



Consulta pública:

Proposta de Revisão dos Regulamentos do Setor Elétrico e do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural

Documento de comentários

EDP- Energias de Portugal, S.A.



1. Enquadramento

A Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) apresentou no passado dia 17 de maio de 2017 a 61.ª Consulta Pública, com a qual se deu início ao processo de revisão dos Regulamentos do Setor Elétrico assim como do Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

A proposta de revisão regulamentar inclui:

- I. Regulamento Tarifário (RT)
- II. Regulamento de Relações Comerciais (RRC)
- III. Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI)
- IV. Regulamento da Operação das Redes (ROR)
- V. Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do Setor Elétrico e do Gás Natural
- VI. Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço (MPQS)

A ERSE, com a presente proposta de revisão regulamentar, pretende:

- I. Adaptação à legislação nacional, aos códigos de rede europeus e ao processo legislativo em curso na UE, com vista à construção da União da Energia
- II. Aperfeiçoamento do quadro regulamentar para o mercado retalhista, fruto da experiência da supervisão do mercado liberalizado e da aplicação do regime sancionatório do setor energético
- III. Uniformização de normas transversais ao setor elétrico e ao gás natural
- IV. Promoção da inovação e da participação ativa dos consumidores
- V. Estabilidade do quadro regulamentar e de expectativas dos operadores, agentes do mercado e consumidores

Neste contexto, a EDP- Energias de Portugal, S.A. (doravante designada por “EDP”) congratula-se com a oportunidade de transmitir a V. Exas. um conjunto de comentários e sugestões que considera relevantes, tendo-os organizado por regulamento, esperando contribuir de forma positiva e construtiva para esta proposta de revisão regulamentar.



2. Comentários Gerais

A EDP considera as propostas de revisão apresentadas globalmente positivas e mais um passo importante para um aperfeiçoamento do contexto regulatório em que opera o Sistema Elétrico Nacional (SEN) e o Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Neste documento, a EDP expõe a sua perspetiva sobre as mudanças que considera mais relevantes e que julga poderem ser ainda objeto de melhoria, sem prejuízo da disponibilidade que desde já se manifesta para esclarecer ou aprofundar os temas que a ERSE tenha por convenientes.

Do conjunto de comentários apresentados abaixo, destacam-se as seguintes propostas de alteração que a EDP julga requererem especial atenção:

- **Alteração do tempo de duração dos períodos regulatórios para quatro anos**
A principal motivação apresentada para esta proposta de alteração prende-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, onde as empresas poderão ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas
- **Aplicação de uma metodologia de regulação económica TOTEX à atividade de distribuição em Baixa Tensão (BT)**
Pretende-se com a introdução desta metodologia a aplicação, para o período de regulação, de metas de eficiência num conjunto de custos (base de custos) da empresa, que incorpora custos com capital e custos de exploração.
- **Obrigações de diferenciação de imagem dos Operadores da Rede de Distribuição (ORD) e dos Comercializadores de Último Recurso (CUR)**
Propõe-se que a imagem comercial dos ORD e dos CUR não possam conter elementos comuns na sua imagem gráfica e designação comercial relativamente a outras empresas que, em relação de grupo, atuem em outras atividades do setor elétrico.
- **Tarifa do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC)**
Considerando que a atividade do OLMC passa a ser executada por entidade diferente dos operadores das redes, deverá ser refletida esta alteração através da criação de uma nova tarifa visando a sua explicitação e clarificação da separação desta atividade da atividade de operação das redes.
- **Reforço dos mecanismos de supervisão da ERSE**
É transversal à proposta de revisão regulamentar que se encontra em consulta pública uma grande padronização da atividade e da oferta, sobretudo dos comercializadores, assim como o aumento significativo das obrigações de reporte à ERSE.



3. Comentários Específicos

3.1. Regulamento Tarifário (RT)

3.1.1. Enquadramento da nomenclatura regulatória para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos (Artigo 3º)

Tendo em conta a estabilidade e a previsibilidade defendidas pela ERSE e esperadas pelos operadores do setor, a “*convergência entre o normativo contabilístico nacional e o internacional*” não deve colocar em causa as normas regulatórias atualmente em vigor.

3.1.2. Substituição do mecanismo de monitorização das taxas de rentabilidade (Artigos 5º e 133º)

Nestes artigos, importa atender à eliminação do mecanismo *ex-post* de controlo da rentabilidade das empresas reguladas, substituindo-o pelo princípio de partilha de ganhos e perdas de eficiência ente empresas reguladas e os consumidores.

A EDP considera, em termos globais, positivo o princípio de partilha de ganhos e perdas entre a empresa regulada e os consumidores. No entanto, é fundamental evitar-se discricionariedade na aplicação deste mecanismo, através da definição de critérios específicos conhecidos a priori para a sua implementação.

3.1.3. Auditorias e ações de fiscalização (Artigos 15º-A, 16º e 209º)

A EDP prevê o aumento da exigência de comprometimento do auditor com as opiniões emitidas sobre os documentos utilizados no processo tarifário assim como ações de fiscalização de verificação do cumprimento regulamentar.

Efetivamente, a proposta de revisão regulamentar prevê que as contas reguladas possam não ser consideradas, para efeitos do calculo dos proveitos permitidos, caso as auditorias não expressem uma opinião profissional e independente ou apresentarem escusa de opinião.

Reconhecendo-se a importância da certificação das contas reguladas por auditores externos e independentes das empresas, considera-se que o trabalho realizado por estes é amplamente regulado e cumpre normas e diretrizes nacionais e internacionais, através da aplicação das boas práticas das regras de auditoria.

Assim, a EDP entende que as contas reguladas, e respetiva certificação do auditor, apresentadas ao regulador, já permitem dar cumprimento não só aos atuais artigos 14º, 15º e 16º, assim como ao 15º-A proposto, na medida em que já expressam uma opinião profissional e independente.

3.1.4. Atividade e tarifas de operação logística de mudança de comercializador (Artigos 18º, 20º, 22º, 22-Aº, 25º, 26º, 27º, 64º-A a 64º-D, 83º-A, 89º, 93º-A, 98º, 139º-A, 161º-A e 161º-B)

A criação do OLMC constitui um objetivo já preconizado em legislação emanada desde 2006, onde se determina que esta entidade deve ser comum para o SEN e para o SNGN.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade do OLMC no âmbito do SEN, a sua atividade deverá ser transferida para a ADENE, continuando a ser regulada pela ERSE.

Atualmente, o custo das atividades de mudança de comercializador no setor elétrico, é repercutido através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição (URD).

Com a alteração proposta pela ERSE a tarifa de acesso às redes passa a ser igual à soma das tarifas para o Uso Global do Sistema (UGS), o Uso da Rede de Transporte (URT), o Uso da Rede de Distribuição (URD) e a nova tarifa para a atividade do OLMC.

Efetivamente, com a criação de uma atividade regulada autónoma para a operação logística de mudança de comercializador, é proposto a criação de uma nova tarifa que assegure a recuperação dos proveitos permitidos desta nova atividade.

A ERSE, admitindo a natureza essencialmente fixa dos custos da atividade do OLMC, reconhece que a tarifa deste operador deveria apresentar uma estrutura monómia, composta por preços tarifários fixos (euros por mês). No entanto, propõe uma tarifa monómia tendo como variável de faturação a energia ativa, com preços diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Considerando os argumentos apresentados pela ERSE, a EDP considera que a opção mais adequada passa pela recuperação destes custos através de uma tarifa aplicável à potência contratada de cada cliente, com discriminação de preços por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Por outro lado, relativamente à tarifa de OLMC não é perceptível nesta proposta o fluxo das receitas entre o ORD e o OLMC, uma vez que não se identifica uma tarifa a aplicar pelo OLMC ao ORD, que deve ser definida em linha com a tarifa a aplicar aos consumidores.

3.1.5. Tarifa a aplicar às entregas do ORD em MT e AT aos operadores de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT (Artigo 22º-A)

A ERSE propõe a definição de uma nova tarifa de acesso às redes a aplicar pelo ORD_{MT/AT} aos ORD_{BT} às quantidades medidas nos Postos de Transformação (PT).

Esta modalidade de faturação e a nova tarifa proposta pela ERSE aplicam-se exclusivamente às quantidades de energia medidas em cada PT, relativas aos consumos



dos clientes na rede do ORD_{BT} que são abastecidos pelo comercializador de último recurso em exclusivamente em BT (CUR_{BT}).

Com a finalidade de assegurar a transferência dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG) cobrados aos clientes de BT ao longo da cadeia de valor do setor elétrico, a ERSE propõe que a nova tarifa de acesso a aplicar pelo ORD_{MT/AT} aos ORD_{BT} na situação anteriormente descrita passe a considerar a UGS aplicável às entregas em BT ajustadas para o nível de tensão em MT.

A EDP considera positiva a proposta apresentada pela ERSE que visa reduzir a distorção tarifária que se tem verificado até à data e que tem permitido aos ORD_{BT} a apropriação da diferença entre os CIEG pagos pelos clientes em BT e os CIEG pagos pelo ORD_{BT} na atual tarifa de acesso às redes em MT.

Contudo, apesar desta alteração regulamentar ter o âmbito referido (ORD_{BT} que atuem exclusivamente como CUR_{BT}), a EDP considera que deveriam ser desenvolvidos estudos tendo em vista a avaliar a viabilidade de uma tarifa de acesso em MT de aplicação à totalidade da energia transitada na fronteira entre o ORD_{MT/AT} e os ORD_{BT}, e não apenas aos consumos dos clientes na rede do ORD_{BT} que são abastecidos pelo CUR_{BT}.

A EDP considera que esta abordagem simplificaria o relacionamento comercial entre operadores de redes de distribuição e evitaria a necessidade dos ORD_{BT} disponibilizarem ao ORD_{MT/AT} as medidas dos contadores de clientes de BT, conforme previsto no n.º 2 do artigo 64.º do RRC.

3.1.6. Introdução da diferenciação trimestral das Tarifas de Acesso em BTE e BTN (Artigos 37º e 38º)

Atualmente os preços da energia ativa nas tarifas de acesso às redes em BTE e BTN não apresentam diferenciação trimestral.

Na presente proposta de revisão regulamentar, a ERSE propõe a introdução de diferenciação trimestral nos preços de energia ativa no acesso às redes em BTE e BTN à semelhança do que acontece nos níveis de tensão superiores.

A ERSE justifica esta proposta de alteração com a importância de melhorar a aderência dos preços aos custos, designadamente de modo a refletir nos preços a sazonalidade dos custos das redes que assumem valores superiores nos meses de inverno.

