

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

Outubro 2017

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

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE.....</b>	<b>5</b>
2.1	Dívida de Clientes .....	5
2.2	Faturação das Tarifas de Acesso nos ORD BT .....	9
2.3	Obrigações de Separação de Imagem.....	13
2.4	Registo de Comercializadores.....	17
2.5	Conceito de Oferta Comercial .....	21
2.6	Registo das Ofertas de Fornecimento .....	25
2.7	Adoção da Ficha Contratual Padronizada .....	31
2.8	Serviços Adicionais .....	35
2.9	Intermediação ou Prestação de Serviços por Terceiros .....	39
2.10	Condições Gerais e Particulares dos Contratos sujeitas a Registo .....	47
2.11	Concretização da Figura do Operador Logístico de Mudança de Comercializador .....	49
2.12	Prazo para a Sujeição de Pedidos na Plataforma de Mudança de Comercializador .....	59
2.13	Prazo para a Interrupção de Fornecimento na Sequência de Cessação do Contrato a Pedido do Cliente .....	67
2.14	Rotulagem de Energia Elétrica.....	69
2.15	Modelo de Gestão de Riscos e Garantias .....	77
2.16	Agregação de produção em Regime Especial.....	83
2.17	Participação da Procura na Prestação de Serviços de Sistema .....	85
2.18	Mecanismo de Reserva de Segurança do SEN.....	89
2.19	Ligações às Redes – Disposições Gerais e ligações de instalações consumidoras .....	91
2.20	Ligação de Instalações de Produção.....	113
2.21	Clientes com Contadores Inteligentes .....	129
2.22	Outros .....	133



## 1 INTRODUÇÃO

Em maio de 2017, 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 foi motivada pela necessidade de consagrar e clarificar a nível regulamentar especificidades decorrentes de desenvolvimentos legislativos.

Neste sentido, com publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que autonomiza a atividade da mudança de comercializador, atribuindo-a a uma entidade independente do setor energético, o RRC foi alterado em conformidade, de modo a incorporar esta realidade.

A figura de gestor de garantias do SEN foi também consagrada na revisão regulamentar, o qual passa a ser responsável pela gestão das garantias a prestar no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviço de sistema e dos contratos de usos de redes, sendo esta atividade desempenhada pelo operador da rede de transporte na sua atividade de gestor global do SEN, que a poderá delegar em terceiro mediante autorização da ERSE.

Foi igualmente considerada, na proposta de revisão regulamentar, a necessária adequação do quadro regulamentar, ao clarificar a atividade exercida por um comercializador enquanto agregador de produção em regime especial, no âmbito do artigo 33.º-G do Decreto-lei 215-B/2012, de 8 de outubro.

Adicionalmente, foi clarificado que a prestação de serviços de sistema possa ser feita por agentes de mercado responsáveis pela programação de consumos de clientes com capacidade para a prestação desses serviços e não apenas pelos clientes. Todavia, de modo a não permitir a existência de mecanismos de remuneração duplicada, a proposta de revisão regulamentar do RRC prevê que os consumos de clientes remunerados pela prestação do serviço de interruptibilidade não podem ser simultaneamente utilizados para a prestação de outros serviços de sistema assimiláveis ao serviço de interruptibilidade (reserva subjacente à descida de consumo). Tal circunstância não impede a participação de consumo interrompido na prestação de serviço de sistema.

No que diz respeito à participação no mecanismo de reserva de segurança, a revisão regulamentar do RRC consagrou o espírito da Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, que aprova o regime de prestação de reserva de segurança do SEN, através de mecanismo de mercado concorrencial, e que substituiu o mecanismo de garantia de potência que vigorou até à aprovação da Lei do Orçamento do Estado para 2017.

Por outro lado, a proposta regulamentar procurou ainda integrar os desenvolvimentos do mercado elétrico, com extensão do período transitório para a extinção de tarifas, bem como a possibilidade de regresso ao CUR pelos consumidores em BT, justificando desenvolvimentos regulamentares que se adequem a esta nova realidade, aperfeiçoando condições de transparência que aproximem os consumidores ao contexto do mercado e do superior objetivo de proteção desses mesmos consumidores.

Neste sentido, o RRC vem ainda intensificar a monitorização aos agentes de mercado, promovendo contudo a simplificação de alguns procedimentos e informação, mais adequados à evolução do mercado e reforçando obrigações de separação de imagem que impendem sobre os operadores de rede de distribuição.

No âmbito do processo de consulta de consulta pública que decorreu entre 17 de maio e 3 de julho de 2017, para além do parecer do Conselho Consultivo, a ERSE recebeu comentários e sugestões de diversas entidades, designadamente de entidades públicas, empresas do setor e associações de consumidores.

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

- A Lord – Cooperativa de Electrificação A Lord, C.R.L.
- Acciona Energia
- ADENE – Agência para a Energia
- AGN – Associação Portuguesa de Empresas de Gás Natural
- aicep Global Parques
- APEQ – Associação Portuguesa das Empresas Químicas
- APIGCEE – Associação Portuguesa dos Industriais Grandes Consumidores de Energia Eléctrica
- APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis
- Autoridade da Concorrência
- CESSN – Cooperativa Eléctrica de S. Simão de Novais, C.R.L.
- CEVE – Cooperativa Eléctrica do Vale d' Este
- CIP – Confederação Empresarial de Portugal

- Conselho Consultivo da ERSE
- Conselho Tarifário da ERSE
- DECO – Associação Portuguesa para a Defesa do Consumidor
- EDA – Eletricidade dos Açores
- EDP – Energias de Portugal
- EDP Comercial
- EDP Distribuição
- EDP Gás Distribuição
- EDP Gás Serviço Universal
- EDP Serviço Universal
- EEM – Empresa de Eletricidade da Madeira
- Elergone Energias
- Endesa
- Energia Simples (PH Energia, Lda.)
- Enforcesco, S.A. (YLCE)
- Fortia Energia S.L.
- Grupo GALP
- Gas Natural Fenosa
- Iberdrola – Iberdrola Generación S.A. Unipersonal
- Iberdrola Clientes Portugal
- MEGASA
- REN

- REN Trading
- SIEAP – Sindicato das Indústrias, Energias e Águas de Portugal
- Solvay Portugal – Produtos Químicos, S.A.
- Tagusgás – Empresa de gás do Vale do Tejo, S.A.

O presente documento reúne as respostas da ERSE aos comentários recebidos no processo de Consulta Pública realizado no âmbito da revisão 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 por temas. Os comentários apresentados em cada tema referem a sua proveniência. Alguns comentários foram sintetizados para facilidade de leitura.



## 2 COMENTÁRIOS E OBSERVAÇÕES DA ERSE

2.1 DÍVIDA DE CLIENTES	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>(Acciona)</b></p> <p><i>“Não existe actualmente uma protecção aos comercializadores perante as situações de dívida, pelo que se torna evidente a criação de um procedimento para formalizar estas situações de incumprimento. Propõe-se dar responsabilidade de cobrança e um papel mais activo ao Distribuidor, e com isto dar a possibilidade ao comercializador de cortar o fornecimento de energia a um cliente, se necessário, ainda que o solicitante deste corte não seja o actual comercializador. O Cliente já estará a prejudicar a comercializadora seguinte, e assim sucessivamente.</i></p> <p><i>Propõe-se a criação de uma ferramenta para poder “perseguir” e penalizar o Cliente que altera de comercializadora sem efectuar qualquer pagamento referente ao período de tempo que foi fornecido por essa comercializadora. Não há qualquer protecção às comercializadoras neste campo. O objetivo é colocar informação comum disponível, desde a antiga comercializadora até à actual, e desta forma poderem defender-se deste tipo de casos. Propõe-se então que a “Comercializadora 1” que sofreu uma situação de incumprimento, se coloque em contacto com a distribuidora no sentido de informar o incumprimento. A Distribuidora informaria a actual “Comercializadora 2” acerca da situação de incumprimento anterior, e com um período de tempo limitado entre as duas situações, proceder-se ao corte de fornecimento, ainda que seja cliente da “comercializadora 2” e em consenso com a mesma.”</i></p>	<p>Os mecanismos de identificação unívoca dos consumidores não estão atualmente abrangidos legalmente pela ERSE, não podendo a ERSE promover nos seus regulamentos um desenvolvimento regulamentar que não tem previsão legal. Refira-se a este propósito que a ERSE chegou a propor, em sede de revisão regulamentar, a existência de uma lista de devedores, a qual mereceu um parecer negativo por parte da Comissão Nacional de Protecção de Dados.</p> <p>Neste sentido a ERSE, na revisão regulamentar do setor elétrico de 2014, propôs a existência de um mecanismo de articulação, de adesão voluntária, entre comercializadores para garantir a possibilidade de a última fatura de fornecimento de um comercializador cessante poder já ser apresentada ao consumidor pelo novo comercializador. Este mecanismo tem como objetivo a redução do risco de cobrança que condiciona cada vez mais a atividade dos comercializadores, em especial dos comercializadores entrantes, para quem os encargos de</p>

<b>2.1 Dívida de Clientes</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Acciona)</b></p> <p><i>“O consumo dos clientes que solicitam ofertas, é uma informação extremamente relevante, que poderá servir para realizar um melhor desenho da oferta que iremos oferecer ao Cliente. Em Espanha existe um acesso a todos os consumos de todos os clientes, contudo em Portugal, o distribuidor não disponibiliza esta informação sobre consumos detalhados. A plataforma que existe em Espanha é o SIPS (para gás e electricidade). <a href="https://sede.cnmc.gob.es/tramites/energia/bases-de-datos-de-consumidores-y-puntos-desuministro-sips-de-gas-y-de">https://sede.cnmc.gob.es/tramites/energia/bases-de-datos-de-consumidores-y-puntos-desuministro-sips-de-gas-y-de</a></i></p> <p><i>Esta plataforma SIPS fornece o consumo total do Cliente, introduzindo a informação do CPE (CUPS), que disponibiliza o Cliente quanto pede uma oferta ao Mercado. Este conhecimento poderá ajudar a otimizar a oferta ao Cliente.”</i></p>	<p>gestão de crédito tenderão a assumir um peso relativo mais expressivo na sua carteira de comercialização.</p>
<p><b>(Enforcesco)</b></p> <p><i>“(…)propomos que seja incluído em regulamento a impossibilidade de transição, entre comercializadores do mercado liberalizado, de clientes com dívida. Tratando-se o fornecimento de energia de um bem essencial, estes clientes deveriam ser acolhidos exclusivamente pelo CUR, limitando desta forma a transição do incumpridor por todos os comercializadores a atuar no mercado liberalizado. A aplicação da medida proposta é um garante da sustentabilidade do mercado liberalizado da energia elétrica, atualmente em causa, face ao nível de incumprimento que a ausência de regulação permite.”</i></p>	<p>A adoção de mecanismos que impeçam a mudança de comercializador por existência de dívida não contestada, para os comercializadores em regime de mercado assume natureza distinta da que existe para o CUR uma vez que este não dispõe de mecanismos de diferenciação do risco.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p>	

<b>2.1 Dívida de Clientes</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>“Atendendo à consagração dos princípios gerais de relacionamento comercial previstos no artigo 5º do RRC, a IBERDROLA considera que existe a necessidade de estender o direito consagrado no artigo 143º nº 9, aos demais comercializadores.</i></p> <p><i>Esta proposta visa, acima de tudo, salvaguardar todos os stakeholders do setor elétrico, especialmente o cliente final, pois tal opção impedirá a socialização do custo da dívida, decorrente do incumprimento reiterado de alguns.</i></p> <p><i>Desta forma, acautela-se a liberdade de escolha do consumidor, não limitando a mudança de comercializador por existência de dívida, mas tão somente contemplando o princípio de igualdade de tratamento e de oportunidades previstos no RRC.</i></p>	
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“(..)Sugerimos, com a criação do OLMC, que haja um registo deste tipo de situações, podendo este organismo exercer algum tipo de função de controlo, para travar a crescente de dívidas de difícil cobrança, com prejuízos e esforços inexigíveis para as comercializadoras.”</i></p>	<p>Os mecanismos de identificação unívoca dos consumidores não estão atualmente abrangidos legalmente pela ERSE, não podendo a ERSE promover nos seus regulamentos um desenvolvimento regulamentar que não tem previsão legal. Refira-se a este propósito que a ERSE chegou a propor, em sede de revisão regulamentar, a existência de uma lista de devedores, a qual mereceu um parecer negativo por parte da Comissão Nacional de Protecção de Dados.</p> <p>Neste sentido a ERSE, na revisão regulamentar do setor elétrico de 2014, propôs a existência de um mecanismo de articulação, de adesão voluntária, entre comercializadores</p>

<b>2.1 Dívida de Clientes</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	para garantir a possibilidade de a última fatura de fornecimento de um comercializador cessante poder já ser apresentada ao consumidor pelo novo comercializador. Este mecanismo tem como objetivo a redução do risco de cobrança que condiciona cada vez mais a atividade dos comercializadores, em especial dos comercializadores entrantes, para quem os encargos de gestão de crédito tenderão a assumir um peso relativo mais expressivo na sua carteira de comercialização.

<b>2.2 FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO NOS ORD BT</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Cooperativa A Lord)</b></p> <p><i>“i - A relação comercial entre operados de rede nada tem a ver, em nossa opinião, com quem comercializa a energia elétrica (apenas o CUR ou este e outros comercializadores). li - O recurso ao n.9 4 do artigo 64.9 do RRC para a faturação das tarifas de acesso é, sem dúvida, a melhor solução para o SEN por exigir o controlo, por parte dos pequenos ORDBT, da energia que entra nos seus postos transformação e a que é entregue aos vários clientes independentemente do seu comercializador.</i></p> <p><i>iii - Para o nosso caso concreto a alteração da opção prevista no número 4 do artigo 64.9 para a prevista no n.9 I traduz-se numa redução de proveitos da ordem dos 50.000€/mês o que inviabiliza a sustentabilidade desta Cooperativa.</i></p> <p><i>iv - Decorridos 8 meses depois da nossa opção (desde 1 de setembro até hoje) a EDPD apenas emitiu uma fatura (respeitante ao mês de janeiro e contendo apenas os nossos 43 pontos de entrega). Continha tantos erros que foi devolvida há cerca de dois meses e até hoje não foi retificada nem foi emitida a fatura relativa a qualquer outro mês.</i></p> <p><i>V - Ora, como temos cerca de 4.500 clientes, perguntamos como vai a EDPD conseguir emitir as correspondentes faturas quando não consegue emitir para 43 pontos de entrega (menos de 1%).”</i></p> <p><b>(Cooperativa Elétrica de São Simão de Novais)</b></p> <p><i>“Portanto a atual exigência de “ os operadores das redes de distribuição que asseguram exclusivamente entregas em BT aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT” vem conferir a estes o direito, para não contribuírem para a extinção do atual contrato de faturação das tarifas de acesso que celebraram com a EDPD, a</i></p>	<p>A decisão materialmente relevante é tomada em sede do RT, estando o RRC apenas a prever a articulação do relacionamento comercial entre agentes necessário a acomodar o novo desenho tarifário.</p>

<b>2.2 FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO NOS ORD BT</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>recusarem a celebração do contrato de uso de redes com comercializadores do mercado livre ficando, assim, a comercialização na sua zona de concessão apenas a ser exercida pelo CUR.</i></p> <p><i>Foi isto que a EDPD pediu à ERSE?</i></p> <p><i>Assim aconselhamos a ERSE a retirar o aditamento que agora fez pelos seguintes motivos:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>- Ter a obrigação de ter uma conduta imparcial.</i></li> <li><i>- Não poder criar um quadro regulatório aplicável exclusivamente a um operador de rede virtual (aquele que “assegura exclusivamente entregas em BT aos clientes do comercializador de último recurso exclusivamente em BT”). Fique bem claro que este operador do SEN não existe.</i></li> </ul> <p><i>Face ao exposto e a bem do Sistema Elétrico Nacional, apela-se ao bom senso da ERSE e ao dever que tem de ser justa e imparcial não cedendo a interesses de terceiros (mesmo quando se trate de amigos) e, conseqüentemente que retire o aditamento que fez ao n.º 4.º do artigo 64.º mantendo a sua redação inicial permitindo manter as relações comerciais entre o ORD AT/MT e os ORD BT suportados pelos contratos celebrados, de boa-fé, entre as partes e supervisionados pela ERSE.</i></p> <p><i>Se tal não acontecer desde já comunicamos as atitudes que iremos tomar:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>- Participação do assunto ao governo para que se inteire do grau de isenção da ERSE solicitando-lhe que tome as medidas adequadas.</i></li> <li><i>- Comunicação às entidades internacionais do setor (CEER – Conselho Europeu de Reguladores e ACER – Agencia Europeia de Reguladores) para que se inteire do modo como é feita a regulação em Portugal.</i></li> </ul>	

<b>2.2 FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO NOS ORD BT</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p>- Extinguiremos a atual comercialização em mercado livre a milhares de clientes da nossa zona de concessão com a passagem destes para o CUR (no cumprimento da regulamentação em vigor) com prejuízos apreciáveis destes clientes que verão o valor da sua fatura drasticamente agravada. Deste facto faremos a mais ampla divulgação pública através dos meios que entendermos mais adequados responsabilizando a ERSE por esta medida.</p> <p>- Recusar a celebração de contratos de usos de redes com comercializadores do mercado livre para dar completo cumprimento do n.º 4 do artigo 64.º (fazer entregas a clientes exclusivamente do CUR).</p> <p>- Objetar a transferência de clientes para os 2 comercializadores com que já assinámos contratos de uso de redes. “</p>	





<b>2.3 OBRIGAÇÃO DE SEPARAÇÃO DE IMAGEM</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(EDP Serviço Universal)</b></p> <p><i>“A diferenciação de imagem da EDPSU relativamente ao Grupo EDP terá grande impacto na base de custos da empresa, nomeadamente no que concerne à mudança de logotipo e de designação comercial, entre outros. De realçar que estes custos, ao apresentarem um carácter excecional e serem decorrentes da regulamentação, deverão ser considerados totalmente na base de custos da EDPSU. A observar-se a implementação desta diferenciação de imagem, a EDPSU alerta para a necessidade de ser considerado um prazo de implementação compatível com a complexidade da mesma..”</i></p>	<p>Nesta como noutras matérias, a aceitação de custos e sua repercussão tarifária dependem do escrutínio e avaliação pela ERSE da sua exigibilidade e racionalidade económica intrínseca. Em todo o caso, convirá recordar que a formulação regulamentar agora adotada não constitui uma nova obrigação, antes visando suprir uma insuficiência detetada no cumprimento de disposições e regulamentação comunitária. Em sede de subregulamentação serão acautelados os prazos necessários à sua implementação.</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“A aprovação da diferenciação de imagem pela ERSE (na sequência de proposta da EDP Distribuição a apresentar nos termos estabelecidos no artigo 57.º) deverá considerar prazos razoáveis que permitam uma adequada implementação das medidas de diferenciação de imagem com minimização de custos. Considerando a experiência da EDP Distribuição com a implementação das medidas de diferenciação de imagem atualmente em vigor (aprovadas pela ERSE através da Diretiva n.º 23/2013), propõe-se que o período de implementação após aprovação da ERSE seja, no mínimo, de 18 meses. Tratando-se de custos impostos regulamentarmente que assumem carácter excecional (não recorrentes) deverão ser aceites pela regulação numa parcela da base de custos não sujeita a eficiência.”</i></p>	
<p><b>(Enforcesco)</b></p> <p><i>“Pensamos ser essencial a inserção deste ponto na revisão do regulamento, pois a separação de imagem das entidades com diferentes responsabilidades (CUR e ORD) deve ser detalhada, clara e evidente..”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento dos operadores económicos que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p>

<b>2.3 OBRIGAÇÃO DE SEPARAÇÃO DE IMAGEM</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“(…)A Energia Simples considera tratar-se de um grande, e desde sempre necessário, passo para o equilíbrio no mercado, o que vai certamente de encontro aos princípios que conduziram à sua liberalização.</i></p> <p><i>Trata-se de uma alteração de importante relevo, com enormes vantagens para a maior parte das comercializadoras, nomeadamente mais transparência e igualdade de tratamento.</i></p> <p><i>A perceção do consumidor será mais clara quanto ao que é um produtor, um comercializador e operador de rede de distribuição, e que cada uma dessas entidades tem uma unção diferente no sistema elétrico nacional. Será mais fácil para a Energia Simples, enquanto comercializadora, explicar junto dos seus clientes, por exemplo, que a responsabilidade pela validação das leituras, pela instalação de contadores, etc., será feita pelo ORD, que é a entidade sob a qual recai esse ónus, sem que haja confusão direta com a comercializadora pertencente ao mesmo grupo de empresas ao qual pertence o ORD, ou pelo menos será mais fácil a distinção se os sinais distintivos não forem iguais”</i></p>	
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“A EDP desconhece os termos da avaliação acima citada. Tendo em conta as alterações efetuadas em 2011, já em linha com a legislação comunitária e nacional em vigor, o que implicou a diferenciação da imagem de cada uma das empresas reguladas através de um mood gráfico diferenciado, um logo próprio, estático e diferenciado, bem como uma comunicação independente, é de difícil alcance a necessidade de mudança e, em que termos, constante na proposta da ERSE.</i></p>	<p>Nesta como noutras matérias, a aceitação de custos e sua repercussão tarifária dependem do escrutínio e avaliação pela ERSE da sua exigibilidade e racionalidade económica intrínseca. Em todo o caso, convirá recordar que a formulação regulamentar agora adotada não constitui uma nova obrigação,</p>

<b>2.3 OBRIGAÇÃO DE SEPARAÇÃO DE IMAGEM</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>Contudo, caso a alteração proposta na revisão regulamentar venha a ser aprovada, a sua implementação terá impacto na base dos custos das empresas, nomeadamente no que concerne à mudança de logotipo, designação comercial, entre outros.</i></p> <p><i>De realçar que estes custos ao apresentarem um carácter excecional e de imposição regulamentar, deverão ser refletidos numa parcela da base de custos das empresas não sujeite a eficiência. Mais se acrescenta que ao observar-se a implementação desta diferenciação de imagem, a EDP sugere então que se deva considerar prazos de implementação razoáveis.”</i></p>	<p>antes visando suprir uma insuficiência detetada no cumprimento de disposições e regulamentação comunitária.</p>
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“5. A diferenciação de imagem nos termos propostos pela ERSE constitui uma operação onerosa e com tempo de implementação significativo, uma vez que implica alterações relevantes, nomeadamente o logotipo e simbologia associada, estacionário gráfico, documentos de identificação dos trabalhadores, fatos de trabalho, formulários e folhetos informativos e identificação de equipamentos e viaturas.</i></p> <p><i>6. O CC considera que a aprovação das medidas de diferenciação de imagem deve estabelecer um prazo de implementação que considere o tempo necessário para proceder à implementação das medidas aprovadas pela ERSE.</i></p> <p><i>7. O CC recomenda que os custos de implementação das medidas de diferenciação de imagem sejam objeto de orçamentação prévia pelas empresas e de monitorização pela ERSE durante a sua implementação de modo a identificar estes custos e sua justificação de forma rigorosa.”</i></p>	

<b>2.3 OBRIGAÇÃO DE SEPARAÇÃO DE IMAGEM</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(DECO)</b>  <i>“(...) já devia ter sido cumprida no quadro do 32 Pacote Energético pelo que os custos decorrentes desta separação não poderão ser imputados aos consumidores, uma vez que se trata, de facto, de um incumprimento.”</i></p>	<p>Nesta como noutras matérias, a aceitação de custos e sua repercussão tarifária dependem do escrutínio e avaliação pela ERSE da sua exigibilidade e racionalidade económica intrínseca.</p>
<p><b>(Autoridade da Concorrência)</b>  <i>“(...)considera-se ser de reforçar a obrigação de separação de imagem entre o Operador da Rede de Distribuição e o Comercializador de Ultimo Recurso. Do ponto de vista da concorrência, a semelhança de imagens tem servido para facilitar a confusão entre empresas pelos clientes, favorecendo o incumbente em desfavor dos entrantes. Considera-se assim que a efetiva separação deve acontecer com a maior celeridade possível.”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento da Autoridade da Concorrência que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p>

<b>2.4 REGISTO DE COMERCIALIZADORES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Acciona)</b></p> <p><i>Propõe-se um canal automático, constante e vivo entre a DGEG e a ERSE, de forma que a comunicação da comercializadora com estes organismos se realize apenas através de um deles. O objectivo é que o fluxo de informação entre a comercializadora e a ERSE e/ou a DGEG seja sempre através de um deles. Desta forma, seriam evitados erros de duplicação ou situações em que as comercializadores tenham registos em ambos os organismos, e não tendo actividade, apenas dão baixa do seu registo apenas na DGEG, desduplicando a informação de um lado e do outro.</i></p> <p><i>Em concreto, no caso do Registo das Comercializadoras junto da ERSE, propõe-se uma solução interna entre ambas as entidades, sem necessidade de aumentar a burocracia já existente para os comercializadores. O exercício da actividade de comercialização está sujeito à previa obtenção da respectiva licença na DGEG, pelo que não faria falta a modificação regulamentar que pretende introduzir a existência de um registo obrigatório e actualização contínua dos comercializadores que efectivamente actuam no Mercado de Energia Elétrica.</i></p> <p><i>É importante a clarificação dos formatos, fichas, modelos, etc., e respectiva disponibilização na sua página Web, para que os agentes de Mercado os possam descarregar, utilizar e cumprir. Deverá estar definido no RRC uma data concreta para definição destes formatos.</i></p> <p><i>Propõe-se a publicação e correspondente chamada a comentários e participação no formato final destes reportes por parte dos agentes de mercado.</i></p>	<p>A ERSE no n.º4 do Artigo 77.º proposto prevê que se possa operacionalizar o registo unívoco de comercializadores através de mecanismos já existentes e obrigatórios para os agentes de mercado (registo no âmbito do regulamento (UE) n.º1227/2011 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 25 de Outubro de 2011, relativo à integridade e à transparência nos mercados grossistas de energia (REMIT)) pelo que não se prevê encargo administrativo de maior para os comercializadores e, em sentido contrário, um reforço das condições da integridade e monitorização do mercado retalhista de electricidade.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p>	

<b>2.4 REGISTO DE COMERCIALIZADORES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>“A EDP considera que a imposição de um novo registo obrigatório junto da ERSE acarretará uma carga administrativa adicional para todos os operadores do mercado liberalizado. Cumpre igualmente esclarecer se esta obrigação incidirá sobre novos comercializadores ou também sobre os já existentes, titulares de uma licença, como é o caso EDP Comercial e da EDP Serviço Universal. Mais se acrescenta que pela explicação dada no documento justificativos, subsistem dúvidas acerca dos benefícios que este novo registo trará, e se efetivamente contribuirá para uma clarificação acerca das entidades que desempenham a atividade de comercialização.”</i></p>	
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“(…) a criação de uma listagem de comercializadores efetivamente a operar no mercado induzirá sempre menos confusão nos consumidores que qualquer listagem que consolide todos os comercializadores, com e sem ofertas vigentes. (...) esta obrigação introduzirá uma maior burocracia que não corresponderá forçosamente a um real benefício para os consumidores. Na verdade, como resultado da imposição de outras alterações regulamentares propostas, a ERSE terá conhecimento dos comercializadores com ofertas ativas no mercado pelo que se sugere a desobrigação deste registo.”</i></p>	
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“2. Não discordando dos objetivos da ERSE na criação de um registo autónomo de comercializadores, o CC entende que esta obrigação vem introduzir uma maior burocracia. De salientar que os comercializadores em operação no mercado, por força de outras alterações regulamentares propostas, terão a obrigação de remeter à ERSE as suas ofertas</i></p>	

<b>2.4 REGISTO DE COMERCIALIZADORES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>comerciais vigentes, tendo também por essa via, a ERSE conhecimento de todos os comercializadores a atuar em mercado.”</i></p>	
<p><b>(Adene)</b></p> <p><i>“O aditamento proposto ao artigo 77.º do Regulamento, que corresponde a dois novos números, parece, no entender da ADENE, não estar devidamente articulado com o artigo 10.º do Regulamento. Afigurar-se que os novos n.os 3 e 4 do artigo 77.º vêm criar um novo registo junto da ERSE para comercializadores que reconhecidos enquanto tal no seguimento da celebração de um tratado internacional, que se sobrepõe ao registo imposto pelo artigo 47.º do Decreto-Lei n.º172/2006, de 23 de agosto, para o qual o n.º 1 do artigo 10.º do Regulamento remete.</i></p> <p><i>Assim, propomos que sejam articulados estes dois artigos, de forma a que não existe qualquer tipo de sobreposição de registos, até porque a ERSE, ao abrigo do n.º 3 do artigo 10.º do Regulamento, já tem acesso a essa informação através da comunicação do registo, presente no n.º 2 do mesmo artigo.”</i></p>	
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“(…)Confere mais confiança jurídica e comercial ao consumidor, que sabe inequivocamente quem atua ou não no mercado e, nessa medida, é uma boa alteração, que confere credibilidade também à Energia Simples enquanto comercializadora. Passam então a ser necessários dois registos, independentes entre si: na DGEG e na ERSE, algo que já se encontra concretizado por parte da Energia Simples. ”</i></p>	<p>Reconhece-se a inconsistência nas remissões no corpo do artigo 77.º, tendo-se corrigido as referências ao número 3 do artigo 10.º para o n.º 2 do mesmo artigo. Recorda-se que o objetivo deste registo unívoco pela ERSE se centrava no reforço das condições de supervisão no mercado retalhista e de informação transparente ao mercado.</p>

<b>2.4 REGISTO DE COMERCIALIZADORES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	Regista-se a este propósito um entendimento dos operadores económicos que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.



