

**113ª Consulta Pública ERSE**

# **Revisão regulamentar do setor elétrico**

**Comentários Galp**

**31/05/2023**

## ÍNDICE

<b>INTRODUÇÃO E ENQUADRAMENTO DA PARTICIPAÇÃO DA GALP NA CONSULTA PÚBLICA.....</b>	<b>4</b>
<b>COMENTÁRIOS E CONTRIBUTOS .....</b>	<b>5</b>
A.    RSRI   Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes .....	5
A1.    Eliminação das definições associadas à comercialização (artigo 2º) .....	5
A2.    Notificação de atuação do ICP (artigo 20º).....	5
A3.    Clarificação das instalações abrangidas (artigos 23º e 24º).....	5
B.    RAC   Regulamento do Autoconsumo .....	6
B1.    Explicitação do autoconsumo como sendo de energia renovável (artigo 1º) .....	6
B2.    Ausência das definições associadas à comercialização e à agregação (artigo 3º) .....	6
B3.    Propriedade e venda do excedente .....	7
B4.    Venda individualizada do excedente no ACC.....	8
B5.    Articulação entre a rede de mobilidade elétrica e o autoconsumo.....	9
C.    RT   Regulamento Tarifário .....	9
C1.    Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador (artigo 111º-B) .....	9
C2.    Início da vigência do novo modelo de reestruturação do OLMCA.....	9
C3.    TAR a aplicar a instalações autónomas de armazenamento (artigo 54º-B) .....	10
C4.    TAR a aplicar a autoconsumo com partilha dinâmica (artigo 58º) .....	10
C5.    Localização das informações publicitadas (artigo 230º-C, nº2) .....	11
C6.    Prazo para entrega das compensações no âmbito de processos sancionatórios não entregues a clientes (artigo 230º-B, nº1) .....	11
D.    RRC   Regulamento das Relações Comerciais.....	11
D1.    Obrigação de apresentação de ofertas de preço fixo (artigo 15º, nº2).....	11
D2.    Obrigação de apresentação de ofertas a preços dinâmicos (artigo 15º, nº3) .....	12
D3.    Alteração de preço em contratos com fidelização (artigo 68º, nº4).....	12
D4.    Aumento do prazo de pré-aviso para redução de potência (artigo 79º, nº4).....	12
D5.    Custo associado à redução e reposição de potência (artigo 80º, nº3) .....	13
D6.    Procedimento a adotar pelos CUR na extinção das TVCF (artigo 241º).....	13
D7.    Limitação temporal do fornecimento supletivo e ações subsequentes (subsecção III) .....	14
D8.    Procedimento concorrencial para passagem de clientes em mercado regular para mercado livre .....	14

D9.	Definição de procedimentos para mudança de agregador .....	15
D10.	Prazo para a submissão de pedidos ao OLMCA (artigo 242º, nº8) .....	15
D11.	Comercialização entre pares (artigo 274º, nº2 c).....	16
D12.	Prazo para o pagamento da fatura do OLMCA (artigo 330º e 331º, nº2).....	16
D13.	Inibição de submissão de pedidos ao OLMCA (artigo 330º e 331º, nº4).....	17
D14.	Atividade de agregação (artigo 358º) .....	17
D15.	Divulgação de preços para clientes BTE (artigo 377º, nº2 a) .....	18
E.	RAIE   Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia.....	18
E1.	Siglas e definições (artigo 2º, nº1 e 2).....	18
E2.	Segregação de funções dos técnicos de AIE (artigo 4º, nº2).....	19
E3.	Colaboração dos comercializadores nas inspeções (artigo 4º, nº4) .....	19
E4.	Realização de consumos máximos (artigo 4º, nº6).....	19
E5.	Quebra de selo (artigo 7º, nº1).....	20
E6.	Contador de substituição provisório (artigo 7º, nº3).....	20
E7.	Alteração da equipa inspetora em caso de erro (artigo 14º, nº5) .....	21
E8.	Tratamento contabilístico das indemnizações.....	21
E9.	Tratamento contabilístico das indemnizações (artigo 11, nº 10).....	21
F.	ROR  Regulamento de Operação das Redes.....	21
F1.	Revisão do MPGGs e Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição.....	21
G.	RARI  Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações .....	22
G1.	Prazo máximo para o acordo de acesso com restrições (artigo 8º, nº4) .....	22
G2.	Capacidade mínima garantida num acesso com restrições .....	22
H.	RQS   Regulamento da Qualidade de Serviço .....	22
H1.	Genérico .....	22
H2.	Eliminação das definições associadas à comercialização (artigo 2º) .....	23
H3.	Reclamações relativas ao funcionamento de equipamento de medição (artigo 64º) ...	23
H4.	Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica (artigo 65º).....	24
H5.	Reclamações relativas às características do fornecimento de gás (artigo 66º).....	24
H6.	Restabelecimento do fornecimento após redução de potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente (artigo 86º).....	24
H7.	Obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente (artigo 87º).....	24
H8.	Obrigações de registo relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente (artigo 88º).....	24
H9.	Características do hidrogénio (artigo 39º, nº4 b e anexo I, XII) .....	25

## **Introdução e enquadramento da participação da Galp na Consulta Pública**

A Galp, enquanto grupo integrado de energia e através das diferentes empresas que integra, atua como comercializador nos setores elétrico, do gás e dos combustíveis, contando com uma carteira de cerca de 262.000 clientes de eletricidade<sup>1</sup>, 241.000 clientes de gás<sup>2</sup> e 1.475 estações de serviço, como promotora de projetos de geração de energia a partir de fontes renováveis (com uma capacidade instalada de 1,3 GW na Península Ibérica) e de autoconsumo, e ainda enquanto comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica e operador de pontos de carregamento, no setor da mobilidade elétrica. No âmbito do seu compromisso com a transição energética e contributo para a neutralidade carbónica, a Galp encontra-se ainda a desenvolver projetos inovadores na cadeia de valor de baterias e na produção de hidrogénio verde, sendo detentora da única refinaria a operar em Portugal, atualmente em projeto de reconversão profunda para contribuição para os objetivos de descarbonização.

A aprovação Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, trouxe alterações estruturais ao setor elétrico, prevendo a necessidade de adaptar o enquadramento regulamentar e estabelecendo o prazo de 18 meses a partir da sua aprovação para essa adaptação. A revisão regulamentar agora proposta pela ERSE responde à obrigação prevista no referido DL, aproveitando para incorporar melhorias decorrentes da experiência adquirida.

Este documento reflete sobre alguns aspetos da proposta que consideramos poderem ser melhorados ou alvo de reflexão adicional.

---

<sup>1</sup>Dados ERSE a março de 2023

<sup>2</sup>Dados ERSE a março de 2023

## Comentários e contributos

### A. RSRI | Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes

#### A1. Eliminação das definições associadas à comercialização (artigo 2º)

Com a revisão do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes pretende-se, entre outros, adicionar a atividade de agregação como parte do ecossistema das redes inteligentes, designadamente ao nível do relacionamento comercial e do acesso aos dados de energia.

Contudo, mesmo tendo presente este propósito, entendemos que as definições associadas à atividade de comercialização – tais como de “comercializador” e de “comercializador de último recurso” –, se devem manter neste regulamento, tal como se mantêm, por exemplo, no RRC. Aliás, ao longo deste Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes encontramos várias referências a estas figuras, pelo que mesmo com uma remissão geral para as definições previstas nos regimes legais, entendemos ser de manter as definições no Regulamento, tal como acontece com o RRC.