- Na BTE e na BTN com opções bi ou tri-horária, os preços de energia ativa, para além de serem diferentes para cada período horário, passam também a observar uma diferenciação trimestral.
- Para as tarifas simples, a proposta da ERSE é manter a situação atual, ou seja, preços da energia ativa sem diferenciação ao longo do ano.

A EDP considera que estas propostas contribuem para melhorar a aderência dos preços aos custos e estão alinhadas com os resultados dos estudos efetuados na preparação

dos projetos piloto de aperfeiçoamento das tarifas de acesso às redes, que revelaram uma forte sazonalidade nos custos incrementais das redes de distribuição.

3.1.7. Aperfeiçoamento do cálculo da tarifa social de venda a clientes finais (Artigo 40º)

A proposta da ERSE prevê o alargamento da aplicação do mecanismo de mitigação das variações tarifárias já existente no cálculo das tarifas transitórias de venda a clientes finais dos CUR, ao cálculo das tarifas sociais, com o objetivo de mitigar as variações tarifárias diferenciadas por termo tarifário nas tarifas sociais de acesso às redes e nas tarifas sociais de venda a clientes finais.

Nestas circunstâncias, o desconto será determinado, por um lado, limitando-se acréscimos tarifários diferenciados por termo tarifário e por cliente nas tarifas sociais de venda a clientes finais dos CUR e, por outro lado, garantindo a incidência do desconto preferencialmente nos preços de potência contratada, de modo a promover-se uma utilização racional de energia.

Este mecanismo de mitigação das variações das tarifas sociais, considerado na atual proposta de alteração regulamentar, já tinha sido aplicado nas tarifas de 2017, como referido pela ERSE no documento das tarifas deste ano: *“Todavia, à semelhança das tarifas transitórias de venda a clientes finais e de modo a proteger os interesses dos consumidores no que respeita a variações tarifárias diferenciadas é aplicado um mecanismo de limitação de impactes tarifários, não se permitindo que qualquer preço das tarifas sociais de venda a clientes finais do CUR aumentem mais do que 1,7%. Esta opção é assegurada tendo em consideração que a variação média das tarifas sociais de venda a clientes finais é de 1,2%”*.

Considera-se que o termo *“preferencialmente”* proposto no n.º 3 do artigo 40º não vem potenciar a possibilidade de o desconto da tarifa social ser aplicado a 100% no termo de potência contratada, situação que se considera, indesejável tendo em vista a promoção de uma utilização eficiente da energia através do sinal de preço na energia elétrica.

A este respeito refere-se ainda que a aplicação de um desconto no termo de energia não seria necessária se a componente de potência contratada tivesse o valor adequado inerente ao alinhamento correto da estrutura das receitas das tarifas e com os custos do sistema.

Com efeito, o peso da componente de potência contratada das tarifas de acesso em BTN, tal como anteriormente mencionado em documentos como sejam Pareceres do Conselho Tarifário, representa apenas 25% do total das receitas da tarifa de acesso deste nível de tensão. Sendo a estrutura de custos dos acessos essencialmente fixa, não é justificável o peso tão reduzido da componente de potência contratada das tarifas de acesso.

Neste contexto, propõe-se a retirada do termo *“preferencialmente”* proposto no n.º 3 do artigo 40º bem como o mecanismo de limitação de variação do preço da componente potência contratada.

3.1.8. Proveitos a recuperar pelo ORD em Portugal continental por aplicação da UGS às entregas a clientes (Artigos 90º e 139º)

É retirado da fórmula de cálculo do n.º 5 do artigo 90º, os défices tarifários associados à limitação dos acréscimos tarifários de BT em 2006 e 2007 a recuperar pelo ORD.

Contudo, no artigo 139º, referente à metodologia de cálculo da UGS a aplicar pelos ORD, constam da fórmula os défices tarifários de BT em 2006 e 2007, pelo que estas duas rubricas deverão ser eliminadas.

3.1.9. Aplicação de metodologia de regulação económica TOTEX à atividade de distribuição em Baixa Tensão (BT) (Artigo 94º-A)

A ERSE propõe aplicar uma metodologia de regulação económica por incentivos no TOTEX para a atividade de distribuição de energia em BT, *“que corresponderá, na prática, a aplicar para o período de regulação metas de eficiência num conjunto de custos (base de custos) da empresa, que incorpora custos com capital e custos de exploração. Os custos considerados não controláveis pelas empresas, tais como as rendas de concessão, não fazem parte da base de custos.”*

A ERSE refere também que *“uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá desincentivar o investimento uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá desincentivar o investimento”*.

A EDP apesar de compreender estes argumentos gostaria de relevar que o timing de aplicação desta metodologia não será o ideal uma vez que surge numa altura em que o investimento em BT está a aumentar (devido à instalação de contadores inteligentes e à instalação da tecnologia Led na Iluminação Pública), enquanto o investimento em AT/MT está a decrescer, perspetivando-se uma evolução estável do investimento total.

Face a estas particularidades, caso a ERSE tenha como objetivo aplicar este modelo à BT propõe-se o adiamento da implementação deste modelo para o período regulatório seguinte (*vide* ponto 3.1.13).

No entanto, a observar-se a implementação deste modelo em 2018, sugerem-se duas medidas que pretendem endereçar as particularidades identificadas:

- Aplicar esta metodologia apenas aos novos investimentos, com o objetivo de evitar a aplicação de metas de eficiência retroativas sobre investimentos já realizados, excluindo do TOTEX a base de ativos (e amortizações) em exploração no início do período de regulação;
- Ter em conta as projeções de CAPEX e OPEX enviadas pela empresa no início do período regulatório, por forma a não comprometer a modernização da rede e garantir os compromissos assumidos;



- Reduzir o peso relativo de indutores variáveis (ex. energia distribuída) na definição dos Proveitos Permitidos, uma vez que no modelo TOTEX a variabilidade destes indutores teria efeitos ampliados, que poderiam por si só conduzir a um aumento do custo de capital da atividade de BT;
- Excluir do TOTEX todos os custos não controláveis.

Por último, importa realçar que a implementação deste modelo tem inerente um aumento do custo de capital da atividade, pelo aumento expectável da exposição a indutores.

3.1.10. Proveitos da atividade de Comercialização (Artigo 100.º)

A atividade de Comercialização do CUR tem apresentado tradicionalmente valores de investimento sem materialidade, pelo que nem a atual fórmula regulatória dos proveitos permitidos constantes do RT nem esta proposta da ERSE em consulta pública, têm explicitamente prevista qualquer remuneração de ativos para esta atividade, ao contrário do que está regulamentado, por exemplo, para a Compra e Venda de Energia Elétrica e para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica nas Regiões Autónomas.

Constatando-se que a EDP Serviço Universal partilha atualmente a mesma plataforma informática com o ORD, terá que implementar um novo sistema resultante da separação de atividades que contemple a gestão dos clientes finais, dos Produtores em Regime Especial, micro e mini produtores, UPP e UPAC, pelo que a regulação desta atividade deve refletir esta alteração.

Prevê-se que a implementação desta nova aplicação se concretize durante os anos de 2017 e 2018, com a respetiva entrada em produção em 2019, passando a EDP Serviço Universal a ter necessidades de investimento, que devem ser remuneradas, à semelhança do que ocorre com outros operadores.

Assim, a EDP propõe que a fórmula de regulação do cálculo dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização do CUR relevada no Artigo 100.º passe a considerar uma parcela relacionada com a amortização e respetiva remuneração do ativo fixo, conforme se apresenta:

Artigo 100.º

Proveitos da atividade de Comercialização

...

2- Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização, no ano t, são dados pela expressão:

$$\widetilde{Rr}_{C,t}^{CR} = \sum_j \widetilde{Rr}_{C,j,t}^{CR} = \sum_j \left(\widetilde{Am}_{C,j,t} + \widetilde{Act}_{C,j,t} \times \frac{F_{C,t}}{100} + \widetilde{C}_{C,j,t} + \widetilde{PEF}_{C,j,t} + Z_{C,j,t-1} \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right) - \Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR} \right) \quad (65)$$

em que



$\widetilde{Rr}_{C,t}^{CR}$	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização, previstos para o ano t	
j	Níveis de tensão ou tipo de fornecimento AT, MT, BTE e BTN	
$\widetilde{Rr}_{C,j,t}^{CR}$	Proveitos permitidos, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t	
$\widetilde{Am}_{C,j,t}$	Amortizações dos ativos fixos, afetos à atividade de Comercialização, por nível de tensão j, previstas para o ano t	Proposta de alteração
$\widetilde{Act}_{C,j,t}$	Valor médio dos ativos fixos, afetos à atividade de Comercialização, por nível de tensão j, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	Proposta de alteração
$r_{C,t}$	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à atividade de Comercialização, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Proposta de alteração
$\widetilde{C}_{C,j,t}$	Custos de exploração aceites pela ERSE, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, afetos à atividade de Comercialização, líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, previstos para o ano t	
$\widetilde{PEF}_{C,j,t}$	Custos com os planos de reestruturação de efetivos afetos à atividade de Comercialização, aceites pela ERSE, no nível de tensão ou tipo de fornecimento j, previstos para o ano t	
$Z_{C,j,t-1}$	Custos previstos para o ano t-1, imputados ao nível de tensão j, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1	
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais	
$\Delta Rr_{C,j,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t dos proveitos da atividade de Comercialização, por nível de tensão ou tipo de fornecimento j, relativa ao ano t-2	

3.1.11. Incentivo à redução de perdas (Artigos 120º a 123º)

O RT estabelece um mecanismo que visa influenciar as decisões de investimento do ORD tendo em vista alcançar reduções adicionais de perdas. Este mecanismo permite ao operador de rede uma remuneração adicional pelo seu desempenho, caso reduza as perdas nas redes abaixo do valor de referência fixado pela ERSE, sendo penalizado na situação inversa.

Dado que o incentivo à redução de perdas inclui as técnicas e as não técnicas (esta última incorpora consumo ilícito/fraudulento), vimos por esta via solicitar à ERSE que promova junto do legislador a atualização do regime aplicável ao consumo fraudulento de eletricidade (Decreto-Lei n.º 328/90, de 22 de outubro), que não se encontra adaptado à nova organização do setor elétrico decorrente do processo de liberalização. Adicionalmente, também ao nível da regulamentação é desejável adaptar o mecanismo associado ao incentivo de redução de perdas.

3.1.12. Simplificação do incentivo ao investimento em Redes Inteligentes (Artigos 125º e 126º)

O incentivo ao investimento em redes inteligentes foi pela primeira vez introduzido pela ERSE no período regulatório 2012-2014. A ERSE decidiu, para o período 2015-2017, alterar o desenho do incentivo ao investimento em redes inteligentes e clarificar os

objetivos a atingir com este tipo de investimentos, no entanto, refere que este “*revelou-se pouco eficaz*”.

