

# I | SU ELETRICIDADE

**ERSE**

## **Consulta Pública N.º 113**

Proposta de revisão regulamentar do Sistema Elétrico Nacional (SEN), do Sistema Nacional de Gás (SNG) e do Sistema Petrolífero Nacional (SPN)

Documento de Comentários

## Índice

<b>1. Enquadramento</b> .....	<b>5</b>
<b>2. Comentários gerais</b> .....	<b>6</b>
<b>3. Regulamento das Relações Comerciais</b> .....	<b>7</b>
<b>2.1. Comentários na generalidade</b> .....	<b>7</b>
<b>2.1.1. Carteira atual de contratos com clientes não BTN do CUR</b> .....	<b>7</b>
<b>2.1.2. Carteira atual de contratos com produtores com potência de ligação atribuída de até 1 MW</b> .....	<b>7</b>
<b>2.1.3. Procedimentos concorrenciais previstos em regime supletivo de comercialização e agregação de último recurso</b> .....	<b>7</b>
<b>2.1.4. Situações de demonstrada persistência em regime supletivo por ausência de oferta</b> .....	<b>8</b>
<b>2.1.5. Cessão de contratos decorrente do regime supletivo por ausência de oferta</b> .....	<b>8</b>
<b>2.1.6. Norma transitória</b> .....	<b>8</b>
<b>2.2. Comentários na especialidade</b> .....	<b>9</b>
<b>2.2.1. Siglas e Definições (Artigo 2.º)</b> .....	<b>9</b>
<b>2.2.2. Proteção de Dados Pessoais</b> .....	<b>9</b>
<b>2.2.3. Tarifa social (Artigos 22.º, 47.º)</b> .....	<b>10</b>
<b>2.2.4. Opções tarifárias (Artigo 51.º)</b> .....	<b>11</b>
<b>2.2.5. Informação sobre eficiência energética (Artigo 52.º)</b> .....	<b>11</b>
<b>2.2.6. Créditos não reclamados (Artigo 67.º)</b> .....	<b>11</b>
<b>2.2.7. Alteração unilateral de contrato pelo comercializador (Artigo 68.º)</b> ...	<b>12</b>
<b>2.2.8. Extinção de Tarifas Transitórias (Artigo 241.º)</b> .....	<b>12</b>
<b>2.2.9. Carteira atual de clientes não BTN do CUR</b> .....	<b>12</b>
<b>2.2.10. Princípios gerais de mudança de comercializador e de agregador (Artigo 242.º)</b> .....	<b>13</b>
<b>2.2.11. Princípios gerais do fornecimento supletivo (Artigo 247.º)</b> .....	<b>14</b>
<b>2.2.12. Fornecimento supletivo por impedimento de comercializador (Artigo 248.º)</b> .....	<b>14</b>
<b>2.2.13. Fornecimento supletivo por ausência de oferta (Artigo 249.º)</b> .....	<b>15</b>
<b>2.2.14. Informação sobre os consumos médios (Artigo 6.º do Anexo I)</b> .....	<b>17</b>

2.2.15.	<b>Âmbito da atividade de AUR (Artigo 277.º)</b> .....	17
2.2.16.	<b>Carteira atual de contratos do CUR com produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW</b> .....	18
2.2.17.	<b>Princípios gerais da agregação de carácter supletivo (Artigo 277.º)</b> ...	19
2.2.18.	<b>Agregação supletiva por impedimento do agregador (Artigo 278.º)</b> .....	20
2.2.19.	<b>Agregação supletiva por ausência de oferta (Artigo 279.º)</b> .....	21
2.2.20.	<b>Remuneração do AUR no âmbito da agregação supletiva (Artigo 277.º)</b> .....	22
2.2.21.	<b>Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema Elétrico (Artigo 306.º)</b> .....	23
2.2.22.	<b>Atividades do AUR (Artigo 353.º)</b> .....	24
2.2.23.	<b>Deveres de informação do agregador de último de recurso (Artigos 379.º e 401.º)</b> .....	24
2.2.24.	<b>Unidades de Programação (Artigo 379.º)</b> .....	26
2.2.25.	<b>Disposições finais e transitórias</b> .....	26
2.2.26.	<b>Outros temas</b> .....	27
<b>3.</b>	<b>Regulamento Tarifário</b> .....	<b>28</b>
3.1.	<b>Comentários na generalidade</b> .....	28
3.1.1.	<b>Investimentos do CUR e AUR</b> .....	28
3.1.2.	<b>Desvios do Facilitador de Mercado</b> .....	28
3.1.3.	<b>Envio de Informação à ERSE</b> .....	29
3.1.4.	<b>Atualização de parâmetros</b> .....	29
3.1.5.	<b>Margem de comercialização do CUR</b> .....	30
3.1.6.	<b>Prémio de Risco</b> .....	31
3.1.7.	<b>Transferência intertemporal de CIEG</b> .....	31
3.2.	<b>Comentários Específicos</b> .....	33
3.2.1.	<b>Extinção da tarifa do OLMC (Artigo 70.º)</b> .....	33
3.2.2.	<b>Recuperação do custo com mudança de comercializador (Artigo 111.º-B)</b> .....	33
3.2.3.	<b>Desvios provisórios dos custos de capital (Artigo 132.º)</b> .....	33
3.2.4.	<b>Tarifas de referência do AUR (Artigo 181.º-A)</b> .....	34
3.2.5.	<b>AUR – Informação a enviar à ERSE (Artigo 198.º-A)</b> .....	34
<b>4.</b>	<b>Regulamento de Qualidade de Serviço</b> .....	<b>35</b>

<b>4.1. Comentários na generalidade</b> .....	35
<b>4.1.1. Âmbito de aplicação e extensão ao AUR</b> .....	35
<b>4.1.2. Deveres de informação à ERSE</b> .....	35
<b>4.1.3. Contabilização de prazos procedimentais</b> .....	35
<b>4.1.4. Resposta a pedidos de informação e reclamações</b> .....	36
<b>4.2. Comentários na especialidade</b> .....	36
<b>4.2.1. Âmbito de aplicação</b> .....	36
<b>4.2.2. Siglas e Definições (Artigo 2.º)</b> .....	37
<b>4.2.3. Extensão das obrigações ao AUR</b> .....	38
<b>4.2.4. Obrigações no âmbito da resposta a reclamações e pedidos de informação (Artigos 59.º e 57.º)</b> .....	39
<b>4.2.5. Reclamações relativas a faturação (Artigo 63.º)</b> .....	40
<b>4.2.6. Reclamações relativas ao funcionamento de equipamento de medição (Artigo 64.º)</b> .....	40
<b>4.2.7. Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica (Artigo 65.º)</b> ..	41
<b>4.2.8. Exclusões de Visita Combinada (Artigo 72.º)</b> .....	42
<b>4.2.9. Ações remotas no âmbito de visita combinada (Artigo 73.º)</b> .....	43
<b>4.2.10. Prazos em âmbito de ações remotas</b> .....	44
<b>4.2.11. Desativação remota do fornecimento (Artigo 91.º)</b> .....	44
<b>4.2.12. Situações de exclusão do pagamento de compensações e impossibilidade de pagamento (Artigo 102.º)</b> .....	45
<b>4.2.13. Envio de informação à ERSE (Artigo 110.º)</b> .....	45
<b>5. Regulamento do Autoconsumo</b> .....	<b>47</b>
<b>5.1. Comentários na especialidade</b> .....	47
<b>5.1.1. Disposições gerais do relacionamento comercial (Artigo 8.º)</b> .....	47
<b>5.1.3. Condições e prazos aplicáveis à disponibilização de dados (Artigo 37.º)</b> .....	48

## 1. Enquadramento

O Decreto-Lei n.º 15/2022 (“DL 15/2022”), de 14 de janeiro, estabelece a organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), transpondo a Diretiva (EU)2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno de eletricidade e a Diretiva (EU) 2018/2011, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Promovendo um novo paradigma do setor assente num modelo descentralizado que permita enquadrar a produção local, as soluções de autoconsumo, a gestão ativa de redes inteligentes e assegurar a participação ativa dos consumidores nos mercados, a entrada deste Decreto-Lei (“DL”) impõe a necessária adaptação da regulamentação aplicável às novas normas legislativas, bem como a sua atualização à luz da demais legislação europeia, num prazo máximo de 18 meses.

É na sequência desta necessidade de Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado, que surge a presente consulta pública, através da qual a ERSE propõe a reformulação do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações, do Regulamento de Relações Comerciais, do Regulamento Tarifário, do Regulamento de Operação das Redes, do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, do Regulamento do Autoconsumo e do Regulamento da Qualidade de Serviço e respetivo Manual. A ERSE propõe, também, a aprovação do novo Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia, com extensão à apropriação ilícita de gás, incluindo gases de origem renovável e de baixo teor de carbono, e de Gás de Propano Liquefeito (“GPL”) canalizado.

Esta revisão regulamentar, centrando-se no SEN, é complementada, em situações pontuais, por propostas de aperfeiçoamento que abrangem o Sistema Nacional de Gás, por existirem regulamentos comuns a ambos os setores.

Neste contexto, a SU ELETRICIDADE acolhe positivamente a oportunidade de participar nesta consulta e de se pronunciar acerca da proposta de novos regulamentos, tecendo considerações, com o intuito de prestar o seu contributo para a adequada revisão regulamentar. A SU ELETRICIDADE manifesta ainda a sua plena disponibilidade para quaisquer esclarecimentos que se entenda por conveniente.

Concretamente, propõe-se identificar e comentar seguidamente as normas dos Regulamentos mais relevantes para a atividade de comercialização de último recurso, bem como para a atividade de agregação de último recurso, que transitoriamente e até à atribuição de nova licença, é assegurada pelo comercializador de último recurso (“CUR”), nomeadamente o Regulamento das Relações Comerciais (“RRC”), o Regulamento Tarifário (“RT”), o Regulamento da Qualidade de Serviço (“RQS”) e o Regulamento do Autoconsumo (“RAC”).

## 2. Comentários gerais

A proposta de revisão regulamentar, em consulta, vem introduzir um conjunto de alterações aos diversos regulamentos do SEN, com impacto nas atividades dos seus agentes, impondo necessariamente adaptações ao nível dos processos e sistemas atualmente implementados, com destaque para a comercialização e agregação de último recurso.

Acrescem novos deveres de informação, incluindo de reporte à ERSE, que implicam alterações em reportes já existentes e/ou novos a criar, cujos desenvolvimentos exigem também adequações a processos de negócio e novos desenvolvimentos em sistemas comerciais e de informação que importa devidamente salvaguardar.

Não obstante a ERSE já prever, na Proposta de RRC, um prazo de 90 dias, exclusivamente aplicável ao cumprimento do dever de informação na fatura e informação anual do comercializador ao consumidor, a SU ELETRICIDADE considera fundamental a previsão de uma norma transitória robusta que regule a implementação de novos requisitos, decorrentes das obrigações que vierem a resultar da proposta reformulada dos regulamentos em consulta.

Acautelando, assim, um período de transição, que se pretende realista e adequado, para acomodar as novas exigências regulamentares e o necessário desenvolvimento e implementação em processos e sistemas, a referida norma transitória deve conseguir atender, não só às especificidades das diversas atividades, mas também conciliar os regimes de transitoriedade existentes, em particular, no que se refere às atividades reguladas.

No que respeita ao CUR, incluindo a sua função transitória de agregação de último recurso, a SU ELETRICIDADE vem solicitar que a ERSE explicita, particularmente, as suas obrigações, nomeadamente, sobre a atual carteira de contratos com clientes e produtores, desde a entrada em vigor dos novos regulamentos, até à extinção das tarifas transitórias e até à atribuição das novas licenças de CUR e de Agregador de Último Recurso (“AUR”).

Sugere-se, ainda que a ERSE devidamente pondere sobre os requisitos e volumes de reporte acrescidos face aos benefícios associados, considerando redundâncias acumuladas e a necessidade de simplificação de procedimentos, tendo em conta as implicações em termos de investimentos a realizar em processos e sistemas, bem como a situação transitória que se assiste nas atividades reguladas.

### **3. Regulamento das Relações Comerciais**

#### **2.1. Comentários na generalidade**

##### **2.1.1. Carteira atual de contratos com clientes não BTN do CUR**

A proposta de revisão do RRC, estabelecendo as condições aplicáveis aos clientes BTN da atual carteira do CUR, é omissa no que se refere aos contratos existentes com clientes ligados em BTE, MT, AT e MAT, importando clarificar e enquadrar regulamentarmente o tratamento a conferir à atual carteira de clientes não BTN do CUR.

##### **2.1.2. Carteira atual de contratos com produtores com potência de ligação atribuída de até 1 MW**

O artigo 228.º-B da proposta de revisão do RT estabelece um regime de transitoriedade, prevendo que o atual detentor da licença de CUR, no território de Portugal Continental, desempenhe a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, incluindo a aquisição a produtores a partir de fontes de energia renováveis com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW, nos termos previstos no artigo 288.º, do DL 15/2022.

No entanto, até à atribuição da nova licença de AUR, a proposta de articulado do RRC é também omissa no que se refere ao enquadramento da atual carteira de contratos já celebrados, pelo CUR, com os produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW.

Neste sentido, a SU ELETRICIDADE recomenda a clarificação do respetivo enquadramento, sugerindo-se a necessária harmonização do RRC com o previsto no RT.

##### **2.1.3. Procedimentos concorrenciais previstos em regime supletivo de comercialização e agregação de último recurso**

A proposta de articulado do RRC do n.º 6 do artigo 248.º e do n.º 6 do artigo 278.º determina que, no termo dos prazos de 4 meses ali indicados, os clientes e instalações consumidoras que permaneçam no regime de fornecimento supletivo por impedimento de comercializador ou aos agentes em agregação supletiva por impedimento de agregador de mercado, sejam objeto de um procedimento concorrencial para a sua transferência para um comercializador livre ou para um agregador de mercado, respetivamente.

Não se ignorando que tal procedimento concorrencial está, nos termos daquelas mesmas normas, dependente de aprovação pela ERSE de regulamentação

específica, a SU ELETRICIDADE sugere que a responsabilidade pela realização do mesmo recaia sobre uma entidade independente, como seja o Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), no âmbito do exercício da sua atividade.