#### A2. Notificação de atuação do ICP (artigo 20º)

A ERSE propõe que *"nas situações de instalações de BTN em que se verifique a atuação do ICP, o cliente deve ser notificado dessa ocorrência pelo ORD BT, em tempo real, por SMS, correio eletrónico ou através de outro meio que assegure eficácia na comunicação"*.

Reconhecemos o mérito desta proposta, concordando que a mesma terá elevada utilidade para os clientes face aos constrangimentos que uma interrupção no fornecimento pode causar, inclusivamente a nível financeiro.

No entanto, notamos que a atuação do ICP não é a única forma de o cliente ficar sem fornecimento de forma não programada, pelo que propomos que este artigo inclua alertas em qualquer caso de interrupção de fornecimento não programada, nomeadamente avaria na rede.

Adicionalmente, pode considerar-se também a implementação de notificações no caso de interrupções programadas pelo ORD, neste caso com antecedência e com a indicação do período de intervenção e previsão de retoma do fornecimento.

#### A3. Clarificação das instalações abrangidas (artigos 23º e 24º)

A ERSE propõe que *"as instalações de produção participantes em autoconsumo em baixa tensão devem ser integradas nas redes inteligentes"* (artigo 23º, nº 1) e que *"as instalações de armazenamento autónomo, em baixa tensão, em regime de autoconsumo, devem ser integradas nas redes inteligentes"* (artigo 24º nº 1).

Em primeiro lugar, a terminologia utilizada para instalações de produção e de armazenamento deve ser harmonizada com as definições constantes da proposta de RAC em consulta (*"instalação de produção de eletricidade para autoconsumo"* e *"instalação de armazenamento autónomo participante em autoconsumo"*).

Adicionalmente, deve ser clarificado qual o tratamento a dar a "instalações de produção" e "instalações de armazenamento autónomas" em baixa tensão não participantes em regime de autoconsumo.

## **B. RAC | Regulamento do Autoconsumo**

### **B1. Explicitação do autoconsumo como sendo de energia renovável (artigo 1º)**

Na definição do objeto do RAC, a ERSE detalha que este regulamento *"estabelece as disposições aplicáveis ao exercício da atividade de autoconsumo de energia renovável"* e que se aplica *"às comunidades de energia renovável e às comunidades de cidadãos para a energia que procedam à atividade de autoconsumo de energia renovável"*. Esta questão volta a surgir ao longo do documento, por exemplo, no artigo 6º.

Notamos que, na aceção do DL 15/2022, de 14 de janeiro, a atividade de autoconsumo, por definição, apenas admite a produção de energia a partir de fontes renováveis. Considere-se a definição de autoconsumo (*"o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável"*, artigo 3º e) ou de UPAC (*"uma ou mais unidades de produção que tem como fonte primária a energia renovável (...)"*, artigo 3º vvv).

Face ao exposto, consideramos que esta explicitação é desnecessária.

### **B2. Ausência das definições associadas à comercialização e à agregação (artigo 3º)**

Com a revisão do RAC, pretende-se, entre outros, inserir a figura do agregador de último recurso, em substituição do anterior facilitador de mercado.

Contudo, no documento não foram inseridas as definições associadas quer à atividade de comercialização que, como já tivemos oportunidade de referir, entendemos que devem constar do regulamento, quer à atividade de agregação, nomeadamente a definição de agregador de último recurso que é uma figura que impacta no autoconsumo, enquanto entidade que tem a obrigação de compra supletiva da energia excedente de autoconsumo.

### **B3. Propriedade e venda do excedente**

No documento de enquadramento a ERSE afirma que *"da leitura da legislação, não parece estar concretizada a questão da titularidade do contrato de venda dos excedentes que pode, em princípio, ser assumida pela EGAC, ou por uma entidade distinta, nomeadamente o titular da UPAC, desde que tal não prejudique o desempenho das competências da EGAC no âmbito do autoconsumo coletivo. Foram introduzidas ligeiras alterações no articulado do RAC que, não tendo nenhum efeito prático sobre as regras em vigor, reforçam o entendimento de que a decisão do destino a dar aos excedentes pertence aos autoconsumidores"* (pág. 10).

Com base na experiência adquirida na análise de projetos de autoconsumo coletivo, em pareceres jurídicos e fiscais, e na articulação com outras entidades a atuar nesta área, concordamos que o papel da EGAC na venda do excedente não é imediatamente claro, mas que parece estar mais bem definido do que o considerado pela ERSE.

Em relação à propriedade da energia produzida em regime de autoconsumo, notamos que *"Autoconsumidor"* é definido pelo DL 15/2022, de 14 de janeiro, como *"um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, (...) sem prejuízo de o direito de propriedade sobre a UPAC ser titulado por terceiro(s)"*. Assim, está claro que a propriedade da energia produzida em autoconsumo é dos autoconsumidores e que, para que a energia possa ser transacionada por terceiros, essa propriedade tem de ser transferida para esses terceiros, mesmo que de forma instantânea/simultânea à venda a um agregador. Esta transferência é um requisito fiscal – a EGAC (ou, no entendimento da ERSE, outra entidade) não pode transacionar energia que não lhe pertence sem, primeiro, tomar propriedade da mesma (excluem-se cenários em que a EGAC atue como representante dos autoconsumidores, por forma a ser a EGAC a contraparte do agregador na transação, evitando que um agregador tivesse que interagir com cada um dos autoconsumidores num ACC, hipótese que discutimos no ponto B4) .

A transferência de propriedade da energia dos autoconsumidores para a EGAC é feita de acordo com o definido no regulamento interno do ACC, que define a qual/quais autoconsumidores pertence o excedente total uma vez que o nº1 do artigo 86º do DL 15/2022, de 14 de janeiro, estipula que *"os autoconsumidores que participem num ACC têm um regulamento interno (...) que define, pelo menos, os requisitos de acesso de novos membros e saída de participantes existentes (...) bem como o destino dos excedentes do autoconsumo e a política de relacionamento comercial a adotar e, se for caso disso, a aplicação da respetiva receita"*. A transmissão do excedente dos autoconsumidores para a EGAC não pode ser compensada, em termos de faturação, com valores a cobrar pela EGAC aos autoconsumidores (por exemplo TAR), uma vez que se tratam de operações independentes do ponto de vista fiscal – têm que ser emitidas faturas por ambas as entidades.

Assim, não é claro porque a ERSE afirma que o titular da propriedade da UPAC pode ser titular do contrato de venda dos excedentes (página 10 do documento justificativo), o que, inclusivamente, parece contrariar o disposto no nº2 do artigo 8º (*"a EGAC assegura os relacionamentos comerciais associados ao autoconsumo coletivo"*). É nosso entendimento que o titular da propriedade da UPAC, não detendo a propriedade da energia, só a pode vender se a adquirir em primeiro lugar. Ora, sendo a EGAC quem centraliza as relações comerciais do projeto de ACC, o titular da UPAC teria que adquirir a energia à EGAC, já depois desta a adquirir aos autoconsumidores, introduzindo, assim, um passo intermédio adicional antes da venda a um agregador sem que haja um benefício claro. Podemos também questionar a habilitação do titular da propriedade de uma UPAC para transacionar energia quando este não seja uma EGAC, um agregador ou um comercializador.