Para além dos motivos que a ERSE aponta como justificativo desta situação e com os quais a EDP concorda, seria também de referir que o facto de este incentivo ser *ex-post*, ou seja, a atribuição ou não do incentivo só é decidida após a entrada em exploração do projeto de investimento, o que parece não traduzir a intenção de incentivar a empresa a promover inovação nas redes de distribuição uma vez que a decisão de investimento é tomada antes de conhecida a posição da ERSE sobre o mesmo.

No que respeita à atual proposta de revisão regulamentar, a EDP considera positivos os aperfeiçoamentos propostos, sendo importante referir que, ainda assim, podem estar sujeitos a um nível de burocratização elevado face à dimensão dos projetos em causa.

De acordo com a proposta em revisão “*relativamente à identificação e valorização de benefícios, a ERSE pretende identificar boas práticas aplicáveis na fase de candidatura para os benefícios previsionais de cada projeto, mas também na confirmação dos mesmos com base em valores reais. Para os projetos de maior dimensão, mantém-se o requisito de apresentação de benefícios quantificáveis, com base na realização física, concretizando com valores ocorridos as avaliações realizadas na fase de candidatura de 2 em 2 anos. No caso dos projetos de menor dimensão a periodicidade desta apresentação altera-se para 4 anos.*”

A EDP considera que o processo de demonstração dos benefícios dos projetos poderia ser simplificado. A exigência de um relatório preliminar e de relatórios ao longo da aplicação do incentivo para cada projeto assume uma elevada complexidade. A demonstração dos benefícios no momento da candidatura e no final do período de 6 anos assegurariam, os objetivos pretendidos de forma mais simples e eficiente.

Será fundamental ter em conta na definição dos parâmetros para a aplicação deste incentivo, a exequibilidade do reporte da informação face à sua materialidade, especialmente no que respeita à avaliação das candidaturas e à quantificação de benefícios, remetidos para a definição do período regulatório 2018-2020.

3.1.13. Período de Regulação (Artigo 156º)

A ERSE propõe aumentar a duração dos Períodos Regulatórios de 3 para 4 anos, com revisão de parâmetros da distribuição em BT e do CUR ao fim de dois anos. A principal motivação apresentada prende-se com a necessidade de promover uma maior estabilidade e previsibilidade regulatória, argumentando que, desta forma, as empresas poderão ter maior capacidade de se adaptarem às metodologias regulatórias que lhe são aplicadas.

A revisão dos parâmetros ao final de dois anos para as seguintes atividades é justificada nos seguintes termos:



- (i) No caso da atividade de Distribuição de energia elétrica:
 - Introdução do TOTEX na BT que poderá levar à necessidade de recalibração de parâmetros; e
 - Renovação das concessões em BT.

- (ii) No caso da atividade de Comercialização de energia elétrica:
 - Necessidade de revisão de parâmetros mais regular, resultado da fixação do fim das tarifas transitórias em 31 dezembro 2020 e do “*phasing out*” da atividade de comercialização de energia elétrica

A EDP concorda com o princípio da estabilidade regulatória subjacente à proposta de alargamento do período de duração para 4 anos.

No entanto, atendendo à incerteza que ainda existe sobre o calendário efetivo da atribuição de novas concessões, entende a EDP que a decisão de aumentar a duração do período de regulação seja adiada para o próximo período regulatório após o processo de atribuição de novas concessões de BT.

Mais se acrescenta que a extensão dos períodos de regulação acompanhada da possibilidade de revisão dos parâmetros de regulação da BT e do CUR ao fim de 2 anos poderá anular os efeitos de estabilidade e previsibilidade associados ao prolongamento da duração do período de regulação, acrescentando assim um risco regulatório.

Neste sentido, seria benéfico manter a atual duração de 3 anos e a manutenção da regulação na BT e só introduzir as alterações quando da definição do quadro regulatório das novas concessões, englobando a duração e o tipo de regulação das atividades reguladas.

3.2. Regulamento de Relações Comerciais (RRC)

A EDP concorda com a boa prática de oferecer aos clientes e ao regulador informação clara e transparente sobre as condições e práticas comerciais, devendo, no entanto, referir-se que, na presente revisão do RRC, a ERSE incrementa de sobremaneira a obrigação dos comercializadores enviarem informação.

Sem prejuízo de algumas das obrigações ora impostas poderem consubstanciar um excesso de regulação, como se demonstrará nos comentários específicos que serão apresentados, deverá também ser referido que este incremento no envio de informação irá impor custos acrescidos aos comercializadores, sem que se anteveja que estes se traduzam em benefícios justificáveis aos clientes.

Esta imposição irá exigir, igualmente, uma natural adaptação dos processos e sistemas de informação, sendo necessário prever um prazo adequado para a sua efetiva implementação.

3.2.1. Criação do Gestor de Garantias do SEN (Artigos 2º, 3º, 20º-A, 99º-A a 99º-C)

Na sequência da Consulta Pública realizada em outubro de 2016, a ERSE propõe a existência da figura do Gestor de Garantias do SEN, que passaria a ser a entidade responsável pela gestão das garantias a prestar no âmbito dos contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema (atualmente prestadas à REN) e dos contratos de uso de redes (atualmente prestados aos ORD).

De acordo com a proposta da ERSE, esta nova atividade será desempenhada pelo Operador da Rede de Transporte (ORT) no âmbito da sua atividade de gestor global do sistema. A proposta de revisão regulamentar prevê a possibilidade desta atividade ser realizada por uma entidade terceira indicada pelo ORT, mediante autorização da ERSE.

A EDP considera positiva a criação desta entidade, contudo deverão ser tidos em conta os seguintes aspetos:

- É relevante alargar o conceito do Gestor de Garantias ao SNGN, em linha com o defendido na Consulta Pública realizada em outubro de 2016.
- 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 sistema, ao invés do que sucede hoje com os GGS e ORD, que acabam por ter uma visão limitada às atividades que desempenham.
- Contudo, considera-se que a solução adotada deverá corrigir algumas das dificuldades que hoje se levantam, e que não são corrigidas meramente pela criação desta entidade.
- Assim, qualquer que seja a solução criada, esta entidade deverá estar dotada de poderes efetivos de *enforcement* das suas atribuições e decisões.
- Na solução adotada deverá estar expressamente previsto que o risco correrá por conta do sistema, não recaindo sobre os GGS ou ORD, entidades que não têm qualquer controlo ou poder de decisão sobre os agentes com quem

devem celebrar os contratos de adesão ao mercado de serviços de sistema ou de uso de redes, ou sobre a forma como se devem precaver perante eventuais incumprimentos por parte dos agentes.

- Atualmente, por exemplo, nos contratos de uso de redes, o valor da garantia prestada garante um período de 45 dias da faturação estimada. Ora, este período não está em linha com o prazo mínimo de execução de uma garantia em caso de incumprimento, que deve respeitar, entre outros, para além do período de fornecimento, o prazo de emissão da fatura, o prazo de pagamento da fatura, o prazo de pré-aviso e o prazo para acionamento da garantia, o que resulta globalmente num prazo que no mínimo rondará os 75 dias. Desta forma, e face ao risco inerente a este período não coberto, a solução a adotar deverá resolver esta questão, podendo passar pela previsão de prazos de pagamento mais curtos do que os atualmente previstos (17 dias no caso das faturas de usos de redes) ou definir que a garantia prestada garanta um período superior aos 45 dias atualmente previstos.
- Por outro lado, dado que a criação do Gestor de Garantias pressupõe que esta seja uma atividade remunerada, 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. A regulamentação proposta, contudo, nada refere sobre isso.
- Está ainda prevista a aprovação de regras complementares (subregulamentação) sobre as atividades do Gestor de Garantias, 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 (no caso de depósitos bancários, por exemplo) ou como se assegura a delimitação de responsabilidades.

Mais detalhadamente, e no que se refere ao n.º 1 do artigo 99º-A, é determinado que *“a atividade do gestor de garantias compreende a gestão integrada, em conjunto ou em separado, das garantias a prestar pelos agentes de mercado, (...)”*. Solicitamos que seja clarificada a redação subjacente ao que é entendido como gestão integrada em conjunto ou em separado das garantias.

Relativamente aos meios e formas de prestação de garantias presente no nº 1 do artigo 99º-B, constata-se que a lista exemplificativa de instrumentos admitidos não inclui *“linhas de crédito”*, embora no documento justificativo das alterações se refira que tal foi especificamente proposto por alguns agentes na consulta pública realizada em outubro de 2016. Admite-se que este instrumento esteja abrangido pela referência supletiva efetuada no final do ponto 1 do artigo 99º-B (*“... ou outro meio que assegure suficiente cobertura dos riscos assumidos pelo agente de mercado.”*), não obstante, consideramos importante que as linhas de



crédito sejam também mencionadas explicitamente como sendo um dos possíveis meios de prestação de garantias.

Quanto aos princípios relativos ao apuramento do valor da garantia consagrados no nº 3 do artigo 99º-C, encontra-se mencionado que “*deve proceder-se a uma atualização mensal do valor da garantia*”. A EDP considera que este prazo poderá ser demasiado curto. Em alternativa, a EDP propõe que seja adotada uma solução menos onerosa administrativamente. 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%.

Por último, e atendendo à relevância do risco de contraparte, cumpre referir que no nº 4 do artigo 99º-C, o apuramento do valor da garantia a prestar deve ter em conta o histórico de cumprimento das obrigações contratuais de cada agente no último ano (na proposta, consta que “pode” pelo que se sugere tal alteração).

3.2.2. Definição de Comercializador de último recurso (Artigo 3º)

A definição da função de “Comercializador de Último Recurso”, deve ser complementada com a aquisição de energia no âmbito da Produção em Regime Especial com remuneração garantida, bem como com a aquisição agregada de energia produzida por micro e miniprodutores, bem como a energia produzida por instalações UPAC e UPP.

Igualmente, consideramos que poderia ser incluída neste artigo uma definição de comercializador de último recurso exclusivamente em BT.

Assim sugere-se que a alínea i) do n.º 2 do artigo 3.º apresente a seguinte redação, e que seja introduzida uma nova alínea com a definição de comercializador de último recurso exclusivamente em BT:

- i) Comercializador de último recurso - entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação do serviço universal de fornecimento de energia elétrica, nos termos legalmente estabelecidos, **bem como à atividade de aquisição de energia elétrica aos produtores com remuneração garantida (PRE, microgeração, minigeração, UPP e UPAC).**
- ii) **Comercializador de último recurso exclusivamente em BT - entidade titular de licença de comercialização, que no exercício da sua atividade está sujeita à obrigação do serviço universal de fornecimento de energia elétrica, exclusivamente em BT, nos termos legalmente definidos.**

3.2.3. Registo de comercializadores (Artigos 10º, 77º e 119º)

Na revisão ao RRC ora proposta, é referido que se considera necessário que seja introduzido um mecanismo de comunicação prévio à ERSE, por parte de cada comercializador, da entrada em operação no mercado retalhista, comunicação essa que se poderá traduzir por um mero registo.

