Número de procedimentos fraudulentos identificados; b) Energia elétrica correspondente aos procedimentos fraudulentos; c) Montante das quantias faturadas relativas a potência, energia elétrica e outros encargos devidos ao operador de rede nos termos previstos no n.º 4.)."
EDP DISTRIBUIÇÃO	"A alteração proposta para o n.º 4 do artigo 258.º remete para o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados a correção dos erros de medição com origem em procedimento fraudulento. Esta proposta não se considera adequada, desde logo, porque o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados não contém atualmente regras que permitam determinar as quantidades de eletricidade em caso de ocorrência de procedimentos fraudulentos. Pelas razões anteriormente apresentadas, considera-se que a determinação das quantidades (energia e potência) a considerar para valorização do consumo fraudulento deve ser alvo de tratamento específico e detalhado nos termos

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	sugeridos no ponto 3.4 do presente documento. (…) A EDP Distribuição propõe, em alternativa, que nas situações de procedimentos fraudulentos com impacto no funcionamento do equipamento de medição fique claro que o equipamento deve ser substituído, sendo os custos suportados pelo responsável pela prática da fraude. Nas situações de prática de fraude, poderia ainda ser considerada como requisito para o fornecimento de energia elétrica a realização de uma nova certificação à instalação (BT) ou de uma vistoria por parte das direções regionais do Ministério responsável pela área da energia.”
GALP ENERGIA	“A GE valoriza negativamente as alterações propostas que reduzem o enquadramento regulamentar das situações de procedimento fraudulento aos procedimentos a seguir para apuramento e alocação da energia não facturada. Considera-se que as situações de fraude no que representam de comportamentos graves e ilegais, potencialmente causadores de dados pessoais e materiais, não podem deixar de ser identificadas como tal nos regulamentos, sem prejuízo da sua resolução final ser uma questão a acometer aos tribunais. A título de exemplo, nota-se que sendo objectivo da ERSE a simplicidade e clareza dos documentos a apresentar aos consumidores, em especial aos domésticos, a existência de um quadro regulamentar completo e coerente permite uma referência única a documentos oficiais nas Condições Gerais de Fornecimento. A eliminação das questões associadas à fraude do RRC obrigaria ao desdobramento das referências (legislação e regulamentos), tornando o documento mais pesado e menos claro. Recomenda-se assim que se mantenha fundamentalmente a redacção actual, sem prejuízo de alguma explicitação da responsabilidade última dos tribunais na resolução das questões associadas aos procedimentos fraudulentos.”
IBERDROLA	“Admite-se que o objectivo da eliminação da secção se deva ao facto de se considerar que este tema já se encontra devidamente regulamentado na lei geral, contudo, a eliminação desta secção e a sua introdução na secção respeitante ao tema de acertos de facturação não acautelou algumas situações anteriormente referidas.”

8 REGIME DE FUNCIONAMENTO DO MERCADO GROSSISTA

A proposta de revisão do RRC colocada a consulta pública considerou, no que respeita ao regime de funcionamento do mercado grossista, alterações que procuraram efetuar (i) uma sistematização das modalidades de contratação disponíveis aos agentes em mercado grossista, bem como (ii) a consolidação do processo de articulação do quadro regulamentar nacional com o que veio a ser estabelecido pelo Regulamento (EU) n.º 1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho de 25 de outubro de 2011, relativo à integridade e transparência dos mercados grossistas da energia (REMIT).

No quadro da alteração regulamentar proposta, uma e outra dimensões têm decorrências e implicações mútuas, devendo ser entendidas em necessária articulação. As secções seguintes abordam as matérias suscitadas na consulta pública a respeito do regime de funcionamento do mercado grossista.

8.1 MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO NOS MERCADOS GROSSISTAS

Aquando da justificação da proposta de revisão regulamentar, a ERSE referiu que a sistematização das modalidades de contratação existentes tem também o interesse de, assim, se contribuir para a própria sistematização das obrigações em sede de supervisão e monitorização do funcionamento dos mercados.

Recordou-se a esse propósito que a construção do mercado interno europeu de energia, prevê, por aplicação dos Códigos de Rede, a realização de leilões explícitos de atribuição de capacidade de interligação transfronteiriça que possibilitam aos agentes de mercado o acesso às referidas infraestruturas de forma a poder captar oportunidades de arbitragem entre mercados, por via do aprovisionamento e da colocação de energia elétrica, fomentando a integração dos mercados e a concorrência.

Do mesmo modo, a participação em mercados de serviço de sistema faz também parte da contratação de energia, tendo um peso não negligenciável no aprovisionamento grossista de eletricidade, com consequências na definição das referências de supervisão.

Nos comentários recebidos a este respeito, há a destacar:

- A menção a prestação de serviços de sistema por parte de outros agentes, designadamente os que possam ser prestados pelos produtores que utilizam fontes renováveis intermitentes, como a eólica e a solar fotovoltaica;
- A referência a uma eventual complexidade acrescida pela inclusão de modalidades de contratação como a de serviços de sistema no contexto da monitorização e supervisão de mercados; e

- A sugestão de alterações de redação (efetuadas pela REN), visando a circunstanciação das responsabilidades da gestão global de sistema (GGS) e o enquadramento autónomo (dos demais) dos mercados de serviços de sistema no quadro do regime de mercado grossista.

Neste contexto, convirá referir-se que a participação da produção de origem renovável, nomeadamente a assente na utilização de fontes intermitentes, como a eólica e a solar fotovoltaica, no fornecimento de serviços de sistema, como é proposto, não integrando diretamente as matérias sujeitas a alteração regulamentar no presente processo, não é objetivamente impedido pela regulamentação já aprovada.

Em acréscimo, e relativamente à sistematização das modalidades de contratação, é do entendimento da ERSE que o mercado de serviços de sistema é parte integrante do mercado grossista, pelo que existe necessidade e interesse em objetivar em sede regulamentar a sua inclusão neste referencial.

De resto, a inclusão dos mercados de serviços de sistema na divulgação de informação no âmbito do REMIT é determinante para contextualizar as estratégias de venda de produção por parte dos centros electroprodutores na participação dos diferentes mercados de geração disponíveis. O mercado de serviços de sistema, do ponto de vista de supervisão, é também mercado relevante, havendo por isso necessidade de o monitorizar e supervisionar. Neste âmbito, os Atos de Execução previstos no REMIT preveem ainda, em regime de exceção, o pedido *ad-hoc* por parte da ACER relativo às transações realizadas neste tipo de mercado. De modo a operacionalizar este dever de informação, será necessário o devido enquadramento regulamentar recorrendo para o efeito a sub-regulamentação para abranger todas as obrigações não previstas pelo REMIT mas que concorrem para a sua completa implementação.

Quanto às propostas de alteração da redação regulamentar apresentadas pela REN, a ERSE acolhe positivamente a sugestão de redação relativa ao melhor entendimento sobre as responsabilidades da GGS no quadro das comunicações de concretização de contratos bilaterais, pelo que o RRC acolherá esta alteração.

Já a autonomização em subsecção própria do mercado de serviços de sistema, não parece ser, no entender da ERSE, necessária para uma clara e objetiva aplicação do regulamento neste domínio. Todavia, a ERSE decidiu acolher as redações propostas para o artigo 151.º e para o artigo 153.º, relativos, respetivamente, a admissão de agentes de mercado de acordo com o regime estabelecido para o gestor do mercado de serviços de sistema, e a menção a que esta entidade seja a que é responsável pela divulgação de informação a todos os interessados e ao público em geral das regras de participação e operação dos respetivos mercados.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre esta matéria, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td>ASSOCIAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (APREN)</td><td>“Deduz-se do articulado que os agentes passíveis de fornecer serviço de reserva secundária são "todos os grupos geradores dos produtores em mercado que se encontrem disponíveis e equipados para o fornecimento desse serviço" e que os agentes passíveis de fornecer outros serviços de sistema são os "produtores em regime ordinário estabelecendo contratos bilaterais de fornecimento desses serviços" e "o operador da rede de distribuição em MT e AT e os agentes de mercado detentores de instalações ligadas diretamente à RNT".

Por outro lado, verifica-se que, à medida que aumenta a penetração de eletricidade de origem renovável no sistema elétrico, é necessária uma mudança na estratégia de contratação de serviços de sistema. A evolução tecnológica permitirá que a eletricidade renovável, não só de tecnologias despacháveis mas também as de produção variável como a eólica e a solar fotovoltaica, também possam fornecer serviços de sistema.”</td></tr>
<tr><td>EDP PRODUÇÃO</td><td>“A proposta de revisão regulamentar sistematiza as modalidades de contratação no quadro do funcionamento dos mercados grossistas, passando a integrar explicitamente a contratação de serviços de sistema e a atribuição de capacidade de interligação transfronteiriça, antes omissas neste referencial regulamentar.

A EDPP entende ser pertinente comentar que a inclusão dos serviços de sistema no âmbito do controlo do REMIT poderá criar uma complexidade desnecessária, contribuindo para um aumento exponencial da informação a disponibilizar, o que resulta numa maior burocracia, custos adicionais e maior dificuldade de tratamento por parte dos reguladores.”</td></tr>
<tr><td rowspan="2">REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“Por forma a explicitar a responsabilidade da GGS de receber as concretizações de contratos bilaterais propunha-se a inclusão da seguinte alínea.”

<table><tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr><tr><td>Art.º 34.º
1</td><td></td><td>c-A) A gestão do mecanismo de comunicação de contratação bilateral, nos termos dispostos na legislação em vigor.</td></tr></table></td></tr>
<tr><td>“Tal como referido nos comentários na generalidade, tendo em conta o espírito do Acordo de constituição do mercado ibérico de eletricidade e do Decreto-Lei n.º 215-B/2014, as atividades exercidas pelos operadores de mercado parecem cingir-se à operação dos mercados spot e a prazo estando a gestão do mercado de serviços de sistema no âmbito da gestão técnica global do sistema.

Por esta razão, propõe-se a alteração do RRC de forma a que os mercados de</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td></td><td>serviço de sistema não sejam incluídos na Sub-Secção II - Mercados Organizados da Secção III do Capítulo VIII. Ao invés propõe-se que seja criada uma Sub-Seccção autónoma dentro da Secção III do Capítulo VIII. Esta alteração é proposta sem prejuízo do cumprimento de todas as obrigações que impendem sobre o ORT na gestão do mercado de Serviços de Sistema.”

<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>144.º</td><td>...
f) Participação em mercados de serviços de sistema, para contratação potência e de energia elétrica.</td><td>...
~~f) Participação em mercados de serviços de sistema, para contratação potência e de energia elétrica.~~</td></tr>
<tr><td>149.º</td><td>Os mercados organizados são os seguintes: ...
d) Mercados de serviços de sistema, que compreendem as transações de energia e potência destinadas a efetuar a operação do sistema em adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade do serviço.</td><td>Os mercados organizados são os seguintes: ...
~~d) Mercados de serviços de sistema, que compreendem as transações de energia e potência destinados a efetuar a operação do sistema em adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade do serviço.~~</td></tr>
</table>
Proposta de nova Subsecção II-Mercados de Serviços de Sistema:
<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>157-A</td><td>(Artigo inexistente na atual proposta)</td><td>1 - Os mercados de serviços de sistema compreendem as transações destinadas a efetuar a operação do sistema em adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade do serviço.
2 – O operador da rede nacional de transporte é a entidade responsável pela gestão do mercado de serviços de sistema.
3 – As regras de funcionamento do mercado de serviços de sistema são definidas no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema previsto no Artigo 38.º.</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td rowspan="2">REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“As sugestões de alteração vêm em linha com o comentário anterior.”
<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>1</td><td>A admissão de agentes de mercado nos mercados organizados processa-se de acordo com as regras próprias definidas pelos operadores de mercado, considerando o disposto no Artigo 153.º.</td><td>A admissão de agentes de mercado nos mercados organizados processa-se de acordo com as regras próprias definidas pelos operadores de mercado e pelo operador da rede de transporte enquanto gestor dos mercados de serviços de sistema, considerando o disposto no Artigo 153.º.</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>“As sugestões de alteração vêm em linha com o comentário anterior.”
<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>1</td><td>Os operadores de mercado devem assegurar a existência e a divulgação a todos os interessados e ao público em geral das regras de participação e operação nos mercados organizados.</td><td>Os operadores de mercado e o operador da rede de transporte enquanto gestor dos mercados de serviços de sistema devem assegurar a existência e a divulgação a todos os interessados e ao público em geral das regras de participação e operação dos mercados ~~organizados~~ que operam.</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

8.2 REGISTO DE AGENTES E DE TRANSAÇÕES DE MERCADO

Decorrente da Diretiva 2009/72/CE e do REMIT, há a necessidade de efetuar o registo dos agentes participantes no mercado de eletricidade, sendo essa competência atribuída às entidades reguladoras nacionais de acordo com um modelo já publicado pela ACER. Esse registo de agentes deverá ser articulado à escala europeia, sendo a base de registo europeia mantida e operada pela ACER.

Do mesmo modo, após a publicação dos atos de execução ou de implementação previstos no REMIT, o registo de transações é igualmente uma obrigação, à qual se deve dar cumprimento nos termos do que vier a ser definido naquele instrumento de desenvolvimento regulamentar europeu.

Nos comentários recebidos dos agentes foi, de modo geral, enunciada a preocupação com a complexidade que possa decorrer das obrigações de registo de agentes e de transações, nomeadamente quanto à vertente dos mercados mais complexos (mercado de serviços de sistema) e eventual duplicação das obrigações de reporte de informação.

Quanto ao registo de informação e transações relativos a centros eletroprodutores, a necessidade de diferenciação da oferta relativamente aos seus custos marginais e o respetivo dever de reporte, importa reter que o mercado grossista de produção elétrica funciona na base de um preço marginalista, sendo a informação relativa aos custos marginais uma necessidade de enquadramento das situações que possam potencialmente ser enquadráveis como manipulação de mercado no contexto do REMIT.

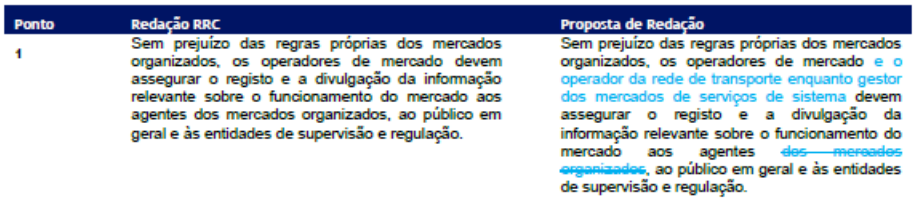
A ERSE esclarece ainda que não pretende, por via regulamentar, duplicar os deveres de reporte de informação dos agentes, sendo o completo perímetro de obrigações e sua completa articulação, delimitado em sede de regulamentação específica a adotar em sequência ao próprio RRC.

Por fim, deve referir-se que a ERSE decidiu acolher a natureza de um comentário efetuado pela REN, relativo um melhor entendimento sobre a divulgação de informação e transações por parte dos operadores de mercado, estende-se também o critério aos operadores da rede de transporte. Em consequência, a redação final do RRC integrará esta sugestão.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre esta matéria, formulados na consulta pública, os quais têm o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
GALP ENERGIA	"A GE reconhece que no momento presente não será possível à ERSE concretizar as obrigações a que os intervenientes no mercado passarão a estar obrigados pela efectiva entrada em vigor do REMIT, desde logo pela ausência de publicação da legislação complementar fundamental ("Implementing Acts"). Neste sentido, apenas haverá a reconhecer que as disposições vertidas para a regulamentação seguem os princípios da legislação europeia, recomendando-se que no momento de aprovação da subregulamentação os agentes de mercado participem na definição das soluções e âmbito do reporte. Cumpre-nos em todo o caso, sendo já evidente que o detalhe de reporte a

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	satisfazer será muito elevado, sugerir que as obrigações a estabelecer pela ERSE sejam apenas as previstas pelo ACER, de modo a evitar-se o crescimento de um corpo pesadíssimo de informação, provavelmente ineficaz e desnecessariamente oneroso para o sector."
EDP PRODUÇÃO	"A ERSE refere no seu documento justificativo que se pretende clarificar, ao nível do registo de transações, a necessidade de manter um registo da informação necessária à contextualização das transações, por exemplo os elementos necessários à determinação dos custos marginais de centros eletroprodutores, designadamente para efeitos de monitorização e supervisão. Sendo sabido que em mercados liberalizados a oferta nem sempre é baseada nos custos marginais de produção, pode ser excessivo ter de fornecer os custos marginais dos centros produtores no âmbito do REMIT. As centrais podem oferecer blocos de potência a diferentes preços ou até a valor zero. A metodologia de cálculo dos custos marginais pode ser muito diferente de um produtor para outro. (…) Sugere-se de uma forma global que nestas matérias a ERSE procure adequar o articulado do RRC traduzindo da forma mais fiel possível os princípios definidos e aprovados no REMIT."
GALP ENERGIA	"A GE reconhece que no momento presente não será possível à ERSE concretizar as obrigações a que os intervenientes no mercado passarão a estar obrigados pela efectiva entrada em vigor do REMIT, desde logo pela ausência de publicação da legislação complementar fundamental ("Implementing Acts"). Neste sentido, apenas haverá a reconhecer que as disposições vertidas para a regulamentação seguem os princípios da legislação europeia, recomendando-se que no momento de aprovação da subregulamentação os agentes de mercado participem na definição das soluções e âmbito do reporte. Cumpre-nos em todo o caso, sendo já evidente que o detalhe de reporte a satisfazer será muito elevado, sugerir que as obrigações a estabelecer pela ERSE sejam apenas as previstas pelo ACER, de modo a evitar-se o crescimento de um corpo pesadíssimo de informação, provavelmente ineficaz e desnecessariamente oneroso para o sector."
REDE ELÉTRICA	"As sugestões de alteração vêm em linha com o comentário anterior."