Consideramos que a visão da ERSE pode trazer complexidade acrescida ao tema da venda de excedentes. Deve manter-se o entendimento de que é a EGAC que centraliza os relacionamentos comerciais do ACC no caso da venda de excedentes, até porque entendimentos diferentes parecem não ter suporte legal.

#### **B4. Venda individualizada do excedente no ACC**

A ERSE refere no documento de enquadramento que pretende *"prever que o autoconsumidor participante no autoconsumo coletivo tenha o direito de vender diretamente o excedente ao agregador"* (pág. 10). Deve entender-se que um cliente pode decidir unilateralmente autonomizar a sua venda da venda dos restantes autoconsumidores de um autoconsumo coletivo?

Tal parece incoerente com o previsto no nº 10 do artigo 8º do próprio RAC (*"no caso do autoconsumo coletivo, o excedente a que se refere o número anterior é o excedente total"*), que afirma que o excedente do autoconsumo coletivo que pode ser transacionado é o agregado de todos os excedentes e poderá entrar em conflito com o definido em regulamento interno dos projetos. Demonstra-se incoerente também com o nº2 do artigo 8º (*"a EGAC assegura os relacionamentos comerciais associados ao autoconsumo coletivo"*).

Para efeitos de participação em mercado o excedente fica associado a um CPE de produção agregador da EGAC, não se identificando como poderá um autoconsumidor isolar-se. Será possível que cada autoconsumidor num ACC possa ter parte do excedente total diretamente alocada a si? Caso assim seja, será necessário que a EGAC informe o ORD da alocação do excedente a cada autoconsumidor, uma vez que, conforme já referido, esta alocação depende do regulamento interno. Que critérios serão permitidos para esta alocação? Os mesmos e nas mesmas modalidades que os critérios para alocação da energia?

Consideramos que a possibilidade de um autoconsumidor poder transacionar energia isoladamente num ACC traz complexidade acrescida sem que se identifiquem benefícios. Ao aderir a um projeto de ACC cada autoconsumidor toma conhecimento e aceita as condições constantes do regulamento interno relativas à partilha e venda dos excedentes.

## **B5. Articulação entre a rede de mobilidade elétrica e o autoconsumo**

A ERSE, no documento de enquadramento (pág. 28) destaca algumas dificuldades de compatibilização entre o regime da mobilidade elétrica e o regime de autoconsumo.

Concordamos que não parece existir uma solução imediatamente passível de implementação sem revisão do enquadramento legal.

Uma possível solução para a compatibilização destes regimes seria fazê-lo através do OPC associado. O OPC, que seja titular de uma UPAC associada ao ponto de carregamento, ofereceria ao UVE a possibilidade de carregar o seu veículo a partir de energia produzida localmente. Note-se que o OPC não estaria a vender energia, algo que não está habilitado para fazer nem pode acontecer no regime de autoconsumo, mas apenas a disponibilizar a sua infraestrutura para que o UVE fosse equiparado, durante e apenas o período de carregamento, a um autoconsumidor. O carregamento nesta modalidade teria que ser iniciado localmente, alternando entre energia fornecida pela RESP/rede de mobilidade elétrica e energia fornecida pela UPAC. O OPC cumpriria a sua obrigação de estar integrado na rede de mobilidade elétrica, mas poderia desligar-se desta para oferecer um serviço local sem utilização da RESP, não estando, nesse momento, a desempenhar a atividade de OPC.

## **C. RT | Regulamento Tarifário**

### **C1. Preço aplicável na mudança de comercializador e de agregador (artigo 111º-B)**

Face à alteração do contexto legal, a ERSE define que o preço regulado aplicável à mudança de comercializador e agregador *"é aplicável ao comercializador cessionário ou ao agregador cessionário, por cada mudança ativada"*.

No RT ou noutra disposição regulamentar deverá ser clarificado o procedimento a adotar no caso de anulação ou reposição das ativações.

Consideramos que o custo de uma mudança de comercializador que resulte, por exemplo, de um erro ou contratação indevida por parte de um comercializador não pode ser imputado ao comercializador cessionário aquando da reposição do cliente na sua carteira (ie. ao comercializador cessante no primeiro momento, a quem o cliente foi indevidamente retirado). O mesmo racional deve ser aplicado no caso de arrependimento do cliente na contratação à distância.

Assim, sempre que uma ativação derive de anulação ou reposição de clientes (tipologia de fluxo distinta e passível de fácil identificação pelo OLMCA) esta operação não deve ser considerada como uma "ativação faturável".

Quanto à proposta de não aplicar o preço regulado às entradas diretas, atendendo ao seu baixo valor, não encontramos inconveniente na socialização deste custo através da UGS I.

### **C2. Início da vigência do novo modelo de reuneração do OLMCA**

Não identificamos que esta questão tenha sido discutida em consulta.

Atendendo a que o setor do gás e o setor elétrico têm calendários desfasados de início de aplicação de tarifas, importa clarificar em que data, para cada setor, se iniciará a aplicação do novo modelo de remuneração do OLMCA.

Propomos que esta aplicação tenha início a 1 de outubro de 2023 no setor do gás e a 1 de janeiro de 2024 no setor elétrico, para não obrigar a um período intermédio de definição de tarifas, fora dos calendários normais de aplicação de cada setor.

### **C3. TAR a aplicar a instalações autónomas de armazenamento (artigo 54º-B)**

A ERSE propõe isentar as instalações autónomas de armazenamento do pagamento de TAR nos carregamentos a partir da RESP (até aqui, estava prevista apenas a isenção de CIEG), pelos benefícios que estas instalações podem trazer à estabilização do sistema elétrico e para harmonização com o tratamento dado às centrais hidroelétricas com bombagem.

Concordamos com o proposto na medida em que elimina a discriminação entre diferentes modalidades de armazenamento e reconhece o contributo que as instalações autónomas de armazenamento têm para o SEN.

No entanto, ao limitar esta isenção às instalações de armazenamento autónomo estão a ser excluídas as instalações de armazenamento integradas em regime de autoconsumo (IA). Notamos que, de acordo com o DL 15/2022, de 14 de janeiro, "instalação de armazenamento" é definida como *"uma instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à RESP e não esteja associada a centro electroprodutor ou UPAC, excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização"*. Ou seja, uma IA não pode ser considerada uma instalação autónoma de armazenamento.

Consideramos que a ERSE não pode deixar de dar às IA o mesmo tratamento dado às instalações autónomas de armazenamento, uma vez que trazem os mesmos benefícios ao SEN. A isenção de TAR deve ser considerada tanto quando as IA consomem energia a partir da rede (adquirida a um comercializador) como quando consomem energia produzida pelo autoconsumo (à qual se aplicariam tarifas de acesso às redes do autoconsumo através da RESP).

### **C4. TAR a aplicar a autoconsumo com partilha dinâmica (artigo 58º)**

A ERSE propõe que a utilização da RESP para partilhar energia em projetos de ACC com partilha dinâmica esteja sujeita às mesmas TAR que o autoconsumo através da RESP sem partilha dinâmica.

Concordamos com o proposto, não devendo existir qualquer tratamento discriminatório entre diferentes modalidades de partilha de energia em autoconsumo. Diferenciações de TAR introduziriam complexidade e tratamento discriminatório que seria de difícil compreensão do ponto de vista do consumidor final.

Adicionalmente, notamos que é expectável que os custos adicionais em que os operadores de rede irão incorrer para garantir esta modalidade de partilha, referidos pela ERSE no documento justificativo, sejam custos com o desenvolvimento inicial de adaptação dos seus sistemas e não custos recorrentes. É nossa expectativa que o processo de interação com os ORD seja o mais automatizado possível.