De acordo com o referido no documento justificativo, o exercício da atividade de comercialização de eletricidade é sujeito a prévia obtenção da licença respetiva, a qual é obtida junto da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) – deverá contudo ser referido que o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 8 de Outubro, com a revisão dada pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, faz referência, no artigo 42º, que *“o exercício da atividade de comercialização de eletricidade é livre, ficando sujeito a registo prévio, nos termos estabelecidos na lei”*.

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 justificativo, 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.

3.2.4. Comercializadores de último recurso (Artigo 11º)

O nº 1 do presente artigo deve clarificar que o CUR pode contratar fornecimento a clientes eventuais, pelo que esta disposição deverá ficar aqui refletida, passando a constar a seguinte redação:

1 -Os comercializadores de último recurso, no exercício da sua atividade, estão sujeitos à obrigação de fornecimento em BTN aos clientes economicamente vulneráveis, nos termos legalmente definidos, ***dos clientes eventuais***, bem como dos clientes cujo comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade e ainda dos clientes que não disponham de oferta dos comercializadores em regime de mercado.

3.2.5. Participação da procura na prestação de serviços de sistema (Artigos 36º e 36º-A)

A proposta de alteração regulamentar prevê a possibilidade de prestação de serviços de sistema ser efetuada por agentes de mercado responsáveis pela programação de consumos, incluindo de clientes em BTN cujas instalações disponham de equipamento de medição com desagregação mínima horária dos consumos.



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.

3.2.6. Diferenciação de imagem (Artigos 57º, 58º e 80º)

A proposta de alteração do RRC do Setor Elétrico atualmente em consulta pública propõe que o ORD e o CUR tenham que *“diferenciar a sua imagem das restantes entidades que atuam no Sistema Elétrico Nacional, de forma inequívoca para os consumidores finais de eletricidade, devendo obrigatoriamente a respetiva imagem gráfica e designação comercial não conter elementos comuns com os utilizados por quaisquer outras entidades com as quais possuam relação de grupo e que atuem noutras atividades do sector elétrico.”*

A ERSE argumenta que esta exigência decorreu do quadro de avaliação efetuada pela Comissão Europeia relativamente à concretização das disposições referentes a separação e diferenciação de imagem que constam do Terceiro Pacote, onde, no caso específico de Portugal, foram identificadas dúvidas quanto à correta transposição daquelas normas.

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.

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.

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.

3.2.7. Referências a UPAC e UPP (Artigos 64º, 144º e 334º)

Vários artigos do RRC fazem referência à microprodução e miniprodução sem ser feita referência às UPAC e UPP, as quais resultam do regime legal que veio substituir a microprodução e a miniprodução (Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de



outubro). Assim, considera-se que deverá ser incluída a referência às unidades previstas neste decreto-lei nos seguintes artigos:

- Faturação das entregas aos ORD que asseguram exclusivamente entregas em BT (Artigo 64.º, n.º 4, alínea b)

b) As quantidades medidas no Posto de Transformação são adicionadas da energia elétrica entregue pela miniprodução, pela microprodução, **pelas UPP e pelas UPAC** na rede de BT, após aplicação dos respetivos perfis de produção

- Informação de caracterização da instalação consumidora (Artigo 144.º, n.º 1, alínea c)

c) Dados de caracterização do tipo de fornecimento, nível de tensão e referenciação geográfica da instalação consumidora, assim como a indicação, se aplicável, da existência de microprodução, miniprodução, **UPP ou UPAC** associada à instalação consumidora.

- Comercializadores de último recurso exclusivamente em BT (Artigo 334.º, n.º 4)

4- À faturação entre o comercializador de último recurso e os comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, relativa às entregas da miniprodução, da microprodução, **das UPP e das UPAC**, prevista no Artigo 88.º, durante o período referido no n.º 1, aplica-se a tarifa transitória de venda a clientes finais em MT, a qual se deverá aplicar à soma das quantidades referidas no número anterior, com as quantidades adquiridas às unidades de miniprodução, microprodução, **UPP e UPAC** após aplicação do respetivo perfil de produção.

3.2.8. Condições de faturação da Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (Artigo 68.º-A)

A proposta de alteração do RRC estabelece as regras de relacionamento comercial entre o OLMC e o operador da rede de distribuição em MT e AT, estando prevista a faturação mensal por aplicação da Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, que deverá estar alinhada com o modelo de faturação proposto nos comentários ao RT (*vide* ponto 3.1.4).



3.2.9. Prazo para a interrupção do fornecimento na sequência da cessação do contrato a pedido do cliente (Artigo 75º)

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 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;

- O RRC não define o que acontece quando o ORD não consegue concretizar a interrupção do fornecimento
- Deve o cliente continuar a ser fornecido
- 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?

De referir que uma solução deste tipo se traduzirá naturalmente em mais custos para os comercializadores.

3.2.10. Condições gerais dos contratos de fornecimento de eletricidade (ofertas comerciais, propostas de fornecimento, informação e registo de serviços adicionais) bem como os termos padronizados das respetivas condições particulares (Artigos 104º-A, 105.º, 106.º, 106.º-A, artigo 106.º-B e 109.º)

- Oferta Comerciais (Artigo 104º-A)

Decorre do n.º 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”*.

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.

- Registo das fichas padronizadas (Artigo 105º)

De acordo com o n.º 7 deste artigo, passa a ser obrigatório o registo prévio junto da ERSE das fichas de caracterização padronizadas.

De antemão, deverá ser referido que este reforço de mecanismo requerido por parte da ERSE acarreta um aumento exponencial da carga administrativa dos comercializadores.

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?

Considera-se também que o documento não esclarece claramente quando deve ser feito o registo das fichas.

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.

○ Aceitação da proposta de fornecimento (Artigo 105º)

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*”.

○ Informação e registo de serviços adicionais (Artigo 105º-A)

No nº 2 é referido que “*os comercializadores devem enviar à ERSE, no prazo de 30 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, informação de todos os serviços adicionais que comercializem, as condições contratuais e o número desagregado de clientes aderentes*”. O n.º 3 refere, por seu lado, que “*sempre que ocorrer qualquer alteração relativa aos serviços adicionais em comercialização ou às condições contratuais reportadas, deve ser dado conhecimento à ERSE, no prazo de dez dias úteis sobre a ocorrência do facto*”. Por sua vez, o n.º 4 refere que “*os comercializadores devem ainda enviar à ERSE, até ao último dia do mês seguinte ao final de cada semestre, informação relativa a esse período que identifique o número total de clientes desagregado por serviço adicional contratado*”.

Desde logo, 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.

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.

o Contrato de fornecimento (Artigo 106º)

Determina o nº 10 que “os comercializadores devem enviar à ERSE, antes do início de comercialização das ofertas respetivas, as condições gerais de todos os contratos de fornecimentos, bem como as condições particulares padronizadas para os contratos de fornecimento em BTN, (...) que integram os contratos de fornecimento celebrados com os respetivos clientes sendo ambas objeto de registo por parte da ERSE”.

Considera-se que deverá ser clarificado o processo de registo de contratos, nomeadamente, se basta o envio à ERSE.

o Alterações ao contrato de fornecimento (Artigo 106º-A)

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”.

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?



- Cessação do contrato de fornecimento (Artigo 106º-B)

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.

3.2.11. Faturação (Artigo 119º)

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.

Contudo, entendemos que a leitura enviada pelo cliente também deverá ser sujeita a validação, podendo não ser considerada caso esteja fora dos limites previstos.

Assim, sugerimos uma alteração ao articulado presente no n.º 2 do mencionado artigo, devendo passar a constar:

2- (...) devendo prevalecer, sempre que existente, a mais recente informação de consumos obtida por leitura direta, ***devidamente validada***, dos equipamentos de medida, nesta se incluindo a que tenha sido comunicada pelo cliente.

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”*.

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.

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).

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.

3.2.12. Tarifa Social (Artigo 125º)

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 medida em que estas entidades conhecem a informação para todo o universo de clientes do continente, nomeadamente as recusas e os respetivos motivos.

3.2.13. Rotulagem de energia elétrica (Artigo 133º)

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”.

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).

3.2.14. Mora (Artigo 136º)

De acordo com o n.º 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”.

Cumprir 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.

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?

3.2.15. Mudança de comercializador (Artigo 143º)

A mudança de comercializador pressupõe a representação do cliente pelo novo comercializador que pretende passar a fornecer a instalação do cliente junto da entidade encarregue da gestão do processo de mudança de comercializador ou do seu atual comercializador, nos casos de acesso ao registo do ponto de entrega e de denúncia do contrato de fornecimento, mediante autorização expressa do cliente para o efeito.

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.

3.2.16. Intermediação ou prestação de serviços por terceiros e prestação de informação sobre serviços adicionais e trabalhadores (Artigos 146º-A a 146º-C e Artigo 148.º)

A revisão ao RRC vem propor novas disposições que visam regular a contratação, por comercializadores de eletricidade, de terceiros para a realização de atividades destinadas à execução de funções operacionais, incluindo serviços de distribuição comercial, referentes à prestação do fornecimento de energia elétrica.

As disposições propostas nos artigos 146.º-A a 146.º-C e 148.º, terão como objetivos:

- i) Responsabilizar os comercializadores pelos serviços prestados por entidades terceiras;
- ii) Regular a contratação de terceiros pelos comercializadores; e
- iii) Exigir aos comercializadores a prestação periódica de informação respeitante:
 - à contratação de terceiros,
 - aos consumidores que tenham contratado a prestação de serviços adicionais pelos comercializadores, e
 - aos trabalhadores que, em nome dos comercializadores, apresentam propostas, preparam ou concluem contratos no âmbito de serviços de distribuição comercial contratados.

Sendo certo que se concorda que a contratação com terceiros de serviços no âmbito da atividade de comercialização de eletricidade não deve prejudicar o cumprimento dos deveres legais ou regulamentares por parte dos comercializadores, a motivação desta proposta de alteração, de acordo com o documento justificativo, prende-se com a dificuldade sentida pela ERSE na



identificação clara e unívoca das responsabilidades no desempenho de atividades de angariação de clientes.