#### **2.1.4. Situações de demonstrada persistência em regime supletivo por ausência de oferta**

No que concerne ao fornecimento e agregação em regimes supletivos com origem na ausência de ofertas em mercado, previstos nos artigos 249.º e 279.º, respetivamente, a proposta de RRC estabelece que em situações de demonstrada persistência de condições que determinem a ausência de oferta por comercializadores ou agregadores em regime de mercado, a ERSE pode estabelecer a existência de fornecimento ou agregação supletiva sem prazo de fornecimento limitado.

Do exposto, não resulta claro em que situações se pode considerar estar satisfeita a condição de persistência a que se referem as normas em apreço, pelo que a SU ELETRICIDADE propõe que se estabeleçam critérios claros e objetivos, evitando um tratamento e confirmação casuística por parte da ERSE.

#### **2.1.5. Cessão de contratos decorrente do regime supletivo por ausência de oferta**

Quer o n.º 6 do artigo 249.º, quer o n.º 6 do artigo 279.º, relativos ao regime de supletivo por ausência de oferta, determinam a cessação dos contratos mantidos com o CUR ou com o Agregador de Último Recurso (“AUR”), conforme aplicável, no final dos prazos previstos nestes artigos (e sem prejuízo das situações confirmadas como persistentes), caso os clientes ou produtores não consigam apresentar prova da ausência de oferta por parte de comercializadores ou agregadores em regime de mercado, respetivamente.

Pese embora se entenda que a intenção do Regulador seja precisamente a de garantir a natureza temporária e transitória das situações de fornecimento ou aquisição de último recurso, a SU ELETRICIDADE gostaria de chamar a atenção para a consequência da cessação, à luz de outros deveres legais/regulamentares, particularmente as obrigações de serviço público universal que recaem sobre o CUR, bem como para os seus efeitos práticos, num universo de diferentes tipologias de clientes e produtores, não podendo deixar de sugerir uma clarificação e a devida ponderação sobre todas as implicações decorrentes do regime proposto.

#### **2.1.6. Norma transitória**

Por último, a SU ELETRICIDADE considera dever ser prevista uma norma transitória que regule a implementação das obrigações que vierem a resultar da proposta reformulada em consulta, aplicável não só à atividade de comercialização, mas

também de agregação. Tendo em conta o conjunto de alterações propostas e a necessidade de adaptação do CUR, incluindo a sua função transitória de AUR, a SU ELETRICIDADE considera essencial dispor de um prazo realista, de 9 a 12 meses, para a adequação dos seus processos e sistemas aos requisitos decorrentes dos novos regulamentos de execução.

Sem prejuízo da necessidade de uma norma transitória robusta para regular diversas situações, a SU ELETRICIDADE vem solicitar que a ERSE explicitamente as obrigações a que o CUR, incluindo na sua função transitória de AUR, está obrigado relativamente à atual carteira de contratos com clientes e produtores que potencialmente se enquadram nos regimes propostos desde a entrada em vigor dos novos regulamentos.

## **2.2. Comentários na especialidade**

### **2.2.1. Siglas e Definições (Artigo 2.º)**

Considerando o âmbito e a extensão da revisão regulamentar imposta pelo DL 15/2022, a ERSE considerou oportuno promover o aperfeiçoamento e uniformização das disposições comuns a todos os Regulamentos sob consulta.

A SU ELETRICIDADE reconhece o valor deste exercício que contribui para a redução de incerteza e garantia da coerência na arquitetura regulamentar do SEN. Neste sentido, chama a atenção para a necessidade de se proceder ainda à uniformização do conceito de AUR proposto nas versões revistas do RRC e do RT, e o seu alinhamento à luz das obrigações de aquisição estabelecidas no artigo 143.º do DL 15/2022 e da atividade prevista no artigo 148.º do mesmo diploma.

### **2.2.2. Proteção de Dados Pessoais**

Conforme anteriormente referido, no entender da SU ELETRICIDADE, a proposta de revisão do RRC não é totalmente clara no que respeita ao relacionamento comercial com os produtores, matéria relevante em âmbito da atividade de agregação de último recurso.

Em particular, no que se refere à privacidade e proteção de dados pessoais, apesar de incluída pela ERSE como princípio geral do RRC, restringe-se a abrangência desta matéria aos clientes, nos termos do artigo 6.º.

Neste contexto, a proposta de revisão do RRC, não reconhece o papel dos produtores e autoconsumidores, enquanto pessoas singulares e titulares de dados pessoais recolhidos no âmbito da atividade de agregação de último recurso, cujo tratamento serve de suporte aos processos de aquisição supletiva de eletricidade e de aquisição de eletricidade nos regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração.

Pese embora os produtores possam constituir-se como pessoas coletivas, como tal não abrangidas pelo tratamento de dados pessoais, importa, no entanto, acautelar,

nesta revisão do RRC, o tratamento dos dados pessoais dos produtores pessoas singulares, tal como previsto no Regulamento Geral sobre a Proteção de Dados (RGPD), na lei nacional de execução e demais legislação aplicável.

### **2.2.3. Tarifa social** (Artigos 22.º, 47.º)

Nos termos do RRC, a informação sobre a tarifa social e respetivas condições de acesso é prestada aos clientes, na celebração dos contratos de fornecimento de eletricidade e nos termos das suas condições gerais, de acordo com o previsto na alínea o) do n.º 2 do artigo 22.º. Esta informação deve também constar do *website* dos comercializadores e ainda ser disponibilizada junto dos clientes, semestralmente, acompanhando as faturas, conforme disposto no n.º 4 do artigo 47.º.

O n.º 2 e) do artigo 7.º do Anexo I, estabelece também a obrigatoriedade de disponibilização anual desta informação aos consumidores, apenas uma vez por ano, até 30 de junho, em conformidade com o estipulado na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro.

Sendo que o *website* dos comercializadores deve dispor sempre da informação mais atualizada sobre as condições de acesso à tarifa social, em função das regras que a ERSE for publicando, não se reconhece vantagens, nem no envio desta informação aos clientes, duas vezes por ano, para além do estipulado na referida Lei, nem na inclusão obrigatória das condições de acesso num documento que titula o contrato, que tem de ser atualizado e comunicado a todos os clientes sempre que ocorrerem alterações ao mesmo e que não constitui o meio que garante a melhor visibilidade.

Acresce que, o RRC determina a obrigatoriedade de envio da informação disponível sobre a tarifa social a todos os clientes, incluindo clientes não elegíveis, como clientes empresariais, sazonais e com contratos eventuais, para os quais não só não faz sentido receber a referida informação, como o seu envio será mal percecionado, constituirá um desperdício não justificado do ponto de vista ambiental, com custos evitáveis.

Neste sentido, propõe-se que:

- i) a divulgação sobre a existência e condições da tarifa social seja limitada a clientes elegíveis, para os quais esta informação pode ter significado.
- ii) esta informação seja enviada apenas uma vez por ano, nos termos da Lei n.º 5/2019, por forma a maximizar a relevância das comunicações efetuadas aos clientes, reduzir custos e minimizar impactes ambientais, e divulgada através de *banner* na fatura, encaminhando os clientes para mais informação no *website*.
- iii) se elimine a obrigatoriedade de inclusão das condições de acesso à tarifa social nas condições gerais dos contratos, sem prejuízo da previsão da informação relativa à sua existência e, em alternativa, divulgar-se, o

folheto com a informação disponível sobre a existência e condições da tarifa social, à data da celebração do contrato, juntamente com as condições gerais do mesmo.

#### **2.2.4. Opções tarifárias (Artigo 51.º)**

O n.º 3 do artigo 51.º limita a possibilidade de proceder a alterações tarifárias a um período mínimo de um ano. Não obstante, tendo em consideração que até ao final de 2024 todos os pontos de entrega devem estar integrados em rede inteligente, possibilitando a realização remota destas alterações, propõe-se que estas situações sejam devidamente distinguidas e que o prazo estabelecido esteja apenas condicionado às deslocações do operador de rede ao local de consumo.

#### **2.2.5. Informação sobre eficiência energética (Artigo 52.º)**

A alínea b), sub-alínea ii) do artigo 52.º obriga os comercializadores a disponibilizarem aos clientes “*comparações, sempre que possível e útil, com um utilizador médio de energia elétrica ou de gás da mesma classe de consumo*”.

A SU ELETRICIDADE entende que, sempre que possível, as comparações devem ser feitas não apenas entre utilizadores da mesma classe de consumo, mas também tendo em conta algumas características comuns, como sejam a dimensão do agregado, a tipologia da habitação, o tipo de uso e alguns equipamentos que possam induzir maior consumo.

#### **2.2.6. Créditos não reclamados (Artigo 67.º)**

O artigo 67.º vem determinar a obrigação dos comercializadores de último recurso devolverem e procederem à repercussão tarifária dos créditos devidos aos clientes, por impossibilidade de pagamento, por facto imputável ao cliente, nos termos definidos regulamentarmente.

A Instrução ERSE n.º 4/2018 estabelece o procedimento aplicável a esta matéria, determinando ainda que os CUR devem enviar a informação relativa aos montantes destes créditos, conjuntamente com as restantes contas reguladas, no prazo de envio da informação económica e financeira.

Neste contexto, importa clarificar a situação específica dos créditos relativos às compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço. Ora, sucede que, o n.º 3 do artigo 102.º do mencionado regulamento, determina a obrigatoriedade de transferência para o operador de rede do valor dos créditos relativos às compensações, de acordo com os termos previstos na Instrução ERSE n.º 2/2020. Esta disposição é aplicável a todos os comercializadores, contrariando a obrigatoriedade dos CUR repercutirem estes créditos diretamente à tarifa, imposta pelo artigo 67.º do Regulamento das Relações Comerciais.

Por forma a conciliar, nestes dois regulamentos, o regime aplicável aos CUR em matéria de devolução de créditos, sugere-se excluir os CUR do âmbito de aplicação do disposto no artigo 102.º do RQS, prevalecendo assim o estabelecido no artigo 67.º do RRC e na Instrução ERSE n.º 4/2018, nomeadamente que os créditos relativos à impossibilidade de pagamento das compensações dos CUR sejam tratados no âmbito das contas reguladas.

### **2.2.7. Alteração unilateral de contrato pelo comercializador (Artigo 68.º)**

O n.º 3 do artigo 68.º obriga o CUR a informar os seus clientes quando se verifique alterações contratuais, incluindo as decorrentes das novas tarifas e preços publicados pela ERSE.

Considerando que as atualizações de preço decorrentes de alterações às tarifas de venda a clientes finais não deverão ser incluídas nas obrigações de informação prévia das condições contratuais, nomeadamente no que se refere ao cumprimento da antecedência mínima de 30 dias prevista no n.º 3, sugere-se a adequação da redação do n.º 5, de modo a excepcionar outras atualizações na tarifa não decorrentes da atualização da tarifa de acesso às redes.

### **2.2.8. Extinção de Tarifas Transitórias (Artigo 241.º)**

O Artigo 241.º estabelece as obrigações de informação prévia e regime de migração automática, no seguimento de procedimento concorrencial, aplicáveis aos clientes em mercado regulado que proactivamente não contratem o fornecimento de energia com um comercializador em regime de mercado.

Findo o prazo de vigência das tarifas aplicáveis pelo CUR, prevê-se, no n.º 5, a prorrogação do regime de tarifas transitórias, por período adicional de 4 meses. Importa, assim, clarificar o que sucede aos clientes que se mantenham na carteira do CUR, caso não seja identificado um comercializador em regime de mercado no decurso do procedimento concorrencial realizado, ou caso este procedimento não seja concluído no prazo estabelecido de 4 meses.

### **2.2.9. Carteira atual de clientes não BTN do CUR**

Apesar de dispor de uma carteira que compreende maioritariamente clientes em baixa tensão normal (BTN), a SU ELETRICIDADE ainda tem contratos celebrados com clientes não BTN.

A presente proposta de revisão regulamentar vem prever o que sucede aos clientes BTN da atual carteira do CUR à data da extinção das tarifas transitórias, prevista no artigo 241.º. Não obstante, não existirem, atualmente, tarifas transitórias para clientes fornecidos em níveis de tensão superiores a BTN, a atual carteira do CUR continua a incluir clientes ligados em BTE, MT, AT e MAT que, no final de abril, ascendiam a 2136 pontos de entrega.

Não se enquadrando os referidos clientes no fornecimento supletivo previsto nos artigos 247.º a 249.º, nem em âmbito do regime previsto de tarifas transitórias, importa clarificar e enquadrar o tratamento a conferir à atual carteira de clientes não BTN do CUR.

### **2.2.10. Princípios gerais de mudança de comercializador e de agregador** (Artigo 242.º)

A proposta de revisão regulamentar vem concretizar a atividade de operação logística de mudança de agregador, estendendo ao agregador os princípios gerais já aplicáveis à mudança de comercializador, e pretendendo salvaguardar as devidas especificidades.

Em particular, o disposto no n.º 6 do artigo 242.º prevê os casos em que a mudança de comercializador pressupõe a representação do cliente, pelo comercializador, e a mudança de agregador, pressupõe a representação do requerente, pelo agregador. Considera-se vantajoso aqui clarificar que o mencionado requerente, para além de cliente, pode ser o produtor ou o autoconsumidor no que se refere à atividade de agregação de último recurso, pelo que se propõe a alteração desta redação, eliminando-se a referência a cliente, tornando-a abrangente a todos os requerentes, incluindo os produtores e autoconsumidores, nos termos seguintes:

*“A mudança de comercializador e de agregador pressupõe a representação do requerente:”*

Sugere-se, igualmente, a necessária adequação da redação do n.º 7 deste mesmo artigo, propondo-se que a representação seja concretizada *“... sempre mediante autorização expressa do requerente para o efeito...”*.

Por último, tendo em conta o conjunto de alterações que são propostas e a necessidade de adaptação aos novos requisitos de mudança de agregador, com impacto em diversos intervenientes no setor, a SU ELETRICIDADE considera essencial a previsão de uma norma transitória que disponha de um prazo de 9 a 12 meses para a implementação de novos processos e adaptação de sistemas.

No que respeita ao processo de mudança de comercializador, considera-se ainda necessário compatibilizar as disposições relativas à existência de valores em dívida vencida, previstas no n.º 15, com o novo procedimento concorrencial estabelecido em âmbito dos processos de extinção de tarifas transitórias e de fornecimento supletivo por impedimento de comercializador, contemplado nos n.º 5 do artigo 241.º e n.º 6 do artigo 248.º, respetivamente.