### **C5. Localização das informações publicitadas (artigo 230º-C, nº2)**

A ERSE define que *"os sujeitos intervenientes devem indicar à ERSE, em formato eletrónico, a localização exata nas suas páginas na internet de todas as informações e de todos os documentos e elementos que, nos termos do presente Regulamento, devam ser publicitadas"*.

Notamos que deve ser definida a periodicidade de atualização desta informação e um prazo para o primeiro envio, após a aprovação do regulamento.

Adicionalmente, propomos que a ERSE defina uma *"lista template"* por forma a agilizar a entrega desta informação pelos agentes.

### **C6. Prazo para entrega das compensações no âmbito de processos sancionatórios não entregues a clientes (artigo 230º-B, nº1)**

A ERSE define que *"o valor devido a título de compensação a clientes, estabelecido no âmbito de processo sancionatório, que não seja pago e que, nos termos de transação, reverta a favor do Sistema Elétrico Nacional é faturado através da tarifa de acesso na componente de uso global do sistema, na sequência de transferência para os operadores da rede de distribuição"*.

Esta clarificação é positiva e agiliza o fecho dos processos de contraordenação.

No entanto, notamos que deve ser definido o prazo a partir do qual se deve considerar uma compensação como não entregue ao cliente.

## **D. RRC | Regulamento das Relações Comerciais**

### **D1. Obrigação de apresentação de ofertas de preço fixo (artigo 15º, nº2)**

A ERSE propõe que *"os comercializadores em regime de mercado que abasteçam um número de clientes superior a 50.000 devem disponibilizar uma diversidade de ofertas, incluindo ofertas com indexação das condições de preço, entre as quais os preços formados em mercados grossistas, e ofertas com condições de preço fixo"*.

Consideramos que esta obrigação apenas deve ser considerada para o mercado residencial, devendo ser estabelecida a duração mínima para as das condições de preço fixo. Para os restantes segmentos de mercado (ie. clientes que não sejam consumidores, ou seja clientes não residenciais) o comercializador deverá ter liberdade para definir as suas opções comerciais em termos de ofertas.

## **D2. Obrigação de apresentação de ofertas a preços dinâmicos (artigo 15º, nº3)**

Em conformidade com o disposto no DL 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE propõe que *"os comercializadores em regime de mercado que abasteçam um número de clientes superior a 200.000 e desde que as respetivas instalações de consumo disponham de um contador inteligente devem disponibilizar contratos de eletricidade a preços dinâmicos, nos termos previstos na lei, prestando previamente informações sobre as vantagens, os custos e os riscos inerentes a esses contratos de eletricidade"*.

Notamos que ter em carteira 200.000 clientes não garante ter um número suficiente de clientes integrados em rede inteligente para que o desenvolvimento destas ofertas se torne viável por um comercializador. Consideramos que esta obrigação deveria ser derogada até o plano de instalação de contadores inteligentes estar concluído, com todos os clientes integrados em rede inteligente.

Adicionalmente, alertamos que ter um contador inteligente não é requisito suficiente para disponibilizar preços dinâmicos. O cliente terá de estar integrado em rede inteligente ou em telecontagem para que o comercializador possa aceder aos dados de consumo com a desagregação quarto-horária necessária.

## **D3. Alteração de preço em contratos com fidelização (artigo 68º, nº4)**

A ERSE propõe detalhar que *"o comercializador não pode alterar as condições contratuais, incluindo as relativas ao preço, enquanto estiver em vigor um período de fidelização, exceto se for do interesse do cliente e houver acordo expresso"*.

Sendo o valor das TAR uma componente do preço não controlável pelo comercializador, deve ser explicitado que o comercializador pode rever preços em contratos com fidelização para atualização de TAR. O mesmo se diga de outras componentes da fatura (por exemplo, taxas ou impostos) que não sejam controladas pelo comercializador. Por conseguinte, para evitar quaisquer dúvidas, propomos a seguinte redação para o nº 4 do artigo 68º:

*"O comercializador não pode alterar as condições contratuais, incluindo as relativas ao preço as quais não incluem alterações das tarifas de acesso às redes aprovadas pela ERSE previstas no número seguinte, enquanto estiver em vigor um período de fidelização, exceto se for do interesse do cliente e houver acordo expresso"*.

## **D4. Aumento do prazo de pré-aviso para redução de potência (artigo 79º, nº4)**

A ERSE propõe aumentar de 5 para 10 dias o prazo de pré-aviso para a redução de potência contratada nas interrupções por facto imputável ao cliente, no nº 4.

Consideramos que esta proposta não deve ser mantida na versão final do RRC, por aumentar o período durante o qual o comercializador está impedido de avançar nas suas medidas de gestão de risco e recuperação de dívida. O aumento do prazo permitirá a um cliente incumpridor manter o seu consumo durante mais tempo. Note-se que o cliente já dispôs do prazo inicial de pagamento da fatura.

Caso a ERSE entenda manter o proposto, deve ser assegurado que este aumento não tem implicações no prazo para interrupção de fornecimento, ou seja, adequação do previsto no nº 5 considerando que o prazo da redução de potência não terá impacto na data prevista de interrupção do fornecimento.

Adicionalmente, no nº 7 considera-se que a interrupção do fornecimento pressupõe agendamento da intervenção entre o operador de rede de distribuição e o comercializador. Considerando-se a natureza da intervenção de cada um dos intervenientes no processo, o Comercializador deverá garantir a comunicação da interrupção do fornecimento com a antecedência mínima necessária para a sua execução na data considerada no pré-aviso. Cabe ao operador de rede de distribuição verificar as condições necessárias para cumprimento dos prazos, considerando-se que poderá exceder "*em 10 dias úteis para clientes em BTN e, em 5 dias úteis para os restantes*" (nomeadamente ajustar a execução das mesmas à disponibilidade de agenda). Caso não seja viável o cumprimento para com estes prazos, deverá o operador de rede de distribuição informar o comercializador.

#### **D5. Custo associado à redução e reposição de potência (artigo 80º, nº3)**

A ERSE propõe remover do RRC a disposição que estabelecia que se aplicam "*às situações de redução de potência contratada previstas no n.º 3 do Artigo 79.º e respetivo restabelecimento para o valor inicial, respetivamente, os preços dos serviços previstos no n.º 1 e n.º 2.*"

A ERSE indica que se pretende que "*resulte da nova redação do RRC de que não há lugar ao pagamento de encargos com a redução e a reposição de potência aos clientes, mesmo para os clientes que não estão integrados em rede inteligente*" (documento de enquadramento, pág. 23).

Deve ser clarificado se o serviço será extinto, como parece ser o caso, e se, portanto, a redução de potência também não terá custos para comercializadores ou se se pretende que os comercializadores suportem o custo associado à intervenção do ORD para redução de potência, o que seria inaceitável dado estariam a suportar custos induzidos por terceiros incumpridores.

#### **D6. Procedimento a adotar pelos CUR na extinção das TVCF (artigo 241º)**

A ERSE propõe que os CUR informem os clientes com TVCF da necessidade de celebrar contrato com um comercializador em regime de mercado até à extinção das tarifas reguladas, com o mínimo de 6 meses de antecedência, passando a incluir essa mensagem nas faturas nos 3 meses anteriores à data de extinção das tarifas.