Desde logo, os comercializadores podem recorrer a terceiros para realizar variadas funções no âmbito da sua atividade, sem que isso afaste a sua responsabilização objetiva por eventuais práticas desconformes com os quadros legal e regulamentar ou a sua obrigação de cumprimento do dever de informação dos consumidores e da ERSE.

Note-se, também, que a ERSE, no exercício das competências de supervisão, está devidamente habilitada para dar execução e assegurar a aplicação das leis e regulamentos, emitir ordens, instruções e recomendações no âmbito destes instrumentos e exigir das entidades cujas atividades estão abrangidas pela sua regulação toda a informação de que necessite (n.º 2 do artigo 11.º dos estatutos da ERSE). Adicionalmente, os operadores cujas atividades estão sujeitas à regulação da ERSE estão obrigados a prestar-lhe toda a cooperação e informação que esta lhes solicite para o desempenho das suas funções, (artigo 6.º dos estatutos da ERSE e n.º 1 do artigo 59.º do Decreto-Lei n.º 29/2006).

Assim sendo, 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.

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, a alteração ora proposta afigura-se desproporcional, na medida em que:

- a) Cria na esfera dos comercializadores elevados deveres de controlo das atividades e funções operacionais contratadas, acessórias ou complementares da atividade de comercialização de energia elétrica, bem como deveres de prestação de informação, que contrariam a lógica da subcontratação; e,
- b) Determina que os comercializadores devem enviar à ERSE, após entrada em vigor do RRC e sempre que sofram qualquer alteração, todos os contratos celebrados com terceiros para a execução de funções operacionais referentes à prestação do fornecimento de energia elétrica (n.ºs 2 e 3 do artigo 146.º-C do RRC).

Estas disposições não estão devidamente apoiadas num interesse legítimo que justifique o acesso, permanente e sem justificação duma prática desconforme, a informação que contenha segredos comerciais ou sobre a vida interna de uma sociedade ou, inclusivamente, dados pessoais.

Face ao exposto, 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 e o objetivo que se



pretende alcançar, e devem, nessa medida, ser eliminadas, nos termos constantes da proposta de articulado abaixo.

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.

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).

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.

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.

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 apenas neste artigo e parece-nos algo ambíguo, pelo que deveria ser objeto de red denominação).

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.

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.

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.

Uma vez que a obrigação de comunicação de dados pessoais deve ser aprovada (e legitimada) por ato legislativo, sujeito a parecer prévio da Comissão Nacional de Proteção de Dados (cfr. alínea b) do artigo 6.º e alínea a), n.º 1 do artigo 23.º da Lei de Proteção de Dados, aprovada pela Lei n.º 67/98, de 26 de outubro, na sua



atual redação), entende-se que deve a norma proposta ser eliminada, sob pena de invalidade da mesma.

Em face das considerações traçadas nos parágrafos anteriores, deixamos à consideração um conjunto de sugestões práticas de formulação alternativa destes artigos:

Artigo 146.º-A

Intermediação e contratação com terceiros

~~1— A contratação com terceiros de atividades destinadas à execução de funções de angariação que impliquem o contacto direto, presencial ou à distância, com os consumidores, com vista à celebração de contratos de fornecimento de energia elétrica, pressupõe a adoção, pelos comercializadores, de medidas necessárias para evitar riscos operacionais adicionais decorrentes da mesma.~~

~~2— A contratação nos termos do número anterior só pode ser realizada se não prejudicar o cumprimento dos deveres impostos por lei ou por regulamento por parte dos comercializadores nem as competências de supervisão da ERSE quanto ao cumprimento dos mesmos.~~

~~3— A contratação nos termos do n.º 1 deve obedecer, nomeadamente, aos seguintes princípios:~~

- a) Não deve resultar na delegação das responsabilidades legais e regulamentares do comercializador;
- ~~b) Manutenção, pelo comercializador, do controlo das atividades e funções contratadas;~~
- b) Não esvaziamento da atividade do comercializador;
- c) Manutenção da relação, dos deveres e da responsabilidade do comercializador relativamente aos seus clientes.

~~4— Nos serviços, atividades ou funções contratados que impliquem poderes de gestão de qualquer natureza, os comercializadores devem, nomeadamente, definir a política de gestão e tomar as principais decisões.~~

Artigo 146.º-B

Requisitos da contratação

1 - Os comercializadores devem observar deveres de cuidado e empregar elevados padrões de diligência profissional na outorga, na gestão ou na cessação de qualquer contrato celebrado nos termos do artigo anterior.

2 - Os comercializadores devem assegurar que a entidade contratada:

- a) Tem as qualificações e a capacidade necessárias para realizar ~~de forma confiável e profissional~~ as atividades ou funções contratadas;
- b) Presta eficazmente as atividades ou funções contratadas;
- c) Controla a realização das atividades ou funções contratadas;



- d) Dispõe de toda a informação necessária ao cumprimento do contrato;
- e) ~~Fornecer, sempre que solicitado, toda a informação requerida pela ERSE para supervisão ou monitorização das atividades ou funções contratadas;~~
- f) ~~Permite o acesso do comercializador, dos respetivos auditores e da ERSE à informação relativa às atividades ou funções contratadas, bem como às suas instalações comerciais;~~
- e) Diligência no sentido de proteger quaisquer informações confidenciais relativas ao contratante ou aos seus clientes.

3 – Além dos deveres previstos no número anterior, os comercializadores devem:

- a) Ter a capacidade técnica necessária para supervisionar as atividades ou funções contratadas e para gerir os riscos associados à contratação;
- b) Estabelecer métodos de avaliação do nível de desempenho da entidade contratada;
- c) Tomar medidas adequadas, caso suspeite que a entidade contratada possa não estar a prestar as atividades ou funções contratadas em cumprimento dos requisitos legais e regulamentarmente aplicáveis, incluindo a cessação contratual;
- d) Assegurar a continuidade e a qualidade dos serviços prestados aos clientes em caso de cessação do contrato;
- e) ~~Incluir~~ Identificar nos seus relatórios anuais ~~os elementos essenciais das~~ as atividades ou funções contratadas ~~e os termos em que decorreram.~~

4 - Os comercializadores devem, ainda, quando contratem com ~~relativamente aos~~ terceiros ~~contratados para o exercício de funções~~ a prestação de serviços que impliquem o contacto direto, presencial ou à distância, com os consumidores, incluindo a prestação de serviços de distribuição comercial:

- a) ~~Assegurar a~~Elaboração de um plano de formação adequado, que inclua referência aos direitos dos consumidores;
- b) Assegurar a execução do plano de formação junto dos prestadores de serviços;
- c) Promover a atualização da formação prestada;
- d) Manter registo atualizado das formações efetivamente realizadas aos prestadores de serviços, seu conteúdo, com destaque para a informação a prestar aos consumidores, e respetivas listas de participantes e mecanismos de controlo da frequência;
- e) Garantir a conservação dos elementos pelo período de cinco anos.

5 - A contratação é formalizada por contrato escrito, do qual constam os direitos e deveres que decorrem para ambas as partes do disposto na presente subsecção.

Artigo 146.º-C

Elementos do contrato

1 - Do contrato celebrado nos termos do artigo anterior deve fazer parte integrante:

- a) O Código de conduta elaborado pelo comercializador e a adotar pela entidade contratada;



- b) O Plano de Formação a adotar quer pelo comercializador, aquando da contratação das respetivas atividades e funções, quer internamente pela entidade contratada, durante a execução do contrato, sempre que aplicável.

~~2— Os comercializadores devem enviar à ERSE, no prazo de 30 dias a contar da data de entrada em vigor do presente regulamento, cópia de todos os contratos celebrados nos termos do artigo anterior.~~

~~3— Sempre que a informação enviada nos termos do número anterior seja objeto de alteração deve ser dado conhecimento à ERSE, no prazo de dez dias úteis sobre a ocorrência do facto.~~

~~4— Os comercializadores devem cumprir os deveres de informação à ERSE sobre o regime de contratação objeto desta subsecção, nos termos previstos no Artigo 148.º.~~

~~5 2 – Os contratos celebrados nos termos do número anterior A informação registada devem ser conservados durante um período mínimo de 5 anos.~~

Artigo 148.º

Informação sobre fornecimentos em mercado retalhista

1 - Os comercializadores em regime de mercado devem remeter à ERSE, até 45 dias após o fecho de cada semestre, a seguinte informação reportada àquela data:

- a) Número total de consumidores abastecidos em BTN, explicitando quais destes dispõem de oferta conjunta de eletricidade e de gás natural no mesmo contrato de fornecimento.
- b) Número total de consumidores em BTN para os quais o contrato de fornecimento em vigor prevê um período de fidelização, bem como a informação relativa à duração do mesmo e a penalizações associadas quando existam.
- c) Número total de consumidores em BTN para os quais o contrato de fornecimento em vigor compreende um mecanismo de indexação de preço, bem como a informação relativa aos indexantes utilizados.
- d) Número total de consumidores em BTN por modalidade de pagamento, identificando separadamente os que subscreveram propostas contratuais que ofereciam uma única modalidade de pagamento.

~~e) Número total de consumidores em BTN para os quais se comercializam serviços adicionais.~~

~~f) Número total de consumidores em BTN e o valor das comissões praticadas pela prestação de qualquer tipo de serviço contemplado no contrato que não o estritamente relacionado com o fornecimento de eletricidade, desagregado por tipo de serviço.~~

2 - Para efeitos do número anterior, o formato, o meio de prestação e o detalhe da informação pelos comercializadores são aprovados pela ERSE.

~~3— Os comercializadores em regime de mercado devem ainda enviar à ERSE anualmente, até 45 dias após o fecho de cada ano, relação dos colaboradores que, em seu nome, apresentam~~



~~propostas, preparam ou concluem contratos no âmbito de serviços de distribuição comercial contratados.~~

3.2.17. Informação sobre fornecimentos pelos CUR (Artigo 147º)

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.

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.

3.2.18. Condições e obrigações de ligação à rede de instalações de consumo com potência requisitada superior a 2 MVA (Artigos 185º, 185º-A a 185º-F)

A ERSE propõe diversas alterações às regras aplicáveis à ligação à rede de instalações consumidoras AT e MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA:

- Em substituição do princípio do acordo entre as partes consagrado no RRC em vigor, a ERSE propõe, para ligações em AT e MT, que os encargos com os elementos de ligação e com os reforços da rede existente que sejam necessários para viabilizar a ligação sejam suportados pelos requisitantes das ligações;
- Caso o operador de rede opte por sobre dimensionar os reforços da rede existente, a diferença de custo constitui encargo do operador de rede, devendo todas as situações de sobredimensionamento ser fundamentadas e divulgadas na página da internet do operador de rede;
- No que se refere aos serviços de ligação, condições de pagamento e construção dos elementos de ligação, a proposta de alteração do RRC considera para as ligações às redes com potência requisitada superior a 2 MVA, regras semelhantes às que atualmente vigoram para requisições de ligações em BT e MT com potência requisitada inferior a 2 MVA;
- Alargamento do conceito de encargos com serviços de ligação a todas as ligações nos níveis de tensão AT e MT, bem como a sua imputação ao requisitante da ligação;
- Para as ligações em MT com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA, é proposto que seja aplicado um preço idêntico ao atualmente praticado para ligações em MT com potência requisitada inferior a 2 MVA.