Importa, assim, clarificar que a existência de valores em dívida vencida com o CUR, impede a realização da mudança de comercializador decorrente do procedimento concorrencial acima mencionado. Assim, propõe-se a alteração do disposto no n.º 15 do artigo 242.º, nos termos seguintes:

*“(…), a existência de valores em dívida vencida para com o operador da rede a que a instalação de consumo do cliente se encontra ligada, no caso dos*

*clientes que sejam agentes de mercado, ou para com um comercializador de último recurso, que não tenham sido contestadas junto de tribunais ou de entidades com competência para a resolução alternativa de litígios, impede o cliente de escolher um outro comercializador ou de transitar para outro comercializador em mercado em resultado do procedimento concorrencial previsto nos n.º 5 do artigo 241.º e n.º 6 do artigo 248.º.*

### **2.2.11. Princípios gerais do fornecimento supletivo (Artigo 247.º)**

O Artigo 247.º vem estabelecer as situações que integram o conceito de fornecimento supletivo de energia, contemplando os deveres do CUR previstos no Artigo 140.º do DL 15/2022, nomeadamente por:

- a) impedimento do comercializador em regime de mercado, por um prazo de 4 meses, nos termos da alínea d) do n.º 3 e no n.º 5 do referido Artigo 140.º;
- b) ausência de oferta de eletricidade em mercado (alínea c) do n.º 3);
- c) fornecimento assegurado a um outro CUR para garantia do regime de CUR aos clientes finais, por decisão da ERSE.

Pese embora o regime aplicável aos fornecimentos supletivos por impedimento de comercializador e por ausência de oferta, previstos nas alíneas a) e b) do n.º 1 do artigo 247.º, esteja especificamente desenvolvido nos Artigos 248.º e 249.º, respetivamente, o mesmo não sucede relativamente ao fornecimento supletivo assegurado a um outro CUR, previsto na alínea c) no n.º 1, do artigo 247.º, donde parece resultar um vazio regulamentar. Assim, considera-se vantajoso clarificar as circunstâncias aplicáveis aos fornecimentos a outros CUR, nomeadamente, os prazos e o período a considerar para efeitos de celebração do respetivo contrato.

De referir ainda que, à semelhança do previsto na alínea c) no n.º 1 do Artigo 247.º, também as situações de fornecimento supletivo contempladas na alínea a) do n.º 1 do mesmo artigo, em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, devem ser determinadas pela Entidade Reguladora, tal como tem sido verificado até à data. Nesse sentido, na alínea a) do n.º 1 deste artigo propõe-se acrescentar o seguinte:

*“O fornecimento de energia elétrica de energia elétrica ou de gás por parte dos comercializadores de último recurso nas situações em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, por decisão da ERSE.”*

### **2.2.12. Fornecimento supletivo por impedimento de comercializador (Artigo 248.º)**

No artigo 248.º, a ERSE vem concretizar a sua proposta de fornecimento supletivo pelo CUR, nas situações de impedimento do comercializador em regime de mercado, limitando a um prazo máximo de 4 meses. Este prazo é passível de uma única renovação, automática, por igual período, durante o qual se inicia um

procedimento concorrencial para transferência dessa carteira de clientes para um comercializador em regime de mercado, tal como previsto no n.º 6 deste artigo.

Não se ignorando que tal procedimento concorrencial está dependente de aprovação pela ERSE de regulamentação específica, importa esclarecer o que sucede, volvidos os 4 meses de renovação automática, caso não resulte a identificação de um comercializador alternativo em mercado decorrido o procedimento concorrencial ou, caso aquele procedimento não seja concluído no prazo estipulado de 4 meses.

Estas questões revestem-se de particular acuidade se tivermos em consideração as obrigações do CUR de prestação de serviço público universal de fornecimento de eletricidade, enquanto vigorarem as tarifas transitórias legalmente estabelecidas e, após a extinção destas, de fornecimento de eletricidade aos clientes finais economicamente vulneráveis que o pretendam, tal como previsto nas alíneas a) e f) do n.º 3, do artigo 140.º, do DL 15/2022.

Sugere-se, assim, a devida ponderação destas circunstâncias e, em particular, excecionar os clientes economicamente vulneráveis do processo de transferência para mercado, previsto nos n.ºs 3 e seguintes, do artigo 248.º, transitando os mesmos para a carteira do CUR, desde o seu início, com carácter obrigatório e persistente.

Por fim, não se ignorando que o procedimento concorrencial está dependente de aprovação pela ERSE de regulamentação específica, a SU ELETRICIDADE recomenda que a responsabilidade pela realização do mesmo recaia sobre uma entidade independente, como seja o Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA).

### **2.2.13. Fornecimento supletivo por ausência de oferta (Artigo 249.º)**

Nos termos do n.º 2 do artigo 249.º, o fornecimento supletivo a que se refere a alínea b) do n.º 1 do artigo 247.º “*é determinado na sequência de ausência de oferta por parte de comercializadores em regime de mercado*”.

O n.º 3 deste artigo justifica a ausência de oferta como a “*existência de, pelo menos, uma situação identificável de recusa ou indisponibilidade para fornecimento por parte de comercializador em regime de mercado*”. No entanto, não é claro se, esta ausência de oferta por parte de comercializadores em regime de mercado, resulta apenas da ausência de fornecimento em locais onde não exista oferta prevista nos termos da alínea c) do n.º 3 do artigo 140.º, do DL 15/2022, incluindo contratos eventuais e sazonais, mas também da ausência de ofertas em mercado livre com regimes de preços equiparados ao CUR, prevista na alínea e) do n.º 3 do Artigo 140.º do DL 15/2022. Neste sentido, sugere-se a devida clarificação das circunstâncias que devem determinar a ausência de oferta.

Nas situações de ausência de oferta, o fornecimento supletivo é igualmente concretizado para um prazo máximo de 4 meses. Caso, no final deste prazo, o cliente não tenha solicitado a mudança para um comercializador em regime de

mercado, a ERSE propõe que o CUR notifique o cliente da cessação do respetivo contrato no prazo de 2 meses, ou que o cliente renove a comprovação de falta de oferta, o que permite novo período de contratação de 4 meses.

Do exposto, importa clarificar se o prazo de 2 meses para ocorrer a cessação, de acordo com os termos do n.º 6, procede exclusivamente da conclusão do período inicial de 4 meses, definido no n.º 1, ou se aplica, igualmente, ao período subsequente de 4 meses decorrente da possível renovação do fornecimento supletivo, previsto no n.º 7. Neste último caso, a cessação deverá ocorrer após um período total de 10 meses (4 + 4 + 2) ao invés de 6 meses (4 + 2).

A SU ELETRICIDADE gostaria ainda de chamar a atenção para a consequência da cessação prevista, à luz de outros deveres legais/regulamentares, particularmente as obrigações de serviço público universal que recaem sobre o CUR (artigos 8.º e 138.º do DL 15/2022) de assegurar o fornecimento de eletricidade a clientes abastecidos em BT normal, com potências contratadas iguais ou inferiores a 41,4 kVA, enquanto forem aplicadas as tarifas transitórias de venda a clientes finais legalmente previstas e, após extinção destas, ao fornecimento de eletricidade para satisfação das necessidades de clientes economicamente vulneráveis que o pretendam.

Existe desde logo a questão da compatibilidade do regime ora proposto – em sede de regulamento – face às obrigações – ainda por cima de serviço público universal – decorrentes do referido DL, que importaria sanar ou esclarecer. Quanto à substância do tema, entende-se a intenção de garantir a natureza temporária e transitória das situações de fornecimento (novamente sem prejuízo das situações confirmadas como persistentes). No entanto, atendendo aos efeitos práticos da cessação bem como ao universo de tipologias de clientes abrangidos, incluindo vulneráveis, com tarifa social e entidades públicas, a SU ELETRICIDADE não pode deixar de sugerir a devida ponderação sobre todas as implicações decorrentes do regime proposto.

De notar ainda que o motivo da cessação prevista neste artigo também não se encontra elencado nas condições de cessação previstas do artigo 81.º, importando conciliar estas duas disposições.

No n.º 7 do Artigo 249.º, considera-se que a proposta da ERSE beneficiaria com a clarificação do que se deve considerar como evidência do “que comprovadamente demonstre a manutenção de ausência de oferta”, nomeadamente na situação de recusa ou indisponibilidade prevista no n.º 3, que deve justificar a renovação do fornecimento supletivo, por período adicional de 4 meses.

No n.º 8 dispõe-se que, nas situações de demonstrada persistência de condições que determinem a ausência de oferta por comercializadores em regime de mercado, a ERSE pode estabelecer a existência de fornecimento supletivo por prazo ilimitado. Por uma questão de clareza e transparência, a SU ELETRICIDADE recomenda também que a proposta regulamentar preveja as circunstâncias que conferem o caráter persistente da ausência de oferta e que determinam o

estabelecimento pela ERSE, da situação de permanência do cliente na carteira do CUR.

#### **2.2.14. Informação sobre os consumos médios** (Artigo 6.º do Anexo I)

Para os equipamentos em telecontagem, o n.º 1 do artigo 6.º, do Anexo I, estabelece que os comercializadores devem incluir na fatura a distribuição do consumo médio de energia pelos dias da semana e horas do dia, com base em valores reais de consumo.

A metodologia para apresentação do consumo médio de energia pelos dias de semana e horas do dia está prevista nos n.ºs 4 e 5, determinando-se que o consumo médio *“corresponde ao valor médio do consumo do mês a que respeita a fatura para cada um dos períodos horários da opção tarifária contratada pelo cliente, desagregado por dias da semana.”* Contrariamente ao previsto no n.º 1, do aqui disposto não parece resultar uma discriminação horária, que não fará sentido dado o excesso de informação que implica, mas antes uma distribuição por períodos horários.

Adicionalmente, é de referir que, a informação a apresentar não deveria depender da opção tarifária contratada pelo cliente, devendo antes ser disponibilizada a informação relativa aos 3 períodos horários (ponta, cheia e vazio). Por exemplo, se um cliente tiver contratada a tarifa simples, de acordo com o RRC, não lhe estaríamos a mostrar se está a consumir mais energia em vazio, pontas ou cheias nos diferentes dias da semana, que o induzam a mudar de opção tarifária. Apenas estaríamos a mostrar consumos distribuídos por dias da semana, o que não acrescenta propriamente grande valor. Se a intenção da ERSE é informar apenas os clientes com bi ou tri-horário, então sugere-se a exclusão dos clientes com opção pela tarifa simples.

Por último, nos casos previstos no n.º 6, em que não se dispõe de diagramas de cargas e não é possível discriminar os consumos por períodos horários, a SU ELETRICIDADE considera preferível não se apresentar uma distribuição do consumo com base na utilização de perfis, já que esta informação, não sendo real, não acrescenta valor e pode conduzir o cliente a tomar opções erradas, em seu prejuízo, podendo daqui decorrer processos de reclamação.

#### **2.2.15. Âmbito da atividade de AUR** (Artigo 277.º)

Tendo presente o disposto no DL 15/2022, a atual proposta de RRC, no seu artigo 277.º desenvolve o conceito de AUR, diferenciando a sua atividade de caráter obrigatório e permanente, compreendendo as situações de aquisição de energia elétrica aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, da atividade com caráter supletivo de aquisição aos produtores de energia renovável com remuneração de mercado, com exceção dos aproveitamentos hídricos com potência de ligação superior a 10 MVA e autoconsumidores que injetem excedentes na RESP.

O RT vem também enquadrar a atividade do AUR, clarificando, transitoriamente, o regime aplicável ao desempenho da sua atividade até à atribuição da respetiva licença.

Da conjugação das duas propostas de regulamento parece resultar que:

- i. os contratos já celebrados pelo CUR, no âmbito da PRE com remuneração garantida, da produção distribuída (microprodução e miniprodução, UPAC e UPP's), bem como a nova contratação a celebrar com produtores adjudicatários do 1º leilão solar realizado em julho de 2019, se enquadram no regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados e, como tal, na atividade do AUR de natureza obrigatória e permanente;
- ii. transitoriamente e até à atribuição da nova licença de AUR, a atual carteira de contratos do Facilitador de Mercado, bem como os novos contratos a celebrar para a aquisição da energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis aos produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW, ao abrigo do artigo 288.º do DL 15/2022, estão também incluídos na atividade do AUR de natureza obrigatória e permanente;
- iii. apenas após a atribuição da nova licença de AUR, a carteira de contratos de aquisição da energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis aos produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW passa a enquadrar-se em âmbito supletivo a ser assegurado pelo novo AUR na sua condição de último recurso.

Neste sentido, entende-se haver vantagens em proceder a um alinhamento claro entre o disposto no RRC e no RT no que concerne à terminologia aplicável no âmbito das atividades de agregação de último recurso e, em particular, clarificar, no RRC, a natureza dos contratos de aquisição aos produtores, obrigatória e permanente, distinguindo inequivocamente os atuais e futuros de caráter supletivo.

#### **2.2.16. Carteira atual de contratos do CUR com produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW**

O artigo 228.º-B da proposta de revisão do RT, estabelece um regime de transitoriedade, prevendo que o atual detentor da licença de CUR, no território de Portugal continental, desempenhe a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, incluindo a aquisição a produtores a partir de fontes de energia renováveis com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW, nos termos previstos no artigo 288.º, do DL 15/2022.

No entanto, até à atribuição da nova licença de AUR, a proposta de articulado do RRC é omissa no que se refere ao enquadramento a conferir à atual carteira de contratos já celebrados, pelo CUR, com os produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW.

Neste sentido, a SU ELETRICIDADE recomenda a clarificação do respetivo enquadramento, sugerindo-se a necessária harmonização do RRC com o previsto no RT.

### **2.2.17. Princípios gerais da agregação de carácter supletivo (Artigo 277.º)**

A agregação de último recurso com carácter supletivo, encontra-se definida nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 277.º da proposta de RRC, e nas alíneas a) e c) do n.º 1 do artigo 148.º do DL 15/2022, contemplando a energia adquirida aos produtores de energia renovável, com remuneração de mercado, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP.

O n.º 2 do Artigo 277.º vem estabelecer as condições de agregação supletiva, por substituição de um agregador de mercado que tenha visto impedida a sua atuação e por ausência de oferta de agregação em mercado, ambas consagradas nos artigos 278.º e 279.º, respetivamente.