<b>2.5 CONCEITO DE OFERTA COMERCIAL</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Elegone)</b></p> <p><i>“A regulamentação em consulta prevê, principalmente na Baixa Tensão Normal, a existência massiva de produtos normalizados com preços de catálogo, no entanto não se encontra prevista a existência de um comercializador que pretenda operar fora do âmbito deste tipo de produtos, ou seja, aplicar a cada cliente um preço ajustado ao seu perfil específico, abdicando de ter uma oferta pública padronizada.”</i></p>	<p>A formulação proposta não visou nem visa restringir a inovação nas ofertas disponibilizadas pelos comercializadores mas antes criar condições objetivas para que a verdadeira inovação comercial seja corretamente percebida pelos consumidores. Convirá reter que, da atividade de supervisão da ERSE resulta uma granularidade de ofertas que se distinguem entre si por atributos de detalhe que não constituem um vetor de inovação, isto resultando num exercício de comparabilidade mais complexo para os clientes finais e com isso um mercado menos inovador que o desejável.</p>
<p><b>(Enforcesco)</b></p> <p><i>“No ponto em questão é nossa opinião que além da existência de fidelização, de indexação de preço ou desconto promocional, deve também o público-alvo específico (doméstico e não doméstico), constituir regra e motivo para delimitação da oferta comercial e não apenas característica de uma oferta concreta.</i></p> <p><i>Tal delimitação contribuirá para que a informação veiculada pelos simuladores que o regulador disponibiliza, transmita resultados adaptados a cada uma das realidades de negócio de uma forma mais transparente e credível.”</i></p>	
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“(…)o conceito de oferta comercial vai ter um âmbito mais delimitado e definido, o que poderá obrigar a uma reformulação do conceito de oferta atualmente em vigor na Energia Simples e, possivelmente, reduzir o número que temos neste momento.”</i></p>	
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“(…) ao restringir determinadas características que permitem a diferenciação de ofertas poderá limitar dessa forma a capacidade de inovação por parte dos comercializadores na sua proposta de valor ao cliente através das ofertas comerciais apresentadas.</i></p>	

<b>2.5 CONCEITO DE OFERTA COMERCIAL</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p>4. Parece ao CC que a ERSE vem limitar o espaço para a inovação e segmentação em benefício da comparação, em busca da simplificação das variáveis de entrada nos simuladores, atribuindo unicamente importância ao atributo preço e descurando outros aspetos mais subjetivos, mas igualmente importantes e valorizados pelos consumidores, como é o caso da qualidade de serviço que não é passível de ser mensurada através da ferramenta de simulação.” (...) considera o CC que seria mais razoável o estabelecimento de um conceito mais lato de oferta comercial (...)”</p>	
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p>“Decorre do nº 3 que, “o meio de pagamento convencionado contratualmente, bem como a duração específica do contrato, a existência de um público-alvo específico ou a comercialização de serviços adicionais não constituem fundamento suficiente para determinar a diferenciação de ofertas.</p> <p>Considera-se que se deveria complementar e concluir no final do n.º 3 com a redação, “ainda que daí decorra um preço distinto”, em linha com o explanado no documento justificativo.”</p>	<p>A ERSE regista o comentário, que será refletido no texto do articulado.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p>“(…)A IBERDROLA discorda com a lógica subjacente e que justifica argumentar que se possa chegar a um nível de segmentação excessivo, simplesmente porque é precisamente a segmentação que, em cenário limite, levará à apresentação de propostas individuais a cada consumidor, majorando o seu valor percebido.</p> <p>Considera, portanto, que se está perante uma inversão da causa efeito, em que a comparabilidade se sobrepõe ao objetivo último da proposta de valor para o consumidor. Ao inverter, sobrepesa-se o acessório, desvaloriza-se o essencial. Nessa inversão, aceita-se</p>	<p>O objetivo da ERSE, com a alteração regulamentar proposta, centrou-se tão somente no reforço das condições de transparência do mercado retalhista (por via de maior comparabilidade efetiva das ofertas) e não na conformação da estrutura de ofertas com quaisquer mecanismos de simulação ou comparação de preços e condições.</p>

<b>2.5 CONCEITO DE OFERTA COMERCIAL</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>limitar o espaço para a inovação e segmentação em benefício da comparação. (...) Os simuladores são uma ferramenta ao dispor dos consumidores para análise e comparação (dos atributos) das ofertas. Mas têm que ser os simuladores a adaptar-se às ofertas, nunca o contrário.</i></p> <p><i>(...) Neste ponto, valerá a pena reafirmar que a IBERDROLA não é contra os simuladores, antes pelo contrário, porque lhes reconhece méritos. O que a IBERDROLA contesta é que se sobrepele o atributo preço porque, dessa forma, não haverá a garantia que o consumidor optará pela oferta que mais lhe convenha, nas palavras da ERSE “de uma maneira expressa e esclarecida”.</i></p> <p><i>(...) Tanto o prazo de fidelização, como a existência (ou não) de indexantes, como o modo de pagamento, ou prazo, ou duração do contrato, ou público alvo, ou mesmo o preço e descontos ou promoções são, todos eles, atributos da oferta. Na verdade, todas as características da oferta são atributos da mesma.</i></p> <p><i>A segmentação ou, se se quiser, a hierarquização da importância de cada um dos atributos, no entendimento da IBERDROLA, não deveria nunca fazer parte do RRC porque é iminentemente subjetiva.</i></p> <p><i>Coisa distinta é como se estruturarão os simuladores, numa relação de compromisso entre simplicidade de apresentação e comparabilidade. Mas, volta a IBERDROLA a frisar, isso é uma questão que apenas diz respeito aos simuladores, não à liberdade dos comercializadores em apresentarem as suas ofertas.</i></p>	

<b>2.5 CONCEITO DE OFERTA COMERCIAL</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(DECO)</b></p> <p><i>“(…)o estreitamento do conceito poderá ter um efeito inibidor na introdução de novas ofertas no mercado, e conseqüentemente, prejudicar a necessária competitividade do mercado. Entendemos também que a determinação taxativa das características que são diferenciadoras nas ofertas comerciais, e a enumeração das que não são diferenciadoras, poderá desconsiderar ofertas com vantagens relevantes para os consumidores, não se entendendo o fundamento para tal.</i></p> <p><i>(…)Consideramos que a estratégia deverá passar pela realização de desenvolvimentos nas ferramentas de comparação de ofertas, que permitam aos utilizadores inserirem todas as suas preferências como critério para a simulação, tais como: preferência por fatura eletrônica ou em papel, preferência nos meios de pagamento, interesse em contratar serviços adicionais, e terá ainda relevância a inserção de critérios de avaliação da qualidade de serviço; e não pela delimitação do conceito de oferta.</i></p> <p><i>terá ainda relevância a inserção de critérios de avaliação da qualidade de serviço; e não pela delimitação do conceito de oferta.</i></p> <p><i>(…)A forma como o desconto é apresentado pode ser enganadora para os consumidores e dificulta a comparabilidade entre as ofertas, e aqui assim, entendemos que existe uma clara necessidade de melhoria.”</i></p>	<p>A formulação proposta não visou nem visa restringir a inovação nas ofertas disponibilizadas pelos comercializadores mas antes criar condições objetivas para que a verdadeira inovação comercial seja corretamente percebida pelos consumidores. Convirá reter que, da atividade de supervisão da ERSE resulta uma granularidade de ofertas que se distinguem entre si por atributos de detalhe que não constituem um vetor de inovação, isto resultando num exercício de comparabilidade mais complexo para os clientes finais e com isso um mercado menos inovador que o desejável.</p> <p>O objetivo da ERSE, com a alteração regulamentar proposta, centrou-se tão somente no reforço das condições de transparência do mercado retalhista (por via de maior comparabilidade efetiva das ofertas) e não na conformação da estrutura de ofertas com quaisquer mecanismos de simulação ou comparação de preços e condições.</p>

<b>2.6 REGISTO DAS OFERTAS DE FORNECIMENTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Acciona)</b></p> <p><i>Todos os fornecimentos em Baixa Tensão são susceptíveis de muito burocracia segundo as alterações regulatórias propostas nesta revisão da ERSE, algo que pode parecer lógico para o caso dos consumidores domésticos, onde a transparência afecta muito o consumidor final e que esta comunicação transparente se realize através de organismos como a ERSE, contudo não é o caso da Baixa Tensão Industrial. Considera-se que aqui não é necessário o mesmo nível de detalhe e de reporte de informação, pelo que se esperar uma especificação relativa a todos estes requerimentos e exigências a reportar, sejam destinados ao consumo doméstico e não para consumo industrial.</i></p> <p><i>A razão da solicitação desta simplificação do processo é devido ao facto de, por exemplo, para os Clientes Industriais com muitos pontos de fornecimento, é necessário desdobrar as exigências da burocracia a realizar e a entregar, pelo que consideramos que não é necessário. Por outro lado, solicitamos que se detalhe em concreto que tipo de procedimentos assinados para Baixa Tensão se referem a consumidores domésticos.</i></p>	<p>O espírito da regulamentação da ERSE não diferencia os segmentos de clientes por natureza jurídica da pessoa contratante, antes por nível de tensão e utilização da instalação consumidora. Genericamente o conjunto de obrigações a que se refere o comentário formulado aplica-se aos clientes finais em BTN.</p>
<p><b>(Endesa)</b></p> <p><i>“Registo individual de ofertas comerciais / formulário padronizado BTE: surgem dúvidas sobre como será e como serão gerenciados o registo individual de ofertas comerciais e o formulário padronizado estabelecido nos artigos 104º-A.4 e 105.7, bem como quem terá acesso para isso. Por esse motivo, se solicita mais detalhes sobre este registo.1”</i></p>	<p>O n.º 4 do artigo 104- A prevê registo apenas para clientes em BTN.</p> <p>A ERSE não deixará de explicitar os termos concretos dos registos mencionados de forma abrangente a todos os comercializadores que atuam ou que pretendam atuar no mercado.</p>

<b>2.6 REGISTO DAS OFERTAS DE FORNECIMENTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	<p>A ERSE refere ainda que, no cumprimento das suas obrigações legais, assegura, a todo o tempo, a reserva de informação que lhe é prestada pelos operadores económicos sujeitos à sua regulação.</p>
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“Deverá haver uma validação prévia das ofertas comerciais de BTN antes das mesmas entrarem no mercado (pois cada oferta vai corresponder um número de registo) - esta é uma medida que em muito afeta o fluxo comercial e os timings com que por vezes pretendemos introduzir ofertas no mercado. (...) Fica ainda a questão: neste caso, em que há o efetivo registo e uma posterior perda de interesse, é obrigatório introduzir a oferta de mercado? Entendemos que não, embora se solicite confirmação.</i></p> <p><i>Neste seguimento, qual o tempo de resposta que a ERSE tem para validar uma oferta? Não há pronúncia quanto a este aspeto, o qual consideramos ser da maior relevância. No fundo, a questão prende-se com a imprevisibilidade deste mercado, e como coadunar essa incerteza com esta nova normativa.</i></p> <p><i>(...)sendo estabelecidos prazos razoáveis e que vão de encontro às necessidades das comercializadoras, concordamos e achamos favorável a medida, uma vez que pode evitar eventuais erros de formulação de ofertas, tornando, simultaneamente mais credível a atividade junto do consumidor, que sabe que aquela oferta foi validada pela entidade reguladora e que tem a devida conformidade.</i></p>	<p>A ERSE, no cumprimento das suas obrigações legais, assegura, a todo o tempo, a reserva de informação que lhe é prestada pelos operadores económicos sujeitos à sua regulação, bem como o tratamento atempado das diferentes situações.</p>

<b>2.6 REGISTO DAS OFERTAS DE FORNECIMENTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>Porém, uma das preocupações quanto a este ponto reside na garantia de confidencialidade: afinal, será a ERSE a primeira entidade externa às empresas comercializadoras a, antes do lançamento da oferta no mercado, ter conhecimento dos contornos da mesma.</i></p> <p><i>Com o devido respeito – que é muito – pela dinâmica interna praticada pela entidade reguladora, não deixa de ser esta uma obrigação causadora de algum desconforto às empresas que, num mercado de “disputa” pelo cliente, querem garantir algum fator surpresa e de sentido de inovação junto do cliente, devendo este ser, preferencialmente destinatário.”</i></p> <p><i>“Passa também a ser obrigatório comunicar com determinada periodicidade à ERSE quais os colaboradores da Energia Simples que elaboram propostas, preparam e concluem contratos quanto aos serviços que prestamos. Questiona-se qual a ratio/fundamento para tal obrigatoriedade, considerando que o eventual reporte que se mostre necessário é feito pela empresa e não pelo colaborador que lhe é afeto.</i></p>	
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Decorre do nº 11 que o cliente que será titular do contrato de fornecimento deve dar o seu consentimento expresso e esclarecido, para efeitos de aceitação da proposta de fornecimento apresentada pelo comercializador. Considera-se, por motivos de uma maior clareza, que deveria ser esclarecido o que, efetivamente se pretende dizer com o “consentimento expresso e esclarecido”.</i></p>	<p>Na formulação regulamentar proposta a existência de consentimento expresso já decorre do texto regulamentar ainda em vigor, desde logo porque corresponde a um requisito legal de contratação e de transparência no relacionamento comercial, a que se acrescentou a característica deste consentimento estar assente na prestação de informação pré-contratual e contratual ao cliente que seja verificável e possa contribuir para um efetivo assentimento na contratação.</p>

<b>2.6 REGISTO DAS OFERTAS DE FORNECIMENTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	O facto de existir este consentimento expreso vem reforçar a segurança jurídica dos próprios comercializadores.
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(…) deverá ser referido que este artigo não determina qual deverá ser o formato de envio a informação, pelo que tal teria que ser definido. No entanto, deverá ser referido que não se alcança qual a razão para esta revisão regulamentar estar a propor a implementação por parte dos comercializadores de manter a ERSE informada de todos os serviços adicionais que prestam. Ora, como se sabe, o fornecimento ou prestação de serviços adicionais não estão abrangidos por regulação específica ou supervisão por parte da ERSE, de acordo com o n.º 1 do artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 29/2006. Estando o exercício das funções da ERSE balizada por um princípio de especialidade, ou seja, devendo-se circunscrever às atividades estabelecidas por lei, considera-se que os n.º 2 a 4 deste artigo acabam por introduzir obrigações desajustadas face ao quadro legal acima mencionado, pelo que devem ser eliminadas.</i></p> <p><i>Tal não invalida naturalmente que se remeta a informação à ERSE sobre serviços adicionais sempre que tal se demonstre necessário para esclarecimento de qualquer questão. No entanto, a definição de mais uma obrigação de reporte, cujo incumprimento dará lugar à aplicação do regime sancionatório, acaba por ser desproporcional, e obrigará os comercializadores a remeter e a manter atualizada junto da ERSE informação referente a uma matéria que não se encontra integrada no leque de atividades contantes do n.º1 do artigo 57º, do Decreto-Lei n.º 29/2006.</i></p>	A ERSE não deixará de explicitar os termos concretos do registo de forma abrangente a todos os comercializadores que atuam ou que pretendam atuar no mercado.



<b>2.6 REGISTO DAS OFERTAS DE FORNECIMENTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“(...) a IBERDROLA concorda e apoia a pretensão da ERSE em solicitar o registo prévio das ofertas de fornecimento porque entende que o processo ajudará à credibilização das mesmas junto dos consumidores.</i></p> <p><i>(...)Na redação proposta para o nº 4 do artigo supracitado, a IBERDROLA alerta a ERSE para a necessidade de clarificar que as obrigações a que se refere apenas abrangem as ofertas comerciais correspondentes a contratos de adesão.”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento dos operadores económicos que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p> <p>As obrigações de registo das ofertas de fornecimento a clientes em BTN apenas abrangem as ofertas comerciais associadas a contratos de adesão.</p>
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“(...)1. Concorda-se com a proposta de revisão regulamentar que vem tornar obrigatório o registo prévio junto da ERSE das ofertas em mercado para o setor residencial e de pequenos negócios</i></p> <p><i>(...) o registo das ofertas comerciais de fornecimento a clientes em BTN deverá abranger unicamente as ofertas gerais associadas a contratos de adesão, e não os contratos particulares (...) propõe que os comercializadores em mercado livre reportem adicionalmente o número de consumidores em BTN para os quais se comercializam serviços adicionais (...). O CC considera, no entanto, que os serviços adicionais prestados pelos comercializadores, de modo totalmente autónomo (...) poderão estar excluídos da regulação da ERSE.”</i></p>	<p>As obrigações de registo das ofertas de fornecimento a clientes em BTN apenas abrangem as ofertas comerciais associadas a contratos de adesão.</p> <p>A proposta regulamentar apresentada pela ERSE visou uma separação efetiva do que são condições contratuais relativas ao fornecimento de energia elétrica das condições contratuais relativas à prestação de serviço ou produto acessório, opcional ou adicional. Nessa medida, a prestação de serviços adicionais totalmente autonomizada do fornecimento de energia elétrica, não carece de reporte ou menção à ERSE. Ao invés, na redação dada ao artigo 148.º prevê-se a inclusão de duas alíneas sobre o reporte de serviços adicionais, na estrita medida em que estes condicionem o fornecimento de energia</p>

**2.6 REGISTO DAS OFERTAS DE FORNECIMENTO**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

elétrica, sendo esta formulação, no entender da ERSE, necessária para uma transparência contratual que salvede a integridade do funcionamento do mercado retalhista de eletricidade.

De todo o modo, a ERSE, reconhecendo que a formulação regulamentar pode não ser totalmente clara, irá alterar o texto regulamentar, designadamente no artigo 105.º-A, no sentido de acomodar os receios expressos pelo CC.

<b>2.7 ADOÇÃO DA FICHA CONTRATUAL PADRONIZADA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“Para validação da ERSE, devem ser enviadas as fichas normalizadas, que permitem uma comparabilidade mais efetiva por parte do consumidor das ofertas existentes. Quanto às que já existem – questionamos se é necessário proceder ao seu registo, ou seja, se têm de ser agora validadas pela ERSE – á partida, não há retroatividade, julgamos. Suscita-se ainda a questão de saber se devemos/temos de comunicar à ERSE as nossas ofertas "internas", ou seja, a que a maioria dos consumidores não têm acesso, que são exclusivas e concedidas apenas a determinados clientes. Por outras palavras, ofertas que se encontram acessíveis no portal da ERSE para consulta do consumidor comum. (...)”</i></p>	<p>No quadro da regulamentação já existente e da própria alteração que agora se discute, os deveres de reporte à ERSE não dependem dos canais de comercialização do serviço de fornecimento de energia elétrica. Neste sentido, independentemente de serem ou não ofertas públicas e acessíveis a todos os consumidores ou ofertas específicas a um conjunto de instalações consumidoras, definido com critérios de atuação comercial pelo comercializador, há um dever de reporte relativamente às matérias previstas regulamentarmente.</p>
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“(...) Neste âmbito, também são introduzidas alterações quanto aos elementos que devem constar di contrato. O art. 106.º, n.º 5 deixa muitas dúvidas quanto à redação (não esclarecedora). O que percecionamos é que, havendo intenção de fazer um tarifário indexado a alguma coisa, não é possível indexa-lo à variação da TTVCF. Ou seja, não se poderá fazer uma tarifa que aumente quando a TTVCF aumenta também. De qualquer forma, uma vez que a redação não é totalmente compreensível, solicita-se a concretização da mesma.”</i></p>	<p>Esclarece-se que a formulação regulamentar decorre da própria legislação do setor.</p>

<b>2.7 ADOÇÃO DA FICHA CONTRATUAL PADRONIZADA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(…)este reforço de mecanismo requerido por parte da ERSE acarreta um aumento exponencial da carga administrativa dos comercializadores.</i></p> <p><i>Não obstante, considera-se que esta disposição deverá ser alvo de clarificação, esclarecendo-se como será operacionalizado o procedimento de registo - por exemplo, basta o envio das mesmas para a ERSE?</i></p> <p><i>Considera-se também que o documento não esclarece claramente quando deve ser feito o registo das fichas.</i></p> <p><i>Por outro lado, face às já exigentes obrigações de reporte regulamentarmente previstas, considera-se que, ao impor esta obrigação, se acaba por estar a onerar ainda mais a atividade dos comercializadores, incrementando os respetivos custos, o que poderá ser algo contraproducente, na medida em que os benefícios para os consumidores poderão não ser efetivamente verificáveis. Igualmente, o aumento das obrigações de reporte, que tem sido manifesto nas revisões regulamentares, acaba por complexificar a atividade de comercialização em si.”</i></p>	<p>A operacionalização do procedimento de registo será clarificada após a publicação dos novos regulamentos.</p> <p>O registo das fichas, tal como estabelecido regulamentarmente, deverá ser feito previamente à contratação.</p> <p>Realça-se ainda que a revisão regulamentar teve, no seu espírito, o reforço das condições de transparência do mercado retalhista, que se traduzem num benefício para o mercado como um todo, assim como para todos os agentes que nele intervêm.</p> <p>Neste sentido, importa ter presente que para o desenvolvimento de uma supervisão eficaz é necessário um reporte de informação eficaz e fiável.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“A IBERDROLA concorda com a adoção da ficha contratual padronizada alertando, todavia, para o facto de atualmente fazer parte integrante da estrutura da mesma um campo com informação do preço total cujo cálculo é feito com base num consumo fixo hipotético determinado pela ERSE e que poderá condicionar ou induzir em erro a escolha do consumidor com base nessa mesma informação de consumo improvável e possivelmente</i></p>	<p>O cálculo referido é meramente indicativo. Nada impede que a ficha contratual padronizada seja acompanhada com informação adicional sobre o preço. O comercializador poderá remeter para informação mais explicativa do valor da oferta.</p>

<b>2.7 ADOÇÃO DA FICHA CONTRATUAL PADRONIZADA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>desajustada ao seu real perfil de consumo. Em suma, sugere a adequação da ficha a esta realidade.”</i></p>	
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“(…)o CC alerta para o facto de a ficha contratual padronizada incorporar um campo de informação com o preço total calculado com base num consumo fixo hipotético que poderá induzir em erro a análise por parte do consumidor.”</i></p>	
<p><b>(DECO)</b></p> <p><i>“(…)o atual modelo de ficha padronizada não contém qualquer referência à informação referente ao direito de livre resolução contratual que se atribui aos consumidores em caso de contratos celebrados à distância ou equiparados, nos termos do DL 24/2014 de 14 de fevereiro. Considera a DECO que a introdução desta informação na ficha padronizada seria de elevada utilidade para os consumidores. (...) é importante que a ausência de entrega da Ficha gere também incumprimento do próprio contrato de energia, não sendo, em consequência, o consumidor penalizado por informação que formalmente não lhe foi prestada. ”</i></p>	<p>A informação relativa à resolução contratual deve ser assegurada nas condições gerais do contrato. A existência da ficha contratual prende-se essencialmente com o acesso a informação resumida relativa às ofertas existentes no mercado, bem como a sua comparabilidade entre os diversos comercializadores de eletricidade.</p> <p>Refere-se ainda que, de acordo com o n.º 9 do artigo 106.º, a ficha de caracterização padronizada integra os contratos de fornecimento celebrados com os clientes.</p>



<b>2.8 SERVIÇOS ADICIONAIS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“Uma outra inovação neste RRC é a inclusão dos serviços adicionais. Estes não estão previstos no RRC atual, mas surgiu necessidade, compreensível, de regulamentar a sua contratação. Em primeiro lugar: o que é um serviço adicional? À partida, será tudo quanto não constituir comércio de energia elétrica e gás natural, stricto sensu. Encontram-se, assim, aqui abarcadas as unidades de produção para autoconsumo (UPAC), tomadas inteligentes, cloogys, etc., cujas ofertas carecerão igualmente de registo.”</i></p>	<p>A proposta regulamentar apresentada pela ERSE visou uma separação efetiva do que são condições contratuais relativas ao fornecimento de energia elétrica das condições contratuais relativas à prestação de serviço ou produto acessório, opcional ou adicional. Nessa medida, a prestação de serviços adicionais totalmente autonomizada do fornecimento de energia elétrica, não carece de reporte ou menção à ERSE. Ao invés, na redação dada ao artigo 148.º prevê-se a inclusão de duas alíneas sobre o reporte de serviços adicionais, na estrita medida em que estes condicionem o fornecimento de energia elétrica, sendo esta formulação, no entender da ERSE, necessária para uma transparência contratual que salvasse a integridade do funcionamento do mercado retalhista de eletricidade.</p>
<p><b>(Gas Natural Fenosa)</b></p> <p><i>“(…) consideramos que esse serviços adicionais podem não estar estritamente relacionados com o funcionamento energético (gas ou electricidade), se se tratar de uma contratação privada entre duas partes no mercado liberalizados, e podem prestar-se por outras empresas não comercializadoras. Por isso, consideramos que não devia ser objecto de regulação no RRC.”</i></p>	
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“O CC considera, no entanto, que os serviços adicionais prestados pelos comercializadores, de modo totalmente autónomo, e que não tenham qualquer repercussão na relação contratual, nomeadamente, no preço final ou no período mínimo contratual, poderão estar excluídos da regulação da ERSE.</i></p>	
<p><b>(DECO)</b></p> <p><i>“Relativamente à definição de serviços adicionais, considera a DECO que a inclusão de um critério de onerosidade limitará infundadamente o conceito. (...) Entendemos não existir razão para a inclusão de onerosidade na definição de serviço adicional, uma vez que</i></p>	

<b>2.8 SERVIÇOS ADICIONAIS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>afastará da aplicação do regulamento eventuais serviços associados gratuitos, mas com impacto no serviço de fornecimento de energia.</i></p> <p><i>A autonomização de contrato de prestação de serviços adicionais é uma medida que a DECO claramente apoia, no entanto, consideramos que esta regra, por questões de sistematização e simplificação, deveria constar também do art. 1052-A.</i></p> <p><i>Quanto à faturação defendemos que a presente proposta fica aquém do expectável, pois uma das preocupações que manifestámos anteriormente, respeita à cobrança destes serviços. Estes serviços são atualmente cobrados juntamente com a fatura de energia, não se permitindo o pagamento separado destes serviços ou o seu não pagamento, o que em caso de reclamação limita a atuação e direitos do consumidor. Por outro lado, caso o consumidor, em caso de conflito, opte por não pagar, em última instância, poderá ter como consequência a suspensão do fornecimento de energia por falta de pagamento dos montantes respeitantes a serviços associados.</i></p> <p><i>Entendemos que deverá ser assegurado no RRC que o não pagamento de serviços adicionais não poderá em momento algum justificar a interrupção do fornecimento do serviço de energia. Será ainda necessário clarificar, em caso de conflito na prestação destes serviços, a quem os consumidores poderão recorrer, e se poderão os mesmos ser dirimidos em sede de arbitragem necessária, como acontece para o serviço público essencial.</i></p> <p><i>Assim, considera a DECO essencial o estabelecimento de regras mais contundentes no âmbito destes serviços, por forma a assegurar que os direitos dos consumidores relativamente ao serviço essencial energia não são prejudicados, nomeadamente, o não</i></p>	



<b>2.8 SERVIÇOS ADICIONAIS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<i>pagamento daqueles serviços em nada pode prejudicar a continuidade do fornecimento de eletricidade ou de gás natural..”</i>	
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>(...)o fornecimento ou prestação de serviços adicionais não estão abrangidos por regulação específica ou supervisão por parte da ERSE (...) os n.º 2 a 4 deste artigo acabam por introduzir obrigações desajustadas face ao quadro legal acima mencionado, pelo que devem ser eliminadas.”</i></p>	<p>A ERSE, reconhecendo que a formulação regulamentar pode não ser totalmente clara, irá alterar o texto regulamentar, designadamente no artigo 105.º-A, no sentido de acomodar os receios expressos que têm também eco no parecer do Conselho Consultivo.</p>
<p><b>(Energone)</b></p> <p><i>“Embora se compreenda a necessidade de regulamentar os serviços adicionais associados à venda de energia, consideramos que uma sobre regulamentação irá limitar a capacidade de inovação de todo o setor e comprometer em muitos casos a competitividade do setor na prestação destes serviços, quando comparado com outros setores que os podem prestar livremente;”</i></p>	<p>A intenção da ERSE na Revisão Regulamentar foi a de estabelecer um quadro transparente e facilmente assimilado por parte dos consumidores e que permita o alinhamento de expectativas do serviço que lhes é prestado por parte dos operadores económicos, não limitando a capacidade de inovação desde que esta não prejudique a transparência e integridade do mercado.</p>



<b>2.9 INTERMEDIÇÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Endesa)</b>  <i>“Envio à ERSE da lista de colaboradores que prestam serviços adicionais: A seção 3 do artigo 148 da proposta de revisão do RRC estabelece que os comercializadores devem enviar à ERSE anualmente, 45 dias após o final de cada ano, a relação de colaboradores que, em seu nome, apresentem propostas, preparem ou concluam contratos no campo desses serviços. No entanto, consideramos que esta obrigação não é inteiramente clara e é necessário esclarecimentos sobre como cumpri-la. Em qualquer caso, entendemos que a regulamentação de serviços adicionais pode não se encaixar no âmbito da RRC, uma vez que estes serviços nem sempre estão estritamente relacionados com o fornecimento de energia. Eles podem envolver relações privadas fora do fornecimento (podendo violar a obrigação de confidencialidade), e também afetam empresas que não são comercializadores.”</i></p>	<p>A ERSE não deixará de especificar os termos em que o reporte previsto do próprio n.º 2 do mesmo artigo se pode inferir que tal detalhe ocorre após a publicação do Regulamento.</p>
<p><b>(Endesa)</b>  <i>“(…)proposta de revisão do RRC estabelece que as empresas comercializadores devem enviar à ERSE no prazo de 30 dias a partir da entrada em vigor do presente regulamento, uma cópia de todos os contratos celebrados com terceiros (prestadores de serviços). No entanto, consideramos que esta obrigação não é inteiramente clara, e é necessário esclarecimento sobre como cumpri-la. Em qualquer caso, por razões semelhantes às do ponto 3 [anterior], entendemos que esta medida pode não se encaixar no âmbito da RRC.”</i></p>	<p>No entender da ERSE, a redação prevista para o Regulamento de Relações Comerciais já abrange apenas as normas contratuais relacionadas com as atividades de angariação de clientes para o fornecimento de energia elétrica.</p>
<p><b>EDP Serviço Universal</b></p>	