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.

- 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;

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.

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.

3.2.19. Novas obrigações dos ORD no âmbito das ligações às redes com potência até 2MVA (Artigos 201º e 204º)

No que respeita às ligações em BT e em MT com potência até 2 MVA, a ERSE propõe a fixação de um prazo de 15 dias úteis para apresentação dos serviços de ligação e um prazo (30 dias úteis para a BT e 90 dias úteis para a MT) para a construção dos elementos de ligação à rede (excluindo os períodos em que o processo de construção seja suspenso por factos não imputáveis aos ORD).

A ERSE propõe, verificando-se o incumprimento destes prazos, que os ORD fiquem obrigados ao pagamento de uma compensação ao requisitante, nos termos estabelecidos no RQS para os indicadores de qualidade de serviço comercial.

A 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.

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.

3.2.20. Projeto-piloto sobre ligação de parques que adiram à iniciativa “Selo de Qualidade e+” (Artigo 209º-A)

A proposta de alteração do RRC prevê a aprovação de regras para a implementação de um projeto piloto para avaliar os benefícios e os custos associados à regulamentação de um novo mecanismo de agregação de requisições de ligações à rede para situações abrangidas pela iniciativa “Selo de Qualidade e+”.

Este novo mecanismo permitiria agregar intenções de requisição de ligação relativas a mais do que uma instalação de consumo associadas a urbanizações, parques industriais ou comerciais abrangidos pela iniciativa Selo de Qualidade e+.

Contudo, o pagamento dos encargos de ligação pode vir a ser desfasado no tempo em função da concretização da ligação das várias instalações consumidoras associadas ao pedido de requisição.

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.

3.2.21. Regras aplicáveis às condições técnicas de ligação de produtores às redes (Artigo 209º-A)

A proposta de alteração do RRC elimina o princípio do acordo entre as partes no que se refere às condições de ligação de instalações de produção às redes, deixando igualmente de estar prevista a existência de normas-padrão sobre a assunção e partilha de encargos que enquadrariam os acordos entre os produtores e os ORD.

Deste modo, as regras aplicáveis às ligações de instalações de produção às redes limitam-se às que constam da proposta de alteração do RRC.

A proposta de alteração do RRC passa a consagrar a obrigação dos ORD disponibilizarem aos requisitantes o estudo de viabilidade técnica sobre a capacidade das redes de receção da energia produzida e a definição das condições técnicas de ligação a que as instalações de produção devem obedecer.

Prevê ainda 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.

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.

3.2.22. Equipamentos de medição em todos os pontos de ligação de circuitos de iluminação pública (Artigos 235.º e 239.º)

A revisão ao RT patente do anexo II do Regulamento n.º 496/2011, publicado no Diário da República da 2.ª Série, de 18 de agosto, determinou a extinção da opção tarifária de iluminação pública. Por sua vez, o RRC, aprovado no anexo I desse Regulamento, determinou, no n.º 7 do artigo 137.º, que *“os operadores das redes de distribuição devem proceder à instalação de equipamentos de medição em todos os pontos de ligação de circuitos de iluminação pública”* (atual n.º 7 do artigo 239.º).

A EDP considera que esta disposição leva a que os comercializadores celebrem um contrato de fornecimento de energia para cada ponto de ligação de circuitos de iluminação pública.

Contudo, tal não tem sido a posição de algumas autarquias municipais, que reclamam que o operador da rede pode decidir atribuir um único Código do Ponto de Entrega a uma instalação com vários pontos de contagem ou ligações físicas às redes do SEN (artigo 235.º, alínea c)).

De facto, as disposições regulamentares existentes não abordam o tema de forma suficientemente clara, pelo que a EDP considera que se poderia aproveitar esta revisão regulamentar para abordar este assunto.

3.2.23. Níveis de serviço diferenciados em função das características do contador (Artigo 240.º-A)

O artigo 240.º-A da proposta de alteração do RRC estabelece que as instalações em BTN com contadores com capacidade de comunicação remota podem beneficiar da prestação de serviços e níveis de desempenho específicos. Estes serviços podem ser disponibilizados diretamente pelos ORD, desde que previamente aprovados pela ERSE.

Os clientes em BTN com contadores inteligentes instalados e com capacidade de comunicação remota podem vir a participar em modalidades de agregação de consumo por parte de comercializadores ou agentes de mercado para efeitos da prestação de serviços de sistema ou de gestão da procura.

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 que, embora já estejam a decorrer, têm normalmente tempos inerentes ao desenvolvimento relativamente demorados.

3.2.24. Potência contratada na iluminação pública (Artigo 247º)

É proposta uma alteração do conceito de potência contratada para os circuitos de iluminação pública em BTN com opção tarifária bi e tri-horária.

Para estes circuitos a potência contratada, em KVA, corresponde à máxima potência aparente tomada registada nos 12 meses anteriores, incluindo o mês a que a fatura respeita.

Para os circuitos de iluminação pública com opção tarifária simples é proposto que se continue a aplicar a regra atualmente estabelecida no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados.

A EDP considera que o critério a considerar para aplicação do novo conceito de potência contratada na iluminação pública deve ser o facto do circuito de iluminação pública dispor ou não de telecontagem, e não a opção tarifária. Assim, existindo condições técnicas para se aplicar o novo conceito de potência contratada, considera-se que deverá ser aplicado a todas as opções tarifárias.

3.2.25. Correção dos erros de medição e leitura dos equipamentos de medição (Artigos 266º, 268º e 269º)

A proposta de RRC prevê a inclusão de duas novas disposições regulamentares relativamente a erros de medição que estabelecem que cabe ao ORD a recuperação integral para o SEN dos consumos de energia elétrica não faturada (valor da energia e acesso às redes).

É igualmente mencionado que os montantes recuperados pelo ORD devem ser repercutidos nas tarifas e a energia descontada à valorização das perdas.

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.

A proposta de alteração do RRC prevê as seguintes alterações no que se refere à leitura dos equipamentos de medição:

- O ORD deve atualizar e manter acessível, no prazo máximo de 48h após comunicação, todas as leituras que lhe tenham sido comunicadas por clientes;
- 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.



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 comunicadas pelos clientes só são disponibilizadas aos comercializadores depois de validadas, não sendo ainda possível garantir o prazo máximo de 48h.

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.

3.3. Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI)

O presente regulamento não inclui uma definição explícita de “processo de produção”, o que inibe que se identifique de forma clara o processo produtivo das centrais elétricas incluindo os equipamentos e a remuneração dos consumos que lhe estão associados.

Atualmente, verifica-se uma inconsistência na forma como são definidos os preços dos consumos das centrais elétricas, que se considera ser de corrigir.

Enquanto em modo de produção de energia (funcionamento em gerador) estes consumos são deduzidos à produção na central elétrica, sendo, portanto, valorizados implicitamente a preço grossista, estes mesmos consumos são adquiridos a preço de cliente final (incluindo tarifa de acesso) quando a central se encontra em serviço de bombagem ou a fornecer o serviço de compensação síncrona.

Ora todos estes consumos são, em rigor, associados ao processo de produção, devendo, assim, considerar-se como consumos equiparáveis a cliente final apenas aqueles que ocorrem quando a central elétrica se encontra parada.

Esta correção já foi reconhecida para os consumos associados ao variador de velocidade da bombagem do Aproveitamento Hidroelétrico de Frades II, pretendendo-se agora que seja alargada a todas as centrais elétricas, mediante uma correta definição dos consumos associados ao processo de produção e consumos com a central parada.

Em face do exposto, propõe-se que nos artigos 3º, 9º e 24º do RARI e ainda o artigo 32º do ROR, sejam vertidas as alterações propostas.

3.3.1. Definições (Artigo 3º)

Deverá ser incluindo neste artigo a definição de “*processo de produção*”, que permita identificar de forma mais explícita os equipamentos e meios de apoio ao funcionamento destes quando em situação de produção.

Na definição do processo produção deve constar:

- “é o processo que envolve o funcionamento da máquina elétrica rotativa (síncrona ou assíncrona), dos equipamentos e sistemas auxiliares (sistemas de excitação e de regulação de tensão, sistema de regulação de velocidade, sistemas de refrigeração, entre outros), do transformador de potência e as ligações elétricas entre equipamentos, até ao ponto de ligação à rede.”

3.3.2. Entidades celebrantes do contrato de uso de redes (Artigo 9º)

Considera-se que deverá ser inserida no n.º 4 do mencionado artigo, a condição de grupos parados de modo a salientar que nesta situação os produtores são



equiparados a clientes, uma vez que passam à condição de consumidores de energia elétrica.

Assim sugere-se a seguinte proposta de alteração:

4- Para efeitos da aquisição de energia elétrica para abastecimento de consumos próprios das suas instalações, ***na situação de grupos parados***, os produtores são equiparados a clientes, devendo os mesmos ou quem os represente, de acordo com os modelos de relacionamento comercial estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais celebrar um contrato de Uso das Redes, tal como previsto no n.º 1 ou no n.º 2.

3.3.3. Informação sobre pedidos de capacidade de receção de produtores e capacidade de entrega de clientes (potência requisitada superior a 2 MVA) (artigo 21.º-A)

A ERSE propõe a inclusão de um novo artigo 21.º-A que estabelece novas obrigações de informação sobre o processo de acesso à rede de produtores ou de clientes com potência requisitada superior a 2 MVA.

Pretende-se que os operadores de redes passem a informar a ERSE sobre os pedidos recebidos e as respetivas respostas. A informação deve ser enviada anualmente à ERSE, com discriminação por ponto de receção ou ponto de entrega, devendo incluir os pareceres emitidos.

A EDP considera positiva a introdução destas novas obrigações de informação.

3.3.4. Envio de informação comercialmente sensível à ERSE pelos operadores de rede (Artigo 22º)

De acordo com a proposta de revisão regulamentar, *“os operadores de rede devem identificar qualquer informação que pela sua natureza seja comercialmente sensível, apresentando a devida fundamentação, designadamente por estar sujeita a segredo comercial ou industrial ou relativo à propriedade intelectual, bem como às regras aplicáveis em matéria de tratamento de dados pessoais”*.