A agregação supletiva está prevista por um período de permanência de 4 meses, findo o qual os produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis e os autoconsumidores devem contratualizar com um agregador em mercado. Nas situações de impedimento de agregador e em caso de permanência na carteira do AUR, a ERSE propõe que seja desencadeado um procedimento concorrencial para alocação dessa carteira em mercado

Neste âmbito, a SU ELETRICIDADE gostaria de sensibilizar a ERSE para a complexidade operacional de gestão de uma carteira de agregação de contratos de natureza supletiva, nomeadamente no que se refere às situações de impedimento de agregador, relacionada com o cumprimento dos prazos e procedimentos previstos na proposta de revisão do RRC, e em particular no que concerne à remuneração dos novos contratos e ao impacto nas previsões e respetivos desvios, que se comenta detalhadamente no ponto seguinte.

Acresce que a atual proposta de RRC é omissa relativamente ao regime de agregação supletiva decorrente da situação de impedimento dos comercializadores de último recurso em BT.

Presentemente, os CUR BT adquirem energia às instalações de microprodução e miniprodução ligadas às redes de distribuição das quais são incumbentes. Estes CUR dispõem de contratos celebrados com a SU ELETRICIDADE, ao abrigo do estabelecido no artigo 357.º do RRC atualmente em vigor, relativos à transferência de custos para o SEN da energia adquirida às referidas instalações de microprodução e miniprodução. Na circunstância de um destes CUR BT estar impedido de exercer a sua atividade, importa esclarecer se o AUR passa também a assegurar a agregação supletiva daquelas instalações, adquirindo diretamente a energia aos produtores.

### **2.2.18. Agregação supletiva por impedimento do agregador (Artigo 278.º)**

Nos termos do artigo 278.º, a agregação supletiva por impedimento do agregador de mercado é determinada na sequência de suspensão ou cessação da condição de agente de mercado.

Em primeiro lugar, e à semelhança do que sucede relativamente ao fornecimento supletivo, sugere-se que, nestes casos, a celebração do contrato de agregação supletiva seja precedida de uma decisão da ERSE, a confirmar a verificação dos factos ou circunstâncias que legitimam o recurso à agregação supletiva, clarificando a data de produção de efeitos, o conteúdo da comunicação aos produtores afetados, incluindo os termos do respetivo contrato, e a exigir a disponibilização dos elementos necessários à realização da autofacturação, sob pena de não ser possível remunerar os produtores em causa.

Para o efeito, propõe-se a alteração da redação do n.º 2 deste artigo, nos termos seguintes:

*“A agregação supletiva por impedimento de agregador de mercado a que se refere a alínea a) do n.º 2 do Artigo 277.º é determinada na sequência de suspensão ou cessação da condição de agente de mercado, que determinam a impossibilidade de atuar do agregador em causa, por decisão da ERSE.”*

Uma vez que se atribui ao OLMCA a gestão dos processos de mudança de agregador, sugere-se que se concentre nesta entidade a responsabilidade de assegurar a recolha de toda a informação dos registos de ponto de entrega dos produtores constituídos na carteira do agregador impedido, e o seu envio ao AUR, para efeitos de concretização da instrução da ERSE. Neste contexto, recomenda-se que, como elementos mínimos necessários, sejam considerados os dados identificativos do produtor e da instalação seguidamente identificados.

#### A. Dados do Produtor:

- NIF;
- Nome/Designação Social;
- Morada fiscal;
- E-mail (faturação, SAF-T, comunicações);
- Telemóvel;
- Código de acesso à certidão permanente (se entidade coletiva);
- IBAN, incluindo documento comprovativo com data inferior a 1 mês e no qual conste o Nome/Designação Social do Produtor como titular da conta;
- CAE 35113, incluindo documento comprovativo de que o produtor possui atividade aberta nas finanças como CAE 35113 ou equivalente;
- Enquadramento em sede de IVA (regime normal ou regime de isenção ao abrigo do art.º 53);
- Acordo e autofacturação, incluindo documento comprovativo de que o produtor registou o acordo de autofacturação com a SU ELETRICIDADE no portal das finanças);

- Outorgante(s) – Nome / Cargo / Telemóvel / E-mail.

B – Dados da instalação:

- CPE produção;
- CPE consumo;
- Morada da instalação;
- Documento da instalação, incluindo Recibo de Submissão, Certificado de Exploração ou Autorização provisória para entrada em exploração emitido pela DGEG);
- Contador bidirecional, incluindo documento comprovativo emitido pelo ORD).

Por fim, sugere-se que, à semelhança do verificado relativamente aos processos de fornecimento supletivo do CUR, fique desde já consagrado que a celebração do contrato e a sua produção de efeitos (a partir da data determinada pela ERSE) não carece da assinatura do produtor, devendo o AUR proceder à devida remuneração do produtor desde aquela data, caso disponha de todos os elementos necessários para o efeito.

Sem prejuízo do supra mencionado, a SU ELETRICIDADE gostaria ainda de alertar a ERSE para o impacto, da agregação supletiva por impedimento de agregador, nas previsões e respetivos desvios, decorrente da volatilidade desta, com custos para o SEN.

Por último, de referir ainda que, nos termos do n.º 6, no caso de permanência em carteira do AUR, decorrido o período de 4 meses da agregação supletiva, o contrato de agregação é renovado por um período adicional de 4 meses, durante o qual é desencadeado um procedimento concorrencial para a alocação dessa carteira em mercado, em termos a regulamentar pela ERSE.

Deste modo, decorridos os 4 meses de renovação automática e 8 meses de agregação supletiva, importa clarificar o que sucede caso, do procedimento concorrencial, não resulte a identificação de um agregador alternativo em mercado, ou na eventualidade deste procedimento não se concluir no período estabelecido de 4 meses.

Finalmente, à semelhança do comentado no n.º 6 do artigo 248.º, relativo à comercialização supletiva, a SU ELETRICIDADE recomenda que a responsabilidade pela realização do procedimento concorrencial recaia sobre uma entidade independente, como seja o Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (“OLMCA”), sem prejuízo da regulamentação específica que vier a ser aprovada pela ERSE.

### **2.2.19. Agregação supletiva por ausência de oferta (Artigo 279.º)**

Pelo exposto, no n.º 1 do Artigo 279.º, a agregação supletiva por ausência de oferta concretiza-se com a celebração de um contrato de fornecimento celebrado com o AUR por um período de 4 meses, prorrogável por período máximo de 2 meses, salvo

se comprovadamente persistir a situação de ausência de oferta por parte de agregadores em regime de mercado.

Nos termos do n.º 3, considera-se *“comprovação de ausência de oferta a existência de, pelo menos, uma situação identificável de recusa ou indisponibilidade para aquisição de energia elétrica por parte de agregador em regime de mercado”*.

Neste âmbito, importa esclarecer a forma e o conteúdo a constar da referida informação.

De acordo com os termos do n.º 6, findo o prazo de 4 meses fixado para o contrato celebrado para a agregação supletiva e mantendo-se em carteira do AUR, o contrato é prorrogado por um período adicional de 2 meses, cessando ao final de 6 meses. Se comprovadamente persistir a situação de ausência de oferta em regime de mercado, decorrido o período inicial de 4 meses da contratação supletiva, o disposto no n.º 8 prevê a renovação por novo período de 4 meses, após o qual a ERSE pode estabelecer a condição por prazo indeterminado.

À semelhança do referido relativamente ao procedimento concorrencial previsto na agregação supletiva por impedimento de agregador, também aqui importa clarificar o que sucede, decorridos os 4 meses de renovação automática. Caso se deva entender que o efeito esperado é o da cessação do contrato de agregação ao final de 8 meses, a SU ELETRICIDADE gostaria de alertar para as consequências negativas decorrentes da impossibilidade de venda da energia elétrica e inerentes prejuízos para o produtor.

Por último, nos termos do n.º 8, em situações de demonstrada persistência de condições, pode a ERSE estabelecer, por prazo ilimitado, a existência de agregação supletiva por ausência de oferta. Tendo em vista a operacionalização deste procedimento, entende-se vantajoso clarificar-se:

- i) como se determina a circunstância de “demonstrada persistência de condições” e se a mesma é estabelecida pela ERSE de forma casuística, alertando-se para a complexidade de tratamento inerente;
- ii) se a definição de prazo ilimitado é atribuída individualmente por produtor.

### **2.2.20. Remuneração do AUR no âmbito da agregação supletiva (Artigo 277.º)**

De acordo com o n.º 5 do Artigo 277.º, *“à aquisição de energia pelo agregador de último recurso no âmbito da agregação supletiva aplica-se o preço de mercado organizado de contratação à vista, devendo considerar-se, em cada mês, o preço médio ponderado, pela energia colocada nesse referencial de contratação, deduzido do custo médio ponderado da intervenção em mercados de serviços de sistema para o mesmo referencial e de um encargo definido pela ERSE nos termos do RT.”*

Considerando-se que a metodologia de cálculo das tarifas de referência do AUR é a disposta no artigo 181.º-A do RT, propõe-se que o disposto no n.º 5 do artigo 277.º do RRC remeta explicitamente para aquele artigo do RT. Acresce ainda a necessidade

de alinhar as demais disposições deste artigo com o estabelecido na Instrução n.º 7/2022, de 13 de setembro, que veio clarificar a fórmula de cálculo da repercussão dos encargos de desvios à programação, na componente variável prevista na alínea c) do n.º 5 do artigo 2.º da Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro.

Em particular, tendo em atenção o disposto no artigo 181.º-A do RT, constatamos que a parcela da remuneração relativa à componente variável que cobre os desvios à programação e outros encargos, quando existentes, é relativa ao mês *m*, não se podendo aplicar a periodicidade semanal da nota de liquidação da REN, prevista no MPGGS. Adicionalmente, importa também perceber de que forma se vão aplicar os acertos à nota de liquidação inicial, que podem ocorrer em data posterior até 7 meses, podendo estar em causa a realização de acertos a produtores que já não estejam na carteira do AUR. Neste sentido, sugere-se as devidas clarificações.

### **2.2.21. Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema Elétrico** (Artigo 306.º)

O n.º 1 do artigo 306.º determina que, o Manual de Procedimentos da Gestão Global (“MPGGS”) do SEN, deve estabelecer as regras relativas ao cálculo e liquidação de desvios dos agentes de mercado, considerando o disposto no RRC.

Tal como oportunamente comentado, em sede de resposta à Consulta Pública n.º 105/2022, relativa à reformulação do MPGGS, considera-se importante clarificar como se deve conciliar a nota de liquidação de semanal, prevista no Procedimento n.º 22 do MPGGS, com i) a faturação mensal da energia injetada na rede pelos produtores do Facilitador e do 1.º Leilão Solar, prevista em legislação específica e nos atuais contratos com os produtores, ii) a energia adquirida aos produtores, em âmbito agregação supletiva prevista ao abrigo do artigo 277.º, nos termos do artigo n.º 181.º-A do RT.

Tendo em consideração que o tratamento da informação mensal é diferente da agregação das notas de liquidação semanais, sugere-se que o GGS, adicionalmente à informação semanal, passe a disponibilizar também a informação numa base mensal. Não obstante, não estando previsto o GGS disponibilizar ao AUR uma nota de liquidação mensal, será necessário adaptar os sistemas do AUR para que se consiga faturar os encargos mensalmente aos produtores, por agregação dos valores diários referentes ao mês «*m*».

Adicionalmente, prevendo também o novo MPGGS uma nova metodologia de cálculo dos desvios, é fundamental refletir as alterações relevantes que daqui resultem no i) apuramento do desvio individual por produtor, no âmbito do facilitador de mercado e do 1º leilão solar; e no ii) procedimento relativo à “Participação em Mercado e Apuramento e Liquidação dos Desvios” e “Contrato de Compra de Energia Elétrica a Centro Eletroprodutores Fotovoltaicos adjudicatários no Leilão de Capacidade Solar de 2019 abrangidos pelo regime de remuneração garantida”, aprovados pela ERSE, DGEG, REN e SU ELETRICIDADE.

### **2.2.22. Atividades do AUR (Artigo 353.º)**

Nos termos do n.º 1 do artigo 353.º, o AUR deve assegurar o desempenho da atividade de a) compra da produção, a que se refere o n.º 1 do Artigo 277.º; b) compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição; e c) venda de energia adquirida aos produtores em mercado grossista, a que se refere o n.º 1 do Artigo 277.º.

É entendimento da SU ELETRICIDADE que a atividade de compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição não se aplica ao AUR, considerando-se um lapso de redação. Neste sentido, propomos a correção do n.º 1 do artigo 353.º e eliminação do n.º 2 relativo ao conceito aplicável à atividade de compra e venda do acesso às redes. Adicionalmente, sugere-se a harmonização do conceito das atividades do AUR, previstas neste artigo do RRC, com o exposto no artigo 11.º - A do RT.

### **2.2.23. Deveres de informação do agregador de último de recurso (Artigos 379.º e 401.º)**

Por forma a dar cumprimento ao RRC em vigor, a SU ELETRICIDADE já envia a informação solicitada no n.º 1 do artigo 379.º da atual Proposta de RRC, no formato e nos prazos acordados com a ERSE. Não existindo, no atual RRC, um prazo estipulado para o efeito, foi determinada a sua disponibilização no final do mês subsequente ao que respeita, no caso da PRE e, no final do 2º mês subsequente ao que respeita, no caso da produção distribuída (PD).

Salientamos que, no caso da PRE, a atual lógica de reporte é por mês de lançamento da fatura e não por mês de exploração, dado que a faturação mensal aos produtores é efetuada apenas com valores reais de produção. Contudo, no caso da PD, foi acordado que a informação relativa à energia faturada é enviada na perspetiva do mês de exploração e não do mês de lançamento da fatura.

Caso se mantenha o prazo proposto, nomeadamente, até ao décimo dia do mês subsequente, não será possível o AUR enviar a informação completa, uma vez que não dispõe de todos os elementos de faturação dos produtores, nomeadamente:

- os documentos de faturação relativos aos produtores que não estão em autofaturação;
- os documentos de faturação relativos à transferência de custos da energia adquirida pelos CUR BT às instalações de microprodução e miniprodução ligadas às redes de distribuição das quais são incumbentes;
- os documentos de faturação relativos aos produtores para os quais não tenhamos recebido indicação de emissão de garantias de origem;
- a energia relativa às instalações de produção que estão em anomalia de comunicação de dados de telecontagem ou para as quais o operador de rede

de distribuição ainda não disponibilizou os dados de telecontagem completos;

- a faturação da maioria das instalações da PD. De notar que, esta faturação é baseada em roteiros, não sendo referente ao período específico de 1 a 31 do mês  $m$ , razão pela qual se envia os dados apenas em  $m+2$ . Adicionalmente, ao dia 10 do mês  $m+1$ , não estão disponíveis os parâmetros de faturação relativos às instalações de miniprodução no regime geral. Presentemente, para colmatar este diferencial de tempo, são enviados mensalmente à ERSE ficheiros que se destinam à inforotulagem.