<b>2.9 INTERMEDIACÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>“Em nosso entender as exigências previstas nos artigos 146ºA a 146ºC são desproporcionadas face ao objetivo a que se propõem, já que a ERSE tem mecanismos de auditoria e sancionatórios que lhe permitem atuar sempre que se justifique.</i></p> <p><i>Por outro lado, a implementação dos requisitos preconizados obriga a um esforço burocrático muito grande com custos associados elevados, não se vislumbrando melhorias que o justifiquem.</i></p> <p><i>Acresce ainda que é necessário clarificar o âmbito das atividades que se pretendem abranger. Face ao exposto propomos a revisão e clarificação destes artigos.</i></p>	
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(…) a alteração agora proposta não é determinante para a responsabilização dos comercializadores pela atuação dos seus agentes ou representantes ou para o exercício das competências de supervisão da ERSE.</i></p> <p><i>De facto, uma vez que a ERSE não carece de qualquer habilitação para aceder a informação ou documentos sempre que tal se revele necessário para a identificação das responsabilidades no âmbito da angariação de clientes (...) entende-se que as exigências que esta revisão pretende implementar não são justificáveis segundo o princípio da proporcionalidade, tendo em consideração os interesses que podem lesar(…)”</i></p>	
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“O CC entende a necessidade de garantir que as atividades de intermediação sejam tituladas por instrumentos contratuais, normas de conduta e planos de formação adequados de forma a salvaguardar os interesses do consumidor. No entanto, uma vez que as funções operacionais são um conceito muito abrangente, importa aclarar na redação do n.º1 do</i></p>	

<b>2.9 INTERMEDIÇÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>art.º146º-A, qual a efectiva abrangência das atividades destinadas à execução de funções operacionais, devendo estas ser circunscritas aos serviços de angariação e atenção ao cliente de acordo com o racional da ERSE no seu documento justificativo. (...) O CC concorda com os princípios, deveres e obrigações pela qual a contratação de atividades de angariação e atenção ao cliente se devem reger, considerando, todavia que as responsabilidades últimas perante os clientes já se encontra, defendidas e consagradas na Lei Geral. (...) sugere o CC que seja equacionada a possibilidade de publicação de uma Recomendação ERSE que sirva de standard de mercado e de referência às boas práticas pelas quais os comercializadores se devessem reger no âmbito da intermediação e contratação com terceiros. Este ponto tem maior relevância, uma vez que o aumento de exigência burocrática poderá impactar na entrada de novas empresas comercializadoras no mercado.”</i></p>	
<p><b>(Iberdrola)</b>  <i>“A IBERDROLA entende, por isso, que a redação do regulamento não deverá ir para além das funções operacionais que a ERSE pretende efetivamente regular, devendo para tal explanar no nº1 do artigo 146.º que a contratação com terceiros de atividades destinadas à execução de funções operacionais se refere unicamente aos serviços de angariação de clientes.”</i></p>	
<p><b>(Energia Simples)</b>  <i>“(...)A ERSE quer vincular os agentes às práticas por ela estabelecidas, o que requer um esforço acrescido por parte das comercializadoras em transmitir a informação, a selecionar bem as redes e a saber, dentro destas, quem opera pela Energia Simples. Importante é que</i></p>	<p>No entender da ERSE, a redação prevista para o Regulamento de Relações Comerciais já abrange apenas as normas</p>

<b>2.9 INTERMEDIÇÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>os regulamentos sejam cumpridos também por estes intervenientes. Compreendemos a preocupação, uma vez que muitos consumidores têm sido alvo de práticas abusivas, através das vendas de telemarketing ou porta a porta, mas por outro lado é uma preocupação para nós, que contratamos com as redes comerciais, e não com os comerciais pertencentes a essas redes comerciais, e nessa medida temos bastantes dúvidas de que seja possível cumprir cabalmente estas exigências. ”</i></p> <p><i>“Entendemos inexigível que as comercializadoras respondam por todas as práticas desconformes aos regulamentos provenientes destes agentes.”</i></p> <p><i>“(…)É obrigatório criar um código de conduta (…) sendo necessário averiguar junto da ERSE se este está em conformidade e contém tudo o que é pretendido. Nesse sentido, pode ser também necessária a sua alteração (a par dos contratos de parceria com os terceiros prestadores de serviço). Porém, se os contratos não estiverem em conformidade, o que fazer? É perfeitamente possível redigir adendas conforme o que é suposto, mas um contrato é uma concordância entre duas partes – e se a outra (agente/terceiro) não pretender vincular-se a essas modificações? Não podemos obrigar a outra parte a assinar, e nesse caso, como resolver os contratos com esses agentes? Haverá fundamento legal para que a Energia Simples se possa desvincular?”</i></p> <p><i>“Ademais, entendemos tratar-se de matéria do foro privado das empresas, pelo que não concordamos, de todo, com o envio da cópia de cada contrato, sem mais.”</i></p>	<p>contratuais relacionadas com as atividades de angariação de clientes para o fornecimento de energia elétrica.</p> <p>Os comercializadores, enquanto entidades reguladas pela ERSE, devem prestar a informação considerada necessária para garantia da integridade e monitorização do mercado retalhista de eletricidade.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Considera-se que deverá ser clarificado o processo de registo de contratos, nomeadamente, se basta o envio à ERSE.</i></p>	<p>A ERSE não deixará de explicitar os termos concretos do registo de contratos de forma abrangente a todos os</p>

<b>2.9 INTERMEDIACÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	comercializadores que atuam ou que pretendam atuar no mercado.
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Em alternativa, poderá eventualmente abordar-se esta questão equacionando a publicação de uma recomendação sobre este tema, que permita “guiar” os comercializadores e os seus prestadores de serviços nas celebrações dos respetivos contratos.</i></p> <p><i>Por outro lado, nesta revisão do RRC, pretende-se ainda implementar obrigações adicionais, exigindo aos comercializadores em regime de mercado que comuniquem à ERSE, até 45 dias após o fecho de cada semestre, o número total de consumidores em BTN para os quais se comercializam serviços adicionais, bem como o valor das comissões praticadas pela prestação de qualquer tipo de serviços (alíneas e) e f) do n.º 1 e no n.º 3 do artigo 148.º do RRC).</i></p> <p><i>Ora, uma vez que a prestação de serviços adicionais não está incluída no lote de atividades referidas no n.º 1 do artigo 57.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, entende-se que devem as referidas alíneas ser eliminadas.</i></p> <p><i>Note-se que a ERSE está vinculada a um princípio de especialidade que circunscreve o exercício das suas atividades ou o uso dos seus poderes às atividades referidas neste artigo 57.º.</i></p> <p><i>Prevê-se ainda no (novo) n.º 3 do artigo 148.º da proposta de alteração do RRC a obrigação de envio anual, pelos comercializadores em regime de mercado, da relação dos colaboradores que, em seu nome, apresentam propostas, preparam ou concluem contratos no âmbito de “serviços de distribuição comercial contratados” (este termo não é utilizado</i></p>	<p>No entender da ERSE, a redação prevista para o Regulamento de Relações Comerciais já abrange apenas as normas contratuais relacionadas com as atividades de angariação de clientes para o fornecimento de energia elétrica.</p> <p>A proposta regulamentar apresentada pela ERSE visou uma separação efetiva do que são condições contratuais relativas ao fornecimento de energia elétrica das condições contratuais relativas à prestação de serviço ou produto acessório, opcional ou adicional. Nessa medida, a prestação de serviços adicionais totalmente autonomizada do fornecimento de energia elétrica, não carece de reporte ou menção à ERSE. Ao invés, na redação dada ao artigo 148.º prevê-se a inclusão de duas alíneas sobre o reporte de serviços adicionais, na estrita medida em que estes condicionem o fornecimento de energia elétrica, sendo esta formulação, no entender da ERSE, necessária para uma transparência contratual que salvguarde a integridade do funcionamento do mercado retalhista de</p>

<b>2.9 INTERMEDIÇÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>apenas neste artigo e parece-nos algo ambíguo, pelo que deveria ser objeto de red denominação).</i></p> <p><i>O tratamento de dados pessoais deve este ser efetuado de forma lícita e com respeito, também aqui, pelo princípio da proporcionalidade, atendendo-se à adequação, pertinência e não excessividade relativamente à finalidade da recolha.</i></p> <p><i>No caso em apreço, a exigência que a ERSE pretende aprovar, destina-se exclusivamente a acautelar situações em que eventualmente venha a ser apresentada denúncia relativa a serviços de angariação de clientes, no âmbito da qual a ERSE terá de identificar o colaborador responsável por esse contacto – informação que, como já referido, está legitimada a solicitar pelo atual quadro normativo.</i></p> <p><i>Para além de não ficar demonstrada a existência de um interesse público que justifique a partilha periódica de dados pessoais coloca-se ainda a questão da (falta) de legitimidade para implementar esta obrigação.”</i></p>	<p>eletricidade. Mais considera a ERSE que esta formulação não prejudica o princípio da especialidade que é invocado.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“(…) a existência de um código de conduta e de planos de formação, bem como a definição dos princípios que a contratação destes serviços deve obedecer parece-nos positiva e indutora de melhores práticas comerciais junto dos consumidores.</i></p> <p><i>No entanto, considera-se que estas não deveriam estar incluídas em regulamento mas sim publicadas no contexto de uma recomendação que estabeleça guidelines para o serviço de angariação de clientes prestado por terceiros.</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento dos operadores económicos que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p> <p>Em todo o caso, a ERSE considera que, para uma correta monitorização e supervisão do mercado retalhista, há todo o interesse em haver previsão regulamentar (vinculativa).</p>



<b>2.9 INTERMEDIÇÃO OU PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS POR TERCEIROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(DECO)</b>  <i>“(…)A DECO tem alertado o regulador para esta problemática e denunciado as diversas reclamações e relatos dos consumidores relativamente à ocorrência destas práticas, sobretudo nas vendas ao domicílio e à distância. Assim, pode-se considerar que o propósito da ERSE, com a criação destas normas no RRC, é contribuir para o bom funcionamento do mercado.</i></p> <p><i>No entanto, defende a DECO, que a mera comunicação de documentação contratual e a adoção de princípios, pese embora possa contribuir para o reforço da capacidade de supervisão da reguladora, poderá não ser suficiente para impedir a verificação destas práticas. Assim, entende a DECO que um maior e rigoroso esforço no sancionamento severo destas ocorrências é essencial, dado que as sanções proporcionam um efeito dissuasor junto dos agentes do mercado.”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento dos consumidores que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p> <p>O reforço das características de monitorização e supervisão não prejudica a aplicação de qualquer quadro sancionatório, do setor energético ou outro, mas antes, no entender da ERSE, reforça as condições para que se identifiquem as más práticas de mercado e sejam estas objeto do referido quadro sancionatório.</p>
<p><b>(Enforcesco)</b>  <i>“Concordando com a proposta apresentada, pensamos ser útil de forma a aliviar a carga administrativa, que o processo de envio da informação ao regulador se componha dos seguintes elementos: Minuta de contrato estabelecido com terceiros e listagem com identificação (Nome e NIF) das entidades respetivas.”</i></p>	<p>A ERSE ponderou o comentário recebido, adequando a redação do RRC em conformidade.</p>



<b>2.10 CONDIÇÕES GERAIS E PARTICULARES DOS CONTRATOS SUJEITAS A REGISTO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“No nº 2 é referido que “os comercializadores devem enviar aos seus clientes, com a antecedência mínima de 30 dias relativamente à data de renovação do contrato, quando aplicável, informação sobre as condições comerciais disponíveis, comparáveis às vigentes no caso concreto”.</i></p> <p><i>Considera-se que deverá ser clarificado o conceito de comparável –o mesmo respeita a ofertas duais? Ou deve-se circunscrever a opções da oferta, meios de pagamento e modalidade de faturação?”</i></p>	<p>Neste caso específico, a ERSE considera que, de acordo com a definição de oferta comercial plasmada na proposta, a informação deverá incidir nas características da oferta, nomeadamente no preço, tipo de indexação, desconto associado e fidelização, caso existam.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Considera-se que deverá ser incluído, no nº 1 deste artigo, a possibilidade de que o direito de cessação do contrato de fornecimento assistir também ao comercializador.”</i></p>	<p>A alteração regulamentar, não visa, nem visou, prejudicar o direito à cessação de contrato pelo fornecedor que esteja contratualmente expresso na relação entre as partes.</p>
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“As condições gerais e particulares dos contratos BTN passam a ter de ser enviadas e validadas pela ERSE antes de estarem no mercado. Antes havia só a obrigação de envio (comunicação, no fundo). Isto traz as mesmas implicações faldas para as ofertas, em termos de timings. Questionamos ainda quais as alterações a comunicar – pequenas retificações também – erros de escrita, por exemplo? Cremos que não.”</i></p>	<p>As alterações a comunicar à ERSE deverão cingir-se às que impliquem alterações às condições gerais ou particulares dos contratos propriamente ditas e não a retificações de texto que não desvirtuem o sentido das mesmas.</p>



<b>2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Endesa)</b>  <i>“(…) Em geral e sobre o OLMC, gostaríamos de salientar que é fundamental que os agentes envolvidos nos procedimentos operacionais relacionados possam participar no processo de definição, uma vez que serão agentes muito afetados pelas mudanças e que uma transição O período é definido para a sua aplicação. Também consideramos crítico que os mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador sejam claros, completos e robustos, que as funções dos OLMC sejam definidas com muita clareza e que o aspecto dos OLMC não imponha um custo para os consumidores ou um custo adicional para os comercializadores que dificulte a concorrência..”</i></p>	<p>O Decreto-Lei n.º 38/2017, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), estabelece que o financiamento da atividade não pode constituir um agravamento de custos para os clientes finais.</p> <p>De acordo com o explicitado no documento justificativo do Regulamento Tarifário, será criada uma nova tarifa de OLMC de acordo com o princípio explícito legalmente. Refere-se ainda que os custos incorridos pela EDP Distribuição, enquanto entidade a quem foi atribuída transitoriamente a atividade de mudança de comercializador do setor elétrico, serão retirados da sua base de custos de forma a garantir que não existe qualquer acréscimo de custos para o consumidor final.</p>
<p><b>(Megasa)</b>  <i>“A adoção de uma tarifa específica de OLMC deverá refletir o racional de custos daqui decorrentes. Dado que a proposta de regulamento visa adotar a energia ativa como variável de faturação, mesmo que diferenciada por nível de tensão e de fornecimento, a MEGASA alerta para o impacto que esta medida poderá ter para os maiores consumidores de energia elétrica, situação que se não for convenientemente protegida aquando da publicação das</i></p>	<p>A existência futura de histórico de custos do OLMC irá permitir um melhor calibrar da base de custos a aceitar em cada ano.</p>

<b>2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>tarifas, desvirtuaria o racional de recuperação de custos com penalização dos maiores consumidores. Propomos por isso que não deve ser incorporado nenhum custo às tarifas derivado desta figura. Caso algum custo vier a ser incorporado à tarifa, o mesmo deve ser realizado em função do ponto de entrega e nunca em função do consumo.”</i></p>	
<p><b>(Solvay)</b>  <i>“Observamos a criação do operador logístico de mudança de comercializador e do gestor de garantias do SEN, o que certamente permitirá clarificar o serviço prestado, assim como os custos associados a essas actividades.                  Esta reorganização do sistema deve ser controlada de perto pela ERSE, pois ao aumentar-se a complexidade da estrutura corre-se o risco de aumentar o seu custo. Como, em Portugal, a competitividade dos consumidores electrointensivos é muito negativamente influenciada por tarifas de acesso elevadas, esta clarificação deve também ser traduzida numa redução dos custos totais do sistema.”</i></p>	
<p><b>(SIEAP)</b>  <i>“Sobre leituras de contadores e funcionários afetos à mudança de comercializador:                  a) Entendemos que somente o Operador de Rede de Distribuição deve efetuar as leituras de contadores e que tal deve ser vedado à ADENE / Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC). A nossa posição radica na importância da verificação do controlo de consumos de clientes com o verificado no PT e de melhor verificação de perdas de energia ou fraudes;                  b) Nada opomos a que a ADENE tenha acesso a valores de leituras desde que cumpridas formalidades legais de protecção de dados;</i></p>	<p>O quadro regulamentar agora proposto não alterou o regime de obrigações relativo à recolha de leituras dos equipamentos de medição.</p>

<b>2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>c) Caso se mantenha o previsto na alínea c) do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 38/2017, solicitação de trabalhadores pelo OLMC ao Operador de Rede, o SIEAP activará o diálogo com os trabalhadores abrangidos para a garantia da defesa dos seus direitos.”</i></p>	
<p><b>(Adene)</b>  <i>O texto do artigo 13.º do Regulamento define que “até à data de entrada em funcionamento do operador logístico de mudança de comercializador, nos termos da legislação específica, as atribuições daquele operador são desenvolvidas pelas seguintes entidades:[...]”. Parece à ADENE que esta redação não está em consonância com o DL 38/2017 por, de acordo com este documento o OLMC já se encontrar em funcionamento desde dia 1 de abril de 2017. Face ao exposto, propomos a redação do artigo 13.º passe a ser “até à conclusão da operacionalização do plano de transição do operador logístico de comercializador, nos termos da legislação em vigor, [...]”.</i></p>	<p>Regista-se o comentário efetuado pela ADENE. Tendo sido previamente identificada a questão, esta será revista em conformidade com o proposto.</p>
<p><b>(Adene)</b>  <i>“O n.º 3 do artigo 62.º considera como incluído na atividade de distribuição de energia elétrica a gestão do processo de mudança de comercializador, o que, no entanto, já não acontece, em virtude da entrada em vigor do DL 38/2017. Este define que a atividade em causa está separada da atividade de distribuição, sendo, por isso, autónoma da atividade de distribuição de energia elétrica. Propomos, por isso, que seja retirado deste artigo a referência à atividade de operador logístico de mudança de comercializador.”</i></p>	

<b>2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Adene)</b>  <i>“A atividade de OLMC, conforme referido no n.º 2 do artigo 3.º, “compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e gás, [...] disponibilizando aos consumidores finais o acesso fácil à informação a que têm direito”, sendo destacada a função de “prestação de informação personalizada aos consumidores de energia” (alínea c do mesmo artigo) em 5 âmbitos: “i) procedimento para a contratação de um serviço de fornecimento de gás e/ou de eletricidade; ii) tarifas adequadas a cada perfil de consumo, determinadas com base na informação detida por este operador e a pedido do consumidor; iii) tarifa(s) social(ais) existente(s) e aplicáveis; iv) Informação sobre procedimentos e prazos para os restabelecimentos de ligações; v) informações sobre utilização eficiente da energia, destinados a promover a eficiência energética e a utilização racional dos recursos; vi) outras informações relevantes para o consumidor de eletricidade e gás natural”.</i>  <i>Independentemente desta norma, o artigo 101.º do Regulamento, que regula a informação e proteção dos consumidores, nada diz sobre quaisquer obrigações de informação para com o do OLMC. Face a isto, vimos propor que seja previsto o OLMC poder contactar as empresas comercializadoras para feitos de obtenção de esclarecimentos, em linha com o DL 38/2017.”</i></p>	<p>No quadro da atividade regulamentada do OLMC, a atuação deste deve guiar-se pelo disposto nos Procedimentos de Mudança de Comercializador aprovados pela ERSE, bem como em demais regulamentação aprovada.</p>
<p><b>(Adene)</b>  <i>“Face à consagração dos serviços adicionais no novo n.º 4 do artigo 8.º e às exigências de informação e registo presentes no artigo 105.º e 105.º-A, e de forma a que OLMC assegure a execução das suas funções, é nossa sugestão que as propostas de fornecimento e as informações sobre serviços adicionais sejam disponibilizadas também ao OLMC, assegurando assim que os tarifários vão sendo devidamente atualizados.”</i></p>	<p>O aspeto referenciado não constitui matéria regulada no âmbito dos procedimentos de mudança de comercializador.</p>



<b>2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Adene)</b>  <i>“O n.º 2 do artigo 268.º do Regulamento define que “os operadores de redes são as entidades responsáveis pela leitura dos equipamentos de medição das instalações dos clientes ligadas às redes.”</i>  <i>Tomando em consideração que o DL 38/2017 determina, na alínea e) do n.º 2 do artigo 3.º que é função do OLMC a “recolha, armazenamento, tratamento e validação dos dados de consumo de eletricidade e gás natural”, é nossa sugestão que o OLMC possa ser incluído como entidade com capacidade de acesso a leituras, uniformizando os setores de eletricidade e gás natural.”</i></p>	<p>Esclarece-se que, nos termos da regulamentação já existente, o acesso por entidades terceiras a informação de consumo das instalações consumidoras é possível mediante a autorização dos respetivo titular para o efeito. Tal acesso, de forma estruturada, pode igualmente ser operacionalizado com a entidade regulamentarmente responsável por realizar as leituras e manter o histórico de consumos atualizado.</p>
<p><b>(APIGCEE)</b>  <i>“Esta reorganização do sistema deverá ser escrutinada de perto pela ERSE, pois com o aumento da complexidade da estrutura corre-se o risco de aumentar o seu custo. Simultaneamente importa clarificar de forma muito objectiva o tipo e o conteúdo do serviço prestado pelo OLMC. Como em Portugal a competitividade dos consumidores electrointensivos é muito negativamente influenciada por tarifas de acesso elevadas, esta clarificação deve também ser traduzida numa redução dos custos totais do sistema.”</i></p>	<p>O Decreto-Lei n.º 38/2017, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), estabelece que o financiamento da atividade não pode constituir um agravamento de custos para os clientes finais.</p> <p>De acordo com o explicitado no documento justificativo do Regulamento Tarifário, será criada uma nova tarifa de OLMC de acordo com o princípio explícito legalmente. Refere-se ainda que os custos incorridos pela EDP Distribuição, enquanto entidade a quem foi atribuída transitoriamente a atividade de mudança de comercializador do setor elétrico,</p>

<b>2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	serão retirados da sua base de custos de forma a garantir que não existe qualquer acréscimo de custos para o consumidor final.
<p><b>(Energia Simples)</b></p> <p><i>“(…)A questão chave é a quem serão, afinal, imputados tais encargos. Trará este mais um custo para as comercializadoras, vendo assim a sua margem, já pequena, ainda mais reduzida? (…)Ademais, no texto referente aos motivos justificativos à proposta de alteração ao RRC refere-se que “para recuperação dos proveitos permitidos com a operação logística de mudança de comercializador é estabelecido um relacionamento comercial entre o ORD em BT e o OLMC” - Que tipo de relacionamento comercial? Onde está previsto? O 68.5A, artigo à partida aplicável a esta matéria, só refere MT e AT.”</i></p>	A relação com ORD em BT trata-se de um lapso, sendo correta a formulação do articulado que menciona o ORD em MT e AT.
<p><b>(Gas Natural Fenosa)</b></p> <p><i>“Considera-se que a existencia da figura do OLMC não está suficientemente justificada e não se deve implicar um aumento de custos para os consumidores nem para os comercializadores, já que isto prejudica a concorrência e o aparecimento de novos comercializadores.”</i></p>	A este respeito esclarece-se que o Pacote legislativo de 2006 já previa a figura do operador logístico de mudança de comercializador. Na ausência de concretização desta entidade, a ERSE atribui transitoriamente esta atividade de mudança ao operador da rede de distribuição em MT e AT. Com a recente publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017 ficou concretizada a figura de operador logístico de mudança de comercializador, que passou agora a ter tradução regulamentar.

<b>2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(DECO)</b></p> <p><i>“Relativamente ao processo de mudança de comercializador, cumpre apresentar alguns comentários relativamente a questões que ficam por solucionar:</i></p> <p><i>-Exigência de envio de uma comunicação ao consumidor que apresente expressamente a data de início do fornecimento pelo novo comercializado</i></p> <p><i>-Necessidade de clarificar os procedimentos relativos ao direito de livre resolução dos contratos celebrados à distância e equiparados em caso de mudança de comercializador, nomeadamente, no que respeita à faturação emitida pelo novo comercializador, em caso de já ter ocorrido o switch.</i></p> <p><i>-O art. 1042/5 que consagra a obrigação de fornecimento pelo CUR, deverá incluir também as situações de resolução contratual, no prazo estabelecido no DL 24/2014 de 14 de fevereiro, no caso de contratos celebrados à distância ou fora do estabelecimento comercial quando o contrato cessado se encontrava celebrado com o CUR. Ainda nesta norma deverá ser clarificado o conceito de contratação ilegítima, que se deverá compatibilizar com o estipulado no DL 57/2008 de 26 de março.”</i></p>	<p>Os procedimentos de mudança de comercializador atualmente em vigor já contemplam a existência de um prazo para anulação da mesma, que pode conter, em motivos, os expressos no comentário dirigido à ERSE.</p> <p>Por outro lado, o quadro regulamentar também obriga a uma informação pré-contratual aos consumidores que deve ser esclarecedora dos termos da contratação e, consequentemente ajustada ao canal utilizado para a celebração dos contratos de fornecimento.</p> <p>Por fim, a referência regulamentar à contratação ilegítima é efetuada para aclarar situações anteriormente não previstas - mudança de comercializador sem habilitação para tal, que é detetada após os 45 dias previstos no procedimentos de mudança de comercializador para a sua retroversão – e, com isso, garantir que se remove um bloqueio procedimental atualmente existente.</p>
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“(…) CC concorda com a proposta da redação do RRC relativamente à concretização da figura do operador logístico de mudança de comercializador.”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento do Conselho Consultivo que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p>

**2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Autoridade da Concorrência)</b></p> <p><i>“(…) A AdC considera ser importante assegurar que a nova tarifa específica para a operação logística de mudança de comercializador não contribua para o aumento das tarifas de acesso as redes, pagas por todos os consumidores, em linha com a preocupação que a própria ERSE pretendeu acautelar.</i></p> <p><i>Com efeito, a transferência da atividade de mudança de comercializador de eletricidade, atribuída até agora a EDP Distribuição (EDPD), para a ADENE - Agência para a Energia, poderá ter associado um trade-off entre o previsível ganho de transparência e uma eventual perda de eficiência.</i></p> <p><i>Será, desta forma, importante assegurar que a eventual perda de eficiência associada à transferência da atividade de mudança de comercializador de eletricidade para uma entidade que inevitavelmente não detém o mesmo nível de conhecimento do mercado da EDPD, não desencadeie aumentos tarifários(…)”</i></p>	<p>A mudança de comercializador está sujeita a procedimentos previamente aprovados pela ERSE, que estabelecem, designadamente, prazos e deveres de reporte no desempenho desta atividade. A atribuição da atividade de operador logístico de mudança de comercializador a uma outra entidade, só por si, não altera o âmbito e a concretização dos referidos procedimentos. A ERSE no cumprimento das suas obrigações legais não deixará de continuar a monitorar a atividade de gestão de mudança de comercializador, de modo a garantir a sua eficácia, transparência e concordância com as regras aprovadas.</p> <p>O Decreto-Lei n.º 38/2017, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), estabelece que o financiamento da atividade não pode constituir um agravamento de custos para os clientes finais.</p> <p>De acordo com o explicitado no documento justificativo do Regulamento Tarifário, será criada uma nova tarifa de OLMC de acordo com o princípio explícito legalmente. Refere-se ainda que os custos incorridos pela EDP Distribuição,</p>

**2.11 CONCRETIZAÇÃO DA FIGURA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

enquanto entidade a quem foi atribuída transitoriamente a atividade de mudança de comercializador do setor elétrico, serão retirados da sua base de custos de forma a garantir que não existe qualquer acréscimo de custos para o consumidor final.