Concordamos com a implementação deste procedimento, em particular face à necessidade de uniformização com o procedimento proposto para o fornecimento supletivo.

Sugerimos que, entrando o cliente no período de prorrogação de 4 meses, a mensagem na fatura seja revista para alertar o cliente que, por ter ultrapassado o prazo de vigência da TVCF sem escolher um comercializador em regime de mercado, está sinalizado para migração automática no seguimento de procedimento concorrencial. Tanto o conteúdo desta mensagem como a mensagem a enviar nos 3 meses anteriores à data de extinção das tarifas deve ser definido pela ERSE.

Adicionalmente, propomos que a ERSE estabeleça disposições transitórias relativas aos clientes que atualmente se encontram nos CUR em níveis de pressão ou de tensão em que as TVCF já se encontram extintas. Deve ser definida a obrigação de os CUR alertarem os clientes para a necessidade de mudarem para o mercado regulado num prazo a definir, avançando-se depois para o procedimento concorrencial previsto.

### **D7. Limitação temporal do fornecimento supletivo e ações subsequentes (subsecção III)**

A ERSE verteu no RRC a obrigação de o fornecimento supletivo de eletricidade ter a duração máxima de 4 meses (em conformidade com o previsto no nº5 do artigo 140º do DL 15/2022, de 14 de janeiro), estendendo esta limitação ao setor do gás (artigo 247º, nº2). A ERSE definiu ainda que, no caso de o fornecimento supletivo ser ativado por impedimento de comercializador em regime de mercado, se, ao fim de 4 meses, os clientes em regime supletivo permanecerem nos CUR, decorre um procedimento concorrencial para regresso desses clientes a mercado livre (artigo 248º, nº6). No caso de o fornecimento supletivo ser despoletado por ausência de ofertas em mercado livre, passando a existir ofertas, o cliente pode permanecer em mercado regulado até 6 meses, período após o qual o contrato é denunciado pelo CUR.

Concordamos com o tratamento equiparado para clientes de gás e de eletricidade, e com a existência de um limite temporal para regresso dos clientes ao mercado livre. A permanência de clientes finais em mercado regulado é prejudicial à liberalização do mercado e um entrave à livre concorrência.

### **D8. Procedimento concorrencial para passagem de clientes em mercado regular para mercado livre**

Conforme discutido em D7 e D6, a ERSE propõe a realização de procedimentos concorrenciais para facilitar a passagem de clientes de mercado regulado para mercado livre.

Não obstante esta discussão dever ocorrer num momento posterior, deixamos sugestões para a forma como este mecanismo pode ser operacionalizado.

Uma hipótese de operacionalização será um leilão ascendente em que cada comercializador licita um valor por cliente equiparado a um "custo de aquisição" do cliente em mercado. Apesar de maximizar a receita para o SEN e SNG, esta metodologia não garante ao cliente um preço competitivo.

Uma segunda hipótese será um leilão de preço descendente, com início num valor representativo das ofertas existentes em mercado, a aprovar pela ERSE, em que os comercializadores em regime de mercado licitem o preço a aplicar aos clientes a migrar (excluindo TAR), durante um período mínimo a definir (por exemplo, 12 meses). Esta solução garante um preço competitivo aos clientes migrados. Em todo o caso, os clientes migrados não devem ser impedidos de mudar de comercializador após a migração.

## **D9. Definição de procedimentos para mudança de agregador**

Da mesma forma que a Diretiva 15/2018, de 10 de dezembro, estabelece os procedimentos de mudança de comercializador, é nossa expectativa que seja aprovada disposição semelhante que reja as mudanças de agregador, após processo de consulta pública ou de interessados, em que os agregadores se possam pronunciar.

Propomos já que, à semelhança do que acontece em Espanha, na cadeia de validação de um novo ponto de produção se definam datas-limite obrigatórias para resposta por parte das 3 entidades intervenientes (E-Redes, REN e OMIE) de forma que o produtor/agregador não seja afetado por eventuais atrasos, eventualmente considerando, em alguns casos, aprovações tácitas em caso de falta de resposta.

Adicionalmente, deve ser antecipado de que forma é que as comunicações efetuadas pela DGEG relativas à mudança de regime de produtores existentes (de remuneração garantida para regime de mercado) serão incorporadas nos fluxos de comunicação entre agentes, nomeadamente as datas efetivas para a mudança de regime. Importa ressaltar que deverá existir um alinhamento entre a DGEG e as restantes entidades de forma a garantir uma vez mais a agilidade e linearidade dos processos de ativação de um produtor num agregador (nomeadamente quando vem de um regime de remuneração garantida).

## **D10. Prazo para a submissão de pedidos ao OLMCA (artigo 242º, nº8)**

A ERSE propõe que *"os comercializadores e os agregadores devem submeter ao operador logístico de mudança de comercializador e de agregador os pedidos dirigidos pelos clientes no prazo máximo de 5 dias úteis"*.

Consideramos que este prazo é adequado, mas alertamos que a contagem do mesmo só poderá ter início quando o agregador se encontrar na posse de todos os elementos necessários para que o processo seja aceite, fornecidos pelo produtor. Identificamos que, atualmente, é recorrente a necessidade de várias interações com o produtor para a obtenção de vários documentos, como, por exemplo, procurações com assinaturas reconhecidas, o que introduz uma demora significativa na duração dos processos. É nossa expectativa que sejam definidos procedimentos que otimizem o processo de contratação de um agregador.

### **D11. Comercialização entre pares (artigo 274º, nº2 c)**

A ERSE parece limitar a comercialização entre pares à comercialização entre agregadores.

Não nos parece que este entendimento vá de encontro ao previsto no DL 15/2022, de 14 de janeiro, que define comercialização entre pares como *"a venda de energia renovável entre participantes no mercado mediante um contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação diretamente entre os participantes no mercado ou indiretamente por intermédio de um terceiro participante no mercado, e cuja produção de efeitos registo não prejudica os direitos e obrigações das partes envolvidas na qualidade de consumidores finais, autoconsumidores individuais ou coletivos, produtores ou agregadores independentes"* (artigo 3º, alínea o).

O DL deixa claro que a comercialização entre pares (habitualmente designada por "P2P") abrange também, se não primariamente, consumidores finais, autoconsumidores e produtores. Pretende o legislador, em alinhamento com as melhores práticas setoriais internacionais, que um cliente possa contratar diretamente (ou por facilitação de um terceiro como, por exemplo, uma plataforma de comercialização P2P) eletricidade a um produtor ou autoconsumidor, no caso de excedente. Tais possibilidades não são referidas pela ERSE no documento de enquadramento.

Consideramos que, mesmo que a ERSE considere que esta disposição legal não possa ser já implementada na sua plenitude, deverá endereçá-la prevendo, no mínimo, a sua análise através de projetos piloto.

É essencial que "verdadeiras" modalidades de comercialização P2P sejam previstas.

### **D12. Prazo para o pagamento da fatura do OLMCA (artigo 330º e 331º, nº2)**

A ERSE propõe que as faturas do OLMCA para os comercializadores/agregadores cessionários sejam pagas em *"10 dias, contados da data da sua apresentação"*.