Face ao exposto, concluiu-se que a informação a reportar à ERSE nos termos do n.º 1 do artigo 379.º só pode ser assegurada se for definido um prazo de acordo com os constrangimentos acima mencionados. Caso contrário, a SU ELETRICIDADE gostaria de reforçar que não é possível disponibilizar à ERSE a informação completa, relativa às instalações da carteira de agregação do AUR, no prazo proposto.

Partindo do pressuposto que se mantém exigível o prazo proposto dos 10 dias para a PD, importa esclarecer se a SU ELETRICIDADE deve manter o envio da informação na perspetiva da exploração ou se, em alternativa, deve alterar para a perspetiva da faturação, tal como já sucede para a PRE. Não obstante, caso persista a dúvida após a entrada em vigor da nova redação do RRC, a informação da PD será enviada à ERSE até ao décimo dia do mês subsequente ao que respeita, na perspetiva da faturação, aplicando-se deste modo a mesma lógica da PRE.

De referir ainda, que desta alteração de prazo de reporte de informação, decorre a necessidade da respetiva alteração em sistema, sendo necessário prever, para o efeito, um período transitório para a sua implementação.

Ainda relativamente ao exposto no n.º 1 deste artigo 379.º, alínea a), importa clarificar o que se entende por desagregação “temporalmente síncrona com o preço de mercado em mercados organizados”.

Relativamente ao exposto no n.º 2, esclarecemos que o AUR apenas pode reportar informação da sua carteira de produtores. Numa situação em que apenas parte da instalação híbrida tenha contrato com o AUR, apenas se poderá reportar informação sobre essa parte da instalação. Nas situações de hibridização e armazenamento, havendo mais do que um CPE, o AUR reportará a informação relativa ao CPE da sua carteira.

No que respeita ao n.º 3.º do já referido artigo, entendemos que a remissão para o n.º 1 do artigo 276.º se trata de um lapso, devendo antes referir-se ao n.º 1 do artigo 277.º, pelo que importa ser corrigida.

Finalmente, nos termos do disposto no n.º 4, a ERSE aprova os meios e formatos de reporte da informação a que se refere o presente artigo. Neste sentido, entende-se que se mantêm os meios de comunicação atuais. Na eventualidade de virem a ser aprovados novos meios e formatos, salienta-se a necessidade de se acautelar uma disposição transitória que preveja um prazo mínimo de 9 meses, para a necessária adequação dos sistemas.

Por último, no que se refere à informação a disponibilizar à ERSE sobre a compra e venda de energia elétrica, considera-se que o disposto no n.º 3 do artigo 401.º, se refere à informação necessária à avaliação, apenas, das condições de compra de energia elétrica relativa à satisfação dos consumos da sua carteira de clientes, e não para avaliação das condições de compra e venda dos referidos consumos, conforme mencionado na proposta de revisão. Neste sentido, sugere-se a seguinte alteração:

*“O comercializador de último recurso deve fornecer à ERSE a informação necessária à avaliação das condições de compra de energia elétrica relativa à satisfação dos consumos da sua carteira de clientes.”*

#### **2.2.24. Unidades de Programação (Artigo 379.º)**

O n.º 2 do artigo 379.º determina a individualização da informação prevista no n.º 1 do artigo 277.º, relativa à aquisição de energia elétrica pelo AUR aos a) produtores que beneficiem de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração, b) aos produtores de energia renovável, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA e c) aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP.

No entanto, não resulta evidente se, transitoriamente, até à atribuição da nova licença de AUR, o CUR pode dar cumprimento a esta disposição incluindo a agregação supletiva na unidade já existente relativa ao facilitador de mercado, tendo em consideração que a fórmula de remuneração aplicável é a mesma.

No nosso entendimento, não há necessidade de se criar uma nova unidade programação, podendo ser utilizada a atual EDPSVD2, criada para ofertar a energia adquirida aos produtores da carteira do facilitador de mercado.

Acresce que, no caso de se considerar a utilização da atual unidade de programação do facilitador de mercado (EDPSVD2), não será possível desagregar a informação prevista na alínea b) da relativa à alínea c) acima referidas, dado que estas duas situações estão integradas na mesma oferta de venda.

Neste contexto, caso não seja este o entendimento da ERSE, a SU ELETRICIDADE gostaria de chamar a atenção para as implicações da criação de uma unidade de programação autónoma, que requer novos desenvolvimentos em sistema. Confirmando-se esta necessidade, a SU ELETRICIDADE sugere a previsão, no RRC, de um período transitório, de 9 a 12 meses, tendente ao desenvolvimento e implementação dos necessários processos em sistemas.

#### **2.2.25. Disposições finais e transitórias**

A ERSE vem prever no artigo 11.º do Anexo I da proposta reformulada do Regulamento das Relações Comerciais uma Norma Transitória nos termos da qual *“os comercializadores dispõem de um prazo máximo de 90 dias após a*

*publicação da presente regulamentação no Diário da República, para se adaptar aos requisitos constantes do presente Regulamento de execução”.*

A SU ELETRICIDADE entende que tal norma apenas se aplica à implementação das disposições referentes ao Anexo I relativas a faturação, sem prejuízo da clarificação deste nosso entendimento que solicitamos, consideramos que deverá ser igualmente prevista uma norma transitória que regule a implementação das obrigações que vierem a resultar da proposta reformulada em consulta.

Efetivamente, tendo em conta o conjunto de alterações que são propostas e a necessidade de adaptação das várias regras, com impactos nos diversos agentes que atuam no setor, designadamente no que diz respeito à adaptação de sistemas informáticos, a SU ELETRICIDADE considera essencial a previsão de uma norma transitória que disponha um prazo mínimo de implementação de 9 a 12 meses, que permita ao CUR, incluindo a sua função de AUR, adaptar-se aos requisitos constantes do presente Regulamento de execução.

Sem prejuízo da necessidade de uma norma transitória robusta para regular diversas situações, a SU ELETRICIDADE vem solicitar que a ERSE explicitamente as obrigações a que o CUR, incluindo a sua função transitória de AUR, está obrigado relativamente à atual carteira de contratos com clientes e produtores que potencialmente se enquadram nos regimes propostos desde a entrada em vigor dos novos regulamentos.

#### **2.2.26. Outros temas**

Encontra-se pendente de aprovação pela ERSE, as minutas dos contratos a celebrar entre a SU ELETRICIDADE e os produtores, nomeadamente:

- A atualização da minuta do contrato, anexo à Instrução n.º 3/2020 da ERSE, de acordo com o DL 15/2022, no âmbito do facilitador de mercado.
- A minuta de contrato, no âmbito da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, aplicável aos produtores em regime especial que utilizam resíduos sólidos urbanos, na vertente de queima, para a produção e injeção de eletricidade na rede elétrica de serviço público.

## **3. Regulamento Tarifário**

### **3.1. Comentários na generalidade**

#### **3.1.1. Investimentos do CUR e AUR**

De acordo com o n.º 8 do artigo 194.º (CUR) e o n.º 7 do artigo 198.º-A (AUR), a empresa envia, até 15 junho, as contas reguladas estimadas para o ano em curso (t-1) e previstas para o ano seguinte (t). Aquando do envio desta informação, a empresa envia também à ERSE um plano com a previsão de investimentos para o ano em curso e para o ano seguinte, desagregados para cada uma das atividades das funções de CUR e de AUR.

Nesta revisão regulamentar, não está previsto a ERSE pronunciar-se previamente sobre os investimentos que a empresa se propõe efetuar nas atividades de CUR e AUR.

Sugere-se que a ERSE comunique o seu acordo/desacordo relativamente aos investimentos previstos pela empresa, ficando as diferenças entre os valores estimados e os realizados por ajustar nos anos seguintes.

#### **3.1.2. Desvios do Facilitador de Mercado**

A revisão regulamentar vem estabelecer as regras de funcionamento da atividade do AUR, incluindo a metodologia de recuperação dos ajustamentos das atividades.

A atividade atualmente desenvolvida no âmbito do Facilitador de Mercado irá transitar para o AUR, sendo incluída na CVEE PREAC. Nos termos do artigo 133.º-B, no apuramento dos proveitos permitidos da atividade são considerados os ajustamentos dos proveitos dos dois anos anteriores.

No entanto, a atividade do Facilitador de Mercado iniciou-se em 2020, nos termos da Instrução ERSE n.º 3/2020, de 30 de julho. Com vista à recuperação dos custos de funcionamento da atividade do Facilitador de Mercado, na sua Diretiva n.º 5/2021, a ERSE definiu uma “fee” de gestão a aplicar aos produtores no valor de 0,026 €/kW/mês, valor que se manteve inalterado desde então.

Nos exercícios de 2020, 2021 e 2022 a aplicação da “fee” definida pela ERSE revelou-se manifestamente insuficiente para recuperar os custos de funcionamento da atividade. Para 2023, é expectável que o valor cobrado aos produtores pela aplicação da “fee” continue a ser insuficiente.

Deste modo, a empresa sugere que, na norma transitória estabelecida pelo artigo 228.º-B, o RT preveja a recuperação dos ajustamentos tarifários que ocorreram na

atividade do Facilitador de Mercado desde o início da sua atividade, através dos proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC.

### **3.1.3. Envio de Informação à ERSE**

Em resultado da formalização da separação das atividades de CUR e AUR estabelecida pelo DL 15/2022, a presente revisão do regulamento tarifário propõe também a separação da informação a enviar à ERSE entre as funções de CUR e de AUR. Atualmente, as funções do AUR estão atribuídas ao CUR, e no que diz respeito ao envio de informação à ERSE, a informação financeira é reportada conjuntamente, sendo que os custos e proveitos do CUR são separados por atividade regulada, pelo que já responde à necessidade de reporte de informação prevista no regulamento.

Dado que, até a atribuição da licença de AUR, será a SU ELETRICIDADE a assegurar as funções deste agregador, sugere-se que, provisoriamente, o reporte de informação financeira à ERSE continue a ser efetuado nos atuais moldes, nos quais a empresa reporta a sua posição financeira através do balanço estatutário (Ativos, Passivos e Capitais Próprios), desagregando a informação operacional, os custos e proveitos pelas atividades de cada função. Este formato de reporte permitiria que toda a informação solicitada fosse reportada na mesma norma complementar, facilitando a análise e evitando o esforço da duplicação da informação. Acresce ainda, que o exercício de divisão do balanço por atividades não corresponderia à real situação contabilística da empresa.

Propõe-se, portanto, que o RT, para o período transitório em que irá desempenhar as atividades de CUR e AUR em simultâneo, preveja uma norma que dispense a SU ELETRICIDADE de proceder à separação do seu balanço, permitindo enviar a informação relativa às funções do AUR nos mesmos moldes que atualmente se reporta.

### **3.1.4. Atualização de parâmetros**

Os proveitos permitidos das atividades reguladas dependem, entre outros parâmetros, da taxa de variação do índice de preços implícito no PIB (IPIB) do ano anterior. Os parâmetros, fixo e variável, do ano  $t$  da atividade de comercialização evoluem com (IPIB-X), sendo que a ERSE, para a variação do IPIB, considera a evolução publicada pelo Instituto Nacional de Estatística (INE) deste índice para o 2.º trimestre do ano  $t-1$ .

Historicamente, o IPIB relativo a um determinado período vai sendo atualizado pelo INE, mesmo após o fecho desse período, pelo que em contexto de elevados níveis de inflação, estas variações podem ser significativas.

Neste âmbito, sugere-se que, para a definição dos ajustamentos tarifários dos proveitos do ano t, efetuada em dezembro de t+1 para repercussão nos proveitos de t+2, a ERSE passe a considerar os valores mais atuais dos parâmetros aplicáveis aos proveitos do ano t.

A título de exemplo, as tarifas para 2023 devem ter por base o IPIB verificado entre julho de 2021 e junho de 2022. Seguindo este princípio, ao fixar estas tarifas em dezembro de 2022, a ERSE considerou o valor de IPIB então publicado pelo INE como referente ao período indicado acima, 1,48%. Porém, constata-se que o valor publicado pelo INE para o mesmo período tem vindo a sofrer alterações desde então, cifrando-se neste momento em 2,30%.

Desta forma, a SU ELETRICIDADE propõe que o RT, na definição dos ajustamentos tarifários, passe a considerar o valor atualizado da variação do IPIB ao invés de 1,48% assumido para esse período.

### **3.1.5. Margem de comercialização do CUR**

No período de regulação 2015-2017, a remuneração do fundo de maneo foi substituída por uma margem de comercialização, atribuída através da componente de custos não controláveis do proveito permitido da atividade de Comercialização, visando recuperar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da SU ELETRICIDADE, subjacentes às características da atividade do CUR. Com efeito, a atividade corrente do CUR é caracterizada por entradas e saídas de clientes ao longo do ano, pelo que a empresa tem um conjunto de clientes que não são contabilizados para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos, por outro lado esta variação da carteira da SU ELETRICIDADE coloca a empresa mais vulnerável à incobabilidade da dívida.

Ao contrário dos restantes parâmetros regulatórios, a margem de comercialização é atribuída de forma casuística pela ERSE, numa base anual, sempre que o desempenho económico e financeiro da empresa o justifique.

Diversas entidades reguladoras europeias consideram que a margem de comercialização é uma componente fundamental do proveito permitido da atividade de comercialização regulada. Tendo em conta que a comercialização não é intensiva em capital, várias optam por estabelecer uma margem de comercialização calculada em proporção das vendas.

Considerando o acima exposto, a SU ELETRICIDADE defende que a margem de comercialização seja autonomizada da componente de custos não controláveis na fórmula de cálculo do proveito permitido da Comercialização, propondo-se que a ERSE faça um levantamento dos referenciais adotados pelas outras entidades reguladoras para estabelecer um montante anual que permita à empresa ser remunerada anualmente em linha com as suas congéneres europeias.