<b>2.12 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Endesa)</b></p> <p><i>“(...) os comercializadores devem transferir os pedidos de mudança de comercializador recebidos de clientes para a entidade responsável pela mudança de comercializador dentro de 5 dias úteis. No entanto, este prazo é insuficiente para realizar, com todas as garantias necessárias, os controles de qualidade nas mudanças de comercializador de BTN. Por este motivo, solicitamos que pelo menos para o BTN, o prazo seja de 10 dias úteis. Para o resto dos consumidores, só comentar que a delimitação de um termo pode ser contraditória nos casos em que, por exemplo, o consumidor queira contratar com antecedência.”</i></p>	<p>A ERSE considera que 5 dias úteis é um prazo suficientemente lato para acomodar a operativa dos comercializadores sem perda de consistência e segurança do próprio processo de contratação. A adoção deste prazo tem ainda como principal objetivo disciplinar o funcionamento do mercado retalhista, de modo a alinhar as expetativas dos clientes finais com a concretização contratual, o que resulta também em benefício dos próprios comercializadores.</p>
<p><b>(Gas Natural Fenosa)</b></p> <p><i>“(...) a GNF mostra-se contra o estabelecimento de prazos mínimos ou máximos para os agentes nomercado livre (comercializadores) no que diz respeito à sua gestão comercial. Também estamos contra o estabelecimento de penalizações devido ao edsrespeito destes prazos. Consideramos que, numa situação de mercado livre, é o mercado que deve valorizar a rapidez, eficiência, preço e qualquer outro valor acerscentado que os diferentes comercializadores disponham. Os prazos devem ser os definidos livremente pelos contratos celebrados. Consideramos que no caso dos prazos de reposição de servió, isto é particularmente grave, ja que são exageradamente reduzidos, tanto para o comercializador, como para o distribuidor.”</i></p>	
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>Na revisão regulamentar, a ERSE propõe que os comercializadores passem a dispor de um prazo máximo de 5 dias úteis para submeter, junto da entidade responsável, os pedidos que lhe sejam dirigidos pelos clientes.</i></p>	

**2.12 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

**Comentário**

*Considera-se adequada a definição de objetivos que permitam gradualmente a redução dos prazos de mudança de comercializador. No entanto, a IBERDROLA sugere que este prazo seja norteado, ao invés de por um indicador individual, por um indicador geral médio de 5 dias úteis, sem com isso invalidar a eventual definição simultânea de um indicador individual máximo de, por exemplo, 10 dias úteis. Entende-se que desta forma, poderão ser alojadas situações excepcionais que ultrapassem os 5 dias úteis sem que isso seja representativo da atuação recorrente de um comercializador. A alteração neste sentido permitiria aos comercializadores a adaptação atempada dos seus processos com vista a convergir para um padrão cada vez mais exigente. Importa ter em consideração as diferentes formas de contratação existentes no mercado bem como as eventuais verificações de venda e controlo documental que possam existir nos processos internos dos comercializadores e que necessitarão de uma reestruturação com o objetivo da progressiva redução dos tempos inerentes ao processo.*

*Acresce que a definição de um padrão individual de 5 dias úteis poderá ser um entrave no mercado para a entrada de novos comercializadores que não possuem ainda uma estrutura desenvolvida que lhes permita garantir que todas as situações, sem exceção, cumprirão com o padrão. Para além disso, tal alteração irá forçosamente implicar maiores investimentos por parte dos atuais comercializadores o que se refletirá naturalmente na estrutura de custos imputada ao cliente. Por isso, a IBERDROLA considera que a redução dos prazos de mudança de comercializador deve ser gradual e deve considerar as diferentes estruturas, dimensões e capacidades de adaptação dos diferentes comercializadores.*

**Observações da ERSE**



<b>2.12 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>Assim, sugere-se o estabelecimento de um padrão geral médio que permita abarcar situações excepcionais e acomodar eventuais contrariedades que surjam no processo, sem com isso desviar-se do objetivo último da progressiva redução dos prazos.</i></p>	
<p><b>(Energia Simples)</b>  <i>“(…)Passa a ser obrigatório que os comercializadores insiram na plataforma de mudança de comercializador os pedidos no prazo máximo de 5 dias úteis, prazo que consideramos razoável e já está a ser cumprido pela Energia Simples - regra anteriormente definida a nível interno.”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento dos operadores económicos que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b>  <i>“A EDP considera adequado o prazo de 5 dias úteis para que o comercializador submeta o pedido de mudança de comercializador na plataforma de mudança de comercializador. Contudo, em linha com o disposto no n.º 1 do artigo 69º do RQS, deveria igualmente estar prevista que a ativação de fornecimento comunicadas pelos comercializadores aos ORD deveria ocorrer até ao final do dia útil seguinte após a solicitação.”</i></p>	<p>A ativação de mudança de comercializador e do respetivo fornecimento está integralmente regulamentada nos Procedimentos de Mudança de Comercializador.</p>
<p><b>(DECO)</b>  <i>“-A introdução de um prazo de 5 dias úteis aplicável aos comercializadores, para introdução do pedido de switch na plataforma, é uma medida para a qual apresentamos a nossa total concordância, no entanto, consideramos que já existem atualmente condições para a redução gradual do prazo de switch. Relembrando aqui o documento do CEER-ACER Regulação da Energia: Uma Ponte para 2025, de setembro de 2014, que aponta para um prazo de 24h em 2025.”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento dos consumidores que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p>

**2.12 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

**(Conselho Consultivo)**

*“(...)defende o CC que deverão ser clarificadas as situações passíveis de não contabilização para estes prazos, nomeadamente as que são justificadamente alheias ao ORD e aos comercializadores, com são exemplo, as situações de objeção à mudança por existência de dívida para com o CUR. Sugere ainda o CC que se considere um prazo de adaptação a esta nova exigência, dado o esforço que as empresas terão que fazer para adaptação de procedimentos internos para o cumprimento do referido prazo. (...) entende o CC que existem condições para se reduzir os prazos máximos previstos nos procedimentos de mudança de comercializador, até porque a duração média deste processo já é inferior a este prazo. Neste sentido relembra o CC o objetivo de redução do prazo de switch para 24 horas, constante do Relatório conjunto do CEER e ACER: Regulação da Energia: Uma Ponte para 2025, de Setembro de 2014.”*

Esclarece-se que as situações de enquadráveis no comentário formulado pelo Conselho Consultivo se encontram explicitadas nos procedimentos de mudança de comercializador. A matéria agora regulamentada visa tão somente a atuação interna dos comercializadores, com posterior reflexo em pedidos e solicitações na plataforma que gere a mudança de comercializador.

**(EDP Distribuição)**

*“O n.º 6 do artigo 143.º refere que os pedidos relativos à cessação de contrato por iniciativa do cliente devem obrigatoriamente originar uma interrupção do fornecimento. No entanto, os procedimentos de mudança de comercializador atualmente em vigor preveem a possibilidade de existirem motivos de recusa para este tipo de pedidos. Torna-se, assim, necessário articular esta nova disposição do RRC com os novos procedimentos de mudança de comercializador a aprovar na sequência da constituição do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC).  
Ainda sobre os prazos de interrupção do fornecimento, considera-se que no n.º 5 do artigo 75.º devem ser salvaguardadas situações em que a interrupção do fornecimento tenha de*

Os Procedimentos de Mudança de Comercializador serão revistos de modo a acomodar as alterações que se entendam como necessárias.

O diferimento de datas previsto no n.º 5 do Antigo 75.º não impede que o agendamento da intervenção no local de consumo tenha em consideração o recurso a meios especiais, sendo um limite à máxima dilação temporal que pode ser efetuada para um intervenção no local de consumo.

<b>2.12 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>ser efetuada com recurso a meios especiais o que pode exigir um tempo mais alargado, superior a 5 dias.</i></p> <p><i>Sem prejuízo das observações anteriores, a EDP distribuição considera que esta proposta promove a articulação entre os comercializadores, o OLMC e os operadores de rede de modo a assegurar a interrupção do fornecimento a instalações sem contrato de fornecimento ativo. A celeridade neste processo é do interesse de todos os intervenientes no processo e previne a possibilidade de ocorrência de situações de consumo ilícito.”</i></p>	
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“Aviso prévio para interrupções por facto imputável ao cliente: A EDP Distribuição considera que o aviso prévio a que se refere o art.º 75º não deverá ter lugar nas situações a que se referem as alíneas d), e), f) e h) do nº 1 desta disposição regulamentar.”</i></p>	<p>A ERSE acolhe parcialmente o comentário formulado, nomeadamente em relação às alíneas f) e h). No que respeita às restantes matérias, a ERSE considera que deve ser concedida ao cliente a prerrogativa de correção das respetivas situações.</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>Na proposta de revisão regulamentar, a ERSE esclarece que, no caso dos clientes em BT, a interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente não pode ter lugar no último dia útil da semana ou na véspera de um feriado. A EDP Distribuição considera que esta proibição se deverá aplicar apenas à interrupção de fornecimento nas situações a que se referem as alíneas a), b), j) e k) do nº 1 do art.º 75º, excluindo, pois, situações em que a interrupção:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>deve ter lugar por razões de segurança (alíneas d) a f));</i></li> <li>• <i>decorre de comportamento ilícito do titular da instalação;</i></li> </ul>	<p>A ERSE reconhece a pertinência e acolhe parcialmente o comentário formulado, fazendo-se notar que requer um estrito e rigoroso cumprimento destas situações. A ERSE não deixará de reforçar a monitorização das interrupções de fornecimento, sob pena de enquadramento do regime sancionatório aplicável a estas situações.</p>

<b>2.12 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>decorre da inexistência de contrato de fornecimento.</i></li> </ul> <p><i>Adicionalmente, a EDP Distribuição considera que deverão ser excluídas da referida proibição quaisquer interrupções realizadas em virtude de agendamento do comercializador com o cliente para uma sexta-feira ou véspera de feriado.</i></p>	
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“Considera-se oportuno neste processo de revisão regulamentar clarificar o entendimento da ERSE no que respeita à data do pedido de mudança, dado esta poder ser alvo de diferentes interpretações, nomeadamente considerar que se trata da data de assinatura do contrato ou da data do pedido do comercializador no portal de mudança.</i></p> <p><i>A IBERDROLA solicita que a ERSE clarifique o conceito de data preferencial referido no artigo 150º, alínea e), bem como, o seu alcance e em que modos poderá o cliente indicar a mesma, não podendo esta data preferencial ser inferior ao prazo máximo definido no nº 1 do artigo 143º (3 semanas).”</i></p>	<p>Já no quadro regulamentar em vigor o conceito de data de mudança é absolutamente inequívoco, constituindo a data a partir da qual se transfere a responsabilidade de fornecimento da instalação para o novo comercializador.</p> <p>A ERSE considera absolutamente necessário que a prática dos comercializadores se conforme com o quadro regulamentar e com os respetivos Procedimentos de Mudança de Comercializador, adequando a sua atuação aos conceitos regulamentares.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>De acordo com a nova redação proposta para o nº6 do mesmo artigo, por acordo com o cliente, em caso de cessação de contrato, deverá obrigatoriamente ocorrer a interrupção do fornecimento.</i></p> <p><i>Ora, convém salvaguardar as situações em que posteriormente existe um novo contrato de fornecimento celebrado para a mesma instalação, não existindo no entender da</i></p>	<p>As situações referidas estão devidamente salvaguardadas nos procedimentos de mudança de comercializador.</p>

**2.12 PRAZO PARA A SUJEIÇÃO DE PEDIDOS NA PLATAFORMA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

*IBERDROLA, a necessidade de interrupção de fornecimento efetiva, nos casos, por exemplo, de alteração de proprietário ou arrendatário.*



**2.13 PRAZO PARA A INTERRUÇÃO DE FORNECIMENTO NA SEQUÊNCIA DE CESSAÇÃO DO CONTRATO A PEDIDO DO CLIENTE**

**Comentário**

**(Energia Simples)**

*“(...)Passa a ser obrigatório que os comercializadores solicitem interrupção de fornecimento na plataforma de mudança de comercializador os pedidos de desligamento no prazo máximo de 5 dias úteis, prazo que consideramos razoável e já está a ser cumprido pela Energia Simples -regra anteriormente definida a nível interno.”*

**Observações da ERSE**

Regista-se a este propósito um entendimento dos operadores económicos que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.





## 2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA

### Comentário

#### **(Acciona)**

*“Solicita-se uma data de revisão para a actualização da “Recomendação da ERSE N.º2/2011 (Rotulagem de Energia Eléctrica) pelos comercializadores” que permita como factor principal central da nova recomendação, a possibilidade de proporcionar um fornecimento 100% renovável antes do final do ano (2017), utilizando um processo participativo, com sessões públicas para comentários e opiniões de todos os agentes implicados. Esta Recomendação tem muita importância comercial, no actual âmbito da descarbonização do mix que se revela dia após dia, mais relevante.*

*Propõe-se uma revisão das regras operativas da Rotulagem de Energia Eléctrica.*

*Quanto à ROTULAGEM concretamente, é importante que seja possível a existência de um mix 100% renovável.*

*Propõe-se a alteração das obrigações no que respeita à informação a reportar, no sentido de desburocratizar a actuação dos comercializadores e sobretudo para otimizar o número de envios e prazos de entrega.*

*Vê-se uma clara intenção nas propostas, o que se revela bastante positivo: a. Tanto na possibilidade de existência de um mix 100% renovável (parece que está claro que é muito importante);*

*b. Como na simplificação da frequência no envio de informação: o ideal seriam envios anuais.*

*· O Regulamento deveria fixar datas limitas para publicação ou lançamento da regulação secundária pertinente, com os detalhes: seria interessante que estivesse publicada até final*

### Observações da ERSE

A formulação proposta visa uma revisão das disposições relativas à rotulagem de energia eléctrica, no sentido de efetuar uma redistribuição alternativa da energia acolhida em regimes jurídicos especiais, não inviabilizando a existência de comercializadores com um mix global 100% renovável.

Neste sentido, o quadro normativo subjacente à Recomendação da ERSE n.º 2/2011 será revisto de forma a acomodar todos os aspetos que motivaram a formulação proposta.

A ERSE não deixará de explicitar os termos concretos de cumprimento das regras de Rotulagem caso a revisão da Recomendação da ERSE n.º 2/2011 não se encontre em vigor no início do novo período regulatório.

2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA	
Comentário	Observações da ERSE
<p><i>do ano e dessa forma efectivar-se em 2018 (com o respectivo processo de informação e consulta pública para os interessados, etc)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· <i>Conteúdo: o enfoque na proposta de alterações ao RRC no que toca à ROTULAGEM, parece-nos bem, permitindo um mix 100% renovável, algo que não existe actualmente, mas é também necessário a alteração do respectivo cálculo. O regulamento deveria solicitar uma alteração à recomendação, ao cálculo actual que não é intuitivo nem real.</i></li> <li>· <i>Prazos: Parece-nos suficiente uma entrega anual de informação para comunicar à ERSE e respectiva publicação na WEB. Deveria ser dado um carácter firme a este ponto e também deveria ficar reflectido na Recomendação da ERSE.</i></li> </ul> <p><i>Como conclusão, é imprescindível a fixação de prazos para entrada em vigor desta regulação e para o lançamento da regulação secundária e clarificação de disponibilidade o mais imediata possível de um mix 100% renovável (de acordo com o sistema de G.O.).</i></p> <p><b>(APREN)</b></p> <p><i>“A APREN concorda com a alteração proposta para que os Comercializadores possam, de forma efetiva, contabilizar as aquisições de energia de origem exclusivamente renovável, de modo a que estejam habilitados a fornecer um portfolio 100% renovável, situação que até agora não se verificava. Para este efeito é essencial que esteja a funcionar um sistema de rotulagem de certificação através de Garantias de Origem (GO) ou de Certificados (RECS) de Origem, o que está previsto na legislação desde, pelo menos o ano de 2010 (DL n.º 23/2010). Chegou a estar em funcionamento entre 2012 e 2014 tendo, entretanto, sido suspenso impossibilitando as entidades de usufruírem deste mecanismo. Assim, não foi possível até agora colocar em funcionamento o mercado de “eletricidade verde”,</i></p>	

<b>2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>obstaculizando a que os fornecedores desta eletricidade sejam compensados pelo valor acrescentado do seu produto, o que se reflete por custos acrescidos para o sistema, pois estava previsto que os montantes recolhidos, numa primeira fase pelo Comercializador de Último Recurso, fossem orientados para o fundo ambiental e para a redução do défice.</i></p> <p><i>A APREN considera, pois, essencial a colocação em prática de legislação que possibilite a livre transação de eletricidade verde, através de implementação de um sistema de Garantias de Origem que crie oportunidade de escolha para o consumidor e que contribua para uma economia mais sustentável, tanto ambiental como economicamente.”</i></p>	
<p><b>(Endesa)</b></p> <p><i>“Obrigações de rotulagem: O artigo 133 da proposta de rotulagem do RRC altera certas datas para o cumprimento das obrigações (por exemplo, 30 de junho é excluído como prazo para envio à ERSE informações sobre as obrigações de rotulagem, etc.). Por conseguinte, seria aconselhável esclarecer como e quando cumprir com as obrigações de informação à ERSE derivadas da Rotulagem e também para esclarecer se a Recomendação 2/2011 fica sem efeito, uma vez que com a nova redação deste artigo, no mínimo, seria modificada.”</i></p>	
<p><b>(EDP Serviço Universal)</b></p> <p><i>“Determina o n.º 9 do artigo 133º que “as regras de cálculo da informação de rotulagem observam os princípios da simplicidade, transparência e liberdade de estabelecimento quanto às fontes de energia utilizadas pelos comercializadores e comercializadores de último recurso, devendo igualmente assegurar uma caracterização globalmente representativa dos reais impactes com o consumo de energia elétrica”.</i></p>	

<b>2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>Face ao proposto, considera-se que deverá ser clarificado o processo de cálculo do mix de rotulagem, nomeadamente, se se mantêm as regras e definições da recomendação 2/2011 emanada pela ERSE e a metodologia de repartição da energia de origem fóssil dos Produtores em Regime Especial (PRE).</i></p>	
<p><b>(Fortia)</b>  <i>“FORTIA considera muito conveniente a proposta de simplificar o processo de reporte sobre a rotulagem de energia elétrica, dado que, como mencionado no documento justificativo da proposta de alteração do RRC, existem dificuldades de implementação da Recomendação nº 2/2011. Em particular, estimamos que um reporte anual seria suficiente para cumprir o objetivo de informação ao consumidor.”</i></p>	<p>A proposta de revisão visa também uma alteração de parte das obrigações de reporte e de informação, no sentido de desburocratizar a atuação dos comercializadores, sem perda de valor informativo ao consumidor de eletricidade.</p>
<p><b>(Enforcesco)</b>  <i>“Concordamos com o descrito na proposta pois a referida recomendação de 2011 introduziu uma complexidade administrativa, que recaiu também sobre os comercializadores, que deixou de fazer sentido à luz do mercado atual, desta forma propomos que a periodicidade de envio de informação ao regulador seja reduzida para um período semestral ou mesmo anual, mantendo o intuito de informação ao cliente final.”</i></p>	<p>Neste sentido, o quadro normativo subjacente à Recomendação da ERSE n.º 2/2011 será revisto de forma a acomodar todos os aspetos que motivaram a formulação proposta.</p>
<p><b>(Energia Simples)</b>  <i>“(…)Sugerimos uma uniformização dos prazos indicados na Recomendação n.2 2/2011 com os estipulados no RRC, bem ainda como os que constam nos relatórios anuais da ERSE que aferem o cumprimento dos normativos relativos à rotulagem energética, uma vez que os mesmos se encontram dispersos pelos vários textos. Neste sentido, entendemos que a simplificação da mecânica de reporte não está concretizada.”</i></p>	<p>Sem prejuízo de um crescente esforço na convergência de prazos para reporte de informação, a supervisão da ERSE tem por base recolha de informação diversa em momentos distintos.</p>

<b>2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	<p>A revisão regulamentar teve, no seu espírito, o reforço das condições de transparência do mercado retalhista, que se traduzem num benefício para o mercado como um todo, assim como para todos os agentes que nele intervêm.</p> <p>Neste sentido, importa ter presente que para o desenvolvimento de uma supervisão eficaz é necessário um reporte de informação eficaz e fiável.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Determina o n.º 9 do artigo 133º que “as regras de cálculo da informação de rotulagem observam os princípios da simplicidade, transparência e liberdade de estabelecimento quanto às fontes de energia utilizadas pelos comercializadores e comercializadores de último recurso, devendo igualmente assegurar uma caracterização globalmente representativa dos reais impactes com o consumo de energia elétrica”.</i></p> <p><i>Face ao proposto, considera-se que deverá ser clarificado o processo de cálculo do mix de rotulagem, nomeadamente, se se mantêm as regras e definições da recomendação 2/2011 emanada pela ERSE e a metodologia de repartição da energia de origem fóssil dos Produtores em Regime Especial (PRE).”</i></p>	<p>A formulação proposta visa uma revisão das disposições relativas à rotulagem de energia elétrica, no sentido de efetuar uma redistribuição alternativa da energia acolhida em regimes jurídicos especiais, não inviabilizando a existência de comercializadores com um mix global 100% renovável.</p> <p>O quadro normativo subjacente à Recomendação da ERSE n.º 2/2011 será revisto de forma a acomodar todos os aspetos que motivaram a formulação proposta.</p>
<p><b>(Gas Natural Fenosa)</b></p> <p><i>“No artigo 13, expõe-se a informação a incluir na Rotulagem, referente à origem da energia, e outras informações comerciais. No entanto, faz falta referências para o desenvolvimento de um</i></p>	<p>A Recomendação da ERSE n.º 2/2011, sobre rotulagem de energia elétrica, possibilita a utilização de comprovativos de origem para efeitos de rotulagem.</p>

<b>2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>mecanismo de certificação de garantias de origem, semelhante ao que acontece em Espanha, e de acordo com a legislação europeia.</i></p> <p><i>Recordamos que o artigo 15 da Directiva 2009/28/CE, estabelece os mecanismos adequados para assegurar que as garantias de origem se deiam, se transfiram e se cancelem electronicamente, e que sejam exacta, fiáveis, e resistentes a qualquer tipo de fraude.</i></p> <p><i>No documento justificativo que acompanha a proposta, explica-se que um comercializador pode adquirir garantias de origem e outros certificados equivalentes a toda a energia comercializada, mas não existe nenhum mecanismo que permita mostrar-lo na Rotulagem.</i></p> <p><i>Em Portugal não existe entidade certificadora como a CNMC de Espanha (e como a ERSE foi até Dezembro de 2015).</i></p> <p><i>Pelo comentado anteriormente, consideramos necessário que se voltem a estabelecer as funções que a ERSE desempenhava com o entidade certificadora de garantias de origem, e se estabeleça o desenvolvimento normativo necessário em matéria de garantias de origem da electricidade procedente de renováveis, e de cogeração de alta eficiência. ”</i></p>	<p>Atualmente, as funções relativas ao sistema português de Garantias de Origens são desempenhadas pela Direção Geral de Energia e Geologia enquanto Entidade Emissora de Garantias de Origem.</p> <p>A revisão regulamentar visou integrar no quadro normativo a adoção de regras sobre a explicitação de informação sobre impactes ambientais do consumo de electricidade, permitindo que a metodologia assegure a possibilidade de contabilização de garantias de origem, assegurando-se que se evita a dupla contagem.</p> <p>O quadro normativo subjacente à Recomendação da ERSE n.º 2/2011 será revisto de forma a acomodar todos os aspetos que motivaram a formulação proposta.</p>
<p><b>(DECO)</b></p> <p><i>“A comercialização de opções tarifárias "verdes" ou 100% renovável é uma matéria que tem merecido a preocupação da DECO, dado o risco que se corre de práticas que possam consubstanciar publicidade enganosa (greenwashing).</i></p> <p><i>Assim, compreendendo a intenção da ERSE de criar condições para a possibilidade de comercializar estas ofertas, a DECO recomenda que seja dado especial enfoque na monitorização destas ofertas.</i></p>	<p>O quadro regulamentar da rotulagem permite dotar os clientes da informação sobre a origem da energia elétrica, sinalizando quando a oferta comercial não garante uma origem 100% verde.</p>

<b>2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>O consumidor não tem capacidade para verificar se a oferta é verdadeiramente 100% renovável, não existem em Portugal processos de certificação organizados por entidades independentes que possam demonstrar esta verificação, ou outros modelos que imprimam confiança nesta opção tarifária.</i></p> <p><i>Assim a comercialização de ofertas verdes deverá ser acompanhada de perto e deverá ser definida uma estratégia de verificação/certificação das mesmas, de forma a assegurar-se que o consumidor que opte por estas tarifas possa inequivocamente verificara veracidade das mesmas.”</i></p>	<p>A ERSE acompanha e monitoriza a informação utilizada para efeitos de rotulagem, estando-se, neste sentido, a certificar a qualidade da informação prestada aos consumidores para livremente formularem as suas escolhas.</p>
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“Com os desenvolvimentos do mercado retalhista verifica-se uma tendência crescente para os comercializadores apresentarem ofertas com um mix 100% renovável, o que, pelo desenho das regras atualmente em vigor, é inviabilizado. Assim, o CC vê como positiva as alterações regulamentares propostas, possibilitando a apresentação de ofertas de comercialização 100% renováveis para a globalidade da carteira de um determinado comercializador, salvaguardando a não existência de duplas contagens e a aderência ao mix de produção. De igual modo, espera-se que as alterações propostas no que concerne à mecânica de reporte e conteúdos venha trazer uma maior simplificação de procedimentos para os comercializadores. No entanto, considera o CC que o cálculo do mix de rotulagem deverá ser clarificado, considerando que vai ser possível haver comercializadores que ofereçam energia 100% renovável, em particular, como passa a ser feita a repartição da energia fóssil dos PRE. Face às alterações propostas, o CC recomenda que a ERSE proceda à publicação de uma nova Recomendação que substitua a atual Recomendação n.º</i></p>	<p>O quadro normativo subjacente à Recomendação da ERSE n.º 2/2011 será revisto de forma a acomodar todos os aspetos que motivaram a formulação proposta.</p>

**2.14 ROTULAGEM DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Comentário**

*2/2011, tendo em conta a informação disponível, os prazos necessários para adaptação dos processos a esta nova realidade e o modelo de gestão das Garantias de Origem.”*

**Observações da ERSE**



<b>2.15 MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Acciona)</b>  <i>“Nesta revisão propõe-se o alargamento do prazo para revisões trimestrais ou semestrais, com o objectivo claro de simplificar o processo.”</i></p>	<p>A ERSE acolhe parcialmente o comentário, esclarecendo-se no texto regulamentar que a periodicidade mensal se refere à verificação das garantias prestadas e não necessariamente à sua atualização. A todo o tempo, os agentes de mercado, conhecendo a sua atuação em mercado e a expectativa quanto ao futuro imediato dessa mesma atuação, podem adequar a garantia prestada de forma a minimizar o número de situações em que esta é atualizada.</p>
<p><b>(Energia Simples)</b>  <i>“(…)Deste modo, entendemos que a avaliação deverá ser feita não menos do que trimestralmente, ao invés de mensalmente, para evitar que os meses com uma maior oscilação de mercado possam comprometer o histórico de cumprimento.”</i></p>	
<p><b>(Iberdrola)</b>  <i>“(…) a atualização mensal da garantia acarreta excessivos custos administrativos associados à prestação de garantias afetando essencialmente os novos entrantes e comercializadores de dimensão mais reduzida.”</i></p>	
<p><b>(APEQ)</b>  <i>“A criação do operador logístico de mudança de comercializador e do gestor de garantias do SEN, não poderá implicar custos adicionais para o consumidor, competindo à ERSE desenvolver um modelo organizativo que permitia este pressuposto.”</i></p>	<p>A atividade do gestor de garantias do SEN deverá ser regulada pela ERSE, de modo a que tenha custos de operação eficientes e garantindo a prestação de serviço ao GGS e aos agentes de mercado, com o objetivo de reduzir o risco sistémico inerente à atividade dos agentes de mercado.</p>
<p><b>(EDP - Energias de Portugal)</b>  <i>“A ideia de existir um gestor central e independente na gestão destas garantias poderá ser benéfica, dado que esta entidade terá uma visão transversal e congregada de todo o</i></p>	<p>O período de cobertura da garantia terá em consideração o perfil de risco da entidade e a probabilidade associada a incumprimentos referentes a pagamentos e/ou reposição das</p>

<b>2.15 MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>sistema, ao invés do que sucede hoje com os GGS e ORD, que acabam por ter uma visão limitada às atividades que desempenham.</i></p> <p><i>(...) Assim, qualquer que seja a solução criada, esta entidade deverá estar dotada de poderes efetivos de enforcement das suas atribuições e decisões.</i></p> <p><i>(...)o que resulta globalmente num prazo que no mínimo rondará os 75 dias.(...) definir que a garantia prestada garanta um período superior aos 45 dias atualmente previstos.”</i></p>	<p>garantias. As matérias que regulam a atividade do gestor de garantia serão aprovadas em regulamentação complementar prevista no RRC.</p>
<p><b>(EDP - Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(...) esta decisão deveria ser precedida de estudos económicos e jurídicos de modo a avaliar de forma rigorosa esta solução face à alternativa que seria manter as regras atuais com aperfeiçoamentos, nomeadamente nas questões referidas nos pontos anteriores, e acompanhadas de mecanismos de monitorização por parte da ERSE.”</i></p>	<p>A adoção do modelo regulamentar de gestão de garantias foi precedida de uma consulta pública específica a todos os agentes de mercado, de modo a recolher a maior abrangência de sensibilidades sobre este tema. É intenção da ERSE que a alteração regulamentar se funde em robustez económica e jurídica bastante, compaginada com um quadro de maior eficácia e eficiência do modelo de garantias a implementar.</p>
<p><b>(EDP - Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(...)sendo que o conteúdo da mesma deverá naturalmente ser antecedido de consulta pública. Na subregulamentação a publicar, deverá ser explícito o modo de prestação de garantias, o relacionamento com os beneficiários da prestação das garantias e as regras de repartição entre os beneficiários finais da prestação das garantias em situações de insuficiência de cobertura das obrigações, assim como, mais concretamente, a favor de que entidade serão prestadas as garantias, quem assegura eventuais remunerações negativas</i></p>	<p>As matérias que regulam a atividade do gestor de garantia serão aprovadas em regulamentação complementar prevista no RRC.</p>