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
NACIONAL (REN)	

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
1	Sem prejuízo das regras próprias dos mercados organizados, os operadores de mercado devem assegurar o registo e a divulgação da informação relevante sobre o funcionamento do mercado aos agentes dos mercados organizados, ao público em geral e às entidades de supervisão e regulação.	Sem prejuízo das regras próprias dos mercados organizados, os operadores de mercado e o operador da rede de transporte enquanto gestor dos mercados de serviços de sistema devem assegurar o registo e a divulgação da informação relevante sobre o funcionamento do mercado aos agentes ~~dos mercados organizados~~, ao público em geral e às entidades de supervisão e regulação.

8.3 INFORMAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE MERCADO

Ainda no quadro do funcionamento do mercado grossista, em particular das condições para assegurar a implementação do regime expresso no REMIT, convirá circunstanciar um comentário recebido da Autoridade da Concorrência e que propõe a adoção de uma norma que impeça ou adie a divulgação de informação dita relevante em mercados muito concentrados, sem prejuízo do acesso a essa informação pelo regulador e pelo operador de sistema.

A este respeito, a ERSE relembra que no espírito dos atos de execução do REMIT (em preparação) e do Regulamento (UE) n.º 543/2013, da Comissão, de 14 de junho de 2013, é estabelecido um conjunto mínimo comum de dados relativos à produção, ao transporte e ao consumo de eletricidade, os quais devem ser publicamente disponibilizados aos participantes no mercado. Para tal prevê-se a sua recolha e publicação centralizada através de uma plataforma de transparência de informação.

Embora se entenda a pertinência e o interesse subjacente ao comentário formulado, a sugestão em apreço não parece ser enquadrável no quadro regulamentar europeu referente à prestação de informação dita *pre-trade* ou fundamental. De resto, importa recordar que o eventual abuso de mercado assente na utilização de informação disponibilizada ao mercado através dos mecanismos de transparência, a verificar-se, não deixa de ser uma atividade proibida pelo próprio REMIT e sujeito às respetivas sanções.

Transcreve-se seguidamente o comentário formulado na consulta pública pela AdC, com o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
AUTORIDADE DA CONCORRÊNCIA	"20. O procedimento de divulgação de factos relevantes estabelecido pela ERSE tem por fim assegurar que a formação dos preços reflita a melhor informação disponível em relação à oferta e procura de energia elétrica e, assim, garantir a eficiência dos mercados. Este pressuposto, sendo válido em mercados pouco

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	concentrados, pode, todavia, funcionar de forma diversa em mercados muito concentrados, sobretudo quando a informação divulgada permite a cada agente conhecer elementos relevantes para antecipara estratégia futura de terceiros concorrentes. 21. Com efeito, em mercados concentrados e de produto homogéneo, existe o risco de tal informação poder melhor permitir conceber estratégias de exploração do poder de mercado ou de facilitar o surgimento de paralelismos comportamentais assentes em colusão tácita, assim resultando, potencialmente, em preços mais elevados para os consumidores finais. 22. Face ao exposto, sugere-se que seja ponderada a necessidade de divulgar informação de factos relevantes quando se trate de mercados muito concentrados, propondo-se a inclusão de uma norma que impeça ou adie a divulgação de tal informação em mercados que tenham 5 ou menos operadores, sem prejuízo do acesso a essa informação pelo regulador e pelo operador de sistema. É importante notar que o próprio REMIT, nomeadamente no artigo 4.º, n.os 2 e 7, admite circunstâncias em que a divulgação de factos relevantes pode ser adiada.”

9 LIGAÇÃO DE PRODUTORES ÀS REDES

A definição das condições comerciais das ligações às redes, estabelecem o que é pago diretamente pelo requisitante da ligação e o que é pago pelos restantes utilizadores das redes, através das tarifas de uso das redes.

A legislação em vigor atribui à ERSE a responsabilidade pela definição das condições comerciais para ligação às redes públicas. Neste âmbito, e atendendo ao que dispõe a legislação sobre o regime de ligação da produção em regime especial, a ERSE decidiu propor em sede de revisão regulamentar o alargamento do conceito de normas-padrão também à produção designada de produção em regime ordinário.

Do mesmo modo, a proposta de revisão regulamentar veio precisar a forma de partilha de encargos no caso de troços de rede de utilização comum, ainda que com algum diferimento no tempo.

Os comentários recebidos em sede de consulta pública mencionaram, por um lado a expressão de dúvida quanto à legitimidade da atuação regulamentar da ERSE no contexto da adoção de normas-padrão para a produção em regime ordinário e, por outro lado, alguns aspetos concretos (período de vigência da partilha e razão de depreciação dos custos) quanto ao regime de partilha de encargos por utilização de troços comuns. Em acréscimo, foi igualmente referido o interesse em submeter a consulta pública as normas-padrão a adotar em consequência da revisão regulamentar.

Neste âmbito, convirá começar por relembrar que quanto à ligação à rede de instalações produtoras, o RRC em vigor já prevê que, por um lado, os encargos com a ligação à rede recetora são da responsabilidade dos produtores e, por outro lado, as condições para a construção dos elementos de ligação às redes das instalações produtoras e para a eventual comparticipação nas redes, bem como as condições de pagamento, são objeto de acordo entre as partes, competindo à ERSE decidir em caso de falta de acordo. Este regime decorre objetivamente da competência legalmente atribuída à ERSE, pelo que se reitera o entendimento quanto à legitimidade da ERSE promover tal definição regulamentar e o interesse em promover um regime de harmonização de regras para produção que se se encontre genericamente em condições semelhantes na ligação às redes.

As normas-padrão inscritas no n.° 5 do artigo 33.°-X do Decreto-Lei n.º 215-B/2012 dizem respeito à produção em regime especial. Cabe referir que a definição de produção em regime especial estabelecida no n.º 1 do artigo 18.º do mencionado decreto-Lei, alarga a sua aplicação a toda a hídrica pelo que, atendendo à evolução do parque electroprodutor português nos últimos 20 anos (em 1995 registou-se a entrada em funcionamento do último grupo térmico de tecnologia distinta do ciclo combinado), em termos objetivos, apenas não estariam explicitamente abrangidas pela figura das normas-padrão as centrais a ciclo combinado. A ERSE entende não existir justificação para tal diferenciação desde logo em nome dos princípios da igualdade de tratamento e transparência das relações comerciais, pelo que decidiu estender o conceito à produção em regime ordinário. Deste modo, e pese embora o

Decreto-Lei n.º 172/2006 nada estipular sobre a existência de "normas-padrão" para a produção em regime ordinário, a ERSE não observa, como referido, qualquer impedimento, designadamente de natureza legal, para que estas se lhe apliquem, à semelhança do regime definido para a produção em regime especial.

A figura das normas-padrão é importante para a definição de critérios objetivos e transparentes no âmbito da assunção e partilha de custos de ligações à rede pelo que, entende a ERSE, deve aplicar-se a todas as unidades de produção.

No âmbito da redação do n.º 5 do artigo 33.º-X do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, as normas-padrão devem partir de proposta a apresentar pelos operadores da RESP à ERSE. Quanto à sugestão de submeter a adoção de normas-padrão a um processo de consulta alargada, a ERSE acolhe favoravelmente tal sugestão, reiterando que a sua prática habitual é justamente a da discussão e consulta com os interessados das principais matérias regulatórias.

A adoção de prazos de mais alargados para o regime de partilha de encargos em troços de utilização comum por dois ou mais requisitantes, na opinião da ERSE, não parece ser crítica para a adoção deste regime de partilha de encargos. Com efeito, o que se pretende é garantir que, se num período de tempo relativamente curto à luz da longevidade do ativo que se pretende ligar às redes, vier a ser desencadeada uma outra ligação em proximidade, haja lugar à partilha de encargos para evitar as situações descritas como o problema do pioneiro (que suporta custos que são utilizáveis por terceiros). Neste sentido, não se acolhem as sugestões de alargamento do período de 5 anos proposto nem a indexação do ressarcimento de usos partilhados em função das amortizações contabilísticas do investimento na ligação à rede. O período de 5 anos inscrito na proposta de revisão do RRC decorre da redação do n.º 3 do Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

Do mesmo modo, convirá referir que o comentário referente à possível integração no conceito de elemento de ligação dos sistemas e outras funcionalidades parece ter melhor acolhimento do âmbito de outros quadros regulamentares, nomeadamente em sede de Regulamento da Rede de Transporte. Do mesmo modo, a referência a regimes de expropriação de bens imóveis é exterior ao RRC e, consequentemente, o respetivo comentário não é acomodável nesta ou noutra revisão do RRC.

Transcrevem-se seguidamente os comentários sobre esta matéria, formulados na consulta pública, com o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO DE	"A proposta de revisão regulamentar do RRC prevê também a aplicação de normas-padrão, relativas à assunção e partilha de custos em matérias de ligações às redes

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ENERGIAS RENOVÁVEIS (APREN)	das instalações produtores em regime ordinário e em regime especial. Verifica-se que os encargos de ligação à rede a suportar pelos produtores já estão definidos nas alíneas a) e b) do artigo 16° e n° 1 do artigo 33°-X do Decreto-Lei n.° 172/2006, na redação do Decreto-Lei n.°215-B/2012. Tendo em conta a possibilidade de diferentes hipóteses de aplicabilidade, e as implicações que a assunção de normas-padrão terá para os produtores em regime especial, a APREN recomenda que as normas-padrão a serem propostas pelos operadores de rede deverão ser objeto de consulta pública prévia aos promotores em regime especial.
EDP PRODUÇÃO	"A proposta de revisão regulamentar prevê a aplicação das normas-padrão, relativas à assunção e partilha de custos em matéria de ligações às redes das instalações produtoras em regime ordinário e em regime especial É entendimento da EDPP que as propostas apresentadas, concretamente o n.º 7 do artigo 211.º, o artigo 212.º e o n.º 7 do artigo 216.º, não vão de encontro à legislação vigente. (…) A matéria respeitante às normas padrão está somente prevista no n.º 5 do artigo 33.º- X do mencionado Decreto-Lei, sendo claro que se reportam apenas à produção em regime especial, uma vez que o artigo está inserido no Capítulo III, que regula este tipo de produção. De facto, o texto do diploma restringe o seu âmbito apenas à "assunção e partilha de custos de adaptações técnicas (...) para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade e proveniente de fontes de energia renovável." As normas padrão estão, assim, previstas na legislação unicamente para a assunção de custos por novos produtores de energia elétrica em regime especial, com base em fontes renováveis, e para a partilha de custos entre estes e outros produtores já ligados à rede, desde que não o estejam há mais de cinco anos. (…) Mesmo num cenário de aplicabilidade da proposta regulamentar, importaria saber se o estabelecimento de normas padrão será a forma mais eficaz de valorizar um ramal em linhas de MAT ou AT, quando utilizadas no cálculo do ressarcimento ao produtor que suportou o custo de ligação às redes de um grande centro produtor.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	(…) As normas padrão que são referidas, se vigorarem para grandes centros produtores, deverão incluir todas as rubricas dos custos que os produtores suportam com as linhas de ligação em AT e MAT. Sublinhe-se que nos processos de ligação dos novos centros produtores hídricos, a EDPP tem de suportar: os custos do projeto, de licenciamento e de construção da linha até ao ponto de ligação da rede de transporte, dos custos de supervisão apresentados pela REN e os custos de construção do painel de ligação que a REN apresenta ao promotor. Na proposta de revisão do regulamento é referido que seja efetuado o ressarcimento dos produtores que tiverem suportado os encargos com a construção de um ramal, sempre que esse ramal passe a ser utilizado por um novo produtor, dentro do período de cinco anos após a entrada em exploração do referido ramal. Considera a EDPP que o período de 5 anos é claramente curto para centros produtores hídricos que podem ter uma vida útil até 75 anos. Assim, as linhas de ligação à rede de transporte correspondentes deveriam ter um período mais alargado no caso de ligação de um novo produtor ao mesmo ramal. Por fim, é entendimento da EDPP que as normas padrão a ser propostas pelos operadores de rede, deverão ser objeto de consulta prévia aos promotores mais relevantes.”
GALP ENERGIA	“A GE considera a proposta equilibrada, notando positivamente que neste caso a ERSE avançou com proposta concretas, evitando que os detalhes fossem remetidos para subregulamentação posterior. Como referido neste documento, sempre que possível, consideramos que esta metodologia deve ser seguida nas revisões regulamentares ordinárias, que representam um momento de apreciação global do sector.”
ASSOCIAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (APREN)	“A nova redação do número 3 do artigo 211° do RRC, agora artigo 216°, define um período de cinco anos para o ressarcimento dos produtores que tiverem suportado os encargos com a construção de um ramal sempre que esse ramal passe a ser utilizado por um novo produtor, período esse após a entrada em exploração do referido ramal. A APREN discorda do prazo definido neste articulado e propõe como alternativa que o período para ressarcimento deveria ser de vinte anos, que corresponde ao período de amortização do custo do ramal. Caso contrário, conforme a redação

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	atual, o produtor que fez o investimento inicial sairá prejudicado pois a partir do quinto ano e um dia já não será ressarcido pelo custo do ramal caso outro produtor passe a usa-lo, mesmo se ainda o está por amortizar fiscalmente. O número 4 do mesmo artigo refere ainda que "o custo a suportar pelo novo produtor deve considerar a proporção do comprimento da parte comum do elemento de ligação face ao seu comprimento total". A APREN é da opinião que este custo deverá ter em consideração o montante já amortizado pelo produtor que contruiu o ramal. Ou seja, o novo produtor deverá comparticipar apenas no custo do ramal ainda por amortizar, proporcionalmente à potência instalada e ao comprimento. Finalmente, e uma vez que os ramais contruídos pelos produtores serão integrados nas redes a que se encontrem ligados logo que estejam operacionais (artigo 176° do novo articulado do RRC), a APREN considera que os produtores deveriam ter os mesmos direitos que os operadores das redes quando constroem as suas linhas. Em particular, a APREN propõe que seja conferido aos produtores o direito de expropriação dos terrenos para construção dos ramais de ligação, para se evitar a situação atual em que os produtores ficam à mercê dos detentores dos terrenos, obrigando o pagamento de valores desproporcionais ou à utilização de um caminho alternativo menos direto, e como maiores custos, para evitar determinados terrenos."
EDP DISTRIBUIÇÃO	"As disposições agora propostas sobre a ligação de produtores, em regime ordinário e em regime especial, parecem-nos estar em desacordo com o disposto na legislação aplicável, nomeadamente nas alíneas a) e b) do artigo 16.° e no n.° 1 do artigo 33.°-X do Decreto-Lei n.° 172/2006, de 23 de agosto, na redação do Decreto-Lei n.° 215-B/2012, de 8 de outubro. Assim, a legislação dispõe claramente quais os encargos de ligação à rede que o produtor deve suportar, o que não é compatível com normas-padrão tal como se encontra agora previsto, nomeadamente no n.° 7 do artigo 211.°, no artigo 212.° e no n.° 7 do artigo 216.°. As normas padrão estão somente previstas no n.° 5 do artigo 33.°-X do mencionado decreto-lei e devem reportar-se exclusivamente à produção em regime especial, porquanto o artigo está inserido no Capítulo III, que regula este tipo de produção, e devem versar unicamente "assunção e partilha de custos de adaptações técnicas (...) para a integração de novos produtores que alimentem a rede interligada com eletricidade e proveniente de fontes de energia renovável." Isto é, a norma legal visa

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td></td><td>unicamente normas-padrão para a assunção de custos, por novos produtores de energia elétrica em regime especial, com base em fontes renováveis, e para a partilha de custos entre estes e outros produtores já ligados à rede, desde que não o estejam há mais de cinco anos - não para todos os encargos de construção de elementos de ligação de centros electroprodutores.

Os custos objeto de normas padrão serão apenas os relativos a adaptações técnicas a infraestruturas já existentes, na aceção do disposto no n.º 5 do artigo 33.º-X do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei 215-B/2012, de 8 de outubro.

Estão, assim, excluídos das normas padrão quaisquer encargos com a ligação de produtores em regime ordinário, com elementos de ligação de produtores que não produzam energia eléctrica com base em fontes renováveis, com elementos de ligação de uso exclusivo e com elementos de ligação de uso partilhado referentes a ramais que tenham entrado em exploração há mais de cinco anos.

Propõe-se que sejam eliminadas todas as referências a normas-padrão na PRO. Para a PRE, propõe-se que seja limitado o âmbito das normas-padrão, de acordo com a lei habilitante, à assunção e partilha de custos pela utilização, para ligação de novo centro electroprodutor com base em fontes renováveis, de elementos de rede cujo custo foi exclusivamente suportado por outro(s) promotor(es) de centros electroprodutores.”</td></tr>
<tr><td>GALP ENERGIA</td><td>“A GE considera a proposta equilibrada, notando positivamente que neste caso a ERSE avançou com proposta concretas, evitando que os detalhes fossem remetidos para subregulamentação posterior. Como referido neste documento, sempre que possível, consideramos que esta metodologia deve ser seguida nas revisões regulamentares ordinárias, que representam um momento de apreciação global do sector.”</td></tr>
<tr><td>REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“Poderia ficar previsto no RRC a necessidade de manutenção e atualização dos sistemas das instalações dos produtores e clientes.”