### 3.1.6. Prémio de Risco

O artigo 84.º do RT estabelece que a tarifa de Energia a aplicar aos fornecimentos dos CUR deve recuperar os custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (CVEE FC), os quais são calculados nos termos estabelecidos no artigo 129.º do mesmo regulamento.

Os custos da CVEE FC recuperados através da tarifa de energia dependem da previsão do preço médio de aquisição de energia elétrica.

Até ao final de 2018, o RT no cálculo do preço de aquisição de energia elétrica, previa explicitamente um prémio de risco, mitigando o efeito da volatilidade existente nos mercados grossistas de energia. A partir de 2019, o cálculo do preço médio de aquisição do CUR deixou de prever expressamente um parâmetro relacionado com o risco, passando a ERSE, na definição das tarifas reguladas, a considerar implicitamente um prémio de risco no preço de mercado. Esta alteração da metodologia tem impacto nas atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida e a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, conduzindo à criação de desvios tarifários significativos nestas atividades.

De forma a evitar o agravamento da dívida tarifária, a empresa sugere que o prémio de risco seja aplicado exclusivamente na projeção do custo de aquisição do CUR, sem afetar a estimativa do preço de venda de energia em mercado.

### 3.1.7. Transferência intertemporal de CIEG

A anterior lei de bases, previa que o sobrecusto da PRE era a única rúbrica dos custos de interesse económico geral (CIEG) que podia ser objeto de diferimento, no entanto, com a publicação do DL 15/2022, a possibilidade de transferência intertemporal de proveitos foi alargada às restantes rúbricas de CIEG.

De salientar que o adiamento do pagamento de custos do setor sobrecarrega as gerações futuras em benefício das gerações atuais, pelo que a totalidade dos custos e remuneração das atividades do setor deve ser repercutida nas tarifas do ano a que dizem respeito, admitindo-se o recurso ao diferimento de custos, a título excecional, de modo a garantir a estabilidade tarifária no cálculo das tarifas anuais.

Sempre que haja necessidade de recorrer ao mecanismo de transferência intertemporal de CIEG no processo de cálculo tarifário, a ERSE compromete-se, no documento justificativo, a fundamentar a forma como os montantes diferidos serão alocados às diferentes rúbricas de CIEG e a avaliar previamente a capacidade financeira das empresas reguladas para suportarem tais diferimentos, sem que o seu equilíbrio económico-financeiro fique comprometido.

No caso da SU ELETRICIDADE, o equilíbrio económico-financeiro deve ser avaliado sem considerar a sua integração no Grupo económico em que está inserido. Acresce ainda ser indispensável criar as condições para que a empresa possa ceder os

respetivos créditos tarifários a terceiros, tal como previsto no artigo 209.º do DL 15/2022.

O sucesso das operações de cedência de créditos tarifários a terceiros depende, por sua vez, da taxa de remuneração que vier a ser aplicada ao diferimento, a qual deve refletir as condições de financiamento em mercado e ter em conta a maturidade e o risco do ativo subjacente, sendo particularmente importante garantir que a taxa permanece inalterada ao longo de todo o horizonte de recuperação dos montantes diferidos.

Ao abrigo do n.º 10 do artigo 208.º do DL 15/2022, as regras para o cálculo da taxa de remuneração do diferimento dos CIEG devem ser definidas pelo Governo, mediante Portaria. Mais concretamente, nos termos do n.º 11 do mesmo artigo, a fórmula para a fixação da taxa de remuneração deverá considerar o equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas, bem como o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento.

Neste contexto, e tendo em conta as normas do DL 15/2022 que permitem a transferência intertemporal de todos os CIEG, a SU ELETRICIDADE considera oportuna a definição de uma nova metodologia, com regras comuns para o cálculo da taxa de remuneração aplicável ao diferimento do sobrecusto da PRE e dos demais CIEG.

Com efeito, a SU ELETRICIDADE considera que a metodologia constante da Portaria n.º 138/2021, atualmente circunscrita à remuneração do diferimento do Sobrecusto da PRE, não preenche os requisitos estabelecidos no n.º 11 do artigo 208.º do DL 15/2022 na medida em que não acautela, como lhe é exigido por esta disposição, o equilíbrio económico-financeiro ou o prazo associado à recuperação dos proveitos diferidos, dificultando significativamente o financiamento desses montantes.

Efetivamente, a fórmula prevista na Portaria n.º 138/2021 resulta numa taxa de remuneração variável anualmente ao longo do período de diferimento, não assegurando o alinhamento entre o prazo da taxa de referência utilizada, correspondente à Euribor a 12 meses, e o horizonte do alisamento, que pode ir até 5 anos. Para além disso, a metodologia de cálculo estabelecida na referida Portaria incorpora aspetos de carácter discricionário ao estabelecer a possibilidade de limiares mínimos e máximos, criando incerteza quanto à remuneração da dívida.

O risco inerente à variação da taxa de remuneração e à discricionariedade dos limites fixados administrativamente torna muito difícil a colocação dos montantes diferidos através de operações de cessão de crédito, podendo pôr em causa o equilíbrio económico-financeiro da empresa.

Em resumo, a SU ELETRICIDADE defende que seja criado um enquadramento uniforme aos vários CIEG que favoreça a possibilidade de financiamento dos montantes diferidos de forma a assegurar o seu equilíbrio económico-financeiro, através da fixação de uma taxa de remuneração alinhada com as condições de financiamento em mercado e que permaneça inalterada durante o período de alisamento, de modo a viabilizar a cessão dos respetivos créditos a terceiros.

## **3.2. Comentários Específicos**

### **3.2.1. Extinção da tarifa do OLMC (Artigo 70.º)**

O n.º 3 do artigo 70.º define como se calculam as tarifas de venda a clientes finais para a aplicação do desconto da tarifa social. Para além da tarifa OLMC, o novo articulado elimina, certamente por lapso, a tarifa de Comercialização. Entendendo-se que a alteração proposta pela ERSE pretende acomodar a extinção da tarifa do OLMC, sugere-se a correção da redação desta disposição por forma a manter a tarifa de comercialização.

### **3.2.2. Recuperação do custo com mudança de comercializador (Artigo 111.º-B)**

Este artigo estabelece o preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador, pago pelo comercializador ou agregador cessionário por cada mudança ativada, não estando definida nenhuma exclusão para o CUR ao receber clientes legalmente permitidos. Não sendo a atividade de comercialização de último recurso uma atividade regulada por custos aceites, a definição deste preço a pagar pelo CUR pelos clientes que recebe constitui um custo acrescido para a atividade.

Neste sentido, sugere-se que este custo seja recuperado através da parcela Z (Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência) dos proveitos permitidos da atividade de comercialização, previstos no n.º 2 do artigo 132.º.

### **3.2.3. Desvios provisórios dos custos de capital (Artigo 132.º)**

No n.º 2, que define os proveitos permitidos da atividade de comercialização, a ERSE propõe incluir um mecanismo de correção dos desvios provisórios dos custos de capital (amortizações e remuneração de ativos) afetos a esta atividade. Dada a imaterialidade dos valores em questão, a empresa questiona se os benefícios justificam a complexidade adicional de um ajustamento provisório. A SU ELETRICIDADE não considera necessário o ajustamento provisório do CAPEX desnecessário, propondo que os desvios ocorridos ao nível dos custos de capital sejam corrigidos apenas em sede do ajustamento definitivo, com base nos valores finais de amortizações e remuneração dos ativos já corrigidos.

### **3.2.4. Tarifas de referência do AUR (Artigo 181.º-A)**

O n.º 1 define a metodologia de cálculo das tarifas de referência do AUR, as quais proporcionam a remuneração da aquisição supletiva de eletricidade pelo AUR aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na rede elétrica de serviço público.

A fórmula de cálculo da remuneração de cada produtor inclui a energia fornecida à RESP, valorizada ao preço médio de mercado ajustado ao perfil de produção de cada produtor, deduzida dos encargos decorrentes da representação do produtor em mercado. Deste modo, entende-se que as parcelas devem ser faturadas simultaneamente, o que implica uma alteração dos prazos de faturação aos produtores, dado que as parcelas dos encargos relativos aos desvios à programação, só são faturados ao AUR ao 12º dia útil do mês seguinte. Salientamos ainda que, em determinadas circunstâncias, o resultado da fórmula única pode originar um valor a pagar pelo produtor.

Acresce que as notas de liquidação dos encargos do Gestor Global do Sistema (“GGS”) vão passar a ter periodicidade semanal. No entanto, não se prevendo que o GGS disponibilize ao AUR uma nota de liquidação mensal, tal implicará que a SU ELETRICIDADE terá de adaptar os sistemas para faturar os encargos mensalmente aos produtores, com os inerentes custos de desenvolvimento de novos processos e sistemas.

O n.º 2, define a parcela da remuneração relativa aos encargos suportados com a representação em mercado e aos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, calculada através do somatório de um encargo fixo e de um encargo variável.

Uma vez que o encargo fixo referido no ponto anterior visa recuperar custos de funcionamento desta atividade, o entendimento da empresa é que este encargo deverá ser sempre faturado aos produtores mesmo em situações em que não exista injeção de energia na RESP.

### **3.2.5. AUR – Informação a enviar à ERSE (Artigo 198.º-A)**

O n.º 5 estabelece que o AUR deve enviar à ERSE a informação sobre os montantes dos créditos a devolver aos clientes. No entanto, de acordo com a definição de cliente no regulamento tarifário, a atividade de agregação de último recurso não tem clientes. Deste modo, propõe-se a eliminação deste ponto.

## **4. Regulamento de Qualidade de Serviço**

### **4.1. Comentários na generalidade**

#### **4.1.1. Âmbito de aplicação e extensão ao AUR**

Não sendo totalmente evidente que a Proposta de RQS, aplicando-se aos agregadores, abranja, para além dos agregadores em regime de mercado, também os agregadores de último recurso, a SU ELETRICIDADE considera excessiva a extensão a estes últimos das muitas obrigações decorrentes do RQS.

Importa recordar que a atividade de AUR, encontra-se transitoriamente atribuída à SU ELETRICIDADE, enquanto atual detentora da licença de CUR, pelo que parece pouco razoável que o SEN seja obrigado a suportar esse acréscimo de custos, em novos processos e desenvolvimentos em sistemas, sem correspondente benefício para carteiras muito reduzidas e cujo controlo de qualidade pode ser efetuado através de outros recursos.

Neste sentido, sugere-se a isenção do atual AUR, na sua função transitória, do conceito de agregadores para efeito do Regulamento da Qualidade de Serviço ou uma revisão do elenco das obrigações ou requisitos aplicáveis ao mesmo.

#### **4.1.2. Deveres de informação à ERSE**

Pese embora não se encontre clarificado o enquadramento dos agregadores nesta Proposta de RQS, nem procedimentado em MPQS o envio de informação à ERSE, a alteração da estrutura de registo, cálculo e *reporting* de indicadores de qualidade de serviço do AUR, implica desenvolvimentos nos sistemas comercial e de informação da SU ELETRICIDADE, assim como adaptações ao atual modelo de reporte do CUR.

Importando esclarecer a abrangência dos deveres de informação e reporte à ERSE por parte dos agregadores de último recurso, a SU ELETRICIDADE considera também essencial a previsão de uma norma transitória que disponha de um período mínimo, de 9 a 12 meses, que permita ao CUR, na sua função de AUR, adaptar-se aos requisitos que vierem a ser definidos no presente Regulamento e disponibilizar novos indicadores de qualidade de serviço.

#### **4.1.3. Contabilização de prazos procedimentais**

A Proposta de RQS passou a integrar as seções e artigos referentes à atuação remota nas instalações dos clientes, até agora presentes no Regulamento dos

Serviços das Redes Inteligentes. Naqueles termos, estabelecem-se prazos procedimentais no relacionamento entre cliente, comercializador e operador de rede de distribuição, nem sempre clarificando a forma como a sua contagem deve ser efetuada, em particular no que respeita às ações remotas.

A ausência de uma regra expressa de contabilização dos prazos suscita dúvidas de uma forma transversal à Proposta de RQS, importando esclarecer se os prazos procedimentais mencionados devem ser contabilizados de forma corrida ou, em alternativa, de forma útil.

#### **4.1.4. Resposta a pedidos de informação e reclamações**

A SU ELETRICIDADE, sugere que os procedimentos aplicáveis à receção, registo e tratamento de pedidos de informação e reclamações por parte dos comercializadores sejam revistos e clarificados em sede de RQS, por forma a adequar condições, procedimentos e prazos aplicáveis na relação entre o comercializador e o operador de rede (ORD).

Em concreto, no que respeita aos indicadores gerais e individuais de qualidade de serviço, a SU ELETRICIDADE considera não dever ser penalizada por incumprimento de prazos de resposta a pedidos de informação e reclamações de clientes, quando os mesmos estão dependentes de informação a prestar pelo ORD ao comercializador, com prazos indeterminados para o efeito. Assim, entende-se que todas as comunicações estabelecidas entre os comercializadores e o ORD devem ser procedimentadas no âmbito deste regulamento e definidos prazos de resposta compatíveis com os padrões e metas dos indicadores de qualidade de serviço comercial aplicáveis aos comercializadores.

Em reclamações de natureza técnica, como sejam as relativas ao funcionamento de equipamento de medição e de qualidade da energia elétrica, da exclusiva competência do operador de rede, a SU ELETRICIDADE propõe que o procedimento de resposta seja revisto por forma a que o mesmo seja assegurado pelo ORD, sem prejuízo das reclamações de cliente poderem ser rececionadas pelo comercializador e deviatamente encaminhada para aquela entidade.

### **4.2. Comentários na especialidade**

#### **4.2.1. Âmbito de aplicação**

A proposta de articulado para o novo Regulamento da Qualidade de Serviço (“Proposta de RQS”) foi apresentada num formato que evidencia as alterações no próprio texto, assinalando o texto apagado a vermelho e riscado e o texto novo a azul ou vermelho e sublinhado.

Ora, notamos que algumas passagens da Proposta de RQS eliminam texto que não consta da atual versão do Regulamento da Qualidade de Serviço aprovado pelo

Regulamento n.º 406/2021, de 12 maio. A título de exemplo, veja-se a proposta de alteração do Artigo 2.º (Âmbito de Aplicação) que elimina “Agregação de energia elétrica” na alínea f) do número 1 e “Agregadores” e “Agregador de último recurso” nas alíneas f) e g) do número 2.