<b>2.15 MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>(no caso de depósitos bancários, por exemplo) ou como se assegura a delimitação de responsabilidades.”</i></p>	
<p><b>(EDP - Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(…)consideramos importante que as linhas de crédito sejam também mencionadas explicitamente como sendo um dos possíveis meios de prestação de garantias.”</i></p>	
<p><b>(EDP - Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(…)“deve proceder-se a uma atualização mensal do valor da garantia”. (…). Esta poderá passar, por um lado, por uma avaliação mensal do valor a garantir por cada agente, devendo a garantia ser atualizada nos casos em que resulte em uma variação do valor que ultrapassasse os 10%.”</i></p>	<p>A ERSE terá em consideração a proposta da EDP na elaboração da regulamentação complementar prevista no RRC, que regula as matérias inerentes à atividade do gestor de garantia, no qual será também alvo de consulta dirigida aos interessados.</p>
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“(…) o CC considera que a ERSE deve reforçar os mecanismos de supervisão e monitorização das garantias prestadas pelos agentes de mercado ponderando os custos desta nova atividade e do reforço de controlo de riscos com os respetivos benefícios para o SEN.</i></p> <p><i>(…) apesar do CC considerar que a proposta de atualização mensal do valor de garantia poderá constituir um encargo excessivo e desproporcionado, em especial, para os pequenos comercializadores, entende que a ERSE deve ponderar esta revisão de prazos ou a criação de outros mecanismos alternativos de controlo do risco (revisão do montante da garantia em função da variação do valor da carteira, revisão do valor da garantia inicial, etc.”</i></p>	<p>A adoção do modelo regulamentar de gestão de garantias foi precedida de uma consulta pública específica a todos os agentes de mercado, de modo a recolher a maior abrangência de sensibilidades sobre este tema. É intenção da ERSE que a alteração regulamentar se funde em robustez económica e jurídica bastante, compaginada com um quadro de maior eficácia e eficiência do modelo de garantias a implementar.</p>

<b>2.15 MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	<p>Quanto à proposta da atualização mensal do valor da garantia, a ERSE esclarece, no novo texto regulamentar, que a periodicidade mensal se refere à verificação das garantias prestadas e não necessariamente à sua atualização. A todo o tempo, os agentes de mercado, conhecendo a sua atuação em mercado e a expectativa quanto ao futuro imediato dessa mesma atuação, podem adequar a garantia prestada de forma a minimizar o número de situações em que esta é atualizada.</p>
<p><b>(Galp)</b>  <i>“(..).deverão ser estabelecidos critérios objetivos e transparentes de alocação dos valores entre os operadores, em situação de incumprimento;</i>  <i>ii. A verificação mensal do valor da garantia parece excessivamente penalizadora em termos de custos de emissão, além de criar uma sobrecarga burocrática para os stakeholders envolvidos no processo (comercializadores, operadores de redes e gestor do sistema) que poderia ser aliviada se a verificação fosse, por exemplo, trimestral;</i>  <i>iii. Dever-se-ia aproveitar este momento de revisão dos regulamentos para definir os procedimentos a seguir em situação de inabilitação de agente de mercado, nomeadamente em termos da migração dos seus clientes para o CUR, que continua em aberto;</i>  <i>(...) sugestão de ser analisada na próxima revisão regulamentar do SNGN, o alargamento da atividade de gestão das garantias ao conjunto dos dois setores</i></p>	<p>A ERSE acolhe parcialmente o comentário, esclarecendo-se no texto regulamentar que a periodicidade mensal se refere à verificação das garantias prestadas e não necessariamente à sua atualização. A todo o tempo, os agentes de mercado, conhecendo a sua atuação em mercado e a expectativa quanto ao futuro imediato dessa mesma atuação, podem adequar a garantia prestada de forma a minimizar o número de situações em que esta é atualizada.</p> <p>A consulta específica, realizada pela ERSE, a respeito do modelo de gestão de garantias previa já um possível</p>

<b>2.15 MODELO DE GESTÃO DE RISCOS E GARANTIAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	enquadramento deste ao setor elétrico e ao setor do gás natural.
<p><b>(Autoridade da Concorrência)</b></p> <p><i>“13. Considera-se que existem aspetos positivos a realçar relacionados com esta alteração regulamentar. Desde logo se destaca que a aferição integrada do risco permite aos comercializadores e produtores reduzirem os custos com a constituição das garantias, que antes estavam dispersas por várias entidades.”</i></p>	<p>A atividade do gestor de garantias do SEN deverá ser regulada pela ERSE, de modo a que tenha custos de operação eficientes e garantindo a prestação de serviço ao GGS e aos agentes de mercado, com o objetivo de reduzir o risco sistémico inerente à atividade dos agentes de mercado.</p>



<b>2.16 AGREGAÇÃO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(APREN)</b></p> <p><i>“O conceito de facilitador é o atualmente desempenhado pelo CUR (Comercializador de Último Recurso), que agrega toda a produção PRE e que faz ofertas em mercado, minimizando desvios e criando sinergias por efeito de escala, o que induz ganhos em toda a cadeia de valor desde a produção, passando pela gestão e operação da rede e pelas ofertas em mercado.</i></p> <p><i>2. O CUR tem atualmente na sua carteira centenas de produtores PRE de pequena e média dimensão, das mais diversas tecnologias, como eólicas, solares, hídricas e cogeração quer de origem renovável quer fóssil. Nessa medida, o CUR pode, pois, fazer uma gestão eclética da oferta e de colocação em mercado de todo este conjunto de produção de forma agregada, com custos unitários reduzidos e com desvios mitigados pelo efeito de escala, pela diversidade de atores e pela sua dispersão geográfica.</i></p> <p><i>3. Os pequenos produtores PRE que terminam o período de tarifa garantida são de momento e até ao final de 2020 muito poucos. É incluída nestas condições apenas uma central eólica de 18 MW e cinco ou seis pequenas centrais hídricas que, excluindo as do grupo EDP, pertencem a diferentes proprietários e de diferentes características não correlacionáveis.</i></p> <p><i>4. Os comercializadores que estejam disponíveis para aceitar negociar a produção de uma destas centrais, não têm possibilidade de constituir uma carteira diversificada e, portanto, o conceito de facilitador referido pela ERSE não se cumpre.</i></p> <p><i>5. É preciso fazer notar que não existe nenhuma correlação entre a previsão de uma central eólica localizada na região Oeste e de uma hídrica no interior centro do País, pelo que, mesmo que houvesse um comercializador que ficasse com a produção da central eólica e de</i></p>	<p>Na concretização da possibilidade de agregar PRE com remuneração de mercado por um comercializador em regime de mercado, já prevista na legislação em vigor, existem vantagens para o sistema elétrico nacional quanto à prestação do serviço, designadamente, através do efeito de agregação em carteira, no qual minimiza o desvio total de produção.</p> <p>A proposta de redação vertida no texto regulamentar visa clarificar a atividade exercida por um comercializador enquanto agregador de produção em regime especial, no âmbito do artigo 33.º-G do Decreto-lei 215-B/2012, de 8 de outubro.</p>

<b>2.16 AGREGAÇÃO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>um ou duas centrais hídricas, não conseguiria ganhar dimensão para otimizar o modelo de previsão que pudesse minimizar erros de desvios. O conceito de mitigação inerente à figura de “facilitador” previsto na legislação (DL ° 215-A e 215/B) não é, pois, conseguido.</i></p> <p><i>6. O novo pacote legislativo europeu prevê que os mercados se adaptem às características da oferta de produção das novas fontes renováveis, eólica ou solar, nomeadamente no que se refere à possibilidade de fazer ofertas com maior proximidade ao tempo real e à menor granularidade de cada oferta individual. Ora acontece que o MIBEL ainda está organizado pelas ofertas diárias e intradiárias (com 6 horas de decalagem face ao tempo real) muito longe do objetivo da legislação europeia de ofertas mais próximas do tempo real (no mínimo horárias), a que se acrescenta o valor da unidade mínima de granularidade da oferta que pode ser feita que é de 100 kWh, valor muito elevado para as características de pequenos produtores renováveis e de muito maior dimensão do que eles podem oferecer.</i></p> <p><i>7. As centrais PRE renováveis que agora deixam de ter tarifa regulada e que, portanto, ficam expostas às regras gerais do mercado, têm um número muito elevado de períodos horários em que a produção é inferior a 100 kWh ficando, portanto, impedidas na prática de acederem ao mercado.”</i></p>	



<b>2.17 PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(APEQ)</b>  <i>“discordância sobre a exclusão dos clientes remunerados pela prestação do serviço de interruptibilidade.(...)”</i>  <i>A proposta da ERSE, tal como apresentada, não contribui para a participação dos grandes consumidores, de onde poderá resultar a redução do impacto desses serviços, ou induzir custos acrescidos na tentativa de agregar consumos de mais difícil gestão para atingir o mesmo nível de prestação de serviço.”</i></p>	<p>Relativamente à exclusão dos clientes remunerados pela prestação de serviço de Interruptibilidade na participação no mercado de serviços de sistema, é do entendimento da ERSE que não devem ser criadas condições para duplicação de remuneração por serviços prestados de âmbito semelhante.</p>
<p><b>(APREN)</b>  <i>“Em conceito, a APREN considera que os clientes que atualmente estão abrangidos pelo serviço de interruptibilidade, não devem ser excluídos deste novo mecanismo pois cada um destes mecanismos, interruptibilidade e serviços de sistema, tem um objetivo e finalidade distinta. A interruptibilidade é um serviço de reserva estratégica de potência, enquanto os serviços de sistema constituem uma necessidade de gestão do sistema que é fornecido em condições de mercado competitivo a que pode aderir qualquer agente oferecendo montantes/valor de disponibilidade de potência para subir ou descer, para assegurar o menor custo possível ao sistema, ou seja, ao consumidor.”</i></p>	
<p><b>(Fortia)</b>  <i>“A FORTIA considera a inclusão da procura como fornecedor de serviços de sistema um importante avanço na regulação do setor elétrico português, mas vê na exclusão dos consumidores interruptíveis uma discriminação que, além de prejudicar a este coletivo(…)”</i>  <i>“(…) Os serviços do sistema de interruptibilidade e de reserva de regulação são produtos distintos e compatíveis(…)”</i></p>	

<b>2.17 PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>(...) Existe, por tanto uma prioridade em na prestação dos serviços, sendo a interruptibilidade preferencial, o que evita qualquer dúvida na aplicação(...)</i></p>	
<p><b>(Megasa)</b></p> <p><i>“Tratando-se de serviços distintos, já que o serviço de interruptibilidade visa a segurança do sistema e os serviços de sistema/regulação visam também a gestão e otimização económica, a MEGASA observa que nada impede a prestação de ambos os serviços pelo que não concorda com esta exclusão.</i></p> <p><i>(...)Propomos, por isso, que os regulamentos considerem viável a uma empresa consumidora a prestação de serviços de sistema, mesmo que seja também prestadora do serviço de interruptibilidade.”</i></p>	

<b>2.17 PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Solvay)</b></p> <p><i>“Também não compreendemos por que motivo, em países que concorrem directamente com a nossa economia, os grandes consumidores, independentemente dos benefícios que o regulador confere ao seu estatuto (ex.: a França atribui um desconto de 90% nas tarifas de acesso aos electrointensivos), podem prestar outros serviços à rede, com as respectivas remunerações associadas, enquanto em Portugal os consumos de clientes remunerados pelo serviço de interruptibilidade não podem ser utilizados para a prestação de outros serviços de sistema.”</i></p> <p><i>“(…)que, para não permitir a existência de mecanismos de remuneração duplicados, os consumos de clientes remunerados pela prestação do serviço de interruptibilidade não podem ser utilizados para a prestação de outros serviços de sistema.”</i></p>	
<p><b>(APIGCEE)</b></p> <p><i>“(…)O documento justificativo da Proposta de Alteração ao Regulamento das Relações Comerciais (RRC) afirma claramente que, para não “permitir a existência de mecanismos de remuneração duplicada os consumos de clientes remunerados pela prestação do serviço de interruptibilidade não podem ser utilizados para a prestação de outros serviços de sistema.</i></p> <p><i>(…)Os serviços de sistema que visam a optimização do SEN serão utilizados na exploração corrente e não colidem com o serviço de interruptibilidade, que está claramente definido em legislação específica. Um consumidor poderá alocar potências diferentes aos vários serviços, pois a frequência de utilização, assim como a disponibilidade para aceitar perturbações no processo produtivo, pode variar para cada tipo de serviço.</i></p>	

<b>2.17 PARTICIPAÇÃO DA PROCURA NA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>(...)A proposta avançada pela ERSE fará com que os grandes consumidores sejam excluídos deste tipo de serviços de sistema, podendo reduzir significativamente o seu impacto, ou induzir custos acrescidos na tentativa de agregação de consumos de mais difícil gestão para atingir o mesmo nível de prestação de serviço.”</i></p>	
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>3.No entanto, entende o CC, que poderá ser vantajoso para o funcionamento do SEN, que os consumidores que participam no serviço de interruptibilidade possam cumulativamente participar na prestação de outros serviços de sistema, salvaguardando-se o respeito pelas respetivas especificidades técnicas e regulamentação em vigor.”</i></p>	
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“A EDP concorda com a proposta da ERSE que visa assegurar condições de igualdade de participação do consumo na prestação de serviços de sistema, prevendo esta participação a comercializadores e clientes enquanto responsáveis pela programação de consumos.”</i></p>	<p>Regista-se a este propósito um entendimento dos operadores económicos que é alinhado com a motivação expressa pela ERSE para a alteração regulamentar.</p>

<b>2.18 MECANISMO DE RESERVA DE SEGURANÇA DO SEN</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(APREN)</b>  <i>“APREN concorda com a proposta de revisão regulamentar que prevê que as disposições relativas ao mecanismo de garantia de potência (reserva de segurança), que alarga o tipo de entidades que, enquanto agentes de mercado, podem oferecer tais serviços, não se restringindo apenas aos agentes detentores de centros eletroprodutores em regime ordinário, mas também nomeadamente ao CUR que agrega a produção em regime especial.”</i></p>	<p>A ERSE procurou adaptar o RRC de acordo com a legislação em vigor, designadamente, a Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, que estabelece o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado.</p>
<p><b>(Fortia)</b>  <i>“(…)a FORTIA acredita que a participação da procura no mecanismo de leilão para reserva de segurança, previsto na Portaria nº 41/2017, deve ser permitida aos consumidores independentemente de que estes prestem outros serviços ao sistema.”</i></p>	<p>Relativamente à exclusão dos consumidores remunerados pela prestação de serviço de Interruptibilidade no mecanismo de leilão para reserva de segurança, previsto na Portaria nº 41/2017, é do entendimento da ERSE que não devem ser criadas condições para duplicação de remuneração por serviços prestados de âmbito semelhante.</p>



**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

Comentário	Observações da ERSE
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“A proposta da ERSE pode conduzir a encargos de ligação à rede muito variáveis em função do ponto de ligação à rede, podendo assumir valores muito elevados caso seja necessário proceder a reforços na rede de montante.</i></p> <p><i>O CC recomenda à ERSE que, no que se refere ao pagamento de encargos de participação na rede, seja analisada a possibilidade de aplicação às instalações consumidoras com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA um modelo semelhante ao aplicável a instalações em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA que passaria pela aplicação de um valor a aprovar pela ERSE (em €/kVA requisitado), a devolver às tarifas.”</i></p>	<p>A proposta de RRC submetida a consulta visou a clarificação do tratamento a dar às requisições de ligação de instalações consumidoras e aumento de potência requisitada em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA.</p> <p>Assim, foi proposto que o requisitante seja responsável pela totalidade dos encargos relativos à ligação da sua instalação à rede (elemento de ligação) e, relativamente a eventuais reforços de rede necessários para satisfazer a requisição, a regra proposta foi a de responsabilizar o requisitante, no caso da RND, pela totalidade do encargo relativo ao reforço de rede (exceto a componente de eventual sobredimensionamento decidido pelo ORD) e, no caso da RNT, por uma parte do custo do reforço, a determinar em cada situação pela ERSE, com base em proposta do ORT fundamentada numa análise custo-benefício. A proposta submetida a consulta veio ainda estabelecer o pagamento de serviços de ligação associados às requisições de ligação para este tipo de instalações consumidoras.</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“A proposta da ERSE introduz dois novos conceitos que se consideram de difícil aplicação:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Requisitantes suportam os encargos com os reforços de rede necessários para concretizar a ligação, incluindo reforços da rede a montante do ponto de ligação;</i></li> <li>• <i>...”</i></li> </ul>	
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“O tratamento diferenciado para o mesmo nível de tensão (MT) no que diz respeito à participação nos reforços de rede pode gerar situações em que uma requisição de potência superior a 2 MVA possa ter encargos inferiores a uma requisição para uma potência inferior a 2 MVA.</i></p> <p><i>Por sua vez, quando for necessário um reforço da rede num nível de tensão superior, a sua execução introduzirá um incremento muito significativo nos custos dessa requisição, bem</i></p>	

<b>2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>como um aumento significativo na disponibilidade de potência, sem que daí resulte qualquer sobredimensionamento associado à requisição.</i></p> <p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“A EDP Distribuição considera que o modelo vigente tem funcionado de forma adequada. O único ponto que tem suscitado algumas reclamações de clientes diz respeito ao valor cobrado por KVA requisitado relativamente à participação nas redes. Este valor foi definido pela EDP Distribuição com base em estudos técnicos e económicos.</i></p> <p><i>Pelas razões anteriormente apresentadas, a EDP Distribuição considera que seria de manter a regulamentação atual, complementada com novas regras relativamente aos valores a cobrar a título de participação nas redes, que passariam a ser aprovados pela ERSE.</i></p> <p><i>A EDP Distribuição considera que a definição de preços regulados para a participação nas redes (€/kVA requisitado) corresponderia a uma solução mais adequada do que a proposta pela ERSE. Acresce que a aplicação da proposta da ERSE se afigura potenciadora de conflitos e introduz maiores complexidades para os ORD, designadamente no que se refere à aplicação do conceito de sobredimensionamento do reforço das redes (quantificação e fundamentação das situações de sobredimensionamento).</i></p> <p><i>Nestes termos, a EDP Distribuição considera mais razoável que a participação na rede continue a ser paga por todos os requisitantes em função da potência requisitada, através da aplicação de um preço regulado (€/kVA) aprovado pela ERSE.”</i></p> <p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p>	<p>Os comentários do Conselho Consultivo, da EDP Distribuição, da EDP - Energias de Portugal e da EEM, defendem a aplicação, para este tipo de instalações consumidoras, de um modelo semelhante ao que já é aplicado para requisições de ligação de instalações consumidoras em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA e para BT. Os argumentos invocados na crítica à proposta da ERSE referem uma complexificação do processo de requisição face ao que vigora atualmente, uma potenciação de conflitos, uma elevada variabilidade dos encargos, que podem assumir valores extremamente elevados quando seja necessário proceder a reforços na rede e a possível ocorrência de situações de iniquidade em que, no mesmo nível de tensão, requisições de instalações com potências superiores poderiam suportar encargos inferiores às requisições de instalações com potências inferiores.</p> <p>Relativamente aos argumentos de complexificação e potencial aumento de conflitualidade nos processos de requisição, a ERSE entende que a sua proposta clarifica a</p>



<b>2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>“A EDP considera que estas propostas de alteração vêm complicar o processo de ligação às redes de instalações de grandes clientes, caracterizadas por assumirem grande especificidade.</i></p> <p><i>O modelo vigente tem funcionado de forma adequada. O único ponto que tem suscitado algumas reclamações de clientes diz respeito ao valor cobrado por KVA requisitado relativamente à comparticipação nas redes;</i></p> <p><i>Face ao exposto, a EDP considera que seria de manter a regulamentação atual (a aplicação das propostas agora vertidas afigura-se potenciadora de conflitos e introduz um maior nível de complexidade), complementada com novas regras relativamente aos valores a cobrar a título de comparticipação nas redes, que passariam a ser aprovados pela ERSE.”</i></p>	<p>prática a observar e, por essa via, reduz o nível de conflitualidade com os ORD no processo de requisição de ligação. Efetivamente, foi sinalizado pelos operadores de rede, durante a preparação da atual revisão regulamentar, que a referência inscrita no RRC no sentido de definir os encargos de ligação com base em acordo entre as partes, gerava situações de conflito, uma vez que, na prática, se imputava ao requisitante o custo total da ligação, incluindo eventuais reforços de rede.</p>
<p><b>(EEM)</b></p> <p><i>“As alterações propostas para ligação à rede de distribuição de instalações consumidoras AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, apontam para que sejam os requisitantes a suportar os encargos quer com os elementos de ligação quer com os reforços da rede existente, que sejam necessários para viabilizar a ligação.</i></p> <p><i>No que se refere aos elementos de ligação nada temos a referir. Já no que tange ao eventual reforço da rede existente, considerando que os mesmos podem assumir valores elevados e que terão que ser executados necessariamente pelo ORD, sugere-se a aplicação de uma metodologia semelhante à atualmente utilizada para ligações em MT, com potência até 2 MVA, com a aplicação de um valor em €/kVA requisitado, a aprovar pela ERSE.”</i></p>	<p>Sem prejuízo do referido no parágrafo anterior, a ERSE concorda que a definição de um valor (€/kVA) contribui para uma maior simplificação face à proposta submetida a consulta, pelo facto do valor dos encargos de comparticipação nas redes a suportar pelo requisitante resultar da aplicação de uma regra clara, ainda que tal formulação não garanta total ausência de conflitualidade.</p> <p>A ERSE concorda que esta proposta, por via da normalização do encargo a suportar pelo requisitante, traduz uma maior equidade, dado que, em rigor, todas as requisições de ligação contribuem para o aumento da necessidade de reforço de</p>
<p><b>(APIGCEE)</b></p> <p><i>“Ligações de instalações de consumo</i></p>	

<b>2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>Actualmente, para consumidores MAT, AT e MT com potência superior requisitada superior a 2 MVA o regulamento prevê um acordo entre requisitante e operador de rede para determinação dos encargos.</i></p> <p><i>A proposta de revisão do regulamento prevê que os encargos com a ligação à rede MAT, AT e MT (assim como os reforços de rede em AT e MT) passem a ser suportados pelo requisitante. A ERSE definirá a comparticipação do requisitante nos encargos com reforços de rede MAT, se previsto no PDIRT. Se o PDIRT não contemplar este reforço e o requisitante não quiser aguardar pelo próximo exercício de planeamento, o operador da rede deverá indicar um ponto de ligação alternativo que não implique reforços de rede.</i></p> <p><i>Espera-se que a revisão do regulamento garanta a mesma equidade de tratamento no que respeita aos encargos a suportar pelos consumidores e produtores no que respeita a ligações e reforços de rede.”</i></p>	<p>rede, independentemente desse reforço se concretizar no futuro ou no momento da nova ligação.</p> <p>Tendo em consideração todos os comentários recebidos, e avaliadas as vantagens e desvantagens dos diversos modelos, a ERSE optou por alargar à MAT, AT e MT com potência igual ou superior a 2 MVA a regra de comparticipação nas redes que já vigora para as instalações em BT e MT para instalações com potências inferiores a 2 MVA.</p> <p>Assim, a redação do RRC foi alterada no sentido de, por um lado, instituir a regra e, por outro lado, de estabelecer a obrigação dos operadores das redes submeterem, para aprovação da ERSE, uma proposta fundamentada de valores a aplicar.</p>
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“Adicionalmente, o CC entende que no caso das ligações à RNT, o modelo de partilha de custos de elementos de rede que não os da ligação à rede (que são suportados pelo requisitante da ligação) não devem ser da competência do operador, dado que encerra critérios de política energética e visões regulatórios que não são da sua competência.”</i></p>	<p>Tendo em conta a resposta aos comentários anteriores considera-se que as preocupações traduzidas nos comentários apresentados pela REN e pelo Conselho Consultivo, no sentido de afastar do ORT a responsabilidade pela proposta de encargos a suportar pelos requisitantes, e pela REN, no sentido do aumento da morosidade dos</p>
<p><b>(MEGASA)</b></p>	

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>“A revisão regulatória procede a algumas modificações relativas ao suporte de custos com requisições de ligação à rede e reforços de potência. A MEGASA salienta que os requerentes, sejam produtores ou consumidores, devem encontrar-se em planos iguais no que se refere ao suporte destes custos.”</i></p>	<p>processos de ligação de consumidores à RNT, ficam acauteladas.</p>
<p><b>(REN)</b></p> <p><i>“Das questões colocadas a consulta no âmbito da nova proposta do Regulamento de Relações Comerciais, realçam-se as propostas da ERSE sobre a repartição dos encargos com reforços internos de rede, a construir pelo ORT, quando são necessários desenvolver novos reforços internos de rede para ligação de produtores ou de consumidores. Nesta ótica vem propor a ERSE, no caso de ligação de novos consumidores, que a repartição de encargos relativos a reforços internos da rede de transporte previstos no PDIRT que sejam necessários para a concretização da requisição de ligação de consumidores é decidida pela ERSE, sob proposta do ORT, e que esta proposta de repartição de encargos deve ter em conta a avaliação dos custos e dos benefícios do reforço da rede e sobre quem recaem.</i></p> <p><i>De igual forma, nas ligações à rede de transporte de novos produtores, cabe à ERSE, no âmbito do parecer à proposta de PDIRT, decidir sobre a repartição dos encargos dos reforços internos da rede de transporte necessários para ligação de nova produção, caso a</i></p>	<p>Da mesma forma, os comentários apresentados pela APIGCEE e pela MEGASA, no âmbito da garantia de equidade de tratamento no que respeita aos encargos a suportar pelos consumidores e pelos produtores, são acomodados, uma vez que a regra de comparticipação nas redes foi estendida às requisições de ligação de instalações de produção<sup>1</sup>.</p>

<sup>1</sup> Ver a discussão de comentários relativa às ligações às redes de instalações produtoras.

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

caso, sendo da responsabilidade do ORT a construção dos reforços de rede e o estabelecimento das condições de pagamento entre as partes.

Para tal, o operador da rede de transporte deve propor, para cada ligação, a repartição dos encargos dos reforços da rede, explicitando o custo do reforço e a valorização económica dos benefícios para o sistema eléctrico resultantes desse reforço.

Neste contexto, a orçamentação de reforço de redes para ligação a um promotor ou fornecimento a um consumidor, de acordo com a presente proposta de RRC, pode vir a tornar-se muito morosa, dado que pressupõe a aprovação prévia do PDIRT com a inclusão dos projetos de reforço de rede, a definição dos critérios de repartição dos encargos e a aprovação dos mesmos pela ERSE. Tal poderá inviabilizar projetos industriais ou outros.

O estabelecimento e justificação de uma proposta de fronteira de encargos entre a rede e os interessados é, na opinião da REN, matéria de política energética e decisão regulatória, logo fora do âmbito de competências do operador. A complexidade do próprio modelo de apoio à decisão ultrapassa em muito a simples avaliação dos custos e de quem os paga, sendo patente a indefinição de se conhecer quais os parâmetros adequados, como devem ser calculados, que metodologias e como devem ser avaliados. Se os custos forem muito elevados podem constituir barreira à entrada de novos produtores ou clientes industriais reforçando a proteção dos existentes o que é prejudicial à livre concorrência, se por outro lado forem muito baixos, os níveis de encargos para o sistema constituirão um custo a suportar por todos.