<table>
<tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr>
<tr><td>n.º2</td><td>O operador da rede é responsável pela manutenção dos elementos de ligação que integrem a sua rede.</td><td>O operador da rede é responsável pela manutenção e atualização dos elementos de ligação que integram a sua rede, devendo os produtores e clientes garantir a compatibilidade das suas infraestruturas com a atualização referida, tanto a nível dos sistemas como de outras funcionalidades, tidas como necessárias para assegurar o bom funcionamento da rede.</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

10 AUDITORIAS

O RRC atualmente em vigor já prevê a realização de auditorias para a verificação do cumprimentos das disposições regulamentares do setor elétrico, a executar por auditores externos independentes e de reconhecida idoneidade. Tais auditorias submetem-se a um conjunto de regras, nomeadamente quanto a periodicidade e às matérias sobre as quais devem incidir as auditorias previstas, podendo a ERSE, sempre que considere necessário e fundamentando o seu pedido, solicitar às empresas a realização de auditorias extraordinárias.

A proposta de alteração visou a harmonização e a padronização dos procedimentos de fiscalização de forma horizontal a todas as matérias, garantindo-se a aplicação correta e transparente das competências de fiscalização.

Os comentários recebidos neste domínio referem o interesse de se manter o caráter recorrente das auditorias e a sua não previsibilidade quando se tratam de auditorias com objetivo de supervisão. É também sugerido que a ERSE submeta a consulta pública a definição das regras procedimentares e do próprio plano de realização de auditorias. Por fim, é chamada a atenção da ERSE para os custos decorrentes da concretização do plano de auditorias e ações de fiscalização.

Neste contexto, importa começar por referir que as auditorias já realizadas têm constituído uma importante ferramenta de acompanhamento e supervisão do cumprimento da regulamentação, permitindo identificar ações de melhoria, a desenvolver pelas empresas objeto de auditoria, bem como necessidades de aperfeiçoamento da regulamentação aplicável. A ERSE crê que os benefícios para o setor elétrico nacional são claramente superiores e mais genericamente distribuídos que os custos que tais ações acarretam. A revisão regulamentar proposta não veio prejudicar esta situação, antes procurou reforça-la e consolida-la à luz da experiência entretanto recolhida.

No que se refere ao valor dissuasor das auditorias e ações de fiscalização não previstas pelos seus destinatários, a ERSE esclarece que não se pretendeu, nem pretende, prejudicar tal valor percebido, pelo que não se prevê tornar antecipadamente conhecido o que é de natureza pontual e motivada por questões de monitorização regulatória.

No que concerne à divulgação das normas procedimentares relativas à realização de auditorias e ações de fiscalização, a ERSE não deixará de divulgar a sua componente externa de aplicação, desde logo para circunstanciar as obrigações que impendem sobre os agentes destinatários.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre esta matéria, formulados na consulta pública, com o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO PORTUGUESA PARA A DEFESA DO CONSUMIDOR (DECO)	"Algumas das alterações propostas respeitam a realização de ações de fiscalização e auditorias, sendo que, na sua maioria, decorrem de legislação entretanto publicada, designadamente a Lei-quadro das entidades reguladoras independentes e o próprio diploma que aprovou os estatutos da ERSE, estando assim prevista a aprovação pela ERSE de planos de ações de fiscalização e de realização de auditorias de forma periódica, sem prejuízo de ações surpresa, não calendarizadas. Nada temos a obstar quanto esta medida, desde que as mesmas sejam efetivamente realizadas, em especial as não planeadas, e em número significativo, por entendermos que o seu caráter de surpresa possui um importante efeito preventivo de eventuais prevaricações."
EDP COMERCIAL	"A ERSE refere na sua proposta que irá aprovar um Plano de realização de auditorias, que deverá conter as matérias que estão sujeitas à realização de auditorias periódicas, nos termos da regulamentação específica aplicável. Refere ainda que irá aprovar um Manual com as normas e os procedimentos aplicáveis às ações de fiscalização realizadas diretamente ou mediante uma terceira entidade. Tendo em atenção a importância desta matéria para todos os agentes do setor, considera-se que seria do maior interesse submeter estes documentos a consulta pública antes de serem aprovados, reforçando desta forma a transparência que já é habitual nos restantes procedimentos regulamentares."
SIDERURGIA NACIONAL	"Trespassa ao conjunto das propostas de regulamento em consulta pública, a maior referência às auditorias, fiscalização, regime sancionatório, certificação dos operadores e maior informação a prestar por estes à ERSE, o que decorre nalguns casos de decisões tomadas anteriormente, nomeadamente na revisão dos estatutos da ERSE e que agora se introduzem nos regulamentos, pela oportunidade da sua revisão, mas também evidência uma preocupação legitima, de maior controlo do sistema elétrico, por parte da ERSE, que se considera muito positiva. Acontece porém que tendo em conta a dimensão do sistema elétrico da sua especificidade e consequente volume de informação correspondente importa ter em consideração que todas as ações a desenvolver requerem vastos meios e assumem custos elevados, que devem ser benéficas e não onerosas para os custos, que serão sempre repercutidos nas tarifas."

11 TARIFA SOCIAL

O regime legal da tarifa social de eletricidade foi criado pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, e o regime legal do apoio social extraordinário ao consumidor de energia foi estabelecido no Decreto-Lei n.º 102/2011, de 30 de setembro. Em 2 de outubro de 2014, o Governo aprovou em Conselho de Ministros a alteração ao regime legal da tarifa social do setor elétrico, dando, posteriormente, origem à publicação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro. A alteração legislativa produzida assumiu, expressamente, o duplo objetivo de alargar a base de aplicação da tarifa social e de criar condições para que o desconto aplicado aos beneficiários seja superior ao que se verifica no presente.

O regime legal agora aprovado continua a prever a definição de mecanismos operacionais para verificação, pelos comercializadores e comercializadores de último recurso, das condições de elegibilidade dos clientes para poderem beneficiar da tarifa social. Adicionalmente, veio introduzir mecanismos automáticos de determinação das condições necessárias à aplicação e manutenção da tarifa social pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas da energia, segurança social e finanças.

A operacionalização dos mecanismos automáticos de determinação das condições necessárias à aplicação e manutenção da tarifa social depende, entre outros aspetos, da emissão de relatórios semestrais por parte da ERSE, a remeter ao membro do Governo responsável pela área da energia, os quais devem conter informação sobre o número de beneficiários da tarifa social.

As alterações legais suscitaram a necessidade de alterar o quadro regulamentar, de modo a adaptá-lo às necessidades de implementação do novo regime da tarifa social, designadamente nas vertentes de informação aos consumidores e reporte de dados para sua monitorização.

Os comentários recebidos pela ERSE podem situar-se em três planos distintos:

a) Referências e remissões à legislação habilitante e definição legal do perímetro de entidades que devem assegurar o financiamento da tarifa social;

b) Estruturação das obrigações de informação aos consumidores e informação a remeter à ERSE; e

c) Articulação dos apoios sociais e das entidades envolvidas na aplicação da tarifa social e do ASECE.

No que se refere às referências à legislação habilitante, designadamente o comentário suscitado pelo Conselho Consultivo de se mencionar expressamente o Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, esclarece-se que a opção seguida pela ERSE foi a de apresentar uma redação do RRC que garanta a sua atualidade sem prejuízo das alterações legais subsequentes no normativo habilitante.

Já no que se refere à definição do perímetro de entidades que devem assegurar o financiamento da tarifa social bem como os procedimentos a aplicar em matéria de manutenção e de verificação das condições de atribuição da tarifa social, a redação adotada pela ERSE foi a de remissão para o respetivo quadro legal, não podendo o disposto no regulamento contrariar ou limitar o que se encontra definido no Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro.

A respeito dos relacionamentos comerciais previstos para a aplicação da tarifa social, a REN, já em resposta à proposta da ERSE colocada em consulta em junho, fez notar que a referência aos produtores que devem ser faturados naquele âmbito excetua, na redação do número 1 do artigo 41.º do RRC colocado em discussão pública, apenas os produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

A ERSE, reconhecendo a pertinência dos comentários efetuado e ainda que o disposto no RRC não contrariasse a legislação, mesmo que dispondo em sentido diverso, decidiu promover a alteração da redação da citada disposição, remetendo para a legislação aplicável em cada momento a definição dos produtores a quem o operador da rede de transporte procede, mensalmente, à faturação dos custos de financiamento da tarifa social. Esta alteração integrou a proposta colocada a consulta pública específica para a tarifa social.

A ERSE recebeu também comentários que referem a necessidade de se precisar a informação a ser reportada para efeitos de monitorização da aplicação da tarifa social, designadamente no que respeita a referência efetuada no articulado proposto ao fecho de semestre, expressão esta que seria passível de se confundir com o fecho contabilístico de cada semestre. A ERSE, embora tenha presente que a informação em apreço não tem uma natureza contabilística, decidiu acolher a sugestão de alteração da redação da norma, reportando-a ao fim de cada período. A respeito da periodicidade de reporte de informação, a ERSE decidiu acolher o comentário que mencionava a necessidade de esclarecer quanto à possibilidade de associação deste reporte de informação com outros já atualmente em utilização (nomeadamente, quanto aos preço praticados pelos comercializadores). Atendendo a este facto e à existência de obrigações de natureza similar (por exemplo quanto à aplicação do ASECE) que estabelecem periodicidade distinta, a ERSE decidiu adotar a periodicidade trimestral para o reporte da informação do número de clientes beneficiários da tarifa social. Crê-se, assim, que se diminuem os receios de sobreposição de reportes, ainda que para algumas entidades esta obrigação surja pela primeira vez.

Ainda a respeito da informação, é mencionada, designadamente pelo Conselho Consultivo, a necessidade de assegurar que, na informação reportada se excluam potenciais situações de dupla contagem, que poderia advir de considerar este reporte com base em valores acumulados do número de clientes, o que seria impactado por mudanças de comercializador. Nesse sentido, e acolhendo a referência efetuada pelo Conselho Consultivo, a ERSE adota uma redação que esclarece que o reporte se refere ao número de clientes com tarifa social à data de fim do semestre de reporte.

Foi também acolhido o comentário do Conselho Consultivo e da DECO relativo à precisão da informação a fornecer aos consumidores relativamente à disponibilidade e aplicação da tarifa social.

Foram ainda, em sede de comentários recebidos, efetuadas referências quanto à articulação das diferentes entidades para efeitos de aplicação do mecanismo da tarifa social, nomeadamente pela inclusão do critério relacionado com o rendimento. Importa aqui considerar que, entende a ERSE, se aplicará na tarifa social o princípio seguido até aqui de minimizar as solicitações efetuadas aos consumidores, designadamente quanto a procedimentos de verificação de elegibilidade, ainda que estes não possam ser disposto em quadro regulamentar da responsabilidade da ERSE. Do mesmo modo, não parece ser ajustado efetuar-se, por via de previsão regulamentar, qualquer precisão relativamente à articulação dos apoios sociais (tarifa social e ASECE), ainda que se reconheça a pertinência do comentário efetuado.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre esta matéria, formulados na consulta pública, com o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
CONSELHO CONSULTIVO	"1 - Nos artºs 3º, 41º e 118º do RRC refere-se "nos termos da legislação aplicável". No entanto, face à publicação da legislação aplicável, deverá esta ser identificada, no caso o Decreto-Lei nº 172/2014 de 14 de Novembro. 2 - No art.º 118, ponto 4, refere-se que " Os Comercializadores e Comercializador de Ultimo Recurso devem remeter à ERSE, até ao último dia do mês seguinte ao fecho de cada semestre, a informação semestral dos clientes que, nas respetivas carteiras de fornecimento, são beneficiários de tarifa social". Considera o CC que deve ser clarificado o texto no sentido de evitar confundir o fecho do semestre com o fecho de contas das empresas, pelo que propõe o CC a alteração da norma para " fim do semestre". Também para evitar que um mesmo beneficiário possa fazer parte da carteira de mais do que um comercializador por ter mudado durante o semestre e, assim evitar sobreposições, só devem ser indicados os beneficiários clientes de cada empresa no final do semestre. (…) Salienta-se, inclusive, que a informação constitui um elemento essencial nas relações contratuais, motivo pelo qual é fundamentai que os consumidores sejam devidamente informados sobre a possibilidade de acesso à tarifa social. Nesta conformidade, considera-se que seria necessário complementar a redação do n.º 2 do Artigo 118.º do RRC (…), Assim, a proposta de redação deste ponto seria a seguinte: "2 - Cabe aos comercializadores e comercializadores de último recurso

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	divulgar junto dos seus clientes a informação disponível sobre a existência e as condições de acesso à tarifa social, nomeadamente através de documentação que acompanhe as faturas enviadas aos clientes de energia elétrica fornecidos em baixa tensão normal com potência de consumo igual ou inferior a 6,9 kVA. 3 - O DL 172/2014 estabelece no seu artº 92 que o ASECE se aplica aos clientes finais de energia eléctrica, economicamente vulneráveis, fornecidos em baixa tensão normal, com potência de consumo igual ou inferior a 6,9 KVA. O mesmo diploma estabelece no seu art.º 14º que a sua entrada em vigor ocorre no dia seguinte ao da sua publicação, ou seja no dia 15 de Nov, de 2014. Não havendo nesta data tarifa social aplicável a esta potência, considera o CC que é necessário adotar as medidas que permitam cumprir esta obrigação legal. (…) No sentido de garantir a verificação das condições de elegibilidade, junto da Autoridade Tributária e Aduaneira, o CC recomenda que sejam efectuadas diligências para a efectivação das necessárias adaptações à legislação em vigor. (…)"
EDP COMERCIAL	"(…) No anterior contexto legal e regulatório, o ASECE poderia ser automaticamente atribuído a qualquer cliente beneficiário de tarifa social. Tal reduzia a burocracia do processo, era mais eficiente e beneficiava o cliente, como entendemos ser objetivo da legislação em causa. Com a publicação do Decreto-Lei 172/2014, de 14 de Novembro, já em vigor, parece existir alguma desarticulação entre os dois apoios, o que nos parece desvirtuar o propósito da criação deste apoio em particular. (…) Artigo 118.º - Tarifa Social A proposta refere, no nº 4 deste artigo, o envio semestral, à ERSE, do número de clientes que, nas respetivas carteiras de fornecimento, são beneficiários da tarifa social. Propomos que o texto mencione o "final de cada semestre", de forma a ornar mais clara a referência, já que a data do "fecho do semestre" em termos contabilísticos poderá não coincidir."
EDP PRODUÇÃO	"(…) O financiamento da tarifa social, de acordo com o Decreto-Lei nº 138-A/2010, de 28 de dezembro, é assegurado por todos os centros electroprodutores em regime ordinário nomeadamente, os que auferem de incentivos associados à prestação de serviços de garantia de potência.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	O Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de outubro, introduziu alterações ao Decreto-Lei nº 29/2006, de 15 de fevereiro, que define os princípios gerais relativos ao funcionamento e organização do Sistema Elétrico Nacional (SEN), nomeadamente, no que concerne à definição de produção de eletricidade em regime especial (PRE), alargando o seu âmbito de aplicação e, simultaneamente alterando, a definição de produção em regime ordinário (PRO). (…) Em conclusão de acordo com a legislação acima referida, o regime PRE assumiu um novo âmbito o que conduz a algumas incoerências nomeadamente, no que se refere ao financiamento da tarifa social e ao pagamento da tarifa de uso da rede de transporte por parte dos produtores. (…) Mas os referidos centros electroprodutores hidroelétricos da EDPP, que de acordo com o Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de outubro, estão integrados na PRE, têm comparticipado, na proporção da respetiva potência instalada, no financiamento da tarifa social, tendo a ERSE determinado esses valores como devidos. (…) No âmbito da presente revisão regulamentar importa que a ERSE adeque e reveja (corrigindo, se necessário) os procedimentos aplicados no passado relativamente às entidades a quem tem sido solicitado o financiamento da tarifa social, aparentemente indevido (aliás, caso similar poderá aplicar-se à cobrança da Tarifa G). (…) Decorre do exposto que os novos centros produtores só devem financiar a tarifa social, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor, após a obtenção da respetiva licença de exploração. Desta forma, haveria interesse em clarificar este aspecto regulamentarmente. “
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	“(…)Artigo 118.º - Tarifa Social Sugere-se alterar o texto do n.º 4 para indicar o final do semestre e não o fecho do semestre, evitando confundir com o fecho contabilístico. Relativamente à informação pretendida pela ERSE, sugere-se que a ERSE clarifique o que é pretendido com “informação semestral dos clientes que, nas respetivas carteiras de