Neste sentido, seria importante que a ERSE pudesse esclarecer esta inconsistência - o que desde já se solicita - sob pena de prejudicar o exercício de consulta por falta de coincidência entre os documentos em consulta.

#### **4.2.2. Siglas e Definições (Artigo 2.º)**

A atividade de agregação de eletricidade vem regulada no DL 15/2022. O n.º 1 do artigo 143.º do referido DL estabelece que esta atividade “consiste na combinação de flexibilidade de consumo, de eletricidade armazenada, de eletricidade produzida ou consumida de múltiplos clientes, para compra ou venda em mercados de eletricidade e/ou por contratação bilateral”.

Correspondentemente, o n.º 2 do mesmo artigo estabelece que a atividade do AUR “consiste na obrigação de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP, bem como na aquisição de eletricidade aos produtores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração”.

Por sua vez, na alínea c) do artigo 2.º do Regulamento n.º 1129/2020, de 30 de dezembro (“RRC”), define-se Agregador como “a entidade que, nos termos da lei, consolida por agregação consumo e/ou produção de energia elétrica ou de gás” (sublinhado nosso). A definição é lata o suficiente para estarem abrangidos no conceito de Agregador quer os agentes que operem em regime de mercado quer o AUR.

A proposta de articulado para a Proposta de RQS adota uma definição ligeiramente distinta ao referir que Agregador é “a entidade que, nos termos da lei, consolida por agregação consumo ou produção de energia elétrica ou de gás” (sublinhado nosso). Esta proposta de definição, merece-nos os seguintes comentários:

- (i) desde logo, por uma questão de certeza e segurança jurídicas, sugere-se a consagração de uma mesma definição, com o mesmo conteúdo, nos diversos instrumentos regulatórios em que a mesma seja utilizada;
- (ii) por outro lado, parece resultar da definição constante da Proposta de RQS, que um agregador apenas pode prosseguir a consolidação ou do lado do consumo ou do lado da produção, mas não já combinar as duas. Uma vez que não existe uma justificação substantiva ou formal lógica para suportar esta leitura, pedimos à ERSE que clarifique que, ao utilizar “ou” na definição de agregador, não pretende limitar o âmbito de atividade que os agregadores possam prosseguir, mas apenas apontar para uma interpretação das normas da Proposta da RQS aplicável ao

agregador na função em que especificamente se encontre (ora agregando consumo ora agregando produção).

#### **4.2.3. Extensão das obrigações ao AUR**

A confirmar-se o entendimento do parágrafo anterior, isto é, de que ao referir-se agregadores, a Proposta de RQS abrange quer os agregadores em regime de mercado quer o AUR, o principal comentário no que se refere à Proposta de RQS, prende-se com a intenção de o regulador estender também ao AUR as muitas obrigações decorrentes, nomeadamente em matéria de reporte, da Proposta de RQS.

De facto, a ser aprovada nos termos agora constantes da Proposta de RQS, a regulamentação passará a exigir do AUR que instale e mantenha operacionais e auditáveis os sistemas de registo necessários à verificação do cumprimento do presente Regulamento, designadamente:

- (i) deveres de informação (artigos 9.º e 45.º da Proposta de RQS);
- (ii) deveres de prestação de aconselhamento (artigo 45.º n.º 2 da Proposta de RQS);
- (iii) atendimento telefónico e por escrito (artigo 46.º da Proposta de RQS);
- (iv) sistema de resposta a pedidos de informação e reclamações por qualquer meio apresentadas (artigo 56.º da Proposta de RQS);
- (v) sistema de registo auditável de resposta a pedidos de informação e reclamações, com amplo leque de informações, requisitos de desagregação (artigos 57.º e 62.º da Proposta de RQS);
- (vi) sistema de avaliação de desempenho na resposta a pedidos de informação e reclamações (artigo 58.º e 61.º da Proposta de RQS);
- (vii) sistema específico de resposta a pedidos de informação e reclamações em matéria de faturação (artigo 63.º da Proposta de RQS);
- (viii) sistema específico de tratamento de situações de incumprimento e pagamento de compensações (artigo 60.º);
- (ix) sistema de recolha e registo da informação sobre qualidade de serviço (artigo 109.º da Proposta de RQS);
- (x) sistema para reporte eletrónico à ERSE de informação quantitativa e qualitativa (artigo 110.º da Proposta de RQS).

Ora, a Proposta de RQS parece ignorar a estrutura organizativa, incluindo os recursos técnicos e humanos, e de custos que caracterizam os operadores de último recurso. Mantendo-se a Proposta de RQS, existe um risco de desequilíbrio dos custos de uma operação, que é por natureza residual e tendencialmente em decréscimo, ao impor a assunção de um conjunto de obrigações, sistemas, modelos

e recursos necessários a cumprir todos os requisitos previstos na Proposta de RQS. Se esses custos podem porventura ser diluídos nas estruturas de agentes a operar em regime de mercado, já não o serão no caso dos operadores de último recurso.

No que respeita, em particular à atividade de AUR, que se encontra transitoriamente atribuída à SU ELETRICIDADE enquanto atual detentora da licença de CUR, parece pouco razoável que o SEN seja obrigado a suportar esse acréscimo de custos sem correspondente benefício para carteiras muito reduzidas e cujo controlo de qualidade pode ser feito através de outros recursos.

Neste sentido, sugere-se a isenção do atual AUR, na sua função transitória, do conceito de agregadores para efeito do Regulamento da Qualidade de Serviço ou uma revisão do elenco das obrigações ou requisitos aplicáveis ao mesmo.

#### **4.2.4. Obrigações no âmbito da resposta a reclamações e pedidos de informação** (Artigos 59.º e 57.º)

Pese embora as obrigações dos comercializadores, no âmbito da resposta a reclamações, que decorrem do artigo 59.º, não tenham sofrido alterações, a SU ELETRICIDADE gostaria de reiterar que o presente artigo continua a colocar constrangimentos aos comercializadores na sua operacionalização, com impacto no cumprimento dos padrões dos indicadores individuais de qualidade de serviço relativos aos artigos 63.º, 64.º e 65.º.

Conforme estabelecido na alínea b) do n.º 1 do Artigo 59.º, os comercializadores devem dar resposta às reclamações no prazo máximo de 15 dias úteis. Estes prazos são exequíveis quando a resposta depende apenas de informação da operação da SU ELETRICIDADE. Contudo, quando a informação para resposta às reclamações dos clientes se encontra dependente de informação a prestar pelo ORD, o cumprimento do prazo definido para o comercializador responder ao cliente fica comprometido pelo prazo da resposta do ORD ao comercializador. Sucede que, nem sempre o ORD disponibiliza a informação ao comercializador em tempo útil para que seja possível cumprir o prazo dos 15 dias de resposta ao cliente, resultando num incumprimento por parte do comercializador que, não sendo da sua responsabilidade, determina o pagamento de uma compensação ao cliente.

Neste sentido, propõe-se que o prazo, definido no n.º 1 da alínea a) do artigo 59.º, para resposta do ORD às reclamações que lhe são diretamente apresentadas pelos reclamantes, seja também considerado como prazo máximo de resposta do ORD aos pedidos de informação submetidos pelo comercializador, em âmbito do tratamento das reclamações previstas na alínea b).

Importa também clarificar que, na ausência de resposta do ORD ao comercializador, no prazo que se vier a definir, a responsabilidade do incumprimento do indicador de resposta a reclamações e o inerente pagamento da compensação prevista no artigo n.º 60, recaiam sobre o ORD.

#### **4.2.5. Reclamações relativas a faturação** (Artigo 63.º)

Tal como referido no ponto anterior, a resposta a reclamações de clientes relativas a temas de faturação frequentemente depende de informação a prestar pelo operador de rede sobre o correto funcionamento do equipamento de medição, podendo mesmo implicar a realização de uma visita combinada.

Deste modo, o procedimento previsto no artigo 63.º para resposta a reclamações de faturação deve contemplar a eventualidade do comercializador ter de solicitar ao operador de rede informação tendente ao total esclarecimento das questões que estão na causa raiz da reclamação de faturação e prever prazos de resposta do operador de rede ao comercializador. Tais prazos deverão ser compatíveis com o prazo máximo de resposta do comercializador ao cliente.

Nesta medida, tal como sugerido relativamente ao ponto anterior, propõe-se a revisão do processo de tratamento e resposta às reclamações de faturação, prevendo-se a eventualidade do comercializador solicitar ao ORD informação necessária ao tratamento e resposta às suas reclamações, bem como a definição de um prazo máximo de resposta do ORD ao comercializador, no limite idêntico ao prazo que o ORD atualmente já está obrigado para dar resposta às reclamações que lhe são diretamente apresentadas pelos reclamantes, previstas no n.º 1 da alínea a) do artigo 59.º.

Mais se sugere que, na ausência de resposta do ORD ao comercializador, no prazo que se vier a definir, a responsabilidade do incumprimento do indicador de resposta a reclamações e o inerente pagamento da compensação prevista no artigo n.º 60, recaiam sobre o ORD.

#### **4.2.6. Reclamações relativas ao funcionamento de equipamento de medição** (Artigo 64.º)

De acordo com o n.º 2 do artigo 64.º, caso seja apresentada uma reclamação relativa ao funcionamento de equipamento de medição, ao comercializador, este dispõe de 3 dias úteis para solicitar ao operador de rede a realização de uma visita combinada para verificação.

Nos termos do n.º 4, o prazo estabelecido para resposta do operador de rede aos comercializadores é de 15 dias úteis, ou seja, o mesmo prazo que os comercializadores estão obrigados para resposta ao cliente, nos termos do artigo 59.º. Na eventualidade do ORD dispor do prazo máximo dos 15 dias para dar resposta aos comercializadores, estes últimos, entram, desde logo, em incumprimento já que não lhes será permitido dar resposta aos seus clientes no prazo regulamentar previsto.

Acresce que o operador de rede deve informar o comercializador sobre os resultados da visita combinada, em prazo indefinido, encontrando-se os comercializadores obrigados a responder ao reclamante, no prazo de 5 dias após a realização da visita, podendo suceder que ainda não tenha sido informado pelo operador de rede, conforme resulta do disposto no n.º 6. e n.º 7.º.

Decorrido o processo acima descrito, no limite, face à data da receção da reclamação, já decorreram 3 dias úteis para o comercializador solicitar a adoção de procedimentos por parte do operador de rede, 15 dias úteis para este realizar uma visita combinado e 5 dias úteis para o comercializador responder ao reclamante, ou seja, 23 dias úteis, quando o comercializador se encontra obrigado a responder, no máximo, em 15 dias úteis, ao abrigo do estabelecido no artigo 59.º.

Neste sentido, sugere-se a devida harmonização dos prazos de resposta do ORD ao comercializador e do comercializador ao cliente, tal como mencionado nos comentários apresentados relativamente aos artigos 59.º e 63.º, por forma a possibilitar o cumprimento, por parte dos comercializadores, do indicador de resposta a reclamações relativas ao funcionamento dos equipamentos de medição no prazo regulamentarmente estabelecido.

Para as reclamações exclusivamente de natureza técnica, da responsabilidade do ORD, prevendo-se já que o agendamento da visita combinada ocorra diretamente entre este e o reclamante, a SU ELETRICIDADE recomenda a ponderação da revisão deste procedimento, em conformidade com o estabelecido no n.º 3 do artigo 7.º do RRC. Assim, nos casos de reclamações desta natureza, apresentadas aos comercializadores, propõe-se que o comercializador:

- a) Receba e dê seguimento da comunicação do cliente ao ORD (em 3 dias úteis, conforme estabelecido no RQS);
- b) Informe o cliente de que a reclamação é da competência do ORD, tendo sido para este reencaminhada, e com quem, a partir daquele momento, deverão ser mantidas as interações, facultando o respetivo contacto;
- c) Encerre a reclamação.

Entende a SU ELETRICIDADE, ser esta a forma mais viável de tratamento destas reclamações que, recorda-se, devem ser registadas pelos comercializadores para efeitos de cumprimento de prazos de resposta, sendo que, nestas situações, o prazo de cumprimento não está em nada dependente do comercializador, que atua como mero intermediário na resposta.

#### **4.2.7. Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica (Artigo 65.º)**

Na sequência da apresentação de uma reclamação de qualidade da energia elétrica ao comercializador, nos termos do n.º 2 e 3, do artigo 65.º, este dispõe de 3 dias úteis para solicitar ao operador de rede a:

- a) Apresentação de uma resposta, preferencialmente, ao comercializador, com indicação das razões justificativas, das ações corretivas e respetiva data de implementação; ou
- b) Verificação remota dos dados, quando disponíveis; ou
- c) Verificação no local, através do agendamento de uma visita combinada com o cliente sempre que se justificar a sua presença.

Nos termos do n.º 4, o prazo estabelecido para resposta do operador de rede aos comercializadores é de 15 dias úteis, ou seja, o mesmo prazo que os

comercializadores estão obrigados para resposta ao cliente, de acordo com o artigo 59.º. Na eventualidade do ORD dispor do prazo máximo dos 15 dias para dar resposta aos comercializadores, estes últimos, entram, desde logo, em incumprimento já que não lhes será permitido dar resposta aos seus clientes no prazo a que se encontram obrigados (15 dias úteis, conforme estabelecido no artigo 59.º).

Acresce que o procedimento, mencionado no n.º 6 e n.º 7, prevê ainda a possibilidade daquele prazo se prolongar pelo tempo que for necessário para a realização de medições complementares. Finalizadas estas medições, o operador deverá informar o comercializador dos resultados, ações corretivas e respetiva data de implementação, mais uma vez por tempo indeterminado. No entanto, o prazo de 15 dias a que o comercializador se encontra obrigado a responder ao reclamante foi amplamente ultrapassado, o comercializador entrou em incumprimento e incorre no pagamento de uma compensação ao reclamante.

À semelhança do proposto relativamente ao artigo 64.º, sugere-se também a devida harmonização dos prazos de resposta do operador de rede ao comercializador e do comercializador ao cliente, previstos nos artigos 59.º e 65.º, por forma a possibilitar o cumprimento do indicador de resposta a reclamações da qualidade de energia por parte dos comercializadores.

O n.º 8 deste artigo remete ainda esta matéria para entendimento entre o operador de rede e o comercializador, no entanto, reforça-se a necessidade de se estabelecer um procedimento formal de comunicação entre os comercializadores e o ORD, com prazos definidos regulamentarmente.