Pelo exposto, a apresentação de propostas de partilhas de custos, sem quaisquer modelos definidos para o efeito, não deve ser da responsabilidade do operador de rede, sendo

**Observações da ERSE**

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

*essencial que a ERSE disponibilize ex-ante as regras, com o modelo detalhado com os parâmetros a calcular e que regularão a informação a prestar pelo ORT.”*

**(REN)**

*“Das várias propostas realizadas relacionadas com o Regulamento de Relações Comerciais, considera-se que a questão da repartição dos encargos dos reforços internos de rede é a mais complexa.*

*Na opinião da REN, o estabelecimento e a justificação de uma proposta de repartição de encargos sobre os reforços de rede entre o operador e os interessados é um exercício complexo que ultrapassa em muito o âmbito técnico da empresa.*

*Numa rede radial é relativamente fácil estabelecer e quantificar uma relação causa-efeito da presença de um novo utilizador na rede. No caso de redes malhadas (como a RNTEE) essa relação é complexa e difícil de quantificar podendo mesmo conduzir a distorções de custos que se traduzam em penalização dos novos utilizadores face aos existentes.*

*Numa rede malhada um novo reforço de rede que seja constituído, pode contribuir para o aumento da capacidade de receção, mas também melhora a capacidade de abastecimento de consumos, e em muitos casos a própria capacidade de interligação, para além da resiliência global da rede.*

*Assim, entende-se que os critérios de repartição devem ser definidos por articulação entre a ERSE e o Governo, na medida em que o modelo da partilha de custos de elementos de rede que não sejam os estritamente de ligação à rede encerra critérios de política energética e regulatória que a REN considera que extravasam as suas competências.”*

**(REN)**

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

*Artigos 185 C e 219 A - Construção, encargos e pagamento dos reforços de rede*  
*De acordo com a ERSE, a REN terá que propor a repartição de encargos relativos aos reforços de rede previstos no PDIRT para ligação de consumidores bem como para ligação de produtores, submetendo a decisão da ERSE que definirá os valores a considerar.*  
*O estabelecimento e justificação de uma proposta de fronteira de encargos entre a rede e os interessados é, na opinião da REN, matéria de política energética e decisão regulatória, logo fora do âmbito das competências do operador.*  
*A apresentação de propostas de partilhas de custos, sem quaisquer modelos definidos para o efeito, não deve ser da responsabilidade do operador de rede, sendo essencial que a ERSE disponibilize ex-ante as regras, com o modelo detalhado com os parâmetros a calcular e que regularão a informação a prestar pelo ORT.*

**Observações da ERSE**

## 2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS

### Comentário

Proposta ERSE	Comentários da REN
<p>1 - A repartição de encargos relativos a reforços da rede de transporte previstos no PDIRT que sejam necessários para a concretização da requisição de ligação (de consumidores) é decidida pela ERSE, sob proposta do operador da rede de transporte.</p> <p>2 - A proposta de repartição de encargos a que se refere o número anterior deve ter em conta a avaliação dos custos e dos benefícios do reforço da rede e sobre quem recaem.</p> <p>3 - Nas ligações (de produção) à rede de transporte, cabe à ERSE, no âmbito do parecer à proposta de plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte, decidir sobre a repartição dos encargos dos reforços da rede de transporte, caso a caso.</p> <p>4 - Para efeitos do número anterior, o operador da rede de transporte deve propor, para cada ligação, a repartição dos encargos dos reforços da rede, explicitando o custo do reforço e a valorização económica dos benefícios para o sistema elétrico resultantes desse reforço.</p>	<p>1 - A orçamentação de reforço de redes para fornecer um consumidor pode vir a tornar-se muito morosa, dado que pressupõe a aprovação prévia do PDIRT com a inclusão dos projetos de reforço de rede, a definição dos critérios de repartição dos encargos e a aprovação dos mesmos pela ERSE. Tal poderá inviabilizar projetos industriais entre outros.</p> <p>2 - Poderão existir situações de ligação de consumidores que não se enquadram no artigo 185.º C (ponto 3), nem noutra artigo da proposta de RRC, e deviam ter uma solução prevista (exemplo: situações em que é necessário proceder a reforço de rede, por não existir possibilidade de indicação de ponto de ligação alternativo e não ser possível esperar pelo PDIRT seguinte, face a necessidades específicas de determinados consumidores).</p> <p>3- As metodologias propostas revestem-se de elevada complexidade na formulação e podem conter um grau elevado de subjetividade.</p>

### Observações da ERSE

#### **(EDP Distribuição)**

*“A proposta da ERSE introduz dois novos conceitos que se consideram de difícil aplicação:*

- ...;
- *O operador de rede pode optar por sobredimensionar o reforço de rede, suportando a parte dos encargos decorrentes do sobredimensionamento. A aplicação deste conceito é dificultada pelo facto da capacidade das soluções técnicas normalizadas assumir valores por escalões de potência, podendo acontecer que o valor mínimo da solução técnica normalizada aplicável corresponda a valores significativamente superiores aos valores da potência requisitada (sem que daí resulte um sobredimensionamento com valor efetivo para o SEN).”*

<b>2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p>“Caso venha a ser mantida a proposta da ERSE relativamente aos investimentos relacionados com o sobredimensionamento do reforço de rede, a EDP Distribuição considera ser necessário incluir no RARI e no RT regras que assegurem a sua aceitação para efeitos de cálculo de tarifas logo que entrem em exploração.”</p>	<p>Dada a solução adotada ser diferente da que foi submetida a consulta (Ver respostas aos primeiros comentários desta secção), os comentários da EDP Distribuição e da EDP - Energias de Portugal, relativos ao sobredimensionamento dos reforços de rede, ficam sem efeito.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p>“Relativamente aos investimentos relacionados com o sobredimensionamento do reforço de rede, a EDP considera ser necessário incluir no RARI e no RT sobre a sua integração na base de ativos regulada a considerar para efeitos de cálculo de tarifas.”</p>	
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p>“Embora concordando com o princípio geral de que devem ser os produtores a construir os elementos de ligação à rede, propõe-se que nos casos em que a construção seja efetuada em instalações em serviço (por exemplo painéis em Subestações) a responsabilidade pela sua execução seja do ORD. Nestas situações específicas, considera-se necessário que o ORD assuma esta responsabilidade de modo minimizar impactos na operação da RESP e garantir a segurança de pessoas e bens.”</p>	<p>Cabe, no entanto, referir que o entendimento da ERSE é o de que um sobredimensionamento ocorre apenas quando a solução técnica adotada supera o valor mínimo da solução técnica normalizada necessária para viabilizar a requisição de ligação. Este princípio foi inscrito na redação regulamentar, com o propósito de clarificação.</p>
<p><b>(REN)</b></p> <p>“Finalmente, face às alterações propostas no RRC quanto à responsabilidade de construção dos elementos de ligação, considera-se ainda necessário <u>aclarar que os elementos de ligação a desenvolver integralmente no interior das instalações das redes são projetados e construídos pelos respetivos operadores das redes</u>”</p>	<p>A EDP Distribuição e a REN defendem que os elementos de ligação a desenvolver no interior das instalações dos operadores das redes devem ser projetados e construídos por estes. A ERSE concorda com este princípio e considera que já seria esse o entendimento inscrito no RRC ainda em vigor.</p>
<p><b>(REN)</b></p>	



**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

*“Os elementos de ligação a desenvolver integralmente no interior das instalações das redes devem ser como hoje projetados e construídos pelos respectivos operadores das redes; de uma forma geral, os novos elementos de ligação farão parte de uma instalação mais ampla e para fins diversos, com a necessidade de compatibilização das diversas tecnologias, versões e objetivos; acresce o necessário nexos de responsabilidade em matéria de segurança e fiabilidade da rede, desde logo nos casos em que se trata de instalações existentes.*

*Artigo 185.º - Condições comerciais em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA*

*No seguimento da proposta de alteração relativa ao estabelecimento de regras para consumidores já ligados às redes que pretendem mudar de nível de tensão, sem alteração do valor da sua potência requisitada (artigos 177 e 181), é necessário atualizar os n.ºs 1 e 2 do presente artigo.*

*Por outro lado, é fundamental aclarar que apenas os operadores das redes devem poder construir elementos de ligação dentro das suas instalações, pelo que se propõe a introdução do ponto 3.*

**Observações da ERSE**

Ainda assim, foram introduzidas alterações na redação para que esse entendimento resulte mais claro.

## 2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS

### Comentário

### Observações da ERSE

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
n.º 1	Sem prejuízo do disposto no número seguinte, as condições comerciais de ligação às redes de instalações consumidoras e aumento de potência requisitada em MAT, AT e MT com potência igual ou superior a 2 MVA devem respeitar o disposto na presente Secção.	Sem prejuízo do disposto no número seguinte, as condições comerciais de ligação às redes de instalações consumidoras, <del>e</del> aumento de potência requisitada ou mudança de nível de tensão sem aumento dessa potência, em MAT, AT e MT com potência igual ou superior a 2 MVA devem respeitar o disposto na presente Secção.
n.º 2	As condições de construção e os prazos associados a uma ligação à rede ou aumento de potência requisitada de instalações em MAT, AT ou MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA são objeto de acordo entre o requisitante e o respetivo operador da rede.	As condições de construção e os prazos associados a uma ligação à rede, <del>ou</del> aumento de potência requisitada ou mudança de nível de tensão sem aumento dessa potência de instalações em MAT, AT ou MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA são objeto de acordo entre o requisitante e o respetivo operador da rede.
n.º 3	(sem redação)	Os elementos de ligação a desenvolver integralmente no interior das instalações das redes são sempre projetados e construídos pelos respetivos operadores das redes.

#### Artigo 185.º-F – Construção dos elementos de ligação

*Na sequência da proposta de introdução do nº3 do Art.º185, propõe-se a alteração do ponto 1 (com introdução de texto clarificador), dever ser referido o caso pontual e específico da construção de elementos de ligação dentro das instalações do ORT, reiterando que deve ser por ele realizada.*

*As instalações e equipamentos da rede principal da RNT incluindo as subestações, mas excluindo os ramais, estão sujeitas a fortes restrições decorrentes das obrigações da concessão e estão sob responsabilidade direta do operador. Assim, a execução de trabalhos a montagem, qualidade e interfaces técnicas dos equipamentos ativos e passivos, bem como a sua integração operacional na rede do operador, tem reflexos diretos na fiabilidade e custo*

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

*da sua instalação e operação futura, pelo que se deve considerar que a construção de elementos de ligação dentro das instalações deve ser atribuída ao ORT.*

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
n. °1	Os elementos de ligação podem ser construídos pelos operadores das redes ou pelo requisitante da ligação, nos termos previstos nos números seguintes.	Os elementos de ligação podem ser construídos pelos operadores das redes ou pelo requisitante da ligação, nos termos previstos nos números seguintes. <i>Os elementos de ligação a desenvolver integralmente no interior das instalações das redes são projetados e construídos pelos operadores das respetivas redes.</i>
n. °2	As ligações às redes só podem ser executadas por prestadores de serviços habilitados para o efeito, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis, nomeadamente o Regulamento da Rede de Distribuição e o Regulamento da Rede de Transporte.	As ligações às redes só podem ser executadas por prestadores de serviços <i>habilitados-qualificados</i> para o efeito, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis, nomeadamente o Regulamento da Rede de Distribuição e o Regulamento da Rede de Transporte.
n. °3	Quando esteja em causa unicamente a construção do ramal de ligação, o operador da rede não é obrigado a executar a ligação, exceto nas situações em que o requisitante declare que nenhum prestador de serviços habilitado apresentou orçamento para a construção.	Quando esteja em causa unicamente a construção do ramal de ligação, o operador da rede não é obrigado a executar a ligação, exceto nas situações em que o requisitante declare que nenhum prestador de serviços <i>habilitado-qualificado pelo operador da rede</i> apresentou orçamento para a construção.
n. °5	O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante a prestação de uma garantia, válida pelo período de dois anos, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.	O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante a prestação de uma garantia, válida pelo período de <i>dois-cinco</i> anos, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.

**(REN)**

*“Na proposta de RRC são estabelecidas regras para a ligação de (novos) consumidores à rede e aumentos de potência. Considera-se importante que sejam também estabelecidas regras para os consumidores que já estão ligados às redes, mas que querem mudar de nível de tensão, sem que seja alterado o valor da potência requisitada.”*

**(REN)**

*“Artigo 177.º - Objeto e âmbito de aplicação*

*Pretende-se desta forma que seja enquadrado no RRC, e sejam estabelecidas regras, para os consumidores que já estão ligados às redes mas que pretendem mudar de nível de tensão, sem que seja alterado o valor da sua potência requisitada.*

## 2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS

### Comentário

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
2	São ainda objeto deste Capítulo as condições comerciais para o tratamento dos pedidos de aumento de potência requisitada de instalações já ligadas às redes.	São ainda objeto deste Capítulo as condições comerciais para o tratamento dos pedidos de aumento de potência requisitada <i>ou de mudança de nível de tensão sem aumento dessa potência</i> , de instalações já ligadas às redes.

*Artigo 181.º - Nível de tensão da ligação*

*No seguimento das propostas do Artº 177, pretende-se que sejam estabelecidas as regras para consumidores já ligados às redes que pretendem mudar de nível de tensão, sem alteração do valor da sua potência requisitada.*

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
3	As ligações diretas à rede de transporte de instalações consumidoras só são permitidas para potências requisitadas superiores a 10 MVA e desde que obtido o acordo do operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve demonstrar ser essa a solução global mais vantajosa para o SEN.	As ligações diretas à rede de transporte de <i>novas</i> instalações consumidoras só são permitidas para potências requisitadas superiores a 10 MVA e desde que obtido o acordo do operador da rede de distribuição em MT e AT, que deve demonstrar ser essa a solução global mais vantajosa para o SEN.
4	(sem redação)	A alteração de nível de tensão de alimentação de instalações consumidoras já ligadas e sem aumento de potência requisitada só é permitida nas seguintes condições ... (a definir pela ERSE)

### Observações da ERSE

O artigo 177.<sup>o2</sup> do RRC estabelece como objeto do capítulo referente às ligações às redes as condições comerciais aplicáveis ao estabelecimento das ligações às redes de instalações produtoras ou consumidoras de energia elétrica e ao estabelecimento de ligações entre as redes dos diferentes operadores de rede, bem como as condições comerciais para o tratamento dos pedidos de aumento de potência requisitada de instalações já ligadas às redes.

Neste contexto, a REN sugere que se preveja o enquadramento e respetivas regras aplicáveis às instalações de consumo que, estando já ligadas às redes, pretendem mudar de nível de tensão, mantendo a potência requisitada.

De acordo com o estabelecido no RRC ainda em vigor<sup>3</sup>, o nível de tensão da ligação é escolhido pelo requisitante, observados

<sup>2</sup> Objeto e âmbito de aplicação

<sup>3</sup> Artigo 181.º, n.º 1

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

Artigo 185.<sup>o</sup>-A - Tipo de encargos a suportar pelo requisitante de ligações, ~~e~~ aumentos de potência ou mudança de nível de tensão sem aumento de potência em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA

No seguimento da proposta de alteração relativa ao estabelecimento de regras para consumidores já ligados às redes que pretendem mudar de nível de tensão, sem alteração do valor da sua potência requisitada (artigos 177 e 181), é necessário atualizar este artigo.

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
	A ligação à rede ou o aumento de potência requisitada em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:	A ligação à rede, <del>ou</del> aumento de potência requisitada ou mudança de nível de tensão sem aumento dessa potência em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA pode tornar necessário o pagamento de encargos relativos a:

Artigo 185.<sup>o</sup>-B - Encargos com os elementos de ligação

No seguimento da proposta de alteração relativa ao estabelecimento de regras para consumidores já ligados às redes que pretendem mudar de nível de tensão, sem alteração do valor da sua potência requisitada (artigos 177 e 181), é necessário atualizar este artigo.

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
	Os encargos relativos aos elementos de ligação para requisições ou aumentos de potência em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA são suportados pelo requisitante.	Os encargos relativos aos elementos de ligação para requisições, <del>ou</del> aumentos de potência ou mudança de nível de tensão sem aumento de potência requisitada em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA são suportados pelo requisitante.

**(REN)**

“O operador da rede é responsável pela manutenção e atualização dos elementos de ligação que integram a sua rede. Desta forma, e face à rápida evolução e desenvolvimento dos sistemas “secundários” (sistemas de proteção, automação, controlo, monitorização, telecomunicações, etc), é importante assegurar que os produtores e clientes garantam a

**Observações da ERSE**

determinados limiares de potência requisitada. Se um dado consumidor, no exercício desse direito de escolha, pretender alterar o nível de tensão de alimentação da sua instalação, é entendimento da ERSE que tal requisição deve ser tramitada como se de uma nova ligação à rede se tratasse, independentemente de haver ou não alteração da potência requisitada.

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

*compatibilidade das suas infraestruturas com as atualizações referidas, tanto a nível dos sistemas como de outras funcionalidades, tidas como fundamentais para assegurar o bom funcionamento da rede.*

*Artigo 183.º - Propriedade dos elementos de ligação*

*Face à rápida evolução e desenvolvimento dos sistemas secundários (sistemas proteções, telecomunicações, etc) pretende-se que seja incorporado na proposta de RRC, a obrigatoriedade de manutenção e atualização dos sistemas das instalações consumidoras e produtoras.*

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
n.º2	O operador da rede é responsável pela manutenção dos elementos de ligação que integram a sua rede.	O operador da rede é responsável pela manutenção e atualização dos elementos de ligação que integram a sua rede.
n.º3	(sem redação)	Os produtores e clientes devem garantir a compatibilidade das suas infraestruturas com as atualizações referidas no ponto anterior, tanto a nível dos sistemas como de outras funcionalidades, tidas como fundamentais para assegurar o bom funcionamento da rede, constituindo os custos daí decorrentes sua inteira responsabilidade, sempre que o período de amortização regulatória do tipo de equipamento em causa se tenha esgotado, ou o estado da arte assim o exija.

**Observações da ERSE**

**(REN)**

*Artigo 185.º-F – Construção dos elementos de ligação*

A REN sugere igualmente que, no artigo 183.º<sup>4</sup>, se inscreva a obrigação dos proprietários de instalações de consumo ou de produção garantirem a compatibilidade das suas

<sup>4</sup> Propriedade dos elementos de ligação

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

*Propõe-se a alteração do ponto 6, uma vez que a REN tem exigido em casos similares garantias de 5 anos. A lei define que os prazos de garantia são de 5 anos para defeitos construtivos não estruturais ou instalações técnicas, o que parece ser aplicável aos elementos de ligação.*

Ponto	Redação RRC	Proposta de Redação
n.º1	Os elementos de ligação podem ser construídos pelos operadores das redes ou pelo requisitante da ligação, nos termos previstos nos números seguintes.	Os elementos de ligação podem ser construídos pelos operadores das redes ou pelo requisitante da ligação, nos termos previstos nos números seguintes. <i>Os elementos de ligação a desenvolver integralmente no interior das instalações das redes são projetados e construídos pelos operadores das respetivas redes.</i>
n.º2	As ligações às redes só podem ser executadas por prestadores de serviços habilitados para o efeito, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis, nomeadamente o Regulamento da Rede de Distribuição e o Regulamento da Rede de Transporte.	As ligações às redes só podem ser executadas por prestadores de serviços <i>habilitados-qualificados</i> para o efeito, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis, nomeadamente o Regulamento da Rede de Distribuição e o Regulamento da Rede de Transporte.
n.º3	Quando esteja em causa unicamente a construção do ramal de ligação, o operador da rede não é obrigado a executar a ligação, exceto nas situações em que o requisitante declare que nenhum prestador de serviços habilitado apresentou orçamento para a construção.	Quando esteja em causa unicamente a construção do ramal de ligação, o operador da rede não é obrigado a executar a ligação, exceto nas situações em que o requisitante declare que nenhum prestador de serviços <i>habilitado-qualificado pelo operador da rede</i> apresentou orçamento para a construção.
n.º5	O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante a prestação de uma garantia, válida pelo período de dois anos, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.	O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante a prestação de uma garantia, válida pelo período de <i>dois-cinco</i> anos, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.

**Observações da ERSE**

infraestruturas (sistemas de proteções, telecomunicações, etc.), face às atualizações promovidas pelos operadores ao nível dos elementos de ligação que integram as suas redes, justificando a sugestão com base na rápida evolução e desenvolvimento dos sistemas.

A ERSE concorda com a sugestão apresentada, tendo inscrito um novo número no artigo 178.<sup>05</sup>, por entender mais adequada a previsão dessa obrigação no âmbito das condições técnicas a observar.

**(EDP Distribuição)**

**Projeto piloto para a agregação de intenções firmes de requisição de ligações à rede**  
*“A EDP Distribuição considera que é desejável manter o atual nível de participações nas redes. A redução de participações nas redes tem impactos tarifários que devem ser*

A REN sugere que o prazo durante o qual o operador de rede pode exigir garantia para suprir eventuais deficiências de construção seja alargado de dois para cinco anos, de forma a estar mais consentâneo com o período previsto na legislação.

<sup>5</sup> Condições técnicas e legais

## 2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS

Comentário	Observações da ERSE
<p><i>evitados. O novo mecanismo proposto pela ERSE deverá ter em conta este princípio e assegurar a igualdade de tratamento entre os requisitantes de ligações às redes.</i></p> <p><i>Alerta-se também para os impactos nas atividades do ORD associados a uma maior complexidade da gestão faseada do processo de ligação à rede, designadamente o processo de gestão das garantias prestadas.</i></p> <p><i>Considera-se igualmente que a regulamentação da ERSE deve assegurar uma adequada articulação com as regras estabelecidas no RARI para as ilhas de qualidade de serviço.”</i></p>	<p>Em relação a esta matéria, o Decreto-Lei n.º 67/2013, de 8 de abril, com a redação dada pelo Decreto-Lei n.º 84/2008, de 21 de maio, prevê que um bem seja reparado ou substituído sem encargos para o comprador quando se verifique a sua não conformidade num prazo de dois ou de cinco anos a contar da entrega do bem, consoante se trate, respetivamente, de coisa móvel ou imóvel.</p> <p>Na revisão do RRC, em 2012, o prazo de prestação da garantia foi alargado de um para dois anos, com base no Parecer do Conselho Consultivo, que invocava esta mesma legislação. Cabe ainda referir que, naturalmente, a prestação de garantia prevista no RRC<sup>6</sup> não retira ao requisitante as responsabilidades que decorram da legislação em vigor.</p> <p>Em sentido contrário à sugestão da REN, surge um comentário da APREN<sup>7</sup> que sugere a redução do valor da garantia para 5% do valor dos elementos de ligação construídos.</p>

<sup>6</sup> 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo período de 2 anos.

<sup>7</sup> Ver secção de discussão de comentários relativo a ligações às redes de instalações produtoras



<b>2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	<p>Faz-se notar que qualquer alteração às condições de prestação de garantia associada à construção dos elementos de ligação impacta nos custos suportados pelo requisitante.</p> <p>Não tendo a ERSE conhecimento de quaisquer situações concretas que permitam sustentar a necessidade de rever as condições de prestação destas garantias, quer no sentido de as tornar mais restritivas, quer em sentido oposto, entendeu mantê-las.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Há igualmente a necessidade de coordenação destas disposições com o estabelecido no RARI. Enquanto que no RARI parece tratar-se de uma nova realidade regulamentar passível de implementar com a aprovação dos regulamentos, no RRC parece tratar-se de um projeto-piloto, pelo que será necessário o esclarecimento da mesma.”</i></p>	<p>Relativamente ao projeto piloto para a agregação de intenções firmes de requisição de ligações à rede o número de comentários recebido foi bastante diminuto sendo que estes se focaram, por um lado, na necessidade da manutenção do atual nível de comparticipação nas redes e do correspondente impacto nas tarifas, por outro lado, no respeito do princípio da igualdade de tratamento entre os requisitantes e, por último, na necessidade de articulação com as regras propostas no RARI para as ilhas de qualidade de serviço.</p> <p>Em face dos comentários recebidos, quer em relação a esta proposta no RRC, quer à proposta inscrita no RARI, a ERSE</p>
<p><b>(SIEAP)</b></p> <p><i>“Vão-se tornando conhecidos desejos de grandes indústrias solicitando novos apoios financeiros para pedidos de ligação à rede. Discordamos dessa pretensão e de qualquer implicação nas tarifas.”</i></p>	
<p><b>(EDA)</b></p> <p><i>“Através do Art.º 204, ponto 5 da proposta de revisão do Regulamento das Relações Comerciais, é referido que:</i></p>	

<b>2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>“Quando haja lugar à construção de elementos de ligação por parte dos operadores das redes de distribuição, o prazo de construção deve ser inferior ou igual a 30 dias úteis para as ligações em BT e inferior ou igual a 90 dias úteis para as ligações em MT.”</i></p> <p><i>Propõe-se que seja analisada a possibilidade de perante ligações MT aquele prazo possa ser alargado pois o tempo necessário para a consulta a fornecedores, adjudicação, aprovisionamento e construção facilmente ultrapassará o prazo referido. No caso dos Açores esta questão ganha maior relevância pois há que considerar o tempo necessário para o transporte marítimo entre o continente e a primeira ilha e ainda, entre essa e a ilha de destino final.”</i></p>	<p>opta por retirar do articulado do RRC o projeto piloto para agregação de intenções firmes de requisição de ligação.</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“A EDP Distribuição alerta para o facto do tempo de construção dos elementos de ligação em MT poder ser bastante superior ao agora fixado em 90 dias úteis. O tempo de execução depende em muito da extensão e tipo de rede (aérea/subterrânea) e do tempo necessário para ultrapassar dificuldades alheias ao ORD, designadamente os processos de licenciamento e de indemnização de proprietários dos terrenos atravessados pelas infraestruturas elétricas.</i></p> <p><i>A EDP Distribuição propõe que as ligações às redes de instalações de MT e AT, pela sua complexidade, não sejam abrangidas por estas novas disposições regulamentares.</i></p>	<p>A proposta de revisão do RRC prevê, no artigo 204.<sup>08</sup> , um prazo de 90 dias úteis, a observar pelos operadores das redes de distribuição, para a construção dos elementos de ligação em ligações em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA.</p> <p>A este propósito, a EDA propõe o alargamento do prazo, justificado, desde logo, por especificidades relacionadas com o transporte marítimo entre ilhas. Já a EDP Distribuição e a</p>

<sup>8</sup> Construção dos elementos de ligação.

<b>2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>A contagem dos tempos para verificação dos prazos que venham a ser estabelecidos deve excluir os tempos em que a prestação dos serviços fica pendente de acordo, atuação ou prestação de informação por parte de entidades terceiras.”</i></p> <p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“EDP entende que o tempo de construção dos elementos de ligação em MT poder ser bastante superior ao agora fixado em 90 dias úteis, tendo em consideração a extensão e tipo de rede (aérea/subterrânea) e do tempo necessário para ultrapassar dificuldades alheias ao ORD.</i></p> <p><i>Assim, as ligações às redes de instalações de MT e AT, pela sua complexidade, não devem ser abrangidas por estas novas disposições regulamentares. A contagem dos tempos para verificação dos prazos que venham a ser estabelecidos deve excluir os tempos em que a prestação dos serviços fica pendente da atuação ou prestação de informação por parte de entidades terceiras.”</i></p>	<p>EDP – Energias de Portugal sustentam, por um lado, a proposta de eliminação desse prazo, com base na complexidade destas ligações e, por outro lado, caso se mantenha esse prazo, a exclusão dos tempos em que a prestação dos serviços fica pendente da atuação ou prestação de informação por parte de entidades terceiras.</p> <p>Em relação a este último ponto, cabe referir que a proposta apresentada pela ERSE estabelece, no n.º 6 do artigo 204.º, que “Os prazos (...) decorrem das etapas cuja responsabilidade seja diretamente imputável aos operadores (...)”, pelo que se entende salvaguardado o princípio.</p> <p>Em relação ao prazo de 90 dias úteis, a proposta resultou da análise feita pela ERSE à informação enviada pela EDP Distribuição, nos últimos anos, ao abrigo do artigo 228.º do RRC. Com efeito, para as ligações em MT, o tempo médio de execução tem-se mantido, nos últimos anos, abaixo de 90 dias corridos, apresentando uma clara tendência de diminuição. Note-se que o prazo proposto, de 90 dias úteis, corresponde a mais de 120 dias corridos. Em todo o caso, atentas as preocupações manifestadas pelas empresas e a novidade da inscrição de um prazo, para mais associado ao pagamento de compensações na circunstância de</p>

**2.19 LIGAÇÕES ÀS REDES – DISPOSIÇÕES GERAIS E LIGAÇÕES DE INSTALAÇÕES CONSUMIDORAS**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

incumprimento, a ERSE alargou o prazo em causa para 120 dias úteis. Adicionalmente, foi explicitada a aplicabilidade deste prazo apenas às instalações com potência requisitada inferior a 2 MVA, como de resto decorria da localização do artigo na estrutura do RRC.

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(APREN)</b>  <i>“A APREN concorda com esta a fusão em capítulo único, no presente RRC, das condições aplicáveis à designada produção em regime ordinário e à produção em regime especial, o que conduz a simplificações normativas, maior transparência e igualdade de oportunidades. A APREN nota, contudo, uma abordagem diferenciada entre a avaliação de custos da ligação e dos reforços internos de rede, consoante a mesma é efetuada pelo ORD ou pelo ORT, para a qual não encontra justificação.”</i></p>	<p>Os comentários recebidos relativamente aos encargos de ligação à rede a suportar pelas instalações produtoras traduzem visões discordantes e devem ser analisados de forma integrada com os comentários relativos aos encargos de ligação à rede de instalações consumidoras em MAT, AT e MT com potência igual ou superior a 2 MVA.</p>
<p><b>(APREN)</b>  <i>“Se nos reportarmos à redação proposta para o Artigo 219.º-A referente a “Construção, encargos e pagamento dos reforços de rede”, não é isto, contudo, que se encontra expresso, pois este artigo estabelece uma clara diferenciação entre as obrigações dos ORD e do ORT, quando esta diferenciação não devia existir. Para o caso da repartição de encargos entre o Operador da Rede e o Produtor, quando se trata do ORT é previsto que este (pontos nº 4 e 5) faça uma proposta de repartição dos encargos de reforço da rede, explicitando o custo de reforço e a valorização económica dos benefícios, proposta com a qual a APREN concorda pois estamos perante uma abordagem holística de benefícios globais para o sistema e a sua justa repartição pelos diversos atores.</i>  <i>Já o mesmo princípio não está vertido no articulado referente aos projetos de reforço interno da rede dos ORD, princípio com o qual a APREN não pode concordar.</i>  <i>De facto, tanto os ORD como o ORT estão abrangidos por obrigações de desenvolvimento dos seus Planos de Desenvolvimento Plurianuais consoante as orientações da política energética nacional e os reforços internos induzidos pela ligação de nova produção podem</i></p>	<p>A APREN concorda com o princípio de tratamento idêntico entre produtores em regime ordinário e produtores em regime especial defendendo, no entanto, a aplicação às requisições de ligação à RND de uma abordagem idêntica à que foi proposta para as requisições de ligação à RNT. A APREN destaca a vantagem desta abordagem integrar de forma holística os benefícios globais para o sistema e a sua justa repartição pelos diversos atores.</p> <p>A EDP Distribuição concorda com os princípios gerais da proposta submetida a consulta, a qual, para as requisições de ligação de produtores, prevê que as necessidades de reforço das redes e os respetivos encargos são apurados pelo respetivo ORD, caso a caso, e suportados na íntegra pelos requisitantes. Cabe referir que, para as ligações à rede de</p>

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>aportar benefícios que devem ser valorizados quando se está a proceder a uma justa repartição de encargos.</i></p> <p><i>Para aumentar a transparência e reduzir a conflitualidade faz todo o sentido que as regras aplicáveis ao ORT sejam também extensíveis aos ORD.</i></p> <p><i>Assim, a APREN propõe que na redação proposta pela ERSE para Artigo n.º219-A sejam eliminados os pontos 1 e 2 e que se proceda a uma alteração dos pontos 3 e 4, no texto que faz referência à rede de transporte, o qual deverá também passar a referir as redes de distribuição. Os pontos 5 a 7, agora renumerados, manter-se-iam inalterados pois já se aplicam aos dois operadores de rede de forma semelhante.</i></p> <p><i>Assim o estipulado no Artigo n.º219-A nos seus pontos 3 e 4 passaria a ser o seguinte:</i></p> <p><i>Ponto 3 (novo ponto 1) - Os operadores das redes de transporte e de distribuição devem propor, para cada ligação, a repartição dos encargos dos reforços da rede, explicitando o custo do reforço e a valorização económica dos benefícios para o sistema elétrico resultantes desse reforço.</i></p> <p><i>Ponto 4 (novo ponto 2) – Cabe à ERSE, no âmbito da análise às propostas de plano de desenvolvimento e investimento das redes de transporte e de distribuição, decidir sobre a repartição dos encargos dos reforços da rede de transporte e de distribuição, para cada caso.”</i></p>	<p>instalações consumidoras, a EDP Distribuição advoga uma abordagem distinta, baseada na cobrança de um valor fixo por kVA requisitado.</p> <p>A REN e o Conselho Consultivo, no comentário tratado no ponto relativo às ligações de instalações de consumo, manifestam-se contra a solução proposta para as ligações à RNT, que assentava numa análise custo-benefício realizada pelo ORT, para cada caso.</p> <p>Por fim, a APIGCEE e a MEGASA referem que deve ser respeitado o princípio de equidade de tratamento entre instalações consumidoras e produtoras.</p> <p>A ERSE concorda com o comentário da APREN de que existe vantagem em, na definição dos encargos a suportar relativos à comparticipação nas redes, considerar de forma integrada os benefícios globais dos reforços de rede e a sua justa repartição pelos diversos atores. No entanto, a aplicação à RND de uma abordagem semelhante à proposta para a RNT afigura-se inviável dado o elevado número de requisições de ligação recebido pelos ORD. Por outro lado,</p>

**2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO**

**Comentário**

**Observações da ERSE**

há que referir que esta abordagem é contestada pelo Conselho Consultivo e pela REN, com base na maior complexidade e na falta de competência do ORT para proceder à proposta de partilha de encargos assente em análise custo-benefício.