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	fornecimento, são beneficiários da tarifa social", designadamente se se pretende: (1) o número de clientes beneficiários da tarifa social à data de fecho do semestre; (2) o número de clientes que beneficiaram da tarifa social durante o semestre (independentemente de ainda estarem no CUR no final do semestre), ou (3) outras informações adicionais."
ENDESA GENERACIÓN PORTUGAL	"(…) Atendendo ao novo alcance económico desta medida, que poderá atingir agora os 27 milhões de euros no cenário em consideração pela ERSE, propomos que o custo a ser facturado mensalmente aos produtores responsáveis pelo financiamento da Tarifa Social, seja aferido com base no número real de consumidores beneficiários desta medida. Em caso de que não se afigure possível aferir mensalmente estas quantidades com base em dados reais, dever-se-ía prever, no mínimo, uma aferição trimestral com base em dados reais, com ajuste de contas no período seguinte. Esta modificação permitirá cingir o esforço a suportar pelos produtores ao estritamente necessário. Esta situação é tanto mais relevante, quanto se verifica que vários dos centros electroprodutores abrangidos por esta responsabilidade, nomeadamente as centrais de ciclo combinado a gás natural, não foram chamadas a produzir ainda em 2014, acumulando prejuízos, devendo o Regulador ter a preocupação de gerir o impacto deste fardo para os produtores da forma mais justa e eficiente possível."
REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)	"Após análise da Redação proposta pela ERSE [nota: na proposta colocada a discussão em junho], entende-se que a mesma incorpora os produtores em regime especial que não estejam sujeitos a uma tarifa fixada administrativamente situação que não vem de encontro ao Decreto-Lei n.º 138-A/2010." **Ponto** — **Redação RRC** — **Proposta de Redação** Art.º 41 (1) — O operador da rede de transporte procede, mensalmente, à faturação dos custos de financiamento da tarifa social, aos produtores, com exceção dos produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente. — O operador da rede de transporte procede, mensalmente, à faturação dos custos de financiamento da tarifa social aos produtores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010 ~~com exceção dos produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente~~.
DECO	O texto do ponto 4, no artigo 118, deve ser clarificado relativamente à expressão "..., até ao ultimo dia do mês seguinte ao fecho de cada semestre,...", no sentido de evitar confusão de conceitos, entre o fim do semestre e o fecho de contas semestral das empresas. Ainda neste artigo, deve ser clarificado que os comercializadores devem indicar apenas os clientes beneficiários de tarifa social no final de cada semestre, evitando

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	que haja sobreposição de informação, caso os clientes mudem de comercializador. (…) O artigo 8. do Decreto-Lei 172/2014, de 14 de novembro, incumbe os comercializadores da responsabilidade da divulgação, junto dos seus clientes, da existência e das condições de acesso à tarifa social. Contudo, a consideramos que a transpor para o artigo 118.a ERSE deveria especificar de forma mais clara como devem os comercializadores e o comercializador de último recurso procederá divulgação da tarifa social. Acresce que, como referido anteriormente, a falta de efetiva divulgação foi um dos entraves à aplicação do anterior regime legal da tarifa social. Neste sentido, deve também a ERSE, proceder a um acompanhamento e fiscalização desta obrigação por parte dos comercializadores. (…) No artigo 6.2 do Decreto-Lei 172/2014, de 14 de novembro, no ponto 3, está definido que "a manutenção da tarifa social depende da confirmação, em setembro de cada ano, da condição de cliente final economicamente vulnerável,...". Consideramos que esta verificação deve ser efetuada pelo comercializador, junto das instituições públicas competentes, situação que não se encontra acautelada na proposta de revisão da ERSE. A simplificação do procedimento de verificação da manutenção da condição de cliente economicamente vulnerável terá um impacto positivo na aplicação deste regime legal. Uma vez que, a atribuição da tarifa social, ao abrigo do artigo 6.9, ponto 2, pode requerer que o comercializador faça a verificação de elegibilidade do cliente junto das instituições públicas competentes, faz sentido automatizar todo o processo de verificação a realizar anualmente em setembro.

12 AUTOCONSUMO E PEQUENA PRODUÇÃO

A proposta de alteração ao Regulamento de Relações Comerciais (RRC) decorrente do regime legal relativo à pequena produção de eletricidade e à produção para autoconsumo que a ERSE colocou a discussão compreendeu alterações regulamentares em dois planos distintos:

a) As alterações no próprio articulado do RRC, para as quais se identificou um conjunto de matérias relativamente restrito; e

b) As alterações e adaptações a serem desencadeadas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), as quais compreendem um conjunto de atuações de maior detalhe e de extensão também mais significativa. As alterações ao articulado do RRC compreendem a necessária habilitação regulamentar de revisão do próprio GMLDD, tendo este facto sido expressamente referido no justificativo da alteração regulamentar colocada a consulta.

De forma resumida, a ERSE identificou as seguintes situações que mereceriam alteração em sede regulamentar:

- Adequação das siglas e definições, de modo a integrar os conceitos decorrentes do regime legal da pequena produção e da produção para autoconsumo.
- Previsão e integração das compensações devidas pelas unidades de produção para autoconsumo na mecânica regulamentar, quer quanto à sua vigência e obrigações, quer quanto aos fluxos económicos necessários à integração dos correspondentes valores como comparticipação nos custos de interesse económico geral.
- Adequação da cadeia de relacionamentos comerciais para integração das unidades de pequena produção e das unidades de produção para autoconsumo, designadamente quanto à previsão de relacionamento comercial com o comercializador em regime de mercado, bem como quanto ao pagamento da tarifa de entrada nas redes da produção (tarifa G).
- Adequação das disposições relativas ao estabelecimento e alteração de ligações às redes, designadamente clarificando o regime de incidência dos respetivos encargos.
- Adequação das disposições relativas a medição, em particular no que concerne à obrigação e responsabilidade pelo custo de instalação de equipamentos de medição, à clarificação dos pontos objeto de medição e às normas remetidas para desenvolvimento no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Importa relembrar que a ERSE suscitou, de forma mais específica, a discussão quanto à opção de instalação de contadores dotados de telecontagem nas instalações de produção para autoconsumo, designadamente naquelas instalações não expressamente referidas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.

Dos comentários recebidos dos diferentes agentes, puderam identificar-se os seguintes principais temas:

- Relacionamentos comerciais e fluxos de informação, designadamente o limiar de atuação das instalações de produção para autoconsumo e das instalações de pequena produção de eletricidade, designadamente quanto à cadeia de relacionamentos comerciais, responsabilidades pelo pagamento da tarifa G e obrigatoriedade de celebração de contrato de uso das redes.
- Obrigatoriedade de instalação de equipamentos de medida dotados de telecontagem nas instalações abrangidas pelo Decreto-Lei n.º 153/2014.
- Pagamento da compensação prevista no Decreto-Lei n.º 153/2014, designadamente quanto à transparência do seu valor e dos parâmetros que a compõem.
- Repartição dos encargos com as ligações às redes, necessidade de adequação dos perfis de consumo dos consumidores em BTN e trânsitos nas redes de diferentes operadores.
- Integração dos produtores abrangidos pelo atrás mencionado diploma no regime de equilíbrio concorrencial do mercado grossista.

12.1 RELACIONAMENTOS COMERCIAIS E FLUXOS DE INFORMAÇÃO

No que respeita ao limiar de atuação das instalações de produção para autoconsumo e das instalações de pequena produção de eletricidade, convirá reter que a opção da ERSE é a de integração destes dois conceitos no conceito mais abrangente de produção em regime especial. Neste quadro, havendo, ou não, a celebração de um contrato com o comercializador de último recurso, o detentor da instalação de produção em causa poderá escolher a forma de relacionamento comercial – e modalidade de contratação – em que se pretende ver integrado, que poderá passar por celebração de contrato com um comercializador, com um facilitador de mercado ou pela participação direta nos mercados organizados. Desta opção resultará a necessidade de celebração de contratos de uso das redes, nomeadamente se a opção passar por participação direta nas plataformas de mercado organizado ou por via de contratação bilateral.

Nas situações em que o produtor em causa opte por não participar diretamente nos referenciais de mercado organizado ou em contratação bilateral, este é dispensado da necessidade de celebração de contratos de uso das redes. Esta é, de resto, a opção que decorreu do resultado da consulta pública da alteração regulamentar colocada a discussão em junho, de forma mais abrangente.

Já no que concerne ao pagamento da denominada tarifa G, a opção colocada pela ERSE a discussão é a de assegurar total transversalidade daquele encargo, ou seja, ser este aplicado a todos os produtores de eletricidade, independentemente da sua natureza ou enquadramento normativo. A única distinção que se fará decorre da existência de obrigações de pagamento da denominada tarifa G direta ou indiretamente, consoante o relacionamento comercial escolhido pelo produtor. Nas situações em que o

relacionamento comercial é assegurado por via do comercializador de último recurso, este pagamento acontece de forma indireta.

A vertente de fluxos de informação, designadamente entre os operadores de rede de distribuição e os comercializadores de último recurso, bem como entres estes dois tipos de agentes e a própria ERSE, foram também objeto de comentário por parte dos participantes na consulta pública. A ERSE, a este respeito, reconhece a pertinência do comentário que foi efetuado no sentido de explicitar o tratamento destes fluxos de informação, sendo que no primeiro caso isso é expressamente remetido para tratamento no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, dada a necessidade de detalhe na informação a trocar por estas entidades. Já no caso da informação a remeter à ERSE, ela é prevista em disposição autónoma, sendo os seus detalhes de conteúdo, formato, periodicidade e meio de envio remetidos para Diretiva a publicar pela ERSE.

Importa ainda referir que os restantes fluxos de informação, designadamente os necessários à faturação dos agentes em causa, será objeto de tratamento detalhado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados. A ERSE, conforme referido no documento justificativo da consulta, desencadeará a muito breve trecho todos os procedimentos necessários à revisão deste documento, de modo a que o quadro regulamentar de sua responsabilidade esteja completo no mais breve espaço de tempo.

De modo a assegurar a coordenação e sistematização das matérias a tratar no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e sua coordenação com outras peças normativas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, a ERSE, no processo de revisão do citado documento não deixará de efetuar a coordenação com as restantes entidades administrativas responsáveis pelas demais peças normativas.

12.2 LIMIAR DE TELECONTAGEM NA PRODUÇÃO

O Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, estabelece obrigatoriedade de telecontagem para todas as UPP. Em relação às UPAC, a redação adotada nesta matéria suscita dúvidas à ERSE, razão pela qual, em sede de consulta pública, se solicitaram comentários em relação ao limiar de instalação de telecontagem nas UPAC.

Os comentários recebidos neste âmbito foram no sentido de, para além das UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW, alargar a obrigatoriedade da telecontagem às UPAC com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW que se encontrem ligadas à RESP com contrato de venda de eletricidade produzida e não consumida. Por outro lado, foi também sugerida a dispensa de contagem em instalações com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW, sem contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida.

Em relação a este último ponto cabe referir que o Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, impõe a instalação de contagem às UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW ligadas à RESP, às UPAC com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW que pretendam fornecer energia elétrica não consumida e às UPAC que, independentemente da potência instalada, utilizem fontes de energia renovável e pretendam transacionar garantias de origem. Desta disposição parece decorrer a impossibilidade de dispensar de contagem todas as UPAC com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW, sem contrato de venda da eletricidade produzida e não consumida.

Por outro lado, o referido diploma estabelece a obrigatoriedade de, para as UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW, independentemente de se encontrarem ou não ligas à RESP, a contagem da energia elétrica total produzida ser feita por telecontagem.

A ERSE reconhece a existência de vantagens várias decorrentes da leitura remota dos equipamentos de medição, designadamente para efeitos de faturação, de balanço do sistema elétrico ou de transação de garantias de origem, por exemplo. Por outro lado, os custos de investimento em telecontagem são já hoje marginais face aos custos dos sistemas de contagem. Acresce que, com exceção da BTN, a telecontagem é já a regra, sendo que, mesmo na BTN, existem diversos sistemas de telecontagem instalados e está a estudar-se a viabilidade do *roll-out* integral de contagem inteligente.

Deste modo, face aos comentários recebidos e ao racional explicitado, a ERSE entende, e alterará o articulado do RRC em conformidade, que a telecontagem deve ser obrigatória para todas as UPAC para as quais a contagem seja obrigatória, nos termos do Decreto-Lei n.º 153/2014.

12.3 PAGAMENTO DAS COMPENSAÇÕES

No âmbito da consulta pública foram efetuados comentários relativos aos termos que são empregues no cálculo da compensação devida pelas unidades de produção para autoconsumo. Nestes comentários é referido que, uma vez que uma parte substantiva da informação para cálculo do valor da compensação depende de informação publicada anualmente pela ERSE, esta deveria efetuar a publicação do valor da compensação. A este respeito convém notar que apenas uma das parcelas em causa é apurada tendo por base informação da responsabilidade da ERSE, em concreto o termo $V_{CIEG.t}$. Os termos P_{UPAC} e K_t ou são específicos da unidade de produção para autoconsumo – o primeiro -, ou resultam do agregado das unidades – o segundo, mas em todo o caso agregados no âmbito do SERUP.

Neste sentido, reconhecendo-se a pertinência do comentário efetuado e de modo a evitar uma aplicação incorretamente diferenciada do cálculo do valor da compensação devida pelas unidades de produção para autoconsumo, a ERSE passará a publicar aquando da fixação anual de tarifas e preços o valor do termo $V_{CIEG.t}$, sendo o articulado do RRC ajustado em conformidade para o prever.

12.4 LIGAÇÕES ÀS REDES, PERFIS DE CONSUMO E TRÂNSITO NAS REDES

No âmbito da consulta pública foram efetuados comentários relativos à proposta de segregação das obrigações decorrentes no âmbito das ligações às redes para as unidades de produção para autoconsumo.

Deste modo e atendendo a que, por um lado, o enquadramento estabelecido no RRC difere consoante se trate de instalações de produção ou de instalações de consumo e, por outro lado, as instalações com UPAC são simultaneamente instalações de produção e de consumo, é necessário clarificar qual o regime que se aplica a estas instalações.

A proposta submetida a consulta pública pretendia dispor no sentido de se atender à condição da instalação motivadora da alteração (seja o estabelecimento de uma nova ligação ou a alteração de uma ligação já existente): nas circunstâncias em que a alteração requisitada resultasse da condição consumidora da instalação, o enquadramento seria o das instalações de consumo e nas circunstâncias em que a alteração resultasse da condição produtora da instalação, o enquadramento seria o das instalações de produção.

A solução proposta parece ser a mais justa, em particular no âmbito da partilha dos encargos decorrentes das alterações às ligações, reconhecendo-se contudo que a identificação da causa para a alteração poderá ser mais fácil numas situações que noutras, desde logo em função das obrigações de registo e dos privilégios de acesso à plataforma do SERUP.

Assim, a ERSE infere que os comentários recebidos nesta matéria tenham resultado da menor clareza da redação proposta, tendo decidido alterar a mesma em conformidade, mantendo o sentido inicial, atendendo ao objetivo perseguido de enquadrar devidamente estas instalações no adequado regime de ligações às redes, tendo em consideração a dualidade da sua condição.

No âmbito da participação no processo de consulta pública foi referida a importância de se atualizarem os perfis de consumo previstos no RRC por forma a acomodar a realidade de funcionamento das instalações com UPP ou UPAC.

A ERSE concorda com a necessidade identificada ao nível da atualização dos perfis de consumo, nomeadamente para as instalações ligadas em BT ou em MT, e inscreverá este tema no âmbito do processo de revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

Alguns operadores de rede exclusivamente em BT apresentaram comentários relacionados com o facto dos contadores instalados nos PT MT/BT serem unidirecionais, não registando fluxos de energia da rede de distribuição em BT para a rede de distribuição em MT (que possam eventualmente resultar da instalação de UPP e de UPAC na rede de BT).

A este respeito a ERSE faz notar que, de acordo com o estabelecido no ponto 14.1 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, os contadores para pontos de medição de instalações ligadas em MT, como é o caso, devem medir energia ativa nos dois sentidos, com discriminação da energia reativa nos 4 quadrantes. Sem prejuízo do exposto, nos casos em que tal possa não verificar-se, deverá haver lugar à sua substituição, nos termos previstos no referido Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

12.5 REGIME DE EQUILÍBRIO CONCORRENCIAL DO MERCADO GROSSISTA

O regime de equilíbrio concorrencial do mercado grossista foi adotado com a publicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. Os produtores abrangidos pela aplicação deste Decreto-Lei são os produtores de energia em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, de acordo com a definição inscrita no artigo 2.º do referido Decreto-Lei. Neste sentido, o RRC não pode dispor em sentido distinto do atual enquadramento legal em vigor.

O RRC já prevê as regras aplicáveis ao relacionamento comercial entre o operador de rede de transporte e os produtores no âmbito da aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em Portugal mediante publicação de Diretiva.