Em caso de incumprimento do prazo de resposta ao reclamante, entende-se que a responsabilidade pelo pagamento da devida compensação deve recair na entidade responsável pelo atraso no cumprimento dos prazos intercalares que vierem a ser determinados.

Em alternativa, sugere-se que estas reclamações técnicas passem a ser sempre endereçadas e respondidas pelo operador de rede, nos termos propostos no ponto anterior.

#### **4.2.8. Exclusões de Visita Combinada (Artigo 72.º)**

O artigo 72.º consignado às Visitas Combinadas, no n.º 1 define o seu conceito como “a *deslocação de um operador de rede de distribuição a uma instalação de utilização em que é necessária a presença do cliente, ou do requisitante de ligação á rede, e em que é definido um intervalo de tempo para o seu início de acordo com o cliente*”. No n.º 2 do mesmo artigo estabelecem-se as respetivas exclusões.

Entendendo-se que a dispensa de visita combinada, decorrente da realização de ações remotas, constitui igualmente uma situação de exclusão àquelas, sugere-se que o n.º 1 do artigo 73.º seja aditado como n.º 3 do artigo 72.º.

#### **4.2.9. Ações remotas no âmbito de visita combinada (Artigo 73.º)**

O artigo 73.º, dispõe no seu n.º 1 que os operadores de rede de distribuição ficam dispensados da realização de visita combinada, sempre que possam realizar a sua atividade e dar cumprimento às suas obrigações, via ações remotas. Ora sucede que estas ações não são realizadas em âmbito de visita combinada, mas antes ocorrem como alternativa às mesmas. Neste sentido, sugere-se alteração da epígrafe do presente artigo para “Ações remotas em intervenções no local de consumo” assim melhor retratando as matérias aqui dispostas.

Tal como referido acima, mais se sugere que o disposto no n.º 1 do artigo 73.º, ao visar situações de exclusão de visitas combinadas seja antes endereçado no artigo 72.º, conjuntamente com as restantes situações de exclusão previstas no n.º 2 daquele artigo.

Estabelece-se ainda, no n.º 2 do artigo 73.º, nas suas alíneas a) e b), que as ações remotas, em substituição de visitas combinadas, devem ocorrer “Num intervalo de tempo máximo de 24 horas, a contar da hora e data acordada com o cliente (...)” ou “Num intervalo de tempo máximo de 60 minutos, a contar da hora e data acordada com o cliente, (...)”.

Esta nova redação parece ser incongruente com a *ratio* do artigo, na medida em que, por um lado, vem prever a substituição de visitas combinadas pela ação remota, ação essa que, deixando de constituir uma visita combinada não se deve incluir no seu âmbito. Por outro lado, dispõe que os prazos a cumprir, no âmbito das ações remotas, têm como cômputo do termo, a hora e data acordada com o cliente, conceito esse que decorre do agendamento das visitas combinadas e não da realização de ações remotas que não exigem a presença ou um agendamento com o cliente.

Nas situações em que é necessária a presença do cliente no local de consumo, previstas na alínea b), considerando que as mesmas implicam um agendamento com o cliente, entende-se que passam a constituir uma visita combinada devendo submeter-se aos procedimentos previstos no presente Regulamento, propondo-se que esta disposição seja eliminada de um artigo exclusivamente dedicado a ações remotas, tal como acima proposto.

Nesta medida, sugere-se a seguinte alteração:

“Artigo 73.º:

Ações remotas em intervenções no local de consumo

“1 – (...)”

2 - As ações remotas devem ser realizadas pelos operadores de redes de distribuição nos seguintes prazos:

a) No prazo máximo de 24 horas a partir da receção da solicitação do comercializador, caso o cliente não tenha indicado data preferencial.

b) 24 horas a partir do início da data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador.”

#### **4.2.10. Prazos em âmbito de ações remotas**

Para além dos prazos definidos para as ações remotas em intervenções no local de consumo, previstos no artigo 73.º, a Proposta de RQS estabelece também prazos para a ativação e desativação do fornecimento de forma remota, nos artigos 70.º e 91.º, bem como para o restabelecimento remoto, no artigo 86.º, sem especificar como deve ser feita a sua contagem.

Atente-se, a título de exemplo, o disposto no n.º 4 do artigo 86.º, onde se propõe que o operador da rede de distribuição realize restabelecimentos urgentes em 3 horas, ou 6 horas nos restantes casos. Neste contexto, será necessário perceber se estas horas se contabilizam de forma contínua ou apenas durante o horário útil de funcionamento do ORD. Isto porque, de acordo com o ponto i) do n.º 13 do artigo 87.º, o ORD interrompe o serviço durante os dias úteis, das 24h00 até as 08h00.

Supondo que o comercializador recebe o contacto de um cliente às 21h50, pretendendo sanar a situação de incumprimento e solicitando o restabelecimento de forma remota, é perentório perceber, para se informar de forma adequada e correta o cliente, que horário se deve considerar, se o prazo das 3 horas seguidas previsto no n.º 4, ou se esse prazo conjugado com a disponibilidade do ORD indicada no n.º 13 do artigo 87.º.

A ausência de uma regra expressa de contabilização dos prazos suscita dúvidas de uma forma transversal a todo a Proposta de RQS, importando esclarecer se os prazos procedimentais mencionados no RQS devem ser contabilizados de forma corrida, incluindo, portanto, dias/horas úteis e não úteis, ou, em alternativa, de forma útil, tendo presente o horário de funcionamento do ORD, definido no artigo 87.º, suspendendo-se também em fins de semana e feriados.

#### **4.2.11. Desativação remota do fornecimento (Artigo 91.º)**

A ERSE propõe que, em situações de realização de uma desativação de fornecimento em que não seja necessária a deslocação do operador de rede ao local, este deve realizar a desativação do fornecimento de forma remota, no prazo de “24 horas a partir da hora e data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador.”, de acordo com os termos da alínea b) do artigo 91.º.

Contudo, de acordo com os processos atualmente estabelecidos para a mudança de comercializador, apenas pode ser acordada uma data preferencial e não uma hora específica. A manter-se o atual modelo de dados, sugere-se a seguinte alteração do n.º 1 deste artigo:

“b) 24 horas a partir do início da data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador.”

#### **4.2.12. Situações de exclusão do pagamento de compensações e impossibilidade de pagamento (Artigo 102.º)**

O disposto no n.º 3 está alinhado com a regulamentação específica decorrente da Instrução n.º 2/2020, relativa à repercussão tarifária dos créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações, obrigando todos os comercializadores a transferir para o ORD os montantes relativos às compensações cujo pagamento não foi possível efetuar.

Não obstante, contrariamente ao estabelecido na Instrução n.º 2/2020, a Instrução n.º 4/2018, especificamente aplicável aos CUR, vem obrigar à devolução e repercussão tarifária dos créditos devidos aos consumidores por parte dos comercializadores de último recurso, incluindo os créditos resultantes da impossibilidade de pagamento de compensações, ao invés da sua transferência para o ORD.

Assim, importa clarificar que o âmbito de aplicação da Instrução n.º 2/2020, se circunscreve aos comercializadores em mercado, excluindo-se os CUR, cujo enquadramento é estabelecido em contexto da Instrução n.º 4/2018.

Neste sentido, o disposto no n.º 3 do artigo 102.º, deve excluir do seu âmbito de aplicação os CUR e os AUR, devendo clarificar-se que no caso específico dos CUR, as compensações cujo pagamento não foi possível efetuar, serão deduzidas ao proveito permitido da atividade de comercialização, juntamente com os restantes créditos, nos termos da Instrução n.º 4/2018.

#### **4.2.13. Envio de informação à ERSE (Artigo 110.º)**

Sem prejuízo do comentado no ponto 3.3. relativamente às obrigações de qualidade de serviço dos agregadores, em particular, importa clarificar a abrangência dos deveres de informação e reporte à ERSE por parte dos agregadores de último recurso.

O artigo 110.º da Proposta de RQS estende aos agregadores a obrigação de envio à ERSE de “informação quantitativa e qualitativa que permita a verificação do cumprimento do Regulamento, incluindo toda a informação que permita o cálculo dos indicadores de qualidade de serviço e compensações associadas”, remetendo para o MPQS o seu conteúdo mínimo, prazos e periodicidade de envio. Esta matéria é ainda regulamentada nos artigos seguintes da Proposta de RQS, relativos aos requisitos de elaboração, conteúdos, publicação e envio à ERSE dos relatórios de qualidade de serviço.

Ora sucede que o âmbito do Procedimento n.º 10 do MPQS não abrange os agregadores, ficando estes assim excluídos da obrigatoriedade de envio de informação, trimestral e anual à ERSE. À semelhança, o artigo 112.º da Proposta de RQS não prevê quaisquer matérias a apresentar pelos agregadores em relatórios de qualidade de serviço e o artigo 113.º exclui, de igual modo, os agregadores da obrigação de publicação e envio à ERSE.

Neste sentido, assumindo que se trata de um lapso e que a elaboração, o conteúdo, a publicação e o envio dos relatórios à ERSE, previstos nos artigos 111.º a 113.º, se aplica igualmente aos agregadores, importará clarificar se e em que termos deverão ocorrer estas obrigações para os agregadores de último recurso.

De notar que, embora não se encontre clarificado o enquadramento dos agregadores nesta Proposta de RQS, nem procedimentado em MPQS, a alteração da estrutura de registo, cálculo e *reporting* de indicadores de qualidade de serviço do AUR, implica desenvolvimentos nos sistemas comercial e de informação da SU ELETRICIDADE, e adaptações ao atual modelo de reporte do CUR que, atualmente, abrange já o atendimento efetuado a produtores. A SU ELETRICIDADE considera, assim, essencial a previsão de uma norma transitória que disponha de um período mínimo de implementação, de 9 a 12 meses, que permita ao CUR, na sua função de AUR, adaptar-se aos requisitos que vierem a ser definidos no presente Regulamento e disponibilizar novos indicadores de qualidade de serviço.

Por último, impondo-se o dever adicional de indicar à ERSE a localização das páginas da internet onde se publica a informação prevista no presente regulamento, sugere-se a definição dos momentos ou periodicidade em que tal prestação deverá ocorrer.

## 5. Regulamento do Autoconsumo

### 5.1. Comentários na especialidade

#### 5.1.1. Disposições gerais do relacionamento comercial (Artigo 8.º)

Nos termos do artigo 8.º prevê-se a possibilidade do AUR poder adquirir o excedente de autoconsumo da Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo (EGAC/CCE). Neste âmbito, importa clarificar que esta aquisição deve ser feita através de um único CPE atribuído à EGAC, ao invés dos múltiplos CPE's de produção que esta representa. Do mesmo modo, também deverá ficar claro que os dados de produção referentes à venda do excedente de autoconsumo, a disponibilizar pelo operador de rede ao agregador, serão referentes ao único CPE da EGAC, com contrato com o agregador.

Nos termos do n.º 12 do presente artigo, o Operador da Rede de Transporte (ORT) celebra os contratos e realiza as faturas de acordo com a legislação e regulamentação aplicável, nomeadamente no Manual de Procedimentos da Gestão Global (MPGGS) do SEN que estabelece as regras relativas ao cálculo e liquidação de desvios dos agentes de mercado. Tendo presente que o AUR fatura a energia excedente aos autoconsumidores, com periodicidade mensal, deverá ser clarificado em que medida é que a fatura dos desvios, que terá uma periodicidade semanal, se conjuga com a fatura mensal dos excedentes. Por uma questão de coerência, sugere-se que a REN passe a emitir uma nota de liquidação mensal, na medida em que o tratamento da informação mensal é diferente da agregação das notas de liquidação semanais.

#### 5.1.2. Suspensão da partilha de energia (Artigo 10.º)

O artigo 10.º, n.º 3, determina que nas situações previstas no RRC para interrupções por facto imputável ao cliente, e durante o período em que deve vigorar essa interrupção, o ORD suspende a partilha de energia injetada na rede a partir da instalação em causa. A SU ELETRICIDADE entende que esta disposição se destina apenas às instalações de consumo (IC) com armazenamento ou UPAC integrada, já que só assim a IC terá condições para injetar energia na rede.

No entanto, na situação em que esteja prevista a interrupção por facto imputável ao cliente, a IC associada deverá ver suspensa a partilha de autoconsumo, entendendo-se que qualquer energia de autoconsumo que lhe corresponda irá integralmente para excedente. Assim, a redação proposta deve ser suficientemente clara para se perceber se esse excedente pode ser considerado como “energia injetada na rede”.

Adicionalmente, o n.º 5 do mesmo artigo estabelece que durante o período em que vigora a suspensão, toda a energia injetada na rede para partilha é considerada para efeitos de redução das perdas na rede, devendo ser especificamente contabilizada pelo ORD. Neste caso, importa também clarificar que, em qualquer caso, a energia que fica inibida de ser transacionada em mercado deve ser apenas aquela associada à IC em incumprimento e não toda a energia do autoconsumo coletivo, como é, por exemplo, no caso de incumprimento pela EGAC.

### **5.1.3. Condições e prazos aplicáveis à disponibilização de dados (Artigo 37.º)**

O n.º 2 do presente artigo, dispõe que a disponibilização dos dados referidos na presente Secção, nas condições previstas no número anterior, deve ocorrer diariamente, no dia seguinte ao do consumo/injeção.

Esta situação permitirá uma melhor gestão da carteira, em particular na gestão das previsões de venda/compra de energia nos mercados grossistas.

No que concerne ao n.º 3 afirma-se que para efeitos do estabelecido no n.º 2, a ocorrência de anomalias de medição ou de leitura determina a disponibilização de estimativas pelos ORD, nos termos estabelecidos no RRC. Importa clarificar que os dados a disponibilizar, para efeitos de faturação da produção, deverão ser reais e não estimados, sob pena de se estar a remunerar os produtores tendo por base um valor indevido.

Por fim, nos termos do n.º 5, os dados de consumo/injeção podem ser atualizados pelo ORD a todo o momento, até se tornarem definitivos. Atendendo ao disposto no referido número, deverá ser clarificado se as atualizações são realizadas diariamente ou se respeitarão algum tipo de periodicidade (m+1, m+3 e m+6). No caso de a informação fornecida integrar dados estimados, o ORD, deve fornecer essa informação ao agregador.