A ERSE entende que a abordagem proposta por várias entidades, nos comentários relativos à ligação de instalações consumidoras, que aponta para um valor fixo de comparticipação nas redes, por kVA, parece constituir-se como uma solução viável de compromisso, face às posições manifestadas<sup>9</sup>.

Esta abordagem apresenta vantagens ao nível da simplificação de processos, garante equidade de tratamento entre requisitantes e salvaguarda o princípio de que todos os requisitantes participam os reforços de rede. Entende-se que, adotando esta abordagem para as requisições de ligação à rede de instalações consumidoras, e para garantia

<sup>9</sup> Ver discussão de comentários na secção Ligações às Redes – Disposições Gerais e ligações de instalações consumidoras.

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	<p>do respeito pelo princípio da equidade de tratamento entre instalações consumidoras e produtoras, a mesma abordagem seja adotada para as requisições de ligação à rede de instalações produtoras.</p> <p>Em conformidade, foi alterada a redação do RRC de forma a consagrar esta regra e a estabelecer a obrigação dos operadores das redes submeterem, para aprovação da ERSE, uma proposta fundamentada de comparticipação das redes (€/kVA), diferenciada, pelo menos, por nível de tensão. Da opção por este modelo, infere-se o entendimento da ERSE de que o mesmo respeita o previsto no Decreto-Lei n.º 172/2006 de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, no que se refere às normas-padrão relativas à assunção e partilha de custos de ligação.</p>
<p><b>(APREN)</b></p> <p>Em relação à redação do Artigo 219.º referente a “Construção, encargos e pagamento das ligações dos elementos de ligação”, a APREN concorda com os pontos 1 a 4, e tece os seguintes comentários e/ou sugestões de alteração aos pontos 5 a 9:</p> <p><i>“5 – “O operador da rede ao qual é solicitada a ligação tem o direito de exigir ao requisitante a prestação de uma garantia, válida pelo período de dois anos, correspondente ao máximo de 10% do valor dos elementos de ligação construídos pelo requisitante, para suprir eventuais deficiências de construção.”</i></p>	<p>Em relação aos comentários da APREN, de redução de 10% para 5% para efeitos de garantia dos elementos de ligação construídos, e do Conselho Consultivo, da EDP Distribuição, da EDP – Energias de Portugal e da REN, relativos à construção de elementos dentro das instalações dos operadores das redes, remete-se para o ponto dedicado às ligações de instalações consumidoras.</p>



<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>A APREN considera que a expressão “correspondente ao máximo de 10%” deixa à discricionariedade do operador a decisão do valor da garantia, facto que pode aumentar a conflitualidade e as interpretações subjetivas, podendo levar a uma desconfiança dos produtores sobre o tratamento diferenciado que lhes está a ser dado pelo operador.</i></p> <p><i>A APREN considera que, se cabe ao operador a realização da inspeção técnica da construção dos elementos de ligação feitos pelo promotor, o risco de eventuais falhas é muito reduzido e, a ocorrerem, resultam de um risco partilhado entre o produtor e o operador. Assim, a APREN considera que uma garantia de 5% pode ser considerada justa e equilibrada.</i></p> <p><i>Nestes termos a APREN propõe a seguinte nova redação para o ponto 5:</i></p> <p><i>“O requisitante deve prestar ao operador da rede uma garantia de 5% do valor dos elementos de ligação por si construídos, válida pelo período de dois anos, para suprir eventuais deficiências de construção”.</i></p> <p><i>6 – “Quando um elemento de ligação é originariamente de uso partilhado por mais de um produtor, os encargos com a construção desse ramal são repartidos de forma diretamente proporcional à potência instalada de cada instalação de produção.”</i></p> <p><i>A APREN considera que nem sempre estará em causa um ramal de ligação, mas também podem estar em causa outros equipamentos, por exemplo, de comando e controlo, um</i></p>	<p>O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, remeteu para o RRC a definição dos termos, por um lado, da repartição dos encargos com a construção dos troços de linha comuns quando um ramal fosse originariamente de uso partilhado por mais de um produtor e, por outro lado, do ressarcimento dos produtores que tivessem suportado os encargos com a construção de um ramal sempre que esse ramal passasse a ser utilizado por um novo produtor, dentro do período de cinco anos após a entrada em exploração do referido ramal.</p> <p>Com o objetivo de concretizar o disposto na referida legislação, aquando da anterior revisão regulamentar do setor elétrico, em 2014, foram, primeiro, submetidas a consulta pública e, depois, estabelecidas no RRC<sup>10</sup>, as regras a observar nessas situações, não tendo sido proposta pela ERSE qualquer alteração a essas regras na presente revisão regulamentar.</p> <p>Em concreto, e porque o custo do ramal é, em boa parte, determinado pela sua capacidade e comprimento, estabeleceu-se que a referida partilha, em cada troço comum,</p>

<sup>10</sup> Em concreto, nos artigos 219.º e 224.º, respetivamente, para a produção em regime ordinário e especial

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>transformador, um outro qualquer equipamento, pelo que propõe uma redação mais geral para este ponto.</i></p> <p><i>Assim a APREN propõe a seguinte nova redação para o ponto 6:</i></p> <p><i>“Quando um elemento de ligação é originariamente de uso partilhado por mais de um produtor, os encargos com a sua construção são repartidos de forma diretamente proporcional à potência instalada de cada instalação de produção.”</i></p> <p><i>7 – “Sempre que um elemento de ligação passar a ser utilizado por um novo produtor dentro do período de cinco anos após a entrada em exploração do referido ramal, os produtores que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos por aquele, através do operador de rede, de forma diretamente proporcional à potência instalada da nova instalação de produção.”</i></p> <p><i>A APREN considera que nem sempre estará em causa um ramal de ligação, mas também podem estar em causa outros equipamentos, por exemplo, de comando e controlo, um transformador, um outro qualquer equipamento, pelo que propõe uma redação mais geral para este ponto.</i></p> <p><i>A APREN considera ainda que o período de cinco anos referido é muito curto e que se justifica alongar este período de ressarcimento para 8 anos.</i></p> <p><i>A redação proposta pela APREN é:</i></p> <p><i>“7 - Sempre que um elemento de ligação passar a ser utilizado por um novo produtor dentro do período de oito anos após a entrada em exploração do referido elemento de ligação, os produtores que tiverem suportado os encargos com a sua construção são ressarcidos por</i></p>	<p>se fizesse como função exclusiva da potência instalada de cada instalação produtora utilizadora desse troço comum. O custo a considerar para cada troço comum seria o resultante da proporção do comprimento desse troço face ao comprimento total do ramal. Finalmente, para evitar descontinuidades bruscas do modelo, designadamente, na transição do 5.º para o 6.º ano de exploração do ramal, estabeleceu-se uma regra de depreciação linear do ramal a uma taxa de 10% ao ano.</p> <p>Neste contexto, a APREN apresentou o seguinte conjunto de alterações: 1) alargamento das regras de repartição de encargos a todos os equipamentos e sistemas que compõem o elemento de ligação, 2) alargamento do período de cinco para oito anos, para efeitos de ressarcimento, 3) redução de 10% para 5% da taxa de depreciação anual.</p> <p>Cabe referir que, com exceção do valor da taxa de depreciação anual, o qual foi estabelecido pela ERSE, as propostas não tiveram acolhimento na redação regulamentar, uma vez que a circunscrição ao elemento “ramal” e a definição do período de</p>

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>aquele, através do operador de rede, de forma diretamente proporcional à potência instalada da nova instalação de produção.</i></p> <p><i>8 – “Para efeitos do disposto nos n.ºs 6 e 7, 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.”</i></p> <p><i>A APREN considera que nem sempre estará em causa um ramal de ligação, mas também podem estar em causa outros equipamentos, por exemplo, de comando e controlo, um transformador, um outro qualquer equipamento, pelo que propõe uma redação mais geral para este ponto.</i></p> <p><i>Assim, a redação proposta pela APREN para o ponto 8 é a seguinte:</i></p> <p><i>“Para efeitos do disposto nos n.ºs 6 e 7, e caso o novo produtor apenas faça uso de uma proporção bem definida do ativo de ligação já existente, nomeadamente quando se trata de uma linha de ligação em antena, o custo a suportar pelo novo produtor deve considerar apenas essa proporção de uso do ativo de ligação em causa.</i></p> <p><i>9 – “Para efeitos do disposto no n.º 7, deve ser considerada uma taxa de depreciação anual de 10%.”</i></p> <p><i>A APREN considera que, para os efeitos em causa, esta taxa de depreciação é muito elevada propondo antes uma taxa de 5%.”</i></p>	<p>cinco anos decorrem do Decreto-Lei n.º 215-B/2012<sup>11</sup>, de 8 de outubro.</p> <p>Já em relação à proposta de redução de 10% para 5% da taxa de depreciação anual do ramal, faz-se notar que este valor de 10% se encontra definido desde a revisão regulamentar de 2014, não havendo elementos suficientemente consubstanciados para o alterar.</p>

<sup>11</sup> Em concreto, dos n.ºs 2 e 3 do artigo 33.º-X

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(REN)</b>  <i>“Artigo 219.º– Construção, encargos e pagamento dos elementos de ligação Propõe-se a alteração do ponto 9 (anteriormente n.º 5), uma vez que a REN tem exigido em casos similares garantias de 5 anos. A lei define que os prazos de garantia são de 5 anos para defeitos construtivos não estruturais ou instalações técnicas, o que parece ser aplicável aos elementos de ligação.”</i></p>	<p>Ver resposta ao comentário anterior e a comentário idêntico na seção Ligações às Redes de Instalações Consumidoras.</p>
<p><b>(APREN)</b>  <i>Artigo 218.º-A  A ERSE propõe apenas dois escalões de taxas, uma para a ligação em MAT de 2000€ e outra para ligação às redes de distribuição de 1100€, o que nos parece manifestamente um número de escalões muito reduzido.  Quanto à proposta de existência de um escalão de ligação à rede MAT, a APREN considera uma solução adequada. No entanto, a existência de apenas um escalão para as ligações às redes de distribuição, não merece o nosso acordo.  De facto, na medida em que as ligações à rede de distribuição podem envolver potências unitárias de gamas muito diversas que vão desde os 50 MW até outras da ordem, apenas, dos kW, os seus impactos e necessidades de estudos são de natureza e complexidade muito diferente.  Assim, a APREN considera que deveria existir um escalão diferenciado para as pequenas instalações de produção, por exemplo aquelas de potência inferior a 2MW, aliás como é</i></p>	<p>No âmbito dos preços regulados referentes aos custos de disponibilização da informação sobre a existência de capacidade de receção e as condições de ligação à rede de instalações produtoras, a ERSE submeteu a discussão a consideração de um valor de 2000 € para as análises de viabilidade de ligação em MAT e de 1100 € para as análises de viabilidade de ligação às redes de distribuição.  Como referido no documento justificativo, o valor relativo às redes de distribuição resultou de proposta fundamentada da EDP Distribuição e o da rede MAT resultou de um exercício de extrapolação a partir do primeiro.  A este propósito, a APREN expressou discordância em relação à inexistência de escalões nas redes de distribuição, sugerindo que se adotem valores diferenciados para BT, MT</p>

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>definido para as instalações consumidoras, para as quais seria apenas exigida metade da taxa geral da rede de distribuição, ou seja, 550€.</i></p> <p><i>De igual forma ao que o Regulamento RRC define para as instalações consumidoras ligadas à rede BT, deveria ser definida uma taxa muito menor para as instalações de produção que se liguem à BT, na ordem dos 50 a 100€. Desde modo, a pequena produção deixaria de estar em clara e injustificada situação de penalização e de discriminação.</i></p>	<p>e AT, por analogia com o que sucede em relação aos serviços de ligação pagos pelos requisitantes de ligação à rede de instalações de consumo.</p> <p>Não se estabelecendo estes preços no RRC, mas sim em subregulamentação, cabe referir que a ERSE toma boa nota da sugestão da APREN e tê-la-á em devida consideração para efeitos da sua publicação.</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“A EDP Distribuição considera adequada a proposta da ERSE que estabelece a obrigação dos produtores suportarem os encargos com a elaboração dos estudos necessários para dar resposta ao pedido de informação sobre a capacidade de receção e condições técnicas de ligação à rede. A EDP Distribuição considera adequados o valor proposto (1100 €) e a metodologia de atualização anual baseada no valor previsto para o deflator implícito no consumo privado.”</i></p>	
<p><b>(REN)</b></p> <p><i>Artigo 218.º-A – Estudo relativo à capacidade de receção e às condições técnicas de ligação à rede</i></p> <p><i>Introdução do ponto 2 relativo à necessidade dos operadores de redes terem também que disponibilizar aos requisitantes o parecer sobre eventuais interferências com os seus domínios ou atividades, relativamente à implantação das instalações produtoras e respetivos elementos de ligação.</i></p>	
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p>	

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>“O CC concorda com os princípios gerais da proposta de alteração regulamentar sobre ligação à rede de instalações de produção, recomendando que o RRC clarifique que compete aos produtores o pagamento aos operadores dos encargos relativos ao acompanhamento das obras, fiscalização e realização de ensaios, e que a responsabilidade pela construção de infraestruturas elétricas em instalações em serviço, por razões operacionais e de segurança, seja dos operadores (ORD e ORT).”</i></p>	<p>O Conselho Consultivo, a EDP Distribuição, a EDP – Energias de Portugal e a REN sugerem que a redação do RRC clarifique que compete aos produtores o pagamento dos operadores dos encargos com os designados serviços de ligação (relativos ao acompanhamento das obras, fiscalização e realização de ensaios). Adicionalmente, a EDP Distribuição sugere o estabelecimento das condições de pagamento desses serviços.</p> <p>A ERSE concorda com a necessidade de prever no RRC o enquadramento aplicável aos serviços prestados pelos operadores das redes no âmbito da ligação de instalações de produção, tendo, para o efeito, introduzido um novo artigo.</p> <p>Por último, cabe referir não terem sido apresentadas propostas relativas a valores dos serviços de ligação para instalações consumidoras em MAT, AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, como solicitado pela ERSE no documento justificativo que integrou o processo de consulta, razão pela qual se inscreveu na redação do RRC a</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>“A proposta de alteração do RRC prevê que os produtores assumam a responsabilidade pela construção dos elementos de ligação à rede e o pagamento dos encargos dos reforços da rede de distribuição que possam ser necessários ao estabelecimento da ligação. As eventuais necessidades de reforço das redes e os respetivos encargos são apurados pelo respetivo operador de rede de distribuição, caso a caso.</i></p> <p><i>As alterações regulamentares propostas consideram ainda que a construção dos elementos de ligação deve obedecer às especificações de projeto e de construção indicados pelo operador de rede, sendo também atribuída ao operador de rede a possibilidade de inspecionar tecnicamente a construção dos elementos de ligação promovida pelo requisitante e solicitar a realização de ensaios.</i></p> <p><i>Sem prejuízo de a EDP Distribuição concordar com estes princípios gerais, considera-se que seria importante densificar os princípios estabelecidos de modo a ter em conta os diferentes passos da fase de construção dos elementos de ligação, designadamente as fases de acompanhamento das obras.</i></p>	

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>Tal com referido na proposta apresentada à ERSE para as normas-padrão, a fase de construção inclui os seguintes passos: (i) Pedido de condições de ligação à RESP (ii) Orçamento, (iii) Aceitação das condições de ligação à RESP, (iv) Execução e acompanhamento da execução das infraestruturas de ligação à RESP, (v) Ensaio aos sistemas de proteção e contagem e (vi) Ligação da instalação de produção à RESP. Durante a fase de construção dos elementos de ligação, o ORD incorre em custos que devem ser suportados pelos produtores.</i></p> <p><i>Tratando-se de serviços cujo volume e complexidade varia com cada situação específica, propõe-se que o RRC identifique estes encargos e estabeleça os princípios gerais para a sua determinação pelo ORD, designadamente em função dos recursos humanos e equipamentos envolvidos na prestação dos serviços, conforme proposto nas normas-padrão apresentadas à ERSE.</i></p> <p><i>Embora concordando com o princípio geral de que devem ser os produtores a construir os elementos de ligação à rede, propõe-se que nos casos em que a construção seja efetuada em instalações em serviço (por exemplo painéis em Subestações) a responsabilidade pela sua execução seja do ORD. Nestas situações específicas, considera-se necessário que o ORD assumira esta responsabilidade de modo minimizar impactos na operação da RESP e garantir a segurança de pessoas e bens.</i></p> <p><i>Para além de ser necessário estabelecer no RRC a obrigação dos produtores suportarem os custos incorridos pelos ORD, importa igualmente estabelecer as respetivas condições de pagamento.</i></p> <p><i>A EDP Distribuição propõe que sejam adotadas as seguintes condições de pagamento:</i></p>	<p>obrigação de envio, no prazo de 30 dias, de proposta fundamentada por parte dos operadores, para este efeito.</p>

## 2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO

### Comentário

- *Estudos para a elaboração de orçamento – deve ser pago um valor mínimo numa única prestação, no momento do pedido de condições de ligação à rede pelo promotor como condição de procedência da elaboração e entrega dos estudos que levarão à realização do orçamento;*
- *Projeto - o valor do projeto integra o orçamento sempre que a obra deva ser executada pelo ORD ou, ainda que executada pelo Produtor, este tenha acordado a respetiva elaboração pelo ORD e deve ser pago no momento da aceitação das condições de ligação à rede;*
- *Execução da obra pelo ORD – os respetivos custos podem ser fracionados em três prestações correspondente a 30%, 40%, 30% do valor total, respetivamente no início, com a aceitação das condições de ligação, a meio e no final da obra, para facilidade de pagamento para o Produtores, salvaguardando, porém, que o valor deve estar totalmente liquidado antes e como condição da ligação da instalação à rede;*
- *Acompanhamento das obras de construção – o valor integra o orçamento e deve ser pago no momento da aceitação das condições de ligação à rede;*
- *Ensaio aos sistemas de proteção e contagem – o valor apurado deve ser pago no final da obra, pois apenas nesta fase é possível apurar estes custos, em função do tempo despendido, das distâncias percorridas e do número de técnicos necessários para a realização dos ensaios;*
- *Encargos devidos a terceiros – o valor deve ser pago numa única prestação, no final da obra, após apuramento de todos os custos. Sem prejuízo do referido, o ORD deverá ser ressarcido dos custos em que houver incorrido a título de “encargos devidos a terceiros”, em*

### Observações da ERSE



<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>momento posterior ao final da obra, sempre que não lhe tenha sido possível apresentá-los aos Produtores atempadamente;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Equipamentos necessários para compensar energia reativa - o valor desta participação pode ser fracionado em três prestações, salvaguardando, porém, que o valor deve estar totalmente liquidado antes e como condição da ligação da instalação à rede.”</i></li> </ul>	
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“A EDP considera que deverá ficar previsto no presente regulamento o pagamento aos ORD dos encargos relativos ao acompanhamento das obras, fiscalização e realização de ensaios. Por outro lado, a construção de elementos em instalações em serviço deverá ser da responsabilidade do ORD.”</i></p>	
<p><b>(REN)</b></p> <p><i>“Adicionalmente, deve referir-se que da mesma forma que os clientes suportam os encargos com os serviços de ligação, o mesmo devia ser considerado na proposta de RRC para os produtores.</i></p> <p><i>Artigo 219.º– Construção, encargos e pagamento dos elementos de ligação</i></p> <p><i>Introdução do ponto 5 relativo à necessidade dos operadores de redes terem que disponibilizar aos requisitantes o orçamento para o projeto e construção dos elementos de ligação a desenvolver dentro das instalações das redes.</i></p> <p><i>Introdução dos pontos 6, 7 e 8 relativos aos encargos dos serviços de ligação referidos neste artigo.”</i></p>	

**(Iberdrola Generación)**

Conforme é do conhecimento público a IBERDROLA foi a empresa adjudicatária do concurso público lançado pelo Governo Português em 2008, no âmbito do Plano Nacional de Barragens de Elevado Potencial Hidroeléctrico (“PNBEPH”), para a atribuição de captação de água, para a produção de energia hidroeléctrica e concepção, construção, exploração e conservação de obras públicas das respectivas infra-estruturas hidráulicas dos aproveitamentos de Gouvães, Padroselos, Alto Tâmega e Daivões.

A adjudicação foi formalizada com a assinatura do contrato de implementação e do correspondente pagamento ao Estado Português, em 16 de Dezembro de 2008, de 303M€.

No dia 30 de Junho de 2014, a IBERDROLA e o Estado Português formalizaram o respectivo contrato de Concessão, que assinalou o início dos trabalhos de construção do Sistema Electroprodutor do Tâmega (“SET”).

No âmbito do PNBEPH estava cometido ao ORT a responsabilidade pela construção, bem como pela assumpção dos encargos com a ampliação das infra-estruturas da RNT, necessárias para escoar a energia produzida pelo SET.

Responsabilidade que foi reiterada e confirmada no Protocolo de Ligação celebrado entre o ORT e a IBERDROLA.

Em relação a este comentário, cabe referir que, por regra, as alterações regulamentares se aplicam às situações constituídas após a entrada em vigor do normativo e salvaguardado o disposto na legislação aplicável.

Certo é que, à presente data, a realização do investimento necessário para a execução das ditas infra-estruturas pelo ORT, não obstante constar de diversos PDIRT, não obteve ainda a pronúncia formal por parte do Governo, situação que, para além de ser susceptível de comprometer a entrada em operação comercial do SET nos prazos previstos no contrato de concessão assinado com o Estado Português, leva a IBERDROLA a manifestar aqui a sua preocupação de ver esta questão da possibilidade de repartição dos custos salvaguardada no âmbito da revisão do RRC.

Com efeito, a IBERDROLA crê que esta proposta de revisão do RRC não é suficientemente clara quanto à salvaguarda dos direitos dos promotores consagrados por via do PNBEPH, dos concursos e dos contratos de concessão na sequência celebrados, no âmbito dos quais os custos de realização destes investimentos ficaram expressamente a cargo do ORT.

Sugerimos assim que para efeitos de clarificação se considere de forma expressa que estas alterações serão apenas aplicáveis a empreendimentos a implementar após a entrada em vigor do RRC revisto.

Por último cabe assinalar que a presente pronúncia não preclui o direito da IBERDROLA GENERACIÓN, SAU, ou de outras empresas do Grupo, virem a pronunciar-se nesta sede relativamente a outras questões que julguem pertinentes sobre proposta de revisão sujeita a consulta pública.

<b>2.20 LIGAÇÃO DE INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(REN)</b>  <i>“Artigo 219.º– Construção, encargos e pagamento dos elementos de ligação                      À semelhança do proposto nos articulados relativos às instalações consumidoras propõe-se a alteração do ponto 2 (com introdução de texto clarificador), uma vez que apenas os operadores das redes devem poder construir elementos de ligação dentro das suas instalações.”</i></p>	<p>Ver resposta a comentário idêntico na Secção de Ligações às Redes de Instalações consumidoras.</p>

<b>2.21 CLIENTES COM CONTADORES INTELIGENTES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(APEQ)</b>  <i>“os consumos de clientes com contadores inteligentes poderão ser agregados para a operacionalização de respostas do lado da procura e prestação de serviços de sistema e balanço.(...) os grandes consumidores, que subscrevem o serviço de interruptibilidade, podem fornecer os mesmos serviços e numa escala muito maior, com baixo custo e certamente com uma gestão mais simples e eficaz”</i></p>	<p>A redação proposta para o n.º 7 do artigo 142.º do RRC não circunscreve a agregação para efeitos de prestação de serviços de sistema ou de gestão da procura a qualquer subconjunto de instalações de consumo. De todo o modo, a procura não pode simultaneamente vender a mesma potência em produtos assimilados entre si, o que não impede a participação formal no mercado de serviço de sistema e no mecanismo de interruptibilidade</p>
<p><b>(Solvay)</b>  <i>“(...) os consumos de clientes com contadores inteligentes poderão ser agregados para a operacionalização de respostas do lado da procura e a prestação de serviços de sistema e balanço. Isto revela um racional económico próprio e Induz eficiência no sistema, o que está em linha com a proposta da Comissão Europeia para a revisão do mercado interno de energia.</i></p>	
<p><b>(APIGCEE)</b>  <i>“A APIGCEE concorda plenamente com esta abordagem, no entanto considera-se que os grandes consumidores, que subscrevem o serviço de interruptibilidade, podem fornecer os mesmos serviços e numa escala alargada, com baixo custo e certamente com uma gestão mais simples e eficaz, pelo que não deveriam ser impedidos de contribuir para a melhoria da eficiência do sistema.”</i></p>	
<p><b>(EDP Distribuição)</b>  <i>(...) Numa fase em que a instalação de contadores inteligentes se está a intensificar, a EDP Distribuição considera que deveria ser reanalisada a exigência de desagregação da</i></p>	<p>Importa separar a atividade de medição, das de recolha e disponibilização de informação. Em relação à medição, as</p>

<b>2.21 CLIENTES COM CONTADORES INTELIGENTES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>informação recolhida dos contadores em cada período de 15 minutos. Com efeito e tal como referido na proposta de alteração do artigo 36º (n.º 4), considera-se que para a maior parte das aplicações bastaria dispor da informação com desagregação horária, com significativas economias ao nível dos sistemas de informação (capacidade e tempo de processamento). Esta alteração seria efetuada sem prejudicar os serviços de disponibilização de dados definidos no Guia de Medição Leitura e Disponibilização de Dados (GMLDD), no que se refere à produção para autoconsumo e à mobilidade elétrica, com a manutenção da desagregação dos dados em períodos de 15 minutos de forma a minimizar a aplicação de perfis.”</i></p>	<p>funcionalidades dos contadores inteligentes encontram-se estabelecidas no anexo I da Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho, prevendo-se aí a realização de contagens com desagregação de pelo menos 15 minutos. Já no que respeita às atividades de recolha e disponibilização de informação, merece concordância da ERSE não ser necessária essa desagregação para o cumprimento de parte substancial das obrigações legais e regulamentares, pelo que importa, adequá-las numa base casuística.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“A EDP considera positiva as propostas apresentadas numa fase em que o número de contadores inteligentes instalados está consideravelmente a aumentar. Contudo, importa atender que a disponibilização de novos serviços associados aos contadores inteligentes implicará também desenvolvimentos ao nível dos sistemas de informação (...)”</i></p>	<p>A ERSE tem presente que, nesta, como noutras matérias objeto de alteração regulamentar, importa acautelar os necessários desenvolvimentos ao nível dos sistemas de informação.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“Nos casos de mudança de comercializador, para efeitos de apuramento dos valores a repercutir em cada contrato, dever-se-ia considerar uma distribuição diária uniforme apenas nas instalações consumidoras que não disponham de equipamento adequado à medição de cada uma das variáveis de faturação (equipamentos de telecontagem)”</i></p>	<p>A ERSE acolheu a sugestão, adaptando o texto regulamentar à circunstância de existir informação com desagregação mais granular do consumo.</p>

<b>2.21 CLIENTES COM CONTADORES INTELIGENTES</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(Conselho Consultivo)</b></p> <p><i>“(…)1. O CC considera inovadora a proposta da ERSE na medida em que pode promover a utilização das funcionalidades dos contadores inteligentes em benefício do funcionamento do SEN e da oferta de melhores serviços aos consumidores de energia elétrica.</i></p> <p><i>2. O CC sugere ainda que o plano de instalação de contadores inteligentes se efetive, por forma a que se possam implementar globalmente as propostas agora apresentadas.”</i></p>	<p>A aprovação do calendário de instalação dos contadores inteligentes cabe ao membro do Governo responsável pela área da energia, nos termos previstos na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho.</p>