A EDP concorda com a proposta da ERSE que vai no sentido de introduzir maior rigor no tratamento e classificação da informação obtida pelo operador de rede no desempenho das suas atividades.

No entanto, considera-se essencial para o cumprimento desta obrigação que a ERSE aprove a lista de informação comercialmente sensível prevista no artigo 59.º do RRC.

3.3.5. Entidades responsáveis pela retribuição pelo uso das instalações e serviço (Artigo 24º)

Considera-se que deverá ser eliminada a última parte do nº 2 do presente artigo dado se encontrar já referida. Sugere-se, assim, a seguinte redação:

2. Os produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção estão isentos do pagamento das tarifas de acesso referidas no número anterior., ~~na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem.~~

3.3.6. Mecanismo de partilha de custos e de risco de investimentos em ilhas de qualidade de serviço reconhecidos no âmbito da Iniciativa “Selo de Qualidade e+” (Artigo 25º-A)

No sentido de promover a realização de investimentos que permitam dotar a alimentação de parques industriais ou empresariais com níveis de qualidade superiores aos das zonas onde estão inseridos, a ERSE propõe a introdução de um novo mecanismo de partilha de custos e de risco associado a investimentos em ilhas de qualidade de serviço aplicável a promotores de parques industriais ou empresariais no âmbito da Iniciativa “Selo de Qualidade e+”.

A EDP considera a necessidade de coordenação destas disposições com o estabelecido no RRC (artigo 209º-A). Enquanto que no RARI parece tratar-se de uma nova realidade regulamentar possível de implementar com a aprovação dos regulamentos, no RRC parece tratar-se de um projeto-piloto.

3.3.7. Acompanhamento da implementação do PDIRD (Artigo 25º-B)

A ERSE propõe novas obrigações de prestação de informação por parte da concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) relativamente ao estado de implementação dos projetos de investimento previstos no Plano de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição (PDIRD).

Enquanto que os projetos de grande dimensão podem ter um acompanhamento individual, a EDP considera que não será viável seguir essa metodologia para os projetos de pequena dimensão. Assim propomos que para os grupos de projetos de pequena dimensão o acompanhamento seja efetuado por grupo.

A EDP propõe ainda que esta informação seja enviada à ERSE até 15 de junho, em simultâneo com o Orçamento de Investimento na Rede de Distribuição, de modo a assegurar que toda a informação necessária para a elaboração deste documento já se encontra disponível.



3.3.8. Ativos entrados em exploração a considerar para efeitos de cálculo de tarifas (Artigo 26º)

Esta proposta de alteração prevê que a ERSE aprove quais os ativos entrados em exploração que podem ser aceites para efeitos de cálculo das tarifas, competindo aos operadores de redes o envio à ERSE da lista dos projetos de investimento e ativos entrados em exploração, acompanhada da respetiva licença de exploração emitida pela DGEG.

No processo de aprovação dos ativos entrados em exploração a considerar para efeitos de cálculo de tarifas, é previsto que seja tido em conta, entre outros elementos, os motivos que fundamentaram a necessidade do projeto de investimento e as características técnicas do projeto.

A EDP considera que os objetivos pretendidos pela ERSE devem ser atingidos sem introduzir riscos regulatórios (risco de os investimentos começarem a ser remunerados com atraso relativamente à sua data de entrada em exploração) e sem burocratizar o processo de aprovação dos investimentos a considerar para efeitos de cálculo de tarifas.

Adicionalmente considera-se que devem ser abrangidos por estes mecanismos de monitorização somente os investimentos caracterizados individualmente no PDIRD. Os investimentos de valor inferior e o investimento obrigatório sobre o qual o ORD não tem controlo (ligações de clientes e produtores) não deveriam, na opinião da EDP, ser sujeitos a este mecanismo de monitorização adicional por não terem materialidade que justifique a burocratização que este controlo adicional acarreta.

A EDP alerta para o facto de os Projetos de Investimento do PDIRD serem compostos por várias ações às quais estão associados os diversos ativos que constituem o projeto e de que nem todos os ativos constituintes dos projetos de investimento necessitam de licença de exploração atribuída pela DGEG. Por estas razões, a EDP propõe que seja eliminada a exigência de envio à ERSE das licenças de exploração.

Acresce que a construção dos ativos está também dependente das suas características técnicas, bem como das condicionantes dos locais de instalação. A sua entrada em exploração acontece por isso em diferentes momentos no tempo.

3.4. Regulamento da Operação das Redes (ROR)

3.4.1. Participação da procura na prestação de serviços de sistema (Artigos 5º, 6º, 18º, 32º, e 35º)

A ERSE propõe a alteração do ROR no sentido de tornar mais clara a possibilidade de participação da procura no mercado de serviços de sistema, estando prevista a inclusão de disposições regulamentares sobre esta matéria no Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

A EDP concorda com a proposta da ERSE que visa assegurar condições de igualdade de participação da procura na prestação de serviços de sistema, identificando qual o universo de clientes elegíveis à prestação dos serviços de sistema e tornando mais claro o alinhamento dos Regulamentos com a proposta da Comissão Europeia sobre o pacote *Clean Energy for all Europeans*.

As alterações regulamentares propostas são essenciais para potenciar a participação da procura na prestação de serviços de sistema, seja de forma direta, seja através de agentes que representem os consumidores, designadamente os agregadores.

Adicionalmente, deverá ser incluído na atual proposta de redação do artigo 32º um novo ponto que saliente que, no caso da Compensação Síncrona, seja refletido o direito aos produtores serem ressarcidos dos encargos com a aquisição de energia neste regime de funcionamento enquanto não forem implementados os mecanismos de remuneração legais para o efeito. Assim, sugere-se a seguinte proposta de redação:

6- Enquanto os mecanismos de remuneração previstos no número anterior não forem implementados, os custos de aquisição de energia associados ao modo de funcionamento referido na alínea f) do nº 2 não serão suportados pelo produtor.



3.5. Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) do Setor Elétrico e do Gás Natural

Tendo em conta a evolução que se tem verificado quer no mercado elétrico quer no mercado de gás natural e a constatação de que as ofertas no mercado liberalizado tendem a ser duais com maior frequência, a EDP considera bastante positiva a junção do RQS do setor elétrico com o RQS do setor do gás natural, sendo expectativa que a ERSE venha a proceder à mesma harmonização, nomeadamente no RRC.

3.5.1. Nível de qualidade de serviço aos clientes (Artigo 4º)

Ao contrário do anterior articulado deixa de se fazer referências aos motivos de interrupção.

Sugerimos que sejam descritos, à semelhança de anteriores RQS, os motivos de possibilidade de interrupção.

3.5.2. Dever de colaboração (Artigo 7º)

Para se evitar interpretações casuísticas, este dever de colaboração deveria ser concretizado em deveres concretos e bem detalhados pois não é descrito qual a informação concreta a ser partilhada.

3.5.3. Definição de interrupção (Artigos 12º e 25º)

Mesmo considerando a diferença de negócio porque não ponderar a fusão dos artigos 12º e 25º no mesmo artigo com diferenciação de particularidades de energia elétrica e gás natural?

3.5.4. Ilhas de Qualidade de Serviço (Artigo 15º)

Desde a publicação do primeiro RQS para o sector elétrico que foram estabelecidas zonas de qualidade de serviço, ou seja, regiões geográficas em que a qualidade de serviço a prestar aos clientes tem um nível de exigência distinto.

Apesar da uniformidade tarifária, os custos de distribuir energia em diferentes zonas do país distintos, dependendo do tipo de rede e da densidade de consumo. É assim aceitável que, sem prejudicar o princípio da uniformidade tarifária, o serviço prestado não seja igual em todo o lado, ou seja, não esteja sujeito aos mesmos padrões de qualidade.

A EDP considera de forma positiva a introdução do conceito de “ilha de qualidade de serviço”, mas considera que há vários aspetos que devem ser objeto de clarificação, nomeadamente:

- Articulação deste novo mecanismo com o processo de elaboração e aprovação do PDIRD
- Investimentos do ORD devem ser aprovados pela DGEG e ERSE
- Investimentos do ORD aprovados no âmbito deste mecanismo devem ser considerados para efeitos de remuneração logo que entrem em exploração
- Articulação das regras estabelecidas no RARI para as ilhas de qualidade de serviço com as regras do RRC para o projeto piloto para agregação de intenções firmes de requisições de ligações à rede

3.5.5. Incidentes de grande impacto (Artigo 16º)

A ERSE refere a necessidade de obter informação sobre incidentes de grande impacto nas redes elétricas antes de decorrido o prazo de 20 dias atualmente estabelecido na regulamentação, designadamente para responder a questões da comunicação social, consumidores e responsáveis políticos. Assim, a ERSE propõe na revisão do MPQS, que sempre que ocorra um incidente de grande impacto, lhe seja enviado um relatório preliminar no prazo de 2 dias.

Tendo em consideração os recursos humanos e sistemas de informação necessários para determinação se um determinado incidente reúne critérios de incidente de grande impacto, considera-se que o prazo mínimo para disponibilização preliminar será de 3 dias.

3.5.6. Registo de interrupções (Artigo 28º)

Solicita-se esclarecimentos sobre a necessidade de reporte periódico e do âmbito de registo das causas de interrupção.

- Além de manter o registo das interrupções em formato auditável, vai ser necessário reporte periódico?
- As interrupções referidas neste artigo são todas ou apenas as referidas no artigo anterior que exclui as imputáveis ao cliente ou por acordo com este?

3.5.7. Atuação perante instalações de cliente ou produtor que perturbam a rede (Artigo 38º)

Tratando-se de produção em regime especial com remuneração garantida, propomos que essa informação deverá também ser prestada ao CUR, a fim de se analisarem atempadamente os possíveis impactos na autofaturação eletrónica ou na conferência da faturação, bem como efetuar correções nas previsões da venda de energia.



3.5.8. Dever de informação dos comercializadores (Artigo 45º)

Considera-se que deverá ser esclarecido qual o formato em que deverá ser prestada a informação (sites, prospetos, ...) e os destinatários da mesma (cliente, ERSE,...).

3.5.9. Obrigações de registo no atendimento presencial (Artigos 48º e 49º)

No nº 3, é definido a contagem de desistências nas lojas até 20 minutos e ao fim de mais de 20 minutos.

Mesmo contabilizando as senhas não atendidas, não é possível saber se todas correspondem a desistência (alguns clientes tiram várias senhas para um único atendimento), nem contabilizar o tempo até à desistência, para incluir ou não no cálculo do indicador.