Transcrevem-se de seguida os comentários sobre esta matéria, formulados na consulta pública, com o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
CONSELHO CONSULTIVO	"(…) De forma a assegurar uma aplicação rigorosa e uniforme da legislação no que se refere ao cálculo da compensação devida pelas UPAC por parte de todos os ORD (13 no território nacional), o Conselho Consultivo recomenda que o valor da compensação mensal fixa por kW de potência instalada seja publicado pela ERSE. O artigo 25º do Decreto-Lei n.º 153/2014 estabelece que a compensação a pagar pelas UPAC depende da representatividade destas no total da potência instalada no Sistema Elétrico Nacional (SEN), através do parâmetro "Kt", pelo que se recomenda que a ERSE clarifique o modo de aplicação e periodicidade de atualização deste parâmetro, bem como o modo de comunicação das revisões e o impacto nas compensações das UPAC já instaladas. (…) Alteração de siglas e definições utilizadas A definição de "produção em regime especial" denota desarmonia com a mais recente legislação sobre a atividade de produção, designadamente, no respeitante

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	ao controlo prévio que já não assenta exclusivamente na "licença de produção", havendo, hoje, vários títulos além desta licença, a saber, a comunicação prévia, o registo e certificado de exploração. Nesta conformidade, o termo "licença de produção" deve ser substituído por "título de controlo prévio". (…) Estabelecimento e alterações de ligações às redes O novo artigo 176.º-A obriga à separação dos trabalhos de ligação ou de alterações que venham a ocorrer entre o que corresponda à instalação de consumo e o que respeite à unidade de produção. Esta exigência parece ser de difícil aplicação às UPAC, uma vez que estas unidades são ligadas no interior da instalação de utilização, que por sua vez tem uma ligação única à RESP. (…) O Decreto-Lei n.º 153/2014 estabelece que a medição de eletricidade das UPAC com potência instalada superior a 1,5 kW e das UPP seja efetuada através de contadores integrados no sistema de telecontagem do ORD. Esta proposta merece a concordância do Conselho Consultivo que recomenda à ERSE que esta exigência seja estendida às restantes UPAC (potência instalada inferior a 1,5 kW) que tenham celebrado contrato de venda dos excedentes de eletricidade, de modo a assegurar a disponibilização de dados de produção necessários para efeitos de faturação de forma rigorosa e em tempo oportuno. Nos casos em que não seja celebrado contrato de venda da eletricidade, as UPAC com potência inferior a 1,5 kW deverão ser dispensadas da instalação de contador. A proposta da ERSE remete a fixação de regras aplicáveis às UPP e UPAC relativas à medição, leitura e disponibilização de dados para o Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD) do setor elétrico. Esta abordagem considera-se adequada pelo facto de assegurar a sistematização do tratamento destas matérias. Ainda assim, tendo em conta que o Decreto-Lei n.º 153/2014 prevê a publicação de regulamentos específicos (artigo 19.º) e de uma Portaria sobre estas matérias (n.º 7 do artigo 22.º e n.º 8 do artigo 33.º) importará clarificar e delimitar o âmbito das diferentes peças regulamentares. Todas as UPAC que forneçam energia elétrica não consumida ou transacionem garantias de origem, independentemente da potência instalada, têm que estar dotadas de telecontagem, pelo que se recomenda que o n.º 11 do Artigo 231.º seja corrigido do seguinte modo: "11 – A contagem da energia elétrica associada às

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	unidades de produção de eletricidade para autoconsumo, desde que injetem produção na rede ou transacionem garantias de origem, e às unidades de pequena produção, é feita por telecontagem." (…) Igualmente, afigura-se que será desejável que o processo de revisão da regulamentação da ERSE seja paralelo e coordenado com o processo de elaboração dos regulamentos técnicos a cargo da DGEG, previstos no Decreto-Lei n.º 153/2014, para completa harmonização dos textos, incluindo o do GMLDD. Tal significa que a aprovação do RRC e do GMLDD ocorra no final da primeira quinzena de janeiro de 2015. O Decreto-Lei n.º 153/2014 remete para o Regulamento de Relações Comerciais o enquadramento da disponibilização de informação do ORD ao CUR (n.º 5 do artigo 22.º) e a disponibilização pelo CUR e ORD à ERSE de informações necessárias para aferir sobre a correta intervenção dos diferentes intervenientes (n.º 7 do artigo 33.º). A regulamentação destas matérias não é expressamente mencionada no Documento Justificativo da proposta de alteração regulamentar, pelo que se recomenda à ERSE a clarificação deste assunto, designadamente se as regras já estabelecidas são suficientes para enquadrar as matérias referidas nas disposições mencionadas."
CONSELHO TARIFÁRIO	"(…) O CT concorda com as alterações propostas que integram a compensação no cálculo dos ajustamentos tarifários dos proveitos de uso global do sistema a recuperar pelo ORD. Contudo, a obrigatoriedade de instalar medição de energia nas UPAC de potência inferior a 1,5 kW que não pretendam vender a eletricidade não autoconsumida, resultará de uma opção deliberada do legislador e não de uma omissão, como a ERSE refere no documento justificativo. Com efeito, atendendo à reduzida capacidade de geração comparado com o custo do equipamento de contagem, que iria onerar os consumidores."
A CELER - COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	"(…) No caso das UPAC é drasticamente reduzido o proveito da operação da rede em BT como consequência do facto de que, no cálculo do uso de rede de BT apenas entra a energia importada da RESP, de valor muito reduzido. (…) Como o contador integrador existente no PTD é unidirecional não vai medir esta energia pelo que esta é exportada para a rede de MT (de outro operador) a custo

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	zero. (…) Face ao exposto perguntamos à ERSE: 1. – Pretende a ERSE fixar um enriquecimento ilícito à EDP-Serviço Universal faturando aos CUR exclusivamente em BT preços do MWh que rondarão os 80€ considerando o perfil de consumo das UPAC's solares quando adquire ao produtor essa energia a preços compreendidos entre os 14 e 50 €/MWh. 2. – Os preços da tarifa de energia (artigo 51.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico) vão aumentando à medida que baixamos o nível de tensão (da AT para a BTN) para compensar as perdas nas redes. Ora, a energia das UPAC's ligadas à rede de BT não apresenta perdas nas redes a montante. O que leva a ERSE a sobrecarregar o preço da Tarifa de Energia que apresenta os valores que se indicam abaixo com perdas nas redes onde não transita? 3. – Pretende a ERSE permitir à EDP Distribuição (empresa do mesmo grupo da EDP-SU) receber energia gratuitamente importada das redes dos pequenos operadores de distribuição exclusivamente em baixa tensão?"
COOPERATIVA ELÉCTRICA DE S. SIMÃO DE NOVAIS	"(…) No caso das UPAC é drasticamente reduzido o proveito da operação da rede em BT como consequência do facto de que, no cálculo do uso de rede de BT apenas entra a energia importada da RESP, de valor muito reduzido. (…) Como o contador integrador existente no PTD é unidirecional não vai medir esta energia pelo que esta é exportada para a rede de MT (de outro operador) a custo zero. (…) Face ao exposto perguntamos à ERSE: 1. – Pretende a ERSE fixar um enriquecimento ilícito à EDP-Serviço Universal faturando aos CUR exclusivamente em BT preços do MWh que rondarão os 80 € considerando o perfil de consumo das UPAC's solares quando adquire ao produtor essa energia a preços compreendidos entre os 14 e 50 €/MWh. 2. – Os preços da tarifa de energia (artigo 51.º do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico) vão aumentando à medida que baixamos o nível de tensão (da AT para a BTN) para compensar as perdas nas redes. Ora, a energia das UPAC's ligadas à

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	rede de BT não apresenta perdas nas redes a montante. O que leva a ERSE a sobrecarregar o preço da Tarifa de Energia que apresenta os valores que se indicam abaixo com perdas nas redes onde não transita? 3. – Pretende a ERSE permitir à EDP Distribuição (empresa do mesmo grupo da EDP-SU) receber energia gratuitamente importada das redes dos pequenos operadores de distribuição exclusivamente em baixa tensão?"
EDP COMERCIAL	"(…) a ERSE promove a discussão sobre a eventual extensão da obrigação de instalação de telecontagem às UPAC com potência instalada até 1,5 kW, que não pretendam vender a energia elétrica não consumida. Sobre este aspeto em particular, a EDP Comercial considera desajustada a extensão da obrigação de instalação de telecontadores específicos de produção nos sistemas de pequena dimensão como estes. Nestes sistemas de pequena dimensão, a obrigatoriedade de instalação de um contador poderá inviabilizar economicamente o investimento, contrariando o propósito de revisão do regime legal em apreço, que cria e promove novas condições para a pequena produção descentralizada com possibilidade de autoconsumo. Neste sentido, sugerimos que se mantenha o disposto no atual enquadramento legal, não impondo a obrigação de instalação de telecontadores específicos de produção nas UPAC com potência instalada inferior ou igual a 1,5 kW, quando estas não pretendam vender a energia elétrica não consumida. (…) Queremos notar que, enquanto na proposta de revisão do art. 77º 1. b) apenas está prevista a aquisição de energia elétrica pelo CUR a comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, no Artº 80º 4. b) é recuperada uma anterior formulação que ainda referia os comercializadores. Pensamos que esta diferença seja um lapso."
EDP DISTRIBUIÇÃO	"(…) De forma a assegurar a faturação uniforme e rigorosa da compensação devida pelas UPAC por parte de todos os ORD, sugere-se que o valor da compensação mensal fixa por kW de potência instalada seja publicado pela ERSE. Nesse sentido, sugere-se que o n.º 1 do artigo 56.º-A passe a referir que o valor a faturar pelos operadores de rede em BT é publicado pela ERSE. (…) As trocas de informação entre o operador da rede de distribuição em MT e AT e os

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	operadores de rede de distribuição exclusivamente em BT são essenciais para assegurar o bom funcionamento do mercado elétrico. A obrigação de informação sobre faturação da compensação devida pelas UPAC representa mais um fluxo de informação que será necessário assegurar de forma rigorosa e em tempo útil. (…) A proposta da ERSE suscita dúvidas, designadamente no que se refere à exigência de separação dos trabalhos de ligação entre o que corresponde à instalação de consumo e à unidade de produção. Com efeito, os esquemas de ligações à rede de instalações com UPAC (apresentados na figura seguinte) consideram uma ligação única, o que parece inviabilizar a separação prevista no n.º 1 do artigo 176.º-A. As UPAC ligam obrigatoriamente dentro da instalação de consumo. (…) Considera-se que as UPAC ligadas à RESP que tenham celebrado contrato de venda da eletricidade não autoconsumida devem dispor de contadores com características que permitam a sua integração no sistema de telecontagem do ORD. Nos casos em que não seja celebrado contrato de venda da eletricidade não autoconsumida, as UPAC com potência inferior a 1,5 kW ficariam dispensadas da instalação de contador. Propõe-se igualmente que o RRC clarifique que será responsabilidade do titular da UPAC os custos com a aquisição, certificação e a substituição do contador de consumo, por outro com capacidade de registo nos 4 quadrantes, quando aplicável. (…) O n.º 5 do artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 153/2014 estabelece que o ORD deve disponibilizar ao CUR as informações necessárias à correta faturação dos diferentes intervenientes nos termos do RRC. Por sua vez, o n.º 7 do artigo 33.º do mesmo diploma legal estabelece que o CUR e o ORD. As disposições legais anteriormente referidas não são alvo de menção expressa na proposta de alteração regulamentar, sugerindo-se que estas matérias sejam clarificadas pela ERSE. (…) Considera-se importante que as entidades administrativas competentes clarifiquem

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	o calendário de publicação das peças regulamentares e em que medida a aplicação do regime jurídico aprovado através do Decreto-Lei n.º 153/2014 fica condicionado à sua conclusão."
EDP PRODUÇÃO	"(…) No âmbito da presente revisão regulamentar importa que a ERSE adeque e reveja (corrigindo, se necessário) os procedimentos aplicados no passado relativamente às entidades a quem tem sido solicitado o pagamento da Tarifa G."
EDP SERVIÇO UNIVERSAL	"(…) Após a publicação do Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de outubro, o regime PRE assumiu um novo âmbito incluindo, além da produção sujeita a regime jurídico especial, toda a produção de eletricidade a partir de recursos endógenos, renováveis e não renováveis, mesmo não estando abrangidas por um regime jurídico especial, ou seja, mesmo não auferindo de remuneração garantida, podendo ser remunerada pelo mercado. Convém, pelo acima descrito, mencionar a necessidade de clarificação relativamente aos procedimentos a aplicar a estes produtores, nomeadamente àqueles que cessem o seu período de remuneração garantida e passem a ser remunerados pelo mercado. (…) O n.º 5 do artigo 22.º e o n.º 7 do artigo 33.º, do Decreto-Lei n.º 153/2014, estabelecem trocas de informação entre o ORD, o CUR e a ERSE, que não parecem ter sido refletidas nas propostas da ERSE para adequação do RRC. Sugere-se que a ERSE clarifique estas matérias na alteração regulamentar. (…) Alerta-se para a necessidade de publicação e implementação dos diplomas legais mencionados previamente, para a correta aplicação do regime jurídico previsto no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. Sugere-se que as entidades competentes clarifiquem o calendário de publicação dos diplomas e regulamentação aplicável. (…) Face à existência de perfis de consumo, previstos no artigo 264.º do articulado de RRC proposto pela ERSE na redação proposta em junho de 2014, os quais são aplicáveis aos clientes sem equipamentos de medição com registo horário, afigura-se da maior importância que estes sejam adequados às instalações onde sejam instaladas UPAC ou UPP. O perfil de consumo destas instalações deverá,

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	necessariamente, ser diferente do aplicável a clientes que consomem a totalidade da energia da RESP. Sugere-se assim que a ERSE pondere a atualização dos perfis de consumo, tendo em conta uma melhor adequação dos mesmos à evolução das tipologias de clientes."
GALP POWER	"(…) A respeito da compensação referida na alínea b) supra, na Proposta de Revisão apresentada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), nomeadamente no ponto 2, propõe-se a inserção de um novo artigo 56.º-A («Compensação devida pelas UPAC»), através do qual se esclarece que cabe ao Operador da Rede de Distribuição (ORD) à qual a UPAC esteja ligada receber desta a compensação calculada nos termos do mencionado decreto-lei, devendo, para o efeito, repercutir na faturação ao comercializador. (…) Ora, ainda que no justificativo para o artigo 60.º-A seja referido que o operador da rede de distribuição "deverá efetuar a repercussão dos valores de compensação no CUR, comercializadores, facilitador de mercado, ou produtor, através do processo de faturação já existente entre aqueles agentes" – parecendo assim referir-se ao processo de faturação de tarifas de acesso às redes -, tal não se encontra devidamente refletido na redação da norma, pelo que julgamos prudente densificar-se o conteúdo da mesma em conformidade com a justificação apresentada para aquela norma. Para além disso, e uma vez que caberá aos comercializadores proceder à cobrança da compensação que terá de ser paga pelas UPAC, julgamos ainda essencial que as mencionadas normas propostas contenham regras específicas a propósito de prazos de pagamento, entre outras regras que permitam compreender melhor como ocorrerá todo este processo de faturação e as consequências resultantes do incumprimento da obrigação de pagamento, por parte das UPAC. Em face do exposto, entendemos que a redação dos artigos 56.º-A e 60-A, respeitante ao fluxo económico relativo à compensação devida pelas UPAC, deveria ser complementada com a previsão de prazos de pagamento e recebimento consentâneos com os calendários de faturação entre os operadores das redes, comercializações e clientes, de modo a assegurar-se a boa e correta implementação do sistema e evitar-se situações de empréstimo/financiamento entre agentes, o que entendemos ser prejudicial para todos os envolvidos.

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td>REN</td><td>
"(…) A REN reforça que, à semelhança do que já ocorre hoje com o CUR como agregador da PRE com tarifa fixa, o ORT só se deverá relacionar com o agregador e não com os produtores individualmente pelo que a celebração de contratos de uso de redes e, por consequência, o pagamento das tarifas de acesso relacionados com produção adquirida deverá ser feita diretamente a estas entidades e não a cada produtor em separado.

(…)

Para efeitos de incorporação da produção efetuada pelas Unidades de Produção para Autoconsumo e das Unidades de Pequena Produção ligadas em BT é necessário garantir que o ORD disponibiliza à GGS a agregação destas produções por comercializador, à semelhança do que já acontece para os consumos dos comercializadores. Os valores agregados com descriminação por quarto de hora são necessários para a contabilização dos desvios à programação da Unidade que agregará a produção afeta a cada comercializador ou facilitador e também para a liquidação das diferentes tarifas.

(…)

<table>
<tr><th>Proposta ERSE</th><th>Comentários da REN</th></tr>
<tr><td>(artigo inexistente na atual proposta).</td><td>Artigo 52-A'.º
Relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o facilitador de mercado ou com os comercializadores
No âmbito da liquidação e faturação da entrada nas redes da produção em regime especial, o relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e os facilitadores de mercado e comercializadores, é estabelecido através da celebração de contratos de uso da rede de transporte, nos termos previstos no RARI.</td></tr>
<tr><td>Artigo 52-A.º
…
2 - A faturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime especial é obtida por aplicação dos preços de energia às quantidades medidas nos pontos de medição definidos nas alíneas a) e b) do artigo 233.º.</td><td>Artigo 52-A.º
…
2 - A faturação da entrada na RNT e na RND da produção em regime especial é obtida por ~~aplicação dos preços de energia às quantidades~~ valorização das quantidades de energia, que resultam da aplicação do ciclo semanal com feriados às energias medidas nos pontos de ~~medição~~ entrega definidos nas alíneas a) e b) do artigo 233.º.
3 - Para efeitos dos pontos anteriores, também se considera a produção das instalações abrangidas pela modalidade geral estabelecida no Decreto-Lei n.º 23/2010.</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th></tr>
<tr><td></td><td>
<table>
<tr><th>Proposta ERSE</th><th>Comentários da REN</th></tr>
<tr><td>(artigo inexistente na atual proposta).</td><td>Artigo 52-B'.º
Regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista
1 - Para as instalações de produção em regime especial sujeitas à aplicação do mecanismo regulatório de equilíbrio concorrencial do mercado grossista de eletricidade em Portugal e quando a produção em regime especial seja agregada em relacionamento comercial por um comercializador ou facilitador de mercado, considera-se que a responsabilidade pelo seu pagamento, pela apresentação da</td></tr>
<tr><th>Proposta ERSE</th><th>Comentários da REN</th></tr>
<tr><td></td><td>garantia e todas as obrigações e direitos são transferidas para o comercializador ou facilitador de mercado que os agrega em relacionamento comercial.
2 - O Regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista é aplicado as instalações de produção em regime especial sem remuneração garantida, nomeadamente, as instalações abrangidas pela modalidade geral estabelecida no Decreto-Lei n.º 23/2010.</td></tr>
<tr><th>Proposta ERSE</th><th>Comentários da REN</th></tr>
<tr><td>(artigo inexistente na atual proposta).</td><td>Artigo 82-A.º
Aquisição e venda de energia elétrica produzida por Produtores em Regime Especial
1 - O comercializador pode atuar em representação do PRE que não esteja sujeita ao regime de remuneração garantida nos mercados organizados, por aplicação de condições negociadas bilateralmente com o produtor.
2 - O comercializador poderá efetuar a representação em mercados organizados dos produtores em regime especial sem remuneração garantida.
3 - O comercializador que atue nos mercados organizados em representação de produtores em regime especial é responsável pela venda da energia elétrica que tenha adquirido no âmbito da sua atividade, podendo utilizar as modalidades de contratação previstas no regime de mercado em mercado grossista definido no presente regulamento.</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>DECO</td><td>3. Na compensação devida pelas UPAC, falta referir o fator "K" do artigo 25.2; que faz depender a percentagem da compensação do "total acumulado de potência instalada de UPAC".
Ora, se bem entendemos, consoante entrem mais UPAC no sistema, mais aumentará a percentagem da compensação a pagar pelas mesmas, pelo que nos suscita a dúvida de que, nem o DL, nem as alterações regulamentares, são claras quanto à periocidade de cálculo do K, bem como nada é referido como são afetados e informados as UPAC que já estavam instaladas a quando da atualização do K.
Nesse sentido, deverá a ERSE, de forma clara, estabelecer o modo de aplicação deste parâmetro.
(…)</td></tr>
</table>

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	4. Por último e quanto às UPAC, entende esta associação que, sendo claramente um dos objetivos do diploma o incentivo ao autoconsumo, deve necessariamente a ERSE tomar as medidas regulatórias estritamente necessárias de forma a evitar que possa esse objetivo ser limitado condicionado ou de qualquer nos contratos de ligação à rede, designadamente acautelando que os contratos celebrados com comercializadores possuem a completa e necessária informação para o esclarecimento dos consumidores-produtores, nomeadamente no que respeita a custos a suportar e composição do preço das tarifas de venda de energia à rede.
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D'ESTE	Da leitura do Artigo 60º-A, deve ser clarificado em que altura o ORDBT fatura ao Produtor a compensação devida pelas unidades de autoconsumo nesse mês, se é em simultâneo com a fatura de consumo da instalação consumidora, ou após o ORDMT lhe faturar a compensação devida a esse mesmo mês. Relativamente ao Artigo 176-Aº, afigura-se-nos que este deve ser revisto para que fique claro, que mesmo que as alterações efetuadas no ponto de ligação sejam efetuadas pelo Produtor, este tem de ressarcir o ORD pelos custos de deslocação ao local para desselar os elementos que compõe a ligação (portinhola, etc.), custos com a deslocação e verificação da conformidade da ligação e voltar a selar.