2.22 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><b>(Acciona)</b></p> <p><i>Consideramos que a frequência de apresentação, envio ou atualização de informação à ERSE é excessiva. Não acreditamos que seja necessária uma atualização tao frequente da informação solicitada. Propõe-se uma unificação dos prazos de envio para facilitar o cumprimento e, por exemplo, unificar os envios sempre na mesma data do ano. Propõe-se a publicação de um guia com toda a informação e prazos de entrega que a comercializador tem que enviar, para que possa facilitar o seguimento e respetivo cumprimento, sem criar confusões no conteúdo e nas datas no envio da informação à ERSE. Propõe-se a otimização dos envios, reduzindo o número de envios para o mínimo possível, sempre agregando toda a informação que seja alvo de envio para a ERSE, a uniformização do tipo de informação a reportar e sobretudo a unificação da frequência das comunicações. Solicita-se a simplificação do processo, da informação a reportar e respetiva frequência (prazos de entrega).</i></p>	<p>Sem prejuízo de um crescente esforço na convergência de prazos para reporte de informação, a supervisão da ERSE tem por base recolha de informação diversa em momentos distintos.</p>
<p><b>(Endesa)</b></p> <p><i>“Grande variedade de obrigações de informação das empresas comercializadores ao regulador estabelecidos nos diferentes regulamentos: É importante que a atividade de comercialização seja monitorada para garantir o funcionamento adequado. No entanto, para introduzir a eficiência e facilitar a atividade de comercialização, todos sem prejudicar os direitos dos consumidores, é necessário que todas as obrigações de informação dos</i></p>	<p>A revisão regulamentar teve, no seu espírito, o reforço das condições de transparência do mercado retalhista, que se traduzem num benefício para o mercado como um todo, assim como para todos os agentes que nele intervêm.</p>

2.22 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
<p><i>comercializadores sejam revisadas, de modo que as duplicações sejam eliminadas e se centralize a regulamentação destas obrigações em uma única peça regulamentar..”</i></p>	<p>Neste sentido, importa ter presente que para o desenvolvimento de uma supervisão eficaz é necessário um reporte de informação eficaz e fiável.</p> <p>Acresce ainda que a revisão regulamentar per si não impõe um reforço do reporte de informação, mas sim uma sistematização do reporte.</p>
<p><b>(Endesa)</b></p> <p><i>“Prescrição de faturas / disponibilidade de consumo final: (...) De acordo com o parágrafo 1 do artigo 10 da Lei 23/96, de mecanismos para proteção aos usuários de serviços essenciais, o direito de receber o preço do serviço prescrito no prazo de 6 meses após sua prestação, no entanto, de acordo com o Guia de Medição, Leitura e Disponibilidade de Dados (GMLDD), os distribuidores têm 9 meses para facilitar os dados finais de consumo (fechamento de carteira) para as empresas comercializadores, por isso às vezes nos vemos prejudicados ao não poder faturar e cobrar corretamente aos clientes no prazo de 6 meses por falta de dados finais. Por esta razão, é solicitado que o GMLDD dentro do período especificado no parágrafo 1 do artigo 10 da Lei 23/96 de 26 de Julho, de modo a permitir aos comercializadores realizar com comodidade as gestões de faturamento e cobro, uma vez que se tenha produzido o fechamento de carteira por parte das distribuidoras.”</i></p>	<p>A ERSE reconhece que a situação atual comporta um risco acrescido para a atividade de comercialização.</p> <p>Importa, contudo, referir que o prazo de 6 meses se encontra estabelecido na Lei dos Serviços Públicos Essenciais, não tendo a ERSE qualquer responsabilidade no seu estabelecimento.</p> <p>Por outro lado, o prazo de 9 meses para liquidação definitiva, previsto no Guia de Medição, é dos mais reduzidos a nível europeu.</p> <p>Não obstante, a ERSE, em diálogo com os operadores das redes, tem vindo, não apenas a sensibilizar para a importância</p>

2.22 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
	<p>da disponibilização atempada dos dados para faturação, mas também a perspetivar formas de reduzir o referido prazo.</p> <p>A este propósito, faz-se notar que a instalação de contadores inteligentes na BTN (que, neste momento, representam já quase 20% do parque de contadores) deverá, a prazo, contribuir muito significativamente para essa redução.</p>
<p><b>(Gas Natural Fenosa)</b></p> <p><i>“A proposta mantém e aumenta a carga administrativa das comercializadoras, bem como a quantidade de reporting que as comercializadoras deem passar à ERSE. Mantém-se também a multiplicidade de relatórios que as comercializadoras são obrigadas a ceder a ERSE.”</i></p>	<p>A revisão regulamentar teve, no seu espírito, o reforço das condições de transparência do mercado retalhista, que se traduzem num benefício para o mercado como um todo, assim como para todos os agentes que nele intervêm.</p>
<p><b>(EDP – Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(…)Igualmente, o aumento das obrigações de reporte, que tem sido manifesto nas revisões regulamentares, acaba por complexificar a atividade de comercialização em si.”</i></p>	<p>Neste sentido, importa ter presente que para o desenvolvimento de uma supervisão eficaz é necessário um reporte de informação eficaz e fiável.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“A IBERDROLA considera desajustadas as obrigações exaustivas de reporte e os extensos requisitos da contratação que a ERSE propõe uma vez que vem introduzir uma maior burocracia, sem que tal se traduza necessariamente num acréscimo de qualidade na</i></p>	<p>Acresce ainda que a revisão regulamentar per si não impõe um reforço do reporte de informação, mas sim uma sistematização do reporte.</p>

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>atuação dos intermediadores. Adicionalmente, tais exigências poderão constituir barreiras de mercado (...)</i></p>	
<p><b>(APREN)</b></p> <p><i>“(...) É notada, ao longo desta proposta, uma maior centralização de responsabilidades de monitorização e de controlo na ERSE, o que se reconhece necessário para um funcionamento e desenvolvimento do sistema elétrico nacional de forma custo-eficaz, para o benefício da economia nacional e, conseqüentemente, do consumidor. Contudo, esta maior centralização de responsabilidades na ERSE, não pode, de modo nenhum, corresponder a um acréscimo de peso administrativo e de encargos para o sistema, pelo que algumas das novas disposições têm que ser implementadas tendo em conta esta absoluta exigência. A APREN identifica e manifesta a sua preocupação pelo desfasamento que existe, ou subsiste, entre os pressupostos desta regulamentação e as disposições legislativas realmente em vigor por ausência de publicação de sub-regulamentação necessária. Esta desarticulação provoca incerteza e falta de previsibilidade nos agentes do setor, com conseqüências negativas em toda a cadeia de produção de valor do setor elétrico.</i></p>	
<p><b>(Elergone)</b></p> <p><i>“Para dar resposta a diversas obrigações dos comercializadores, será inevitável o aumento muito significativo de carga administrativa. Deveria ser equacionada a simplificação e periodicidade das diversas informações a prestar assim como a compilação num único documento de todas as obrigações de informação.”</i></p>	

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>Na proposta de revisão regulamentar, a ERSE restringe os prazos de natureza administrativa fixados no regulamento a contar nos termos do Código o Procedimento Administrativo àqueles que envolvam decisões de entidades públicas. A EDP Distribuição considera, contudo, que todos os prazos administrativos, envolvam ou não decisões de entidades públicas, devem ser contados nos termos do referido código, incluindo eventuais prazos para a simples prestação de informações, pelas entidades abrangidas pelo regulamento, à ERSE. Este tema é relevante, tendo presente que os prazos contados nos termos do Código do Procedimento Administrativo são, por regra, contados em dias úteis, por oposição aos restantes, que são, por regra, contados em dias corridos.</i></p>	<p>Apenas estão sujeitos a contagem nos termos do Código do Procedimento Administrativo os prazos respeitantes a atos e formalidades que integrem um procedimento a que seja aplicável aquele Código.</p> <p>Deste modo, aos prazos fixados para a prestação de informações que não se insiram num procedimento administrativo, nos termos previstos no CPA, não serão aplicáveis as regras estabelecidas no mesmo Código.</p> <p>Nesse sentido, o RRC foi alterado de modo a clarificar redação proposta.</p>
<p><b>(Endesa)</b></p> <p><i>“Obrigação de divulgar publicamente a não conformidade com as recomendações da ERSE: No parágrafo 3 do artigo 325 da proposta de revisão RRC afirma-se que os agentes que decidirem não seguir as "recomendações" de ERSE devem divulgar esse facto ao público, principalmente através do seu site. No entanto, considera-se que a propagação desta mensagem poderia confundir os consumidores, levando-os a pensar que agindo fora das leis estabelecidas, etc. Portanto, é proposta a remoção do ponto 3 do artigo 325.”</i></p>	<p>Resulta claro da leitura de todo o artigo que as recomendações em causa visam transmitir a perspetiva da ERSE sobre boas práticas a adotar, o que não é suscetível de confusão com qualquer atuação ilícita, que implica o desrespeito por norma ou ato administrativo (dada a sua natureza vinculativa). Com a revisão proposta simplifica-se o mecanismo previsto no Regulamento em vigor, considerando-se que os destinatários devem cumprir aquela obrigação mínima por razões de transparência. Fazemos notar que está em causa uma</p>

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
	recomendação, a qual por natureza não tem natureza vinculativa.
<p><b>(EDP Serviço Universal)</b></p> <p><i>“Os comercializadores e os CUR devem remeter à ERSE, até ao último dia do mês seguinte ao fim de cada trimestre, a informação trimestral dos clientes que, nas respetivas carteiras de fornecimento e à data do fim do trimestre respetivo, são beneficiários da tarifa social. A proposta revisão regulamentar de prevê agora que esta informação deve ainda explicitar, relativamente ao trimestre a que reporta, o número de pedidos de aplicação da tarifa social, o número desses pedidos que foram recusados e o motivo de recusa. Tendo em conta as funções assumidas pelo OLMC, a EDPSU considera que seria mais adequado que esta obrigação de prestação de informação estivesse centrada no OLMC ou na DGEG, entidade responsável pela sua atribuição.”</i></p>	<p>Sem prejuízo da informação ser enviada a outras entidades, a ERSE considera o reporte desta informação necessário para o desenvolvimento de uma supervisão eficaz, no âmbito da proteção dos consumidores.</p>
<p><b>(EDP Energia de Portugal)</b></p> <p><i>Os comercializadores e os CUR devem remeter à ERSE, até ao último dia do mês seguinte ao fim de cada trimestre, a informação trimestral dos clientes que, nas respetivas carteiras de fornecimento e à data do fim do trimestre respetivo, são beneficiários da tarifa social. A proposta de revisão regulamentar prevê agora que esta informação deve ainda explicitar, relativamente ao trimestre a que reporta, o número de pedidos de aplicação da tarifa social, o número desses pedidos que foram recusados e o motivo de recusa. Tendo em conta as funções assumidas pelo OLMC, a EDP considera que seria mais adequado que esta obrigação estivesse centrada nesta entidade e também na DGEG, na</i></p>	

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>medida em que estas entidades conhecem a informação para todo o universo de clientes do continente, nomeadamente as recusas e os respetivos motivos.</i></p>	
<p><b>(EDP Serviço Universal)</b></p> <p><i>“Os CUR devem remeter mensalmente à entidade encarregue da gestão do processo de mudança de comercializador a informação relativa a todos os fornecimentos por si assegurados, até ao dia 10 do mês seguinte a que a mesma diga respeito.</i></p> <p><i>Esta obrigação já estava prevista no regulamento anterior, contudo a EDPSU considera este prazo demasiado curto, face ao tipo de informação que deve ser remetida, pelo que se propõe que este prazo seja alargado para o dia 15 do mês seguinte.”</i></p>	<p>A ERSE considera o prazo já estabelecido adequado para o envio da informação relativa aos fornecimentos assegurados pelos CUR.</p>
<p><b>(EDP Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Os CUR devem remeter mensalmente à entidade encarregue da gestão do processo de mudança de comercializador a informação relativa a todos os fornecimentos por si assegurados, até ao dia 10 do mês seguinte a que a mesma diga respeito.</i></p> <p><i>Esta obrigação já estava prevista no regulamento anterior, contudo a EDP considera este prazo curto, face à extensão da informação que deve ser remetida, pelo que se considera que este prazo deveria ser alargado para o dia 15 do mês seguinte.”</i></p>	
<p><b>(EDP Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“A proposta de revisão regulamentar estabelece regras que vão no sentido de concretizar a interrupção do fornecimento na sequência de cessação do contrato de fornecimento por iniciativa do cliente em prazos curtos. O n.º 5 do artigo 75º determina que a “data de interrupção de fornecimento pode apenas exceder a data de interrupção comunicada no pré-aviso respetivo remetido ao cliente por razões de agendamento entre o operador da rede de</i></p>	<p>A proposta de revisão regulamentar promovida pela ERSE visou dotar o mercado de certeza acrescida quanto às datas comunicadas no âmbito de pré-aviso de datas de interrupção, inibindo situações em que uma dissociação significativa entre a data expressa nesse mesmo pré-aviso e a data de</p>

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>distribuição e o comercializador, não podendo esse diferimento de datas exceder os 5 dias úteis”. Considera-se que seria importante esclarecer e desenvolver esta disposição, dado que a mesma levanta várias dúvidas. Desde logo;</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>O RRC não define o que acontece quando o ORD não consegue concretizar a interrupção do fornecimento</i></li> <li>• <i>Deve o cliente continuar a ser fornecido</i></li> <li>• <i>Deverá ser enviado novo pré-aviso por parte do comercializador, face ao incumprimento temporal definido? Neste caso, qual será a data de antecedência a considerar?</i></li> </ul> <p><i>De referir que uma solução deste tipo se traduzirá naturalmente em mais custos para os comercializadores.”</i></p>	<p>concretização da interrupção conduz, naturalmente, a falhas no entendimento que os consumidores pudessem fazer da própria interrupção.</p> <p>No comentário formulado, são mencionadas decorrências desta nova concretização regulamentar que, no entender da ERSE, são pré-existentes a esta alteração. A título de exemplo, não sendo concretizada a interrupção de fornecimento, pelos motivos que haja, a instalação de fornecimento continua em fornecimento. Acresce que, no âmbito da atuação dos operadores de rede, a existência de custos regulados para o corte e restabelecimento também obriga a que a proposta de preços para esse mesmo serviço regulado deva ser acompanhada da informação relativa ao número de situações em que as atuações requeridas são realizadas com sucesso.</p>
<p><b>(EDP Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“Determina o n.º 2 do artigo 119º que as leituras são sempre validadas em face do histórico, quer sejam da empresa quer dos clientes.</i></p> <p><i>Contudo, entendemos que a leitura enviada pelo cliente também deverá ser sujeita a validação, podendo não ser considerada caso esteja fora dos limites previstos.</i></p> <p><i>Assim, sugerimos uma alteração ao articulado presente no n.º 2 do mencionado artigo, devendo passar a constar:</i></p>	<p>Entende a ERSE que a redação no n.º 2 do artigo 119.º tem subjacente a validação da leitura, quer seja ou não comunicada pelo cliente, para efeitos da sua consideração no processo de faturação.</p>



2.22 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>2- (...) devendo prevalecer, sempre que existente, a mais recente informação de consumos obtida por leitura direta, <b>devidamente validada</b>, dos equipamentos de medida, nesta se incluindo a que tenha sido comunicada pelo cliente.</p> <p>Adicionalmente, e de acordo com o nº 4 do presente artigo, é referido que, “para efeitos de estimação de consumos, os comercializadores e comercializadores de último recurso devem previamente informar e conferir aos clientes o direito de escolha sobre a metodologia a aplicar, de entre as opções previstas no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, que deve ser exercido de forma expressa”.</p> <p>Ora, no que respeita à metodologia utilizada para efeitos da estimativa de consumos, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados encontra-se definido que para a obtenção do consumo estimado de um cliente em BTN, o cliente pode optar entre os métodos de estimativa A (“Perfil”) e B (“Consumo Fixo”), a serem aplicados pelo ORD e comercializador respetivos.</p> <p>No método de estimativa de Perfil, a determinação do consumo estimado, baseia-se no consumo médio diário obtido para um ponto de entrega e no perfil inicial que lhe foi atribuído ao passo que no método do Consumo Fixo aplica-se por acordo de um valor de consumo médio mensal a registar pelo ORD ou pelo comercializador, quando não exista leitura real (aplicadas a determinadas tipologias de consumo, vulgarmente conhecidas como avenças).</p> <p>Com o disposto, pretende-se esclarecimentos sobre o facto de ser possibilitado ao cliente uma leitura que não a real, contrário ao objetivo de este dever ser faturado pelo consumo real.”</p> <p><b>(EDP Serviço Universal)</b></p>	<p>O comentário parece remeter para o método de estimativa “Consumo Fixo”. Este método, tal como o método “Perfil”, deve ser aplicado para estimar consumos de clientes em BTN, sempre que não tenha sido recolhida uma leitura real.</p> <p>Neste método, há lugar ao estabelecimento de um consumo médio mensal, determinado com base no histórico de consumo da instalação, caso exista, ou com base em estimativa de consumo, face às características da instalação, composição do agregado familiar, etc que, em qualquer caso, deve ser corrigido com base nos registos reais de consumo da instalação.</p>

2.22 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
<p>“À semelhança do que sucede com as leituras recolhidas pelo ORD, entendemos que as leituras enviadas pelo cliente também deverão ser sujeitas a validação, podendo não ser consideradas caso estejam fora dos limites previstos. Assim, sugerimos uma alteração ao articulado presente no n.º2 do mencionado artigo, devendo passar a constar:</p> <p>2- (...) devendo prevalecer, sempre que existente, a mais recente informação de consumos obtida por leitura direta, <b>devidamente validada</b>, dos equipamentos de medida, nesta se incluindo a que tenha sido comunicada pelo cliente.”</p>	
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p>“(…) a EDP Distribuição considera que deve ser efetuada uma reavaliação da proposta de imposição do prazo de 48 h para disponibilização de leituras aos comercializadores. A EDP Distribuição considera que o n.º 1 do artigo 268.º deveria clarificar o que se entende por leitura direta dos equipamentos e esclarecer o que deve ser feito quando há conflito, nomeadamente se é lícito que prevaleça a leitura recolhida pela telecontagem. De facto, com o aumento do número de contadores em telecontagem na BTN será, cada vez mais frequente, existir conflito entre a leitura recolhida por telecontagem e a leitura disponibilizada pelo cliente/Comercializador.”</p>	<p>Independentemente de quem recolhe a leitura do equipamento de medição, deve prevalecer o princípio de consideração da última leitura devidamente validada. Ao contrário do manifestado pela EDP Distribuição, a expectativa da ERSE é a de que a conflitualidade a esse nível diminua com a massificação da telecontagem na BTN, desde logo porque uma percentagem importante dos consumidores deixará, nessas circunstâncias, de recolher as leituras.</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p>A proposta da ERSE prevê que nas situações de impossibilidade de acordar uma data para a realização de leitura extraordinária, os ORD, nas situações em que não procedam à interrupção do fornecimento no termos previstos no artigo 269.º, são responsáveis pelos encargos que daí decorram, designadamente os que venham a ser apurados por aplicação do regime de prescrição e caducidade.</p>	<p>Entende a ERSE que a redação por si proposta para o RRC, no respeitante à leitura extraordinária, confere aos operadores das redes o enquadramento necessário para garantir a recolha de leituras de acordo com a periodicidade regulamentarmente estabelecida sob pena de, nos casos em que tal não aconteça,</p>

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>A EDP Distribuição considera que deve ser avaliada a possibilidade de estabelecer prazos máximos para acordar a data da leitura extraordinária e prazo máximo para interrupção a contar do momento em que se verifica a falta de acesso ao equipamento na data acordada para a leitura.</i></p> <p><i>Adicionalmente, considera-se que deverá ser salvaguardada a situação de impossibilidade de interrupção do fornecimento por falta de disponibilização de acesso à instalação do cliente, a qual não deverá implicar quaisquer encargos para o ORD.”</i></p>	<p>por facto imputável ao cliente, o fornecimento possa ser interrompido. Note-se que o RRC prevê mesmo que a impossibilidade de acordo relativamente à data para realização de leitura extraordinária motive interrupção de fornecimento. Importa, por último, referir que a circunstância de existirem prazos distintos para, por um lado, a prescrição do direito ao recebimento pelo serviço prestado pelos comercializadores aos seus clientes e, por outro lado, para o fecho definitivo das carteiras de comercialização deve, por si só, motivar os operadores das redes a diligenciarem no sentido de garantirem a recolha e disponibilização atempada da informação necessária para a faturação.</p>
<p><b>(EDP Distribuição)</b></p> <p><i>A EDP Distribuição considera de forma muito positiva a proposta da ERSE, uma vez que vem criar um enquadramento regulatório mais favorável para as atividades de deteção e redução de consumo ilícito de eletricidade. Considera-se, no entanto, que seria adequado tornar claro na regulamentação quais as tarifas a aplicar à energia regularizada na sequência da deteção de um processo de consumo ilícito de eletricidade, que na opinião da EDP Distribuição, deveriam ser as tarifas transitórias de venda a clientes finais ou as tarifas aditivas de venda a clientes finais. De igual modo, considera-se que deve ficar claro que o montante de energia recuperado, corresponde à totalidade da energia que serve de base ao cálculo da indemnização por consumo ilícito, dentro dos prazos legalmente definidos.</i></p>	<p>A ERSE regista a sugestão de melhoria de redação do disposto no n.º 5 do Artigo 266.º, alterando-se o articulado em conformidade e no sentido de explicitar a aplicação da tarifa transitória ou tarifa aditiva referente a cada situação considerada no âmbito deste norma.</p>

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>Em coerência com a redação do n.º 6 do artigo 266.º considera-se que o artigo 121.º do Regulamento Tarifário (Metodologia de Cálculo do Incentivo à Redução de Perdas) deverá ser alterado de modo a clarificar a forma como se considera a energia regularizada no cálculo do incentivo à redução de perdas, designadamente na fórmula que consta desta disposição regulamentar.</i></p>	
<p><b>(EDP Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“(…)A EDP considera de forma muito positiva a proposta da ERSE, uma vez que vem criar um enquadramento regulatório mais favorável para as atividades de deteção e redução de consumo ilícito de eletricidade. Considera-se, no entanto, que seria adequado tornar claro na regulamentação quais as tarifas a aplicar à energia regularizada na sequência da deteção de um processo de consumo ilícito de eletricidade.</i></p> <p><i>A proposta de alteração do RRC prevê as seguintes alterações no que se refere à leitura dos equipamentos de medição:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li><i>• O ORD deve atualizar e manter acessível, no prazo máximo de 48h após comunicação, todas as leituras que lhe tenham sido comunicadas por clientes;</i></li> <li><i>• Nas situações de impossibilidade de acordar uma data para a realização de leitura extraordinária, os ORD, são responsáveis pelos encargos que daí decorram, designadamente os que venham a ser apurados por aplicação do regime de prescrição e caducidade.</i></li> </ul> <p><i>A EDP considera que deve ser efetuada uma reavaliação da proposta de imposição do prazo de 48 h para disponibilização de leituras aos comercializadores, pois, atualmente, as leituras</i></p>	<p>Entende a ERSE que a redação por si proposta para o RRC, no respeitante à leitura extraordinária, confere aos operadores das redes o enquadramento necessário para garantir a recolha de leituras de acordo com a periodicidade regulamentarmente estabelecida sob pena de, nos casos em que tal não aconteça, por facto imputável ao cliente, o fornecimento possa ser interrompido. Note-se que o RRC prevê mesmo que a impossibilidade de acordo relativamente à data para realização de leitura extraordinária motive interrupção de fornecimento. Importa, por último, referir que a circunstância de existirem prazos distintos para, por um lado, a prescrição do direito ao recebimento pelo serviço prestado pelos comercializadores aos seus clientes e, por outro lado, para o fecho definitivo das carteiras de comercialização deve, por si só, motivar os operadores das redes a diligenciarem no sentido de garantirem</p>

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>comunicadas pelos clientes só são disponibilizadas aos comercializadores depois de validadas, não sendo ainda possível garantir o prazo máximo de 48h.</i></p> <p><i>Por outro lado, a EDP entende que deve ser avaliada a possibilidade de estabelecer prazos máximos para acordar a data da leitura extraordinária e prazo máximo para interrupção a contar da falta de acesso ao equipamento na data acordada para a leitura. Adicionalmente, considera-se que deverá ser salvaguardada a situação de impossibilidade de interrupção do fornecimento por falta de disponibilização de acesso à instalação do cliente, a qual não deverá resultar em quaisquer encargos para o ORD que daí decorram.”</i></p>	<p>a recolha e disponibilização atempada da informação necessária para a faturação.</p> <p>No caso da disponibilização dos dados de consumo, a revisão regulamentar já incorporou uma ponderação de custos e benefícios pelo que não considera atendível uma reponderação da mesma.</p>
<p><b>(EDP Energias de Portugal)</b></p> <p><i>“De acordo com o nº 3, “os comercializadores devem enviar à ERSE, no prazo de 30 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, informação sobre as taxas de juro aplicáveis ou outros mecanismos contratualmente previstos em caso de mora”.</i></p> <p><i>Cumpre referir, desde já, que a EDP sempre aplicou as taxas supletivas de juros moratórios definidas por lei e divulgadas em Diário da República por aviso da Direção-Geral do Tesouro e Finanças.</i></p> <p><i>Não obstante, se os contratos previrem quais as taxas de juro em caso de mora, e tendo esses documentos que ser remetidos à ERSE nos termos previstos no RRC, não se estará aqui a duplicar informação a reportar?”</i></p>	<p>A ERSE entende que, para efeitos de monitorização, o reporte requerido resulta em maior transparência do mercado retalhista, beneficiando todo o mercado por via da criação e condições para reduzir a conflitualidade.</p>
<p><b>(Iberdrola)</b></p> <p><i>“De acordo com o n.º 2 do art.º136 os atrasos de pagamento ficam sujeitos à cobrança de juros de mora à taxa de juro legal em vigor, como tal não se compreende o alcance da</i></p>	

<b>2.22 OUTROS</b>	
<b>Comentário</b>	<b>Observações da ERSE</b>
<p><i>redação proposta no n.º 3 e n.º 4 do mesmo artigo que cria um reporte obrigatório à ERSE sobre as taxas de juro aplicáveis pelos comercializador.”</i></p>	
<p><b>(Iberdrola)</b>  <i>“A IBERDROLA não compreende a razão pela qual um comercializador após uma interrupção do fornecimento por facto imputável ao cliente, terá de aguardar mais de 60 dias para poder cessar o contrato de fornecimento de energia elétrica, ficando, entretanto, obrigado a suportar os encargos de potência contratada da instalação de acordo com o disposto no artigo 130º. Este prazo adicional, após interrupção efetiva de fornecimento, não resulta numa mais valia para o cliente, que incorrerá em mais dívida neste período, não tendo muitas vezes consciência deste facto. Face ao supra exposto, a IBERDROLA sugere que a redação do presente artigo seja revista de maneira a permitir que a cessação do contrato seja passível de ser solicitada ao ORD com efeitos imediatos.”</i></p>	<p>Faz-se notar que o objeto comentado já se encontra assim expresso na alínea e) do n.º 12 do Artigo 106.º do RRC ainda em vigor, não constituindo, por isso uma alteração agora proposta. Acresce que o sentido da norma constitui um direito para os comercializadores de poderem suscitar o fim da relação contratual nas situações em que a interrupção por facto imputável ao cliente se prolongue por mais de 60 dias.</p>
<p><b>(DECO)</b>  <i>“Art. 106º-A e art. 106º-B - A redação destes artigos necessita de alguma correção, uma vez que não é definido um prazo para a comunicação de alterações contratuais, e consequentemente, um prazo para os consumidores denunciarem um contrato caso não aceitem as alterações propostas.  O art. 1069-B/2 faz uma remissão para um número 11 que não se consegue identificar.”</i></p>	<p>A ERSE considera que a redação do Artigo 106.º - A explicita os prazos para a comunicação da informação relativa a alterações contratuais decorrentes da renovação contratual, definindo ainda que alterações de condições de execução do próprio contrato devam ser comunicadas de forma antecipada e não postecipada.</p>

2.22 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
	De todo o modo, reconhecendo-se a inconsistência de redação, corrigiu-se no texto regulamentar, a remissão incorreta identificada.
<p><b>(DECO)</b></p> <p><i>“A temática da fatura será inequivocamente a que mais motiva reclamações por parte dos consumidores, nomeadamente pela sua complexidade e inteligibilidade. Assim, e sabendo que a composição da tarifa energética é complexa, compreendemos que a simplificação da fatura sendo necessária, estará sempre limitada pela inclusão da informação legal obrigatória. No entanto, e após o desenvolvimento de um estudo comparativo das faturas existentes no mercado nacional, pela DECO, no ano de 2016, assinalam a verificação de falhas importantes na comunicação das principais informações aos consumidores. A principal delas relacionada com as alíneas d) e e) do art. 132^2: As quantidades associadas a cada um dos termos faturados; O período da faturação a que a mesma reporta e a data limite de pagamento. Esta informação é essencial para o consumidor, que quando recebe a sua fatura, procura os elementos para responder a algo muito simples: O que estou a pagar? A cobrança de consumo estimado, consumo real, desconto de consumo estimado já pago, dividido pelos diversos períodos de acerto a que se reportará a fatura e eventualmente de acordo com diferentes períodos horários, é complexo e a maioria das faturas não consegue transmitir esta informação de forma clara e simples. Assim, entendemos que muitos esforços se deverão fazer neste âmbito, por forma a que a fatura energética não continue a ser um enigma para a generalidade dos consumidores.”</i></p>	<p>A ERSE, nas suas funções de monitorização e supervisão, bem como de formação direta aos consumidores, não deixará, como até aqui, de envidar esforços para uma maior clarificação, simplificação e verificação da informação contida na fatura.</p>

2.22 OUTROS	
Comentário	Observações da ERSE
<b>(SIEAP)</b> <i>“E ainda na perspetiva dos consumidores. Os comercializadores deverão ser obrigados a que os seus sites / portais tenham acesso a leitura de sintetizadores de voz para pessoas invisuais assim como atendimento em língua gestual portuguesa.</i>	No entender da ERSE, a sugestão formulada extravasa o âmbito do RRC.