Consideramos que este prazo é demasiado curto e impossível de operacionalizar, impossibilitando os comercializadores de proceder à validação e aprovação interna das faturas recebidas. Propomos que este prazo seja uniformizado com o prazo de pagamento das faturas de TAR emitidas pelos ORD, na medida em que ambos são serviços prestados por empresas do SEN. Por exemplo, no caso do setor elétrico, as faturas emitidas pelo ORD devem ser pagas no prazo de 20 dias (Diretiva nº 5/2012 da ERSE) e as emitidas pelos ORD, no prazo 17 dias (Despacho 18899/2010, de dezembro). Já no caso do caso do setor do gás, os pagamentos aos operadores de rede são feitos no prazo de 20 dias (Diretivas nº 24/2022 e nº 26/2022 da ERSE).

Adicionalmente, a ERSE deverá estipular que a fatura deverá ser acompanhada de todos os detalhes necessários para validar o valor a ser faturado, nomeadamente a lista de CUI/CPE alvo de mudança de comercializador/agregador que concorrem para a formação do valor a pagar, enviados por formato eletrónico.

### **D13. Inibição de submissão de pedidos ao OLMCA (artigo 330º e 331º, nº4)**

A ERSE propõe que, caso um comercializador não proceda ao pagamento no prazo de uma fatura do OLMCA aquele *"fica inibido, a partir do dia seguinte ao da data limite de pagamento, de submeter, na plataforma gerida pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, pedidos de mudança de comercializador/agregador na qualidade de comercializador cessionário"*.

Discordamos do proposto uma vez que não pode deixar de existir um pré-aviso de incumprimento para permitir ao comercializador regularizar a situação. Notamos que o prazo de pagamento de uma fatura pode ser facilmente ultrapassado por razões administrativas e não necessariamente por intenção ou falta de capacidade de pagamento (extravios, contagem de datas de mora a partir da receção vs. da emissão do documento, etc.). O anterior é, naturalmente, sem prejuízo de concordarmos que devem ser sinalizadas e penalizadas atuações indevidas dos comercializadores.

Este processo de inibição deve ser harmonizado, em termos de etapas e prazos, com o processo de inibição imposto pelo regime de gestão de riscos e garantias. Não se compreende que o OLMCA beneficie de uma maior proteção que os operadores de rede.

Na verdade, podemos mesmo questionar se não deverá o OLMCA, agora que fatura diretamente aos agentes comercializadores, integrar o Regime de Riscos e Garantias da mesma forma que um operador de rede – tendo os seus prazos/valores de recebimento monitorizados, reportando eventuais incumprimentos ao GIG e beneficiando das garantias prestadas pelos comercializadores em caso de incumprimento. A integração da monitorização da atividade financeira do OLMCA no sistema já existe seria mais simples que a criação de um regime de proteção próprio, com atuações e prazos próprios em caso de incumprimento.

Em todo o caso, quer na mudança de comercializador quer na mudança de agregador, o não pagamento de uma fatura do OLMCA ou a inibição de submeter pedidos não pode afetar os processos de saída de clientes/produtores da carteira do comercializador/agregador incumpridor para um novo comercializador/agregador.

### **D14. Atividade de agregação (artigo 358º)**

A ERSE define que *"o agregador em regime de mercado pode adquirir ou vender energia elétrica aos produtores, clientes ou titulares de instalações de armazenamento autónomo que o solicitem"* (nº1).

Consideramos que esta definição deve ser revista por forma a clarificar quais os agentes que podem atuar como contrapartes do agregador na compra de energia e quais podem atuar como contrapartes do agregador na venda de energia. Da redação atual, pode resultar a interpretação que o agregador poderá vender energia elétrica a clientes ou titulares de instalações de armazenamento, como se de um comercializador se tratasse. Ora, não pode deixar de existir uma distinção clara entre as atividades de agregação e de comercialização. Não existe base legal para que um agregador venda energia a um cliente final que não seja participante em mercado (venda grossista).

O DL 15/2020, de 14 de janeiro, estipula que *"a atividade de agregação de eletricidade, que 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 (...)"* (artigo 143º, nº 1).

Está, para nós, claro que o agregador *agrega* flexibilidade de consumo, flexibilidade de eletricidade armazenada, flexibilidade de eletricidade produzida ou consumida para compra ou venda em mercado grossista, incluindo mercado de serviços de sistema, não podendo vender energia a clientes finais (que não sejam agentes de mercado). O foco da atividade de agregação é reunir (agregar) contribuições (produção, consumo, energia armazenada) que, isoladamente, não teriam capacidade de participar em mercado. A contratação bilateral mencionada pelo DL está, por definição, reservada a clientes que atuam como agentes de mercado (venda em mercado grossista), não a clientes finais, e destina-se à venda da energia reunida pelo agregador.

Deve ser definido que o agregador atua apenas em mercado grossista e na sequência da sua atividade de agregação, que não deve ser confundida com a atividade de comercialização.

### **D15. Divulgação de preços para clientes BTE (artigo 377º, nº2 a)**

A ERSE propõe que, para assegurar a conformidade do RRC com o previsto no artigo 182º, nº2, do DL 15/2022, de 14 de janeiro, os comercializadores deverão enviar à ERSE os preços que se propõe praticar para todos os clientes em BT, incluindo, agora, também BTE.

Compreendemos que esta alteração deriva de uma obrigação legal, no entanto, antecipamos que, face às condições negociadas que se aplicam neste segmento, qualquer tabela de preços publicada pela ERSE poderá prejudicar o ambiente concorrencial, atuando como âncora para a fixação de preços. Deste modo sugerimos que, sem prejuízo da informação a prestar à ERSE, esta informação não seja publicamente divulgada, atendendo à natureza particularmente concorrencial deste segmento de clientes.

## **E. RAIE | Regulamento Relativo à Apropriação Indevida de Energia**

### **E1. Siglas e definições (artigo 2º, nº1 e 2)**

A ERSE propõe definir, no âmbito do regulamento em análise, "SEN" e "SNG" como "setor elétrico nacional" e "setor nacional de gás" (artigo 2º, nº 1).

Consideramos que, face à utilização alargada de "SEN" e "SNG" como "Sistema Elétrico Nacional" e "Sistema Nacional de Gás", inclusivamente nos DL 15/2022, de 14 de janeiro, e DL 62/2020 de 28 de agosto, este último na sua redação atual, que estabelecem a organização dos respetivos setores, estas siglas não devem adotar significado diferente do habitual.

Adicionalmente, a ERSE define as expressões "consumidor", "consumidor não residencial" e "consumidor residencial" de forma diferenciada face à definição da expressão "consumidor" na aceção do RRC (*"o cliente que compra energia elétrica ou gás para consumo doméstico próprio, excluindo as atividades comerciais ou profissionais, abrangendo a fase pré-contratual"*).

Face à confusão que a utilização do conceito “consumidor” pode causar neste contexto, face a outros regulamentos, propomos que seja adotada a expressão “cliente”, devendo ser assegurada a coerência de conceitos deste novo regulamento com os restantes.

## **E2. Segregação de funções dos técnicos de AIE (artigo 4º, nº2)**

A ERSE propõe que *"as equipas designadas para a inspeção por AIE, compostas por um mínimo de dois técnicos, são segregadas das demais funções desempenhadas pelo operador de rede, salvo quando este sirva um número de clientes inferior a 100.000".*

Não compreendemos a necessidade de segregação das equipas que realizam inspeções por suspeita de AIE, na medida em que os operadores de rede (ou as atividades de operador de rede, no caso de empresas integradas) já são partes isentas e imparciais, sem que existam conflitos de interesse com atividade de comercialização ou com outras atividades do operador de rede. A alocação de técnicos em exclusivo às inspeções por AIE poderá levar a uma ineficiente alocação de recursos e a um aumento de custos. A ERSE deve focar a sua atuação na exigência de resultados aos operadores de rede, e não em exigência de meios/especialização. Não se encontra paralelo a esta disposição no restante enquadramento regulamentar.