13 OUTROS TEMAS COMENTADOS

No âmbito da consulta pública, além dos temas anteriormente mencionados, foram também objeto de comentários outros assuntos que, podendo inclusivamente não ter associação a qualquer alteração regulamentar colocada à discussão, a ERSE não pretende deixar sem serem abordados, ainda que de forma sumária.

Nas secções seguintes são explicitados esses temas e as respetivas considerações da ERSE aos comentários recebidos. A última das secções deste capítulo, por conter temas muito dispersos, terá as considerações da ERSE com correspondência direta ao comentário formulado.

13.1 HARMONIZAÇÃO NO ÂMBITO DO MIBEL

Da consulta pública resultou, desde logo através da pronúncia do Conselho Tarifário, a recomendação à ERSE para que se promovam os estudos necessários a caracterizar as diferenças da estrutura tarifária no contexto do MIBEL, assim como outras dimensões que possam gerar "distorções no funcionamento do MIBEL".

Por outro lado, a Siderurgia Nacional identifica na formação de preço nos mercados à escala europeia, regional e nacional, situações preço superior no espaço ibérico, atribuídas designadamente ao regime fiscal em Espanha.

A ERSE gostaria de, sobre esta matéria começar por reiterar o compromisso que tem assumido de harmonização das condições de funcionamento dos mercados, incluindo no referencial grossista, sendo participante ativo no Conselho de Reguladores na promoção de níveis de harmonização regulatória crescentemente aprofundados. O Conselho de Reguladores tem efetuado o acompanhamento das diferentes temáticas que envolvem a construção e consolidação do MIBEL, com estudos que são, na sua generalidade, sujeitos a participação pública alargada. Ainda assim, a ERSE não deixará de tomar em consideração a recomendação agora produzida pelo Conselho Tarifário, devendo a mesma, em nossa opinião, sem melhor enquadrada no âmbito mais abrangente do Conselho de Reguladores.

Já no que respeita às condições de formação do preço em mercado grossista, a ERSE chama a atenção para o facto de se terem produzido, recentemente, importantes desenvolvimentos, designadamente os que vieram consubstanciar a existência de um mecanismo de cobertura de riscos de diferenciais de preço na interligação Portugal-Espanha, o qual se encontra alinhado com os objetivos europeus de construção do mercado interno. Do mesmo modo, foram concluídos os passos necessários ao acoplamento do mercado ibérico com o mercado centro-europeu, assim criando condições para um aprofundamento do mercado interno da energia.

A respeito das condições exteriores ao sistema português que impactam na formação do preço grossista de eletricidade, nomeadamente o regime fiscal em Espanha sobre a produção de eletricidade, a ERSE recorda que o legislador decidiu criar um mecanismo de mitigação dos seus efeitos no consumidor português, através da publicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, o qual tem consagração no RRC atualmente em vigor.

Os comentários atrás mencionados e respondidos estão adiante reproduzidos.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
CONSELHO TARIFÁRIO	"3. 0 CT recomenda à ERSE que, autonomamente ou no âmbito do conselho dos reguladores, prossiga os estudos necessários à melhor identificação das diferenças existentes e incentive a harmonização da estrutura tarifária, bem como de outras dimensões geradoras de distorções no funcionamento do MIBEL."
SIDERURGIA NACIONAL	"Regista-se como aspetos mais avançados a formação do preço da energia já tendencialmente idêntico em Portugal e Espanha e integração dos sistemas quer por efeito do aumento das interligações, quer por medidas de maior integração processos. Contudo não podemos deixar de por em evidência que esta igualização se deu "por cima", devido a que o regime fiscal agravou com impostos a produção de eletricidade em Espanha, com a qual se nivelou a produção Portuguesa, gerando desta forma a igualização de preços atualmente existente. Claramente se evidencia quando são analisados os preços dos mercados a prazo na Europa. De facto o MIBEL marca um dos preços mais altos na Europa, nomeadamente quando comparado com os nossos principais concorrentes de bens transacionáveis: França e, de forma especial, Alemanha. Regista-se também o acoplamento de mercados com a Europa que estando ainda no começo marca o início dum caminho e referencial muito importante que se espera ver proximamente desenvolvido com o aumento da capacidade de interligação da Península Ibérica com a Europa."

13.2 ÂMBITO DA PRE E AUTOCONSUMO

No quadro da alteração legalmente promovida do perímetro de definição da produção em regime especial, a APREN veio suscitar em consulta pública que aquele tipo de produção em regime especial que, não beneficiando de remuneração garantida, não seja a chamada "grande hídrica", deveria estar

acolhida no disposto no artigo 49.º do RRC e não no artigo 40.º conforme proposto pela ERSE na discussão pública regulamentar.

A este respeito, a ERSE chama a atenção para o facto do artigo 49.º do RRC integrar as disposições relativas ao relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o comercializador de último recurso, e, em particular, no que respeita à cadeia de relacionamentos relativa aos fluxos de pagamentos da produção em regime especial com remuneração garantida. Ora se a produção referida no comentário da APREN diz respeito a produtores sem remuneração garantida, esta não parece ser enquadrável nos relacionamentos que envolvem o CUR.

Por outro lado, a Direção-Geral de Energia e Geologia refere o interesse em clarificar as "regras de acesso às redes de instalações de consumo com produção de eletricidade para autoconsumo através da tecnologia de cogeração e outras instalações que venham a integrar o âmbito de aplicação da nova legislação sobre o autoconsumo, nos termos dos regimes legais estabelecidos". Ora, como comentado anteriormente, a definição concreta do regime regulamentar aplicável a instalações em autoconsumo muito beneficiará da integração das disposições legislativas finais aplicáveis ao autoconsumo, algo que, reconhecidamente, não estava totalmente finalizado aquando do lançamento da consulta pública.

Em acréscimo a esta última questão, esclarece-se ainda que, não sendo a ERSE a entidade competente para as questões de licenciamento, a definição do regime de participação nas redes e no mercado de instalações com as características mencionadas dependerão, objetivamente, das condições de licenciamento. No atual quadro regulamentar, as modalidades de contratação concretizáveis pela participação nas redes estão claramente definidas, permitindo múltiplas opções aos agentes de mercado.

Os comentários atrás mencionados e respondidos estão adiante reproduzidos.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
ASSOCIAÇÃO DE ENERGIAS RENOVÁVEIS (APREN)	"Com a nova definição da produção em regime especial, dada pelo Decreto-Lei n° 215-A/2012, a Grande Hídrica deixa de ser considerada produção em regime ordinário para integrar agora a produção em regime especial. No entanto, nem toda a produção em regime especial sem remuneração por tarifa fixada administrativamente corresponde à Grande Hídrica. Deverá também ser considerada a produção em regime especial por outras tecnologias que entretanto venha a deixar de receber tarifa ou que entretanto entre em funcionamento ao abrigo do regime geral de acordo com Decreto-Lei n° 215-B/2012. Convém então clarificar quais as responsabilidades desse tipo de produção em regime especial sem tarifa fixada administrativamente que não a Grande Hídrica

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	($PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$). De acordo com a atual redação do artigo 40° o RRC, o operador da rede de transporte irá faturar aos produtores $PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$ a entrada na RNT e na RND da produção em regime ordinário. A APREN defende que a $PRE_{mercado\text{-}não\ GH}$ deveria ficar ao abrigo do artigo 49° e não do artigo 40°. Além disso, é também importante rever a redação do título do artigo 40°. O título "Faturação do operador da rede de transporte aos produtores em regime ordinário pela entrada na RNT e na RND da produção" não é consistente com o texto pois não diz apenas respeito aos produtores em regime ordinário, além de que termina de uma forma abrupta sem explanar o tipo de produção a que é aplicável."
DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA (DGEG)	"No que respeita ao autoconsumo, alerta-se para a necessidade de clarificação das regras de acesso às redes de instalações de consumo com produção de eletricidade para autoconsumo através da tecnologia de cogeraçao e outras instalações que venham a integrar o âmbito de aplicação da nova legislação sobre o autoconsumo, nos termos dos regimes legais estabelecidos."

13.3 COMENTÁRIOS ESPECÍFICOS DOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT

Os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT produziram no contexto da consulta pública um conjunto de comentários que não estão diretamente associados a matérias sujeitas a proposta de alteração no RRC. Todavia, as questões apresentadas, pela sua abrangência, não podem deixar de ter uma resposta formal pela ERSE, ainda que se constate existir alguma vantagem em promover o seu tratamento autónomo, mais detalhado e transversal.

Neste sentido, a generalidade dos comentários produzidos pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, que são simultaneamente operadores de rede em BT, diz respeito a regras de faturação do acesso às redes e da energia reativa, por um lado, e, por outro lado, a contagem na fronteira entre o operador de rede em MT e os operadores de rede em BT.

Relativamente às questões de faturação do acesso, cumpre relembrar que o n.º 1 do artigo 59.º do RRC inscreve uma modalidade, preferencial, para efeitos de faturação do acesso às redes (UGS+URT+URD) entre o operador de rede de distribuição em MT e AT (ORD MT/AT) e os operadores de rede em BT (ORD BT), que assenta numa desagregação por ponto de entrega (cliente final em BT), aplicando-se às entregas a clientes finais com contrato de comercialização, quer com o CUR BT, quer com um comercializador.

Em alternativa e de modo a obviar à desagregação por ponto de entrega, a faturação do acesso às redes entre o ORD MT/AT e os ORD BT, respeitante às entregas a clientes finais em BT com contrato de comercialização com o CUR BT, e apenas a estas, poderá ser feita com base na agregação das respetivas entregas ao nível do PT. No âmbito desta agregação há lugar à subtração às quantidades medidas no PT das entregas a clientes finais em BT com contratos com comercializadores em regime de mercado e à adição da energia de miniprodução e microprodução injetada na rede e que abastece consumo que, existindo, não é visível nas quantidades medidas no PT.

Já no âmbito da faturação da energia reativa, tal como disposto no 7.º do artigo 59.º do RRC e no n.º 4 do artigo 4.º do Despacho n.º 7253/2010 da ERSE não há lugar a faturação de energia reativa na fronteira entre a rede de distribuição em AT/MT e a rede de distribuição em BT.

Na BTN quase não existe medição de energia reativa pelo que a sua monitorização obrigaria à mudança do parque de contadores instalados.

O controlo do consumo de energia reativa nos clientes finais em BTN é feito de forma indireta, através do disjuntor diferencial, que é também um limitador da potência contratada que, sendo uma potência aparente, tem implícita a componente reativa, pelo que a faturação dos clientes em BTN incorpora a componente de custos induzidos por esse consumo.

Por outro lado, no segmento doméstico, as cargas tendem a apresentar um caráter predominantemente resistivo, ainda que a penetração de novos equipamentos, nomeadamente de ar condicionado, contribua para alterar esta situação.

Trata-se contudo de um assunto complexo que, antes de motivar alterações regulamentares, terá que ser devidamente monitorizado e avaliado, à escala nacional, exigindo estudos cujo tempo de execução não se compadece com o presente processo de revisão regulamentar.

Numa outra dimensão de comentários, relativos a questões de medição na fronteira entre redes em BT e MT/AT, faz-se notar que, existindo lugar à faturação (acesso às redes) entre o ORD AT/MT e os ORD exclusivamente em BT, todos os PT nesta fronteira têm sistema de contagem de energia. Estes PT são propriedade dos ORD exclusivamente em BT, sendo estes responsáveis pela criação de condições no PT com vista à instalação de equipamento de contagem na MT. Havendo condições para essa instalação, o ORD AT/MT tem o dever de a implementar.

Quando a contagem nestes PT tem lugar na BT, as quantidades medidas devem ser referidas à MT, para acomodação das perdas de transformação, nos termos do disposto no artigo 256.º do RRC. Essa referência tem lugar com base no estabelecido no ponto 38 do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), aprovado pela ERSE, que prevê expressamente, para a componente de perdas no ferro, que as perdas são as que constam do correspondente boletim de ensaios, cuja cópia deve ser facultada ao ORD AT/MT. Caso não seja disponibilizado o boletim de

ensaios, as perdas a considerar são as tabeladas no GMLDD. A ERSE entende que a maior eficiência energética decorrente da utilização de transformadores com perdas reduzidas deve ser acomodada na metodologia, o que se garante por via da utilização dos valores inscritos no boletim de ensaios das máquinas.

Ao contrário do que sucede na fronteira entre a rede explorada pelo ORD AT/MT e pelos ORD exclusivamente em BT, os demais PT de entrega à BT não têm necessidade de instalação de sistemas de contagem para efeitos de faturação, dado o ORD ser o mesmo. Existem no entanto razões que justificam a instalação de sistemas de contagem nestes PT, designadamente as relacionadas com a maior inteligência e automatização das redes, o acesso a mais informação e outras. Por esse motivo, e apenas para esses PT, o n.º 3 do artigo 251.º estabelece o programa de instalação de equipamentos de medição, a que o ORD AT/MT tem vindo a dar cumprimento, nos termos estabelecidos.

No que respeita a uma sugestão de redação efetuada pela A CELER, relativamente a condições de aquisição de energia elétrica, a proposta apresentada por esta entidade configura um tratamento diferenciado, que não parece ter acolhimento no quadro legal e regulamentar, uma vez que a mesma configura um ganho comercial assente na valorização de energia de perdas, o que não é desejável que suceda.

Por fim, relativamente a uma menção da Cooperativa Elétrica de S. Simão de Novais à valorização da energia adquirida aos miniprodutores e microprodutores, esclarece-se que a remuneração dos fornecimentos relativos à energia adquirida pelos CUR exclusivamente em BT a unidade de miniprodução e microprodução é a que for estabelecida por lei. Os CUR receberão os montantes respetivos, por via das tarifas, de forma a dar cumprimento ao enquadramento estabelecido pelo legislador.