Assim, entendemos que esta obrigação não deve ser implementada, pelo que a EDP sugere a retirada das alíneas e) e f) do ponto 3 do artigo 48º, bem como a retirada do ponto 3 do artigo 49º.

3.5.10. Obrigações de disponibilização do atendimento telefónico (Artigo 51º)

Propõe-se a fusão das alíneas b) e c) do nº 1, i.e., a comunicação de avarias e emergências, para as entidades que atuem no setor elétrico e no setor do gás natural.

3.5.11. Registo de leituras (Artigo 52º)

O registo de leituras por meios que não sejam por atendimento telefónico refere-se apenas a quantidades / período / meio de atendimento ou registo individualizado?

Solicita-se esclarecimento sobre este tipo de registo.

3.5.12. Avaliação do desempenho no atendimento telefónico comercial (Artigo 55º)

Constata-se que volta a haver padrão no atendimento telefónico. Parece-nos suficiente a divulgação da informação no relatório da Qualidade de Serviço, não se justificando um padrão.

A retirada do padrão no regulamento atual não influenciou negativamente os níveis de serviço. Entendemos que a haver padrão este deverá corresponder a um valor que permita uma diferenciação entre comercializadores.

3.5.13. Reclamações e pedidos de informação (Artigo 59º)

De acordo com o previsto no nº 3, as respostas a reclamações que impliquem a intervenção conjunta ou a necessidade de coordenação entre os comercializadores e ORD, devem assegurar o cumprimento do prazo máximo de 15 dias úteis ou se ficar definido no contrato um prazo inferior.

Coloca-se a questão que se as respostas têm que ser dadas em 15 dias uteis e o comercializador envia um pedido ao ORD já fora do prazo regulamentar, com que data o ORD o regista, não obstante o definido nos contratos? A quem é atribuída a responsabilidade pela compensação?

A EDP considera que, nestes casos, deveria existir uma responsabilidade partilhada.

3.5.14. Reclamações e pedidos de informação (Artigo 60º)

Verifica-se um lapso de escrita deste artigo, pois onde é feita a menção nas alíneas a), b) e c) do nº 1 ao próprio artigo 60º, deveria se encontrar referido o artigo 59º.

3.5.15. Avaliação de desempenho na resposta a reclamações (Artigo 61º)

No caso particular das reclamações considera-se que o pagamento de uma compensação é sempre devido em caso de incumprimento.

Solicita-se clarificação quanto a reclamações veiculadas por outros que não os próprios clientes (por exemplo, herdeiros, entidades, entre outros).

3.5.16. Obrigações e incumprimentos relativos à ativação de fornecimento (Artigo 69º)

No nº 1, encontra-se previsto que, *“os comercializadores devem garantir que as solicitações dos clientes para a realização da ativação de fornecimento são comunicadas aos operadores de redes respetivos até ao final do dia útil seguinte após a solicitação”*.

A ativação do fornecimento que exige maior celeridade nos processos comerciais é a ativação de novos contratos, facto que deveria igualmente estar previsto no artigo 143º do RRC.

De salientar que a articulação do comercializador é efetuada através do OLMC que não surge referido no presente artigo 69º.



Por último, cumpre ser clarificado quais são os dois momentos que determinam o intervalo de tempo proposto de 1 (um) dia útil.

3.5.17. Prestação de serviços de assistência técnica (Artigos 78º, 79º, 80º e 81º)

A proposta de alteração do RQS relativamente a esta temática estabelece um conjunto de novas obrigações para os operadores de redes, designadamente no que se refere à assistência técnica aos clientes prioritários e à suspensão da contagem dos prazos para prestação do serviço.

- O prazo para chegada à instalação de clientes prioritários é reduzido de 3h para 2h e não suspensão da contagem dos prazos durante a madrugada.
- A suspensão do prazo (de 4h) para chegada à instalação dos restantes clientes que atualmente se verificava entre as 0h e as 8h passa a suspender-se somente entre as 2h e as 6h e é aplicável exclusivamente aos clientes domésticos que não sejam clientes prioritários

A EDP considera que as propostas, no seu conjunto, aumentam de forma significativa os custos de prestação do serviço de assistência técnica. Atendendo ao nível de qualidade já atingido na prestação de serviço, considera-se que o aumento de custos não é compensado pelos benefícios que as alterações propostas podem trazer para os consumidores.

3.5.18. Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente (Artigos 84º e 85º)

A distinção entre prazos para restabelecimento deixa de ser determinada ao nível de tensão e passa a ser ao tipo de cliente (Doméstico ou Não Doméstico).

A proposta de RQS mantém os prazos para prestação do serviço de restabelecimento do fornecimento, mas propõe a alteração da suspensão da contagem dos prazos de forma idêntica ao proposto para o serviço de assistência técnica.

É estabelecido um prazo de 30 minutos para comunicação pelo comercializador ao ORD do levantamento da situação que originou a suspensão de fornecimento, existindo diversos meios de pagamento à disposição do consumidor para que este proceda à liquidação dos montantes em dívida que originaram a interrupção de fornecimento.

Entende a EDP que deve ser clarificado o conceito disposto no n.º 4 do artigo 85º, nomeadamente o *“momento em que o comercializador toma conhecimento de que a situação está sanada”* para efeitos de início de contagem do prazo dos 30 minutos disponíveis para comunicação pelo Comercializador ao ORD.

De facto, em função do meio de pagamento selecionado pelo consumidor, o reconhecimento do pagamento poderá ser imediato ou diferido no tempo, pelo que o recebimento do montante na conta do comercializador poderá não permitir a identificação automática do valor, havendo necessidade de se efetuar uma reconciliação bancária.

3.5.19. Obrigações e incumprimentos relativos à desativação de fornecimento (Artigo 88º)

Os comercializadores devem garantir que as solicitações dos clientes para a realização da desativação de fornecimento são comunicadas aos ORD até ao final do dia útil seguinte após a solicitação.

Contudo, nas situações em que a presença do cliente seja necessária para a realização de uma desativação, os ORD devem garantir que a visita combinada para desativação de fornecimento é agendada para uma data nos 3 dias úteis seguintes à data em que a solicitação de desativação lhes é comunicada, a menos que o cliente expressamente solicite uma data para a desativação de fornecimento que ultrapasse 4 dias úteis.

Não é claro nesta proposta de revisão regulamentar qualquer referência a este último timing para agendamento pelo comercializador. O ORD deveria, assim, ter capacidade de agenda para os 3 dias seguintes ao qual o comercializador está a efetuar o agendamento.

Solicita-se clarificação sobre este ponto.

3.5.20. Situações de exclusão do pagamento de compensações e impossibilidade de pagamento (Artigo 99º)

A redação do n.º 3 e n.º 4 do artigo 99.º, passou a prever que quando não seja possível ao comercializador ou ao ORD efetuar o pagamento da compensação ao cliente, o valor da compensação deve ser transferido para o fundo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço ou para fundo de reforço dos investimentos para melhoria da qualidade de serviço nas zonas com pior qualidade de serviço, respetivamente.

A EDP considera adequado que as compensações que não sejam possíveis de entregar aos clientes sejam utilizadas em iniciativas para melhorar a qualidade de serviço.

Considera-se desejável que a redação do RQS clarifique os procedimentos a seguir pelos comercializadores para devolverem ao ORD as compensações que lhe tenham sido transferidas relativas a incumprimentos do ORD e que não tenha sido possível entregar aos seus clientes.

3.5.21. Registo de clientes prioritários (Artigo 104º)

No que refere às regras aplicáveis aos ORD, destaca-se a alteração proposta pela ERSE que elimina a obrigação dos ORD procederem à identificação dos clientes prioritários, sem prejuízo de manterem a obrigação de manterem atualizado um registo dos clientes prioritários com base nas solicitações de registo efetuadas pelos interessados junto dos respetivos comercializadores.

Solicita-se, contudo, esclarecimentos quanto a este tipo de registo, nomeadamente qual o âmbito deste requisito e que dados devem ser registados (dados pessoais ou apenas dados da instalação).

3.5.22. Conteúdo dos relatórios da qualidade de serviço (Artigo 109º)

De acordo com a alínea k) nº 7 do mencionado artigo, os relatórios da qualidade de serviço dos comercializadores devem conter o número de clientes prioritários, à data de 31 de dezembro.

Ora o registo dos clientes prioritários é feito pelo ORD, pelo que não se justifica o comercializador reportar esta informação.

Assim, é proposta a eliminação desta alínea.

3.5.23. Indicadores gerais e individuais da qualidade de serviço comercial

A proposta de RQS altera os indicadores de qualidade de serviço comercial, verificando-se uma redução do nº de indicadores gerais (passa de 8 para 5) e um aumento dos indicadores individuais (passa de 4 para 7).

Os indicadores gerais incidirão sobre as seguintes dimensões da qualidade de serviço comercial:

- Tempo de espera no atendimento presencial;
- Tempo de resposta a pedidos de informação apresentados por escrito;
- Tempo de espera no atendimento telefónico para comunicação de avarias;
- Tempo de espera no atendimento telefónico comercial (novo indicador com padrão);
- Frequência de leitura dos equipamentos de medição.

Os indicadores individuais incidirão sobre a prestação dos seguintes serviços:

- Resposta a reclamações;
- Ativação do fornecimento após celebração de contrato de fornecimento;
- Visita combinada para prestação de serviço na instalação do cliente;
- Assistência técnica em caso de avaria na alimentação individual do cliente;
- Restabelecimento do fornecimento após interrupção por facto imputável ao cliente;



- Informação sobre serviços de ligação à rede (novo indicador);
- Desativação do fornecimento (novo indicador).

A EDP considera que a proposta deveria justificar mais detalhadamente os critérios que levam ao estabelecimento de indicadores individuais para a prestação de informação sobre serviços de ligação à rede e desativação do fornecimento.



3.6. Manual de Procedimentos de Qualidade de Serviço (MPQS)

3.6.1. Procedimento n.º 4- Informação a prestar no caso de incidentes de grande impacto no setor elétrico

Relativamente aos incidentes de grande impacto, a ERSE refere a necessidade de obter informação sobre incidentes neste âmbito antes de decorrido o prazo de 20 dias atualmente estabelecido na regulamentação, designadamente para responder a questões da comunicação social, consumidores e responsáveis políticos.

Assim, a ERSE propõe na revisão do MPQS, que sempre que ocorra um incidente de grande impacto, lhe seja enviado um relatório preliminar no prazo de 2 dias.

Tendo em consideração os recursos humanos e sistemas de informação necessários para determinação se um determinado incidente reúne critérios de incidente de grande impacto, considera a EDP que o prazo mínimo para disponibilização preliminar seria de 3 dias.