Propomos que as AIE tenham que ser realizadas por técnicos com formação específica, mas que não se dediquem exclusivamente a esta atividade.

## **E3. Colaboração dos comercializadores nas inspeções (artigo 4º, nº4)**

A ERSE propõe estabelecer que *"o operador de rede deve, ao iniciar a inspeção, contactar o titular da instalação através de todos os meios de contacto disponíveis, obtendo para o efeito, sempre que necessário, a colaboração do respetivo comercializador, que deverá prestá-la de forma imediata".*

O conceito de “forma imediata”, a manter-se, deve ser especificado uma vez que é demasiado genérico para ter aplicação prática. Em todo o caso, o comercializador não pode deixar de ter um prazo razoável para responder.

Adicionalmente, deve ser também especificado que forma é que a colaboração do comercializador poderá adotar. Entendemos que passará apenas pelo fornecimento dos contactos mais atualizados de que disponha e nunca pela realização de contactos em nome do operador de rede.

Damos este comentário como replicado para o nº6 do artigo 5º.

## **E4. Realização de consumos máximos (artigo 4º, nº6)**

Não é claro o que a ERSE entende ao propor definir que *"o operador de rede, verificados indícios razoáveis de AIE, pode determinar que sejam realizados os consumos máximos suportados pela instalação no decurso da inspeção".*

Deve entender-se que o operador de rede poderá instruir ao cliente que ligue todos os seus equipamentos de consumo de energia por forma a simular um “consumo máximo” da instalação?

Antevemos que tal não será possível, em particular no caso de clientes industriais, nem nos parece razoável que o operador de rede possa interferir ou condicionar os processos de produção de clientes, fazendo-os incorrer em custos adicionais.

Adicionalmente, para clientes residenciais uma tentativa de simulação de “consumos máximos” pode levar a disparos nas instalações, caso a potência contratada não seja compatível com a utilização simultânea dos equipamentos instalados.

### **E5. Quebra de selo (artigo 7º, nº1)**

A ERSE propõe que *“nas situações em que se verifique a existência de mera quebra de selos do contador ou do dispositivo de controlo de potência, o operador de rede deve substituir no prazo mais curto possível o contador para verificar ulteriormente se existe AIE, podendo realizar ulteriormente nova inspeção ao local”*.

Consideramos que a existência de uma quebra de selo não deve ser motivo automático para a substituição do contador, uma vez que esta quebra pode acontecer por motivos acidentais que não AIE. A obrigação de substituição e posterior reposição do contador sem que se comprove AIE (caso em que não poderão ser imputados custos ao cliente) implicará um aumento dos custos operacionais dos operadores de rede, com impacto nas tarifas aplicadas aos clientes finais.

Propomos que seja definida a obrigatoriedade de análise de situações de quebra de selo, mas não de substituição imediata do contador. A substituição do contador por quebra de selo só deverá acontecer se existirem indícios de AIE. Esta situação é particularmente relevante no caso de contadores inteligentes, em que a recolha de dados que permitam avaliar indício de AIE pode ser feita remotamente.

### **E6. Contador de substituição provisório (artigo 7º, nº3)**

A manter-se a metodologia de atuação proposta pela ERSE no que toca às quebras de selo, é definido que *“o operador de rede procede à colocação no local de equipamento de substituição provisório de forma a garantir a continuação do fornecimento”*.

A manter-se a metodologia de atuação proposta pela ERSE, não deverá ser obrigatório que o contador instalado após a remoção do contador alvo de quebra de selo seja provisório/de substituição, obrigando a que o contador retirado seja, depois, repostado. Uma nova deslocação para retirar o “contador provisório” e repor o antigo contador não parece eficiente em termos de processo. Caso seja instalado um novo contador, este passará a ser o contador da instalação, sem qualquer caráter provisório. A gestão dos equipamentos e da sua instalação deve caber ao ORD.

## **E7. Alteração da equipa inspetora em caso de erro (artigo 14º, nº5)**

A ERSE propõe que, no caso de se comprovar um erro na avaliação da existência de AIE *"o operador de rede deve alterar a composição da equipa inspetora que deu causa às situações previstas no n.º 1 do artigo 260.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e monitorizar a qualidade da prestação do serviço"*.

Em linha com o comentário apresentado em E2, disposições regulamentares sobre a gestão de equipas por parte do operador de rede parecem excessivas. Um erro na avaliação da existência de AIE pode ter várias origens, não implicando necessariamente erro humano. Acresce que, a manter-se o requisito de segregação de funções, poderão simplesmente não existir técnicos suficientes no quadro do operador de rede para assegurar esta disposição. A gestão de recursos deve ser deixada ao critério do operador de rede, devendo o regulador focar-se em exigir resultados e não em controlar meios.

Propõe-se que os operadores de rede reportem à ERSE o número de processos fechados e procedentes de AIE, assim como os processos em que um pedido de indeferimento foi aceite, para monitorização e avaliação (a incluir no artigo 18º), mas sem que exista qualquer obrigação relativamente à composição e reestruturação das equipas.

## **E8. Tratamento contabilístico das indemnizações**

Notamos que, sendo a atividade de operação de redes uma atividade sujeita a regulação económica, a separação contabilística deve ser definida pela ERSE, bem como o tratamento contabilístico a dar às indemnizações recebidas no caso de AIE e de que forma é que estes valores devem ser tratados em sede de proveitos permitidos e tarifas

## **E9. Tratamento contabilístico das indemnizações (artigo 11, nº 10)**

A proposta de RAIE define que *"são aprovados anualmente pela ERSE em sede tarifária, sob proposta justificada dos operadores de rede a enviar até 28 de fevereiro de cada ano, no caso do gás, ou até 15 de setembro de cada ano, no caso da energia elétrica"* os valores de limite de encargos e a majoração em caso de reincidência.

Notamos que deve ser definido prazo a aplicar aos operadores de rede do setor do GPL canalizado, uma vez que apenas se referem o gás e a eletricidade.

## **F. ROR | Regulamento de Operação das Redes**

### **F1. Revisão do MPGGS e Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição**

Face aos desenvolvimentos no que toca a armazenamento, serviços de sistema e de flexibilidade, antecipamos que seja necessária uma revisão do MPGGS. Do mesmo modo, será necessário aprovar o Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição.

Consideramos que estes dois desenvolvimentos devem ocorrer com a maior brevidade possível, sujeitos a processo de consulta pública.

## **G. RARI | Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações**

### **G1. Prazo máximo para o acordo de acesso com restrições (artigo 8º, nº4)**

A ERSE propõe estipular que *"o Acordo de Acesso com Restrições, a celebrar com os titulares de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, previsto no número anterior deve ter um prazo máximo de 5 anos, podendo ser renovado por concordância entre as partes"*.

Consideramos que um prazo máximo de 5 anos não garante segurança suficiente a uma decisão de investimento, uma vez que nada garante que, ao fim de 5 anos, o operador de rede não decida pela impossibilidade de manter o acesso à rede naquele ponto. No mínimo, deverão ser considerados 10 anos de aplicação inicial do acesso com restrições.

Adicionalmente, propomos que as entidades que celebrem acordos de acesso com restrições tenham prioridade na atribuição de acesso firme naquele troço de rede, caso, por alteração de circunstâncias de outros produtores, "disponibilidade firme" fique disponível.