Os comentários atrás mencionados e respondidos estão adiante reproduzidos.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	"Pese embora a presente disposição regulamentar tenha 3 anos (aparece pela primeira vez na versão do RRC de 2011) o operador da rede de distribuição em AT e MT ainda não lhe deu cumprimento declinando no comercializador de mercado liberalizado a faturação das tarifas de acesso (…) Este procedimento tem as seguintes consequências: 1. – Uma ausência total de informação sobre a energia consumida dado que, sobretudo nas situações em que a medição é feita do lado da BT, não é possível conhecer a energia medida e a energia de perdas. As leituras indicadas na fatura são completamente fictícias.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	De facto é vedado o direito ao cliente, atribuído sobejamente na lei, de conferir a fatura por falta de informação ou de informação fictícia como é o caso das leituras. 2. – Erros sistemáticos sobre a faturação de energia reativa, como se demonstra nesta fatura que, por força regulamentar está excluída, no caso dos ORD exclusivamente em BT. Quando reclamamos para a Iberdrola esta diz que a culpa é da EDPD. 3. – A impossibilidade de uma total abertura ao mercado liberalizado, dado que sendo a fatura elaborada como se fosse para um cliente final este não pode, por força regulamentar, fornecer energia a terceiros. Por outro lado o n.º 4 do artigo contem erros grosseiros que o regulador tem agora a oportunidade de corrigir. Na verdade a faturação das tarifas de acesso tem de incidir sobre toda a energia mas também somente sobre esta que transita nas redes a montante (MT, AT e MAT). Assim, é óbvio que não devem ser descontadas as quantidades de energia comercializadas por outros comercializadores (que transitam nas redes atrás referidas) nem somadas as energias da mini e microprodução que não transitam nessas redes. Propõem-se alterações visando a correção dos erros e fixando um prazo para o operador de rede AT e MT dar cumprimento ao disposto no artigo.”
A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	“A CELER actualmente exerce, na vertente da comercialização da energia elétrica as atividades cometidas ao CUR e ainda de comercializador de mercado liberalizado que pretende exercer apenas na sua área de concessão. Quer isto dizer que o volume de aquisição de energia para satisfação dos clientes em mercado liberalizado será sempre insignificante quando comparado com as quantidades comercializadas no MIBEL. Embora esteja a iniciar o processo de acesso aos mercados organizados cujo tempo e condições desconhece totalmente receia que tal acesso não seja feito em tempo compatível com as condições impostas regulamentarmente. Assim, propõe-se que seja concedida a abertura regulamentar, à semelhança do que aconteceu há anos atrás relativamente à aquisição da energia para comercialização em mercado regulado que seja contemplada a aquisição da energia através da celebração de contratos de fornecimento em MT com

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	comercializadores de mercado. Propõe-se assim que seja contemplada esta modalidade de aquisição de energia. Artigo 82.º Aquisição de energia elétrica 1- O comercializador é responsável pela aquisição de energia elétrica para abastecer os consumos dos clientes agregados na sua carteira, bem como para a satisfação de contratos bilaterais em que atue como agente vendedor. 2 - Para efeitos do número anterior, o comercializador pode adquirir ou vender energia elétrica através das modalidades de contratação previstas no regime de mercado em mercado grossista definido no presente regulamento. 3 - Os comercializadores cuja licença foi concedida à entidade que, em simultâneo, exerce as atividades de operador de rede exclusivamente em BT e de comercializador de último recurso exclusivamente em BT podem, ainda, celebrar contratos de fornecimento em MT com comercializadores de mercado."
A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	"A CELER tem neste momento em plena execução um programa de automatização da sua rede (*smart grid*) com rol out em 2012 e com conclusão prevista para o ano de 2015. Mais de 70% da energia entregue aos seus consumidores é já medida através de contadores inteligentes. A informação colhida desse equipamento deixou-nos verdadeiramente preocupados com o trânsito da energia reativa nas redes de BT. (…) Por outro lado a monitorização permanente da qualidade da energia recebida na totalidade dos nossos 44 postos de transformação permite-nos concluir que, em termos de tensão harmónica, a energia é entregue pelo operador da rede de MT e AT já com valores que não cumprem a NP EN 590160 (…) E esta "poluição" da onda de tensão só não é maior porque a A CELER dispõe de filtros que, para além de corrigirem a energia reativa nas redes do operador das redes de MT e AT, filtram ainda a tensões harmónicas). (…)

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Assim, face ao exposto propomos a exigência regulamentar da extensão da faturação de energia reativa para clientes com escalões de potência contratada de 27,6; 34,5 e 41,4kVA. (…) Gostaríamos de salientar que esta proposta não é pioneira. Na verdade, há cerca de 10 anos numa revisão do RRC, a ERSE propôs a faturação de energia reativa para potências contratadas iguais ou superiores a 10,35kVA. (…) Artigo 121.º Faturação de energia reativa 1 - Apenas há lugar a faturação de energia reativa nos fornecimentos em MAT, AT, MT, BTE e BTN com potência contratada superior a 20,7kVA.(…)"
A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	"O n.º 3 do presente artigo consta do RRC publicado em 12 de novembro de 2012. Ora 90 dias depois estávamos em 12 de fevereiro de 2013, portanto há cerca de 18 meses atrás. A redundância desta exigência só pode resultar do não cumprimento do operador da rede de distribuição em MT e AT, posição aceite pelo regulador. Na verdade até hoje dos cerca de 40 postos de transformação de A CELER onde o operador da rede de distribuição em MT e AT tem de intervir ainda não atuou em nenhum deles. Nem atuará dado que o GMLDD lhe confere ganhos apreciáveis com a situação atual. Claro que esquece a ERSE que esta sua complacência está a prejudicar gravemente os interesses de A CELER que adquire transformadores de perdas extra-reduzidas com um custo adicional superior a 30% para transferir esse ganho para o operador da rede de distribuição em MT e AT. Dispõe atualmente a ERSE de mecanismos legais para pôr termo a posições desta natureza. (…) C – Proposta/sugestão de A CELER para a redação final do articulado: Artigo 251.º

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	Medição na fronteira da rede de distribuição em MT e AT com a rede de distribuição (…) 4 - Conforme disposto na alínea g) do artigo 233.º deste regulamento o operador da rede de distribuição em MT e AT fica obrigado a montar do lado da MT os transformadores de medição nos postos de transformação MT/BT dos operadores das redes exclusivamente em BT no prazo máximo de 180 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento. 5 – Salvo impedimento técnico, devidamente justificado e com o acordo do operador de rede de distribuição exclusivamente em BT, decorrido o prazo de 180 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento sem que tenha sido dado cumprimento ao disposto no número anterior a energia medida nos equipamentos de medição instalados do lado da BT será ajustada para o nível da MT através de um fator de ajustamento de perdas de transformação igual a um por cento.”
A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	“É óbvio que a A CELER só liquidará a energia que lhe é fornecida para alimentar os seus consumidores de baixa tensão. A energia da mini e microprodução é-lhe faturada pela EDP-SU nos termos deste regulamento. C – Proposta/sugestão de A CELER para a redação final do articulado: Artigo 252.º Determinação das quantidades de energia elétrica fornecidas pelos comercializadores (…) 4 - No caso de os comercializadores fornecerem energia elétrica a comercializadores de último recurso exclusivamente em BT e de estes terem optado pela modalidade de faturação prevista no n.º 4 do Artigo 57.º 59.º, as quantidades de energia elétrica a considerar para efeitos de determinação das quantidades fornecidas pelos comercializadores devem ser calculadas nos termos estabelecidos naquela disposição regulamentar.serão as quantidades de energia ativa medidas no Posto de Transformação, descontadas das entregas a clientes em BT de outros comercializadores, ajustadas para perdas na rede de BT e após aplicação do respetivo perfil de consumo.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	(…) 6 – O disposto no n.º 4 deste artigo aplica-se à primeira fatura com data de emissão posterior até 90 dias após a data de publicação do presente regulamento."
A CELER, C.R.L. - COOPERATIVA ELECTRIFICAÇÃO DE REBORDOSA	"Ver comentários de A CELER relativos ao artigo 251.º. É verdadeiramente lamentável que enviados ao operador da rede de distribuição em MT e AT em março 17 boletins de ensaio de transformadores de perdas extra-reduzidas adquiridos pela A CELER que, conforme já referimos apresentam um sobrecusto de mais de 30% do preço de um transformador de perdas normais, o operador da rede de distribuição de MT e AT se recuse a faturar as perdas reais no ferro que constam dos respetivos boletins e ensaio. Cifra-se em muitas centenas de euros o prejuízo mensal que A CELER está a ter com esta atitude. C – Proposta/sugestão de A CELER para a redação final do articulado: Artigo 256.º Medição a tensão diferente de fornecimento (…) 4. – Uma vez entregue, pelo cliente ou seu comercializador, o boletim de ensaios do transformador de potência o operador da rede de distribuição considerará como potência de perdas no ferro as constantes do referido boletim de ensaios com efeitos a partir da primeira fatura com data de emissão posterior à entrega do boletim de ensaios."
COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO A LORD, CRL	"Sendo desejo deste operador de rede de distribuição exclusivamente em BT ser faturado pelo operador da rede de distribuição em MT e AT pela modalidade prevista no n.º 4, solicita-se à ERSE: - Que sejam corrigidas as energias que servirão de base ao cálculo da faturação das tarifas de acesso (as quantidades medidas no posto de transformação). - Que seja fixado, em sede regulamentar, um prazo máximo para o operador da rede de distribuição em MT e AT começar a faturar as tarifas de acesso. Como é do conhecimento da ERSE ao longo de 3 anos o operador da rede de distribuição em MT e AT tem vindo a recusar-se a fazê-lo com graves inconvenientes dos quais destacamos:

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	• Para os clientes de baixa tensão ao verem-se privados de um total acesso ao mercado liberalizado. • Para este operador rede de distribuição exclusivamente em BT ao ser impedido de proceder à conferência dos principais parâmetros objeto de faturação e de ter ser faturado, com grande frequência, de valores que não são objeto de faturação (por exemplo: a energia reativa)."
COOPERATIVA DE ELECTRIFICAÇÃO A LORD, CRL	"À semelhança do que aconteceu após liberalização do mercado de energia em que o regulador desvinculou os CUR exclusivamente em BT de comprarem a energia de que necessitavam para fornecer aos seus clientes apenas em mercado regulado, propõe-se que a ERSE contemple, nesta revisão regulamentar que, para além das modalidades de aquisição de energia previstas no artigo, possa também celebrar contratos de fornecimento em MT com comercializadores de mercado."
	"A imposição feita pelo regulador ao operador da rede de distribuição em MT e AT da montagem do equipamento de medição do lado da MT (à tensão de entrega) nos postos de transformação deste operador de rede exclusivamente em data já da revisão do RRC de 2012. Quase dois anos depois acontece que, dos 43 postos de transformação explorados por este operador de rede exclusivamente em BT, o operador da rede de distribuição em MT e AT ainda não procedeu a qualquer alteração. Entretanto vai faturando as perdas de transformação por recurso ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, da sua autoria, retirando as vantagens económicas da sobrevalorização destas perdas. O regulador tem conhecimento desta irregularidade vindo, novamente, reforçar a sua imposição e dar mais 90 dias para ser apresentado o programa de intervenção que, esperamos, desta vez seja cumprido e que o incumprimento que até agora se verifica seja corrigido."
	"Face ao referido nos nossos comentários relativos ao artigo 59.º as quantidades de energia que devem ser consideradas para efeitos de faturação por parte do comercializador de mercado liberalizado serão as quantidades de energia ativa medidas nos postos de transformação, descontadas das entregas a clientes em BT de outros comercializadores devidamente acrescidas das perdas na rede de BT, após aplicação do respetivo perfil de consumo."

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
COOPERATIVA ELÉTRICA DE S. SIMÃO DE NOVAIS	"Sendo desejo deste operador de rede de distribuição exclusivamente em BT ser faturado pelo operador da rede de distribuição em MT e AT pela modalidade prevista no n.º 4, solicita-se à ERSE: - Que sejam corrigidas as energias que servirão de base ao cálculo da faturação das tarifas de acesso (as quantidades medidas no posto de transformação). - Que seja fixado, em sede regulamentar, um prazo máximo para o operador da rede de distribuição em MT e AT começar a faturar as tarifas de acesso. Como é do conhecimento da ERSE ao longo de 3 anos o operador da rede de distribuição em MT e AT tem vindo a recusar-se a fazê-lo com graves inconvenientes dos quais destacamos: • Para os clientes de baixa tensão ao verem-se privados de um total acesso ao mercado liberalizado. • Para este operador rede de distribuição exclusivamente em BT ao ser impedido de proceder à conferência dos principais parâmetros objeto de faturação e de ter ser faturado, com grande frequência, de valores que não são objeto de faturação (por exemplo: a energia reativa)."
	"A aquisição da energia pelos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT a unidades de miniprodução e de microprodução ligadas à rede de distribuição da entidade a que pertence o CUR não pode acarretar prejuízos para este. Assim, o preço de aquisição das entregas à sua rede de distribuição referidas no parágrafo anterior não pode ser superior ao preço pelo qual adquirem a restante energia para satisfação das necessidades dos seus clientes."
	"À semelhança do que aconteceu após liberalização do mercado de energia em que o regulador desvinculou os CUR exclusivamente em BT de comprarem a energia de que necessitavam para fornecer aos seus clientes apenas em mercado regulado, propõe-se que a ERSE contemple, nesta revisão regulamentar que, para além das modalidades de aquisição de energia previstas no artigo, possa também celebrar contratos de fornecimento em MT com comercializadores de mercado."
	"A imposição feita pelo regulador ao operador da rede de distribuição em MT e AT da montagem do equipamento de medição do lado da MT (à tensão de entrega) nos postos de transformação deste operador de rede exclusivamente em data já da

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
	revisão do RRC de 2012. Quase dois anos depois acontece que, dos 43 postos de transformação explorados por este operador de rede exclusivamente em BT, o operador da rede de distribuição em MT e AT ainda não procedeu a qualquer alteração. Entretanto vai faturando as perdas de transformação por recurso ao Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, da sua autoria, retirando as vantagens económicas da sobrevalorização destas perdas. O regulador tem conhecimento desta irregularidade vindo, novamente, reforçar a sua imposição e dar mais 90 dias para ser apresentado o programa de intervenção que, esperamos, desta vez seja cumprido e que o incumprimento que até agora se verifica seja corrigido."
COOPERATIVA ELÉTRICA DE S. SIMÃO DE NOVAIS	"Face ao referido nos nossos comentários relativos ao artigo 59.º as quantidades de energia que devem ser consideradas para efeitos de faturação por parte do comercializador de mercado liberalizado serão as quantidades de energia ativa medidas nos postos de transformação, descontadas das entregas a clientes em BT de outros comercializadores devidamente acrescidas das perdas na rede de BT, após aplicação do respetivo perfil de consumo."

13.4 TRANSMISSÃO DA TITULARIDADE DA INSTALAÇÃO CONSUMIDORA

A transmissão das instalações importa, como regra, a celebração de um novo contrato de fornecimento de eletricidade. Trata-se, por exemplo, de situações de arrendamento, de trespasse de um estabelecimento comercial ou até da cessão de exploração de um determinado local. Neste âmbito, até à comunicação dessa transmissão ao comercializador, o titular do contrato de fornecimento existente para a instalação em causa mantém-se responsável pelo cumprimento das obrigações contratuais dai decorrentes.

Todavia, também à semelhança do regime aplicável a outros negócios jurídicos, como é o caso particular do arrendamento, a transmissão por via sucessória e nas situações de atribuição da casa de morada de família nas situações de divórcio ou separação judicial de pessoas e bens não devem fazer caducar o contrato de fornecimento de eletricidade. A não cessação do contrato de fornecimento de eletricidade em caso de transmissão por via sucessória, desde que demonstrada a vivência em economia comum, já se encontrava prevista no RRC então vigente. O alargamento desta regra às situações de transmissão em vida, por via de divórcio ou separação judicial de pessoas e bens, assenta no mesmo propósito de

permitir a continuidade do fornecimento nas condições contratuais acordadas para o mesmo local de consumo e para o mesmo agregado familiar, com exceção de um elemento.

Contrariamente aos comentários recebidos, a alteração de titularidade do contrato de fornecimento de eletricidade não deve implicar, nestes casos, a celebração de um novo contrato, mas tão só e apenas a alteração dos dados do titular, incluindo o NIF da pessoa que, embora já habitasse o local de consumo, passa a ser formalmente responsável pela gestão daquele contrato.

Transcrevem-se seguidamente os comentários formulados na consulta pública sobre este tema, com o enquadramento de resposta anterior.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**
COOPERATIVA ELÉTRICA DE VALE D'ESTE	"Não se nos afigura consensual esta solução, uma vez, que regra geral quem fica titular da instalação pretende passar o contrato para o seu nome. Assim, não nos parece legal que o contrato esteja titulado por uma pessoa (NIF X) e o titular da morada envio seja a de outra pessoa com o (NIF Y), pelo que propomos que nestes casos o novo titular da instalação possa celebrar novo contrato mantendo as atuais condições depois de apresentar decisão judicial."
IBERDROLA	"No artigo 104.°, ponto 3, "A transmissão das instalações de utilização decorrente da atribuição da casa de morada de família em processo de divórcio não obriga à celebração de novo contrato de fornecimento de gás natural", é feita erroneamente referência ao gás natural quando deveria ser electricidade."