### **G2. Capacidade mínima garantida num acesso com restrições**

Face à possibilidade de ser atribuído um acesso com restrições, sem garantir de uma capacidade fixa de injeção (ou consumo) na rede, consideramos que seria útil que, existindo condições técnicas para isso, o operador de rede pudesse garantir uma capacidade mínima de acesso, definindo, na prática, um intervalo dentro do qual a capacidade poderia variar.

A existência de um limite mínimo permitiria aos agentes uma melhor gestão da incerteza associada a esta modalidade de acesso e uma melhor capacidade de avaliar oportunidades de investimento.

Este limite mínimo poderia ser definido em termos absolutos (sempre garantido) ou em termos relativos (apenas aplicável a determinados períodos horários, dias da semana, meses do ano, etc.). Qualquer acréscimo no nível de certeza sobre a capacidade de injeção seria extremamente valorizado pelos promotores de projetos.

## **H. RQS | Regulamento da Qualidade de Serviço**

### **H1. Genérico**

A desagregação da informação exigida pelo RQS a empresas que desempenhem a suas atividades de forma integrada (entenda-se, que atuem simultaneamente enquanto comercializador, agregador, CEME, etc.) poder-se-á revelar um obstáculo a uma prestação de serviço eficiente e simplificada.

A título de exemplo, a desagregação da informação da atividade em Agregador e Comercializador será obrigatória quando da disponibilização dos diferentes serviços (por exemplo, o atendimento) a serem prestados aos consumidores, poderá inviabilizar que um cliente que tenha o mesmo comercializador do setor elétrico (CSE) e comercializador de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), contacte a linha comercial e trate de todos os temas relacionados com os contratos celebrados com essa entidade, sem que exista a necessidade de se proceder a transferências de chamadas ou necessidade de efetuar nova chamada sobre o tema que não se encontra relacionado com o inicial.

Face ao exposto, propõe-se que a monitorização do cumprimento dos prazos e indicadores seja efetuado sobre a Empresa nas suas diferentes atividades sem que seja necessária a desagregação entre produto (dual, gás e eletricidade) e/ou atividade (CSE, CEME, agregador, etc.).

## **H2. Eliminação das definições associadas à comercialização (artigo 2º)**

Com a revisão do RQS pretende-se, entre outros, inserir na vertente comercial da qualidade de serviço a nova atividade de agregador de eletricidade que 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 ou por contratação bilateral.

Contudo, mesmo tendo presente este propósito, entendemos que as definições associadas à atividade de comercialização – tais como de “comercializador”, “comercializador de último recurso” e “comercializador de último recurso retalhista” –, se devem manter no RQS, tal como se mantêm, por exemplo, no RRC. Aliás, ao longo do RQS encontramos várias referências a estas figuras, pelo que mesmo com uma remissão para as definições previstas nos regimes legais, entendemos ser de manter as definições no RQS, tal como acontece com o RRC.

## **H3. Reclamações relativas ao funcionamento de equipamento de medição (artigo 64º)**

Considerando que as reclamações referentes ao funcionamento de equipamento de medição são da exclusiva responsabilidade dos operadores de rede e o facto de se encontrar estabelecido 3 dias úteis (nº 3) para que o comercializador informe o operador de rede sobre esta tipologia de reclamações, propõe-se que seja dispensado o envio de resposta pelo comercializador atendendo que:

- No curso da visita combinada, o cliente receciona no momento o resultado da verificação e poderá esclarecer todas as suas dúvidas junto dos técnicos do operador de rede;
- Caso seja necessário proceder ao envio da informação em data posterior à visita combinada, o operador de rede terá a informação completa para esclarecer/informar o cliente diretamente.

Face ao acima, considera-se que o comercializador deve estar dispensado da monitorização do prazo de resposta de 15 dias úteis, aplicando-se unicamente o prazo previsto no nº3 do presente artigo. Após encaminhamento da questão para o operador de rede, este deve assumir a gestão do processo, dispensando intervenções adicionais do comercializador.

#### **H4. Reclamações relativas à qualidade da energia elétrica (artigo 65º)**

Com as devidas adaptações, reproduz-se o mesmo comentário do ponto anterior.

#### **H5. Reclamações relativas às características do fornecimento de gás (artigo 66º)**

Com as devidas adaptações, reproduz-se o mesmo comentário do ponto anterior.

#### **H6. Restabelecimento do fornecimento após redução de potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente (artigo 86º)**

Complementando o previsto e em linha com o comentado em A2 relativamente ao RSRI, propomos que seja considerada a comunicação da reposição da potência contratada ou restabelecimento de fornecimento, por parte do operador de rede de distribuição ao cliente, sempre que estas resultem de ações remotas.

#### **H7. Obrigações relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente (artigo 87º)**

Tendo em consideração o impacto do previsto no nº 12 para com os prazos de restabelecimento estabelecidos no nº 5 e atentos à definição de "*ação simples*" (artigo 2º), considera-se relevante complementar o previsto no nº 10. Ou seja, o operador de rede de distribuição, sempre que aplicável, deverá informar o cliente da hora limite ou da necessidade de agendamento da visita combinada, considerando para este efeito os seus canais de atendimento.

#### **H8. Obrigações de registo relativas ao restabelecimento do fornecimento após redução da potência contratada ou interrupção por facto imputável ao cliente (artigo 88º)**

Considerando o previsto no artigo 87º, em particular no que diz respeito a solicitação (iniciativa do cliente) ou necessidade (iniciativa do operador de rede de distribuição) de reagendamento do restabelecimento de fornecimento, considera-se que o previsto no nº 1, alíneas h), i) e k) deveriam estar circunscritos exclusivamente ao operador de rede de distribuição.

Notamos que as plataformas disponibilizadas para realização dos agendamentos pertencem ao operador de rede de distribuição, o que impossibilita a monitorização destes indicadores que são da responsabilidade deste último.

### **H9. Características do hidrogénio (artigo 39º, nº4 b e anexo I, XII)**

A proposta de RQS define que "*o hidrogénio deve respeitar o disposto na norma ISO 14687 (Hydrogen Fuel Quality – Product Specification)*". No anexo I, ponto XII, as características são definidas.

Em primeiro lugar, notamos que o ponto de orvalho é definido em função da pressão máxima de serviço. No entanto, os regulamentos da RNTG (Despacho 806-C/2022) e da RNDG (Despacho 806-B/2022) adotam a terminologia "*pressão máxima de operação*", pelo que pedimos a confirmação em como nos estamos a referir à mesma variável e sugerimos a uniformização da terminologia utilizada. Adicionalmente, não identificamos nos regulamentos da RNTG e da RNDG que a pressão máxima de operação seja um parâmetro constante e uniforme para toda a RPG. Enquanto o regulamento da RNDG estabelece um limite máximo para a pressão de operação (no artigo 3º, do anexo III) o regulamento da RNTG remete para os valores definidos em fase de projeto (artigos 11º e 12º). Consideramos que este parâmetro não pode deixar de ser regulado e especificado, por forma a ser possível garanti-lo.

Em segundo lugar, os parâmetros admissíveis para contaminação por óleo do compressor não são concretizados, aparecendo como "tecnicamente isento". Esta indefinição deixa os agentes sem saber o que é necessário garantir para este parâmetro ser cumprido, pelo que recomendamos que seja definido um valor limite máximo.