13.5 TEMAS DISPERSOS

ENTIDADE	COMENTÁRIO	OBSERVAÇÕES DA ERSE
DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA (DGEG)	"Quanto ao fornecimento de eletricidade no âmbito do Mercado Retalhista, referido no n.º 9 do art. 99º da proposta de RRC, não é explícito de que forma o comercializador informará o consumidor quanto a eventuais alterações ao contrato de fornecimento, nomeadamente quanto aos procedimentos e prazos de comunicação. Relativamente ao n.º 11 do citado artigo, é ainda indicado que a metodologia relativa aos procedimentos e prazos a adotar em situações de cessação de contrato de fornecimento por iniciativa do comercializador serão estabelecidos em regulamentação complementar estabelecida pela ERSE de acordo com o n.º 1 do art. 138.º. De modo a evitar um vazio regulamentar, dado o tempo necessário à publicação da citada regulamentação complementar, e por forma a salvaguardar os direitos e deveres dos consumidores, nomeadamente porque estabelece também o modo de atuação do CUR em casos de rescisão unilateral pelo comercializador, crê-se que a importância desta matéria exige que a mesma seja corrigida de imediato no RRC e no RARI e-não-em regulamentação complementar que, para além da morosidade incompatível com a urgência na resolução deste problema, não está sujeita a pareceres	A este respeito cabe esclarecer que não existe vazio regulamentar, uma vez que a regulamentação em causa já existe e encontra-se em vigor. A remissão efetuada no número 11 do citado artigo visa circunstanciar que os prazos em causa constam dos procedimentos de mudança de comercializador. Por outro lado, a denúncia contratual sobre a qual aqui se dispõe, diz respeito à relação entre comercializador e cliente, não prejudicando o cumprimento das obrigações do primeiro relativamente à componente de acesso, pago a montante da cadeia de relacionamentos do setor.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**	**OBSERVAÇÕES DA ERSE**
	de outros Órgãos e Entidades do setor. Para o efeito, afigura-se necessário clarificar que o incumprimento em matéria de pagamento não pode constituir motivo para a denúncia unilateral do contrato por iniciativa do comercializador e, concomitantemente, salvaguardar o reembolso aos comercializadores do valor da tarifa de acesso correspondente aos pagamentos em falta."	
DIREÇÃO GERAL DE ENERGIA E GEOLOGIA (DGEG)	"Relativamente às obrigações do CUR perante o SEN, no que respeita à aquisição de eletricidade em excesso face às suas necessidades, de acordo com o estabelecido pelo art.9 55.Q DL 215 -A/2012, o RRC não é explicito quanto ao procedimento a adotar nestas situações, nomeadamente no art. 73.9 da proposta RRC."	Presume-se que o presente comentário se refira à energia adquirida pelos CUR aos produtores em regime especial com remuneração garantida e à circunstância da mesmo poder exceder os consumos globais dos clientes das respetivas carteiras. Sendo certa essa presunção, a ERSE relembra que já em 2011 promoveu a separação das funções desempenhadas pelo CUR no âmbito da compra e venda de energia elétrica, tendo daí decorrido a autonomização da estratégia de aprovisionamento da circunstância do CUR ser o agente agregador daquela produção. Recorda-se ainda que, no âmbito da compra e venda de produção em regime especial, foi adotado um mecanismo regulatório que prevê a colocação em referencial a prazo de parte daquela energia (leilões PRE), no que tem resultado num exercício participado e bem sucedido de disponibilização de energia ao diferentes agentes.
ASSOCIAÇÃO DE ENERGIAS	"Atualmente o regime legislativo não prevê quais as condições de interruptibilidade para a anterior produção em regime especial, hoje produção em regime especial com tarifa fixada	A este respeito, a ERSE, reconhecendo a pertinência do comentário suscitado, relembra que esta é uma matéria que deverá ter uma habilitação legal específica.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**	**OBSERVAÇÕES DA ERSE**
RENOVÁVEIS (APREN)	administrativamente. Apesar de o Regulamento da Rede de Transporte (pontos 3.6.14 e 3.6.15) e Regulamento da Rede de Distribuição (ponto 4.4.8) referirem que tal poderá ocorrer "Em situações excecionais de exploração do SEN, nomeadamente quando se verifiquem congestionamentos por indisponibilidade de equipamentos ou quando estiver em causa a segurança no equilíbrio produção-consumo", as regras e os procedimentos a adotar nestas situações serão fixadas por despacho do diretor-geral de Energia e Geologia, despacho inexistente à data. Em Março de 2012, em resultado dos trabalhos de um grupo de trabalho criado pela Secretaria de Estado da Energia e coordenada pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) para estudar este tema, onde participaram a REN e a EDP Distribuição e a APREN, foi apresentada à DGEG uma proposta conjunta daquelas três entidades, sobre as regras a aplicar à interruptibilidade da produção em regime especial. Até à data não obteve esta Associação resposta por parte da DGEG à proposta solicitada pela mesma. Assim sendo, solicita a APREN que nos presentes regulamentos em consulta pública seja expressamente excluída a interruptibilidade de produção em regime especial, exceto a Grande Hídrica.”	Em todo o caso, aquando do estudo promovido pelo Conselho de Reguladores do MIBEL a respeito da integração da PRE em mercado, chamou-se a atenção para a necessidade de abordar, de forma harmonizada com Espanha, as condições de interruptibilidade daquele tipo de produção.
FORTIA ENERGIA	“É importante aumentar a concorrência nos mercados de operação. E felizmente os Códigos de Rede europeus (nomeadamente o NC	No RRC nada obsta a que a produção em regime especial, em particular a que não beneficia de remuneração garantida, possa

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**	**OBSERVAÇÕES DA ERSE**
	de Serviços de Balance, disponível em http://networkcodes.entsoe.eu/market-codes/electricity-balancing) antecipam que os produtores da PRE possam também prestar serviços de balance ao Gestor do Sistema. Por outro lado esta opção, hoje só reservada aos produtores do RO, parece contudo levantar alguns conflitos na remuneração dos produtores sujeitos a uma tarifa garantida, pelo que se propõe que só esteja disponível para a PRE em mercado. FORTIA ENERGIA propõe adiar um novo artigo 36 B no RRC: Artigo 36.º B Participação da produção do PRE na prestação dos serviços do sistema 1 -Os produtores do PRE sujeitos ao regímen geral podem participar individualmente o através do facilitador do mercado na gestão do sistema com a prestação dos serviços de sistema identificados no Regulamento de Operação das Redes. 2-O Gestor do Sistema estabelecerá no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema as condições exigíveis a estos produtores para a participação no Mercado de serviços de sistema.”	participar na oferta de serviços de sistema ou em qualquer outra modalidade de contratação. A única eventual restrição prende-se com o facto de os produtores em regime especial que queiram atuar autonomamente a uma carteira de facilitador de mercado ou de comercializador se constituam como agentes de mercado. Do ponto de vista de funcionamento em concorrência dos mercados de serviços de sistema, a referência a esta questão encontra acolhimento favorável, mas há que enquadrar a questão na sua cadeia total de incidências, designadamente quanto aos referenciais técnicos de participação que se colocam a um produtor que participe em tais modalidades de contratação
EDP COMERCIAL	“c. No artigo 99º é proposta a introdução de um ponto estabelecendo a obrigação de que os contratos de	O Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, estabelece expressamente (artigo 45.º-A) que o contrato de fornecimento de

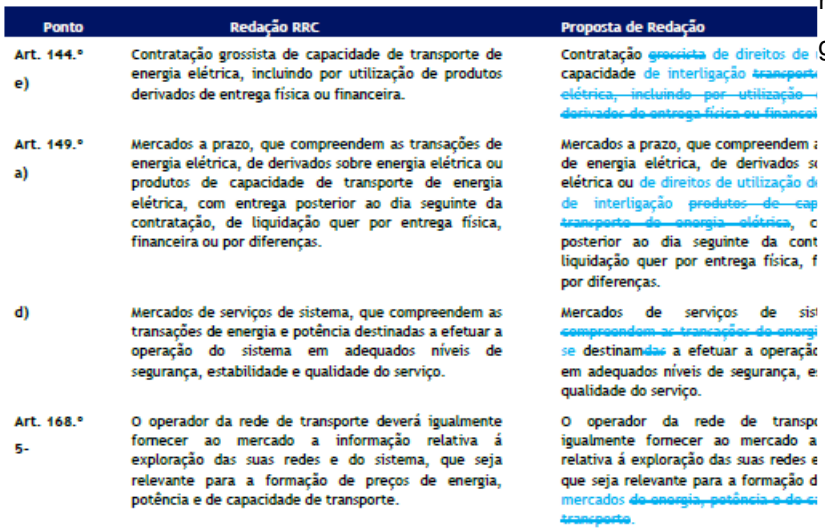
ENTIDADE	**COMENTÁRIO**	**OBSERVAÇÕES DA ERSE**
	fornecimentos sejam sempre titulados por documento escrito, independentemente de poderem ser celebrados mediante forma não escrita. Entendemos que a proposta da ERSE tenta transpor para o RRC o disposto no Decreto-Lei n.º 24/2014, de 14 de fevereiro, sobre vendas à distância. O referido Decreto-Lei n.º 24/2014 faz referência, no caso da contratação telefónica, ao consentimento escrito do cliente e não à titulação do contrato por documento escrito, o que se entende serem formulações muito distintas, com impacto relevante na atividade operacional. Adicionalmente, é importante referir que, o referido Decreto-Lei n.º 24/2014 foi entretanto alterado pela Lei n.º 47/2014, de 28 de julho, passando a estipular que "Quando o contrato for celebrado por telefone, o consumidor só fica vinculado depois de assinar a oferta ou enviar o seu consentimento escrito ao fornecedor de bens ou prestador de serviços, exceto nos casos em que o primeiro contacto telefónico seja efetuado pelo próprio consumidor." Atendendo à legislação aplicável, importa referir que o enquadramento regulatório deve ter em consideração o especial momento de intensa atividade de mudança de comercializador a que atualmente se assiste. Considera-se que o articulado deveria ser adequado de forma a traduzir a formulação que está prevista na legislação."	eletricidade deva ser titulado por documento escrito. A redação (do artigo 99.º) colocada a consulta pública pela ERSE, refere a necessidade da forma escrita. Situação diversa é a forma da celebração do contrato, em que o mesmo artigo ressalva que, cumpridos os termos da legislação aplicável à celebração de contratos à distância, possa ser concretizada mediante forma não escrita. De todo o modo, a ERSE não é a entidade competente para efetuar a interpretação autêntica do disposto no Decreto-Lei n.º 24/2014 alterado pela Lei n.º 47/2014, de 28 de julho, relativamente às obrigações que impendem sobre a contratação por telefone. Tal matéria será objeto de solicitação específica à entidade competente para efetuar tal esclarecimento. Por fim, cumpre referir que o enquadramento regulamentar da responsabilidade da ERSE, ainda que atento aos desenvolvimentos do mercado elétrico nacional, não deixará de cumprir o disposto legalmente sobre as diferentes matérias, pelo que se chama a atenção para as óbvias limitações, ou mesmo nulidade, que decorrem da eventual consagração regulamentar de matérias não acolhidas na lei ou dispostas de modo diferente.

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**	**OBSERVAÇÕES DA ERSE**
EDP DISTRIBUIÇÃO	"O operador de rede assegura a prestação de um conjunto muito alargado de serviços nas instalações dos clientes. Nos termos estabelecidos na regulamentação atual alguns dos serviços prestados não implicam um custo direto para quem solicita o serviço, sendo estes custos considerados no processo de fixação de tarifas. Esta situação tem conduzido a uma utilização ineficiente de recursos, designadamente na prestação dos seguintes serviços: • Alteração do escalão de potência contratada de clientes BTN; • Celebração de contratos de fornecimento por períodos muito curtos. A regulamentação em vigor permite que os clientes em BTN possam alterar a potência contratada a todo o tempo e sem quaisquer custos. Considera-se que a regulamentação desta matéria deve ser alterada no sentido de introduzir maior racionalidade na utilização deste direito dos consumidores. Neste sentido, propõe-se que seja estabelecido um preço regulado a aplicar aos clientes que solicitem mais do que uma alteração de potência contratada para a mesma instalação, em 12 meses consecutivos. A proposta apresentada asseguraria que os clientes continuariam a poder alterar a potência contratada 1 vez em cada 12 meses consecutivos sem quaisquer custos.	A EDP Distribuição vem sugerir a adoção de um regime próximo dos preços de serviços regulados, a ser adotado nas situações em a utilização dos serviços do ORD possa vir a ser maior que um determinado nível de eficiência faria supor. A este respeito, a ERSE reconhece o interesse em evitar-se que utilizações assimétricas de serviços venham a constituir-se numa subsidiação cruzada entre consumidores, muitas vezes assente em situações de assimetria de informação. Todavia, a sugestão apresentada carece de uma maior consubstanciação da sua real incidência, designadamente com informação que permita verificar o número de situações em que tais utilizações de serviços ocorrem, da avaliação do potencial de poupança de custos que se induziria para o conjunto do sistema. Esta análise é útil também para que se separem os efeitos conjunturais que possam condicionar a análise, daqueles que são efeitos de maior fôlego temporal. A ERSE considera que a adoção deste tipo de alteração deverá igualmente ser precedida de ampla discussão com todos os interessados, de modo a cruzar todas as perspetivas que incidem sobre este assunto (clientes, comercializadores e ORD).

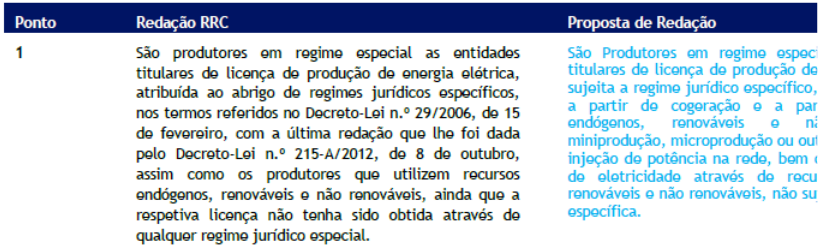
ENTIDADE	**COMENTÁRIO**	**OBSERVAÇÕES DA ERSE**
	Têm-se igualmente verificado um número crescente de situações em que os clientes ao longo do ano celebram contratos por períodos muito curtos para a mesma instalação, obrigando a intervenções do ORD na instalação sem custos diretos para o cliente. Nestes casos, propõe-se que os custos de ativação do fornecimento sejam imputados aos clientes que solicitem mais do que uma ativação do fornecimento, para a mesma instalação (mesmo CPE e NIF), em 12 meses consecutivos, através do pagamento de um preço regulado que reflita os custos de prestação do serviço."	
EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA, S.A. (EEM)	"• Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados - sendo o guia de medição, um mecanismo de referência ao Regulamento das Relações Comerciais e ao Regulamento Tarifário e tendo presente que existe apenas para Portugal Continental, torna-se indispensável a aprovação deste Guia para as regiões autónomas."	A ERSE reconhece a pertinência do comentário apresentado pela EEM e a premência de se adotar um quadro de abrangência claro, tanto para Portugal continental, como para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira. A ERSE expressa também que há a intenção de, a curto prazo, iniciar o processo de revisão do Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados e, nesse processo, acomodar devidamente esta circunstância.
REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)	"Para garantir a coerência com a terminologia utilizada no RARI para os FTR - Finantial Transmission Rights, propõe-se que as disposições deste artigo adotem a nomenclatura ai adotada por	A ERSE recorda a propósito deste comentário que a opção seguida no quadro das modalidades de contratação foi a da sua maior abrangência de conceito, o que não obvia a que a formulação seja

<table>
<tr><th>ENTIDADE</th><th>COMENTÁRIO</th><th>OBSERVAÇÕES DA ERSE</th></tr>
<tr><td></td><td>uniformidade e maior clareza dessas disposições.

Relativamente aos mercados de serviços de sistema, propõe-se que não seja explicitado os produtos ai contratados.”

 
<table><tr><th>Ponto</th><th>Redação RRC</th><th>Proposta de Redação</th></tr><tr><td>Art. 144.º e)</td><td>Contratação grossista de capacidade de transporte de energia elétrica, incluindo por utilização de produtos derivados de entrega física ou financeira.</td><td>Contratação ~~grossista~~ de direitos de capacidade de interligação ~~transporte elétrica, incluindo por utilização derivados de entrega física ou financei~~</td></tr><tr><td>Art. 149.º a)</td><td>Mercados a prazo, que compreendem as transações de energia elétrica, de derivados sobre energia elétrica ou produtos de capacidade de transporte de energia elétrica, com entrega posterior ao dia seguinte da contratação, de liquidação quer por entrega física, financeira ou por diferenças.</td><td>Mercados a prazo, que compreendem a de energia elétrica, de derivados s elétrica ou de direitos de utilização d de interligação ~~produtos de cap transporte de energia elétrica~~, c posterior ao dia seguinte da cont liquidação quer por entrega física, f por diferenças.</td></tr><tr><td>d)</td><td>Mercados de serviços de sistema, que compreendem as transações de energia e potência destinadas a efetuar a operação do sistema em adequados níveis de segurança, estabilidade e qualidade do serviço.</td><td>Mercados de serviços de sis ~~compreendem as transações de energi~~ se destinam~~das~~ a efetuar a operaçã em adequados níveis de segurança, e qualidade do serviço.</td></tr><tr><td>Art. 168.º 5-</td><td>O operador da rede de transporte deverá igualmente fornecer ao mercado a informação relativa á exploração das suas redes e do sistema, que seja relevante para a formação de preços de energia, potência e de capacidade de transporte.</td><td>O operador da rede de transp igualmente fornecer ao mercado a relativa á exploração das suas redes e que seja relevante para a formação d mercados ~~de energia, potência e de c transporte~~.</td></tr></table></td><td>a adotada, que nos parece conter os mecanismos de contratação de direitos de capacidade.

Do mesmo modo, entende-se que a formulação seguida para a redação relativa ao mercado de serviços de sistema é igualmente genérica e abrangente.</td></tr>
<tr><td>REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)</td><td>“O artigo 19° vem dar uma definição de Produtor em regime especial que é, em termos de forma distinta, da incluída no Artigo 3° - Siglas e Definições. Propunha-se a eliminação deste artigo ou inclusão de definição idêntica ao artigo 3° para assegurar a coerência do texto.”</td><td>A ERSE, reconhecendo a pertinência do comentário, acomodará em texto regulamentar final a necessária harmonização de redação das definições de produção em regime especial.</td></tr>
</table>

ENTIDADE	**COMENTÁRIO**	**OBSERVAÇÕES DA ERSE**
		
REDE ELÉTRICA NACIONAL (REN)	"Para assegurar coerência entre as disposições constantes no RRC e a minuta de Contrato de Uso das Redes aprovada pela ERSE, propunha-se que seja introduzido um novo ponto a indicar que este regime comercial não se aplica as instalações de microprodução e de miniprodução." 	A este respeito, a ERSE relembra que o referido artigo se insere na secção que trata o relacionamento comercial entre o operador da rede de transporte e o comercializador de último recurso, designadamente para a faturação das entregas da produção em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente e sua correspondente reversão em processo tarifário. Salvo melhor opinião, não parece ser, pois, de acolher a sugestão de isentar deste regime as instalações de microprodução e de miniprodução, uma vez que daí decorreria a impossibilidade de refletir tarifariamente os respetivos custos.