



**COMENTÁRIOS À CONSULTA
PÚBLICA Nº 113**
PROPOSTA DE REVISÃO REGULAMENTAR DO
SETOR ELÉTRICO NACIONAL

31 de maio de 2023

Empresa do grupo axpo



Comentários da Gold Energy e da Axpo Portugal à Consulta Pública n.º 113

Proposta de Revisão Regulamentar do Setor Elétrico

A Gold Energy – Comercializadora de Energia, S.A. (Goldenergy) e a Axpo Energia Portugal, Unipessoal, Lda. (Axpo Portugal), empresas do Grupo Axpo, agradecem a oportunidade de se pronunciar sobre alguns aspetos da ampla revisão regulamentar do setor elétrico que impactam as suas atividades, esperando contribuir positivamente para a discussão.

I. CONTEXTO

1. A presente revisão regulamentar do setor elétrico é determinada pelo artigo 303.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece um novo regime jurídico de organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), procedendo à transposição da Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade, e à transposição parcial da Diretiva (UE) 2018/2001, de 11 de dezembro, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

Pontualmente, a revisão regulamentar incide também sobre o sistema nacional de gás, cuja organização e funcionamento são objeto do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, por existirem regulamentos comuns a ambos os setores (Regulamento das Relações Comerciais, Regulamento da Qualidade de Serviço e o novo Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia).

2. Tratando-se de uma revisão regulamentar que se pretende venha contribuir decisivamente para viabilizar uma mudança de paradigma do setor elétrico - de um sistema linear de produção centralizada e de planeamento determinístico para um modelo dinâmico e descentralizado, com uma participação ativa dos consumidores -, a revisão reveste-se, por um lado, de particular importância e, por outro, de grande complexidade, quer na sua definição pela ERSE, quer na sua posterior aplicação pelos agentes de mercado. Com efeito, estando cientes do contexto atual particularmente desafiante a nível europeu e mundial, é, todavia, exigida aos agentes de mercado uma adaptação em tempo recorde a um conjunto muito extenso de novos normativos, na sequência de sucessivas alterações regulamentares nos últimos quatro anos - e antecedendo futuras alterações que resultarão dos pacotes normativos já em aprovação na União Europeia em concretização do EU Green Deal -, o que torna cada vez mais remotas a estabilidade e previsibilidade normativas, tão decisivas para o investimento.
3. Passamos, assim, a apresentar algumas considerações, gerais e específicas, a respeito dos regulamentos em revisão.

II. CONSIDERAÇÕES GERAIS

A. Disposições finais – entrada em vigor dos regulamentos

4. A revisão regulamentar prevê a revogação substitutiva de sete regulamentos e a aprovação de um regulamento novo. Em todos os casos, é prevista a entrada em vigor dos regulamentos no dia seguinte ao da sua publicação em Diário da República:
- Regulamento das Relações Comerciais (RRC) – artigo 448.º;
 - Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) – artigo 129.º;
 - Regulamento do Autoconsumo (RAC) – artigo 50.º;
 - Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI) – artigo 41.º;
 - Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI) – artigo 58.º;
 - Regulamento Tarifário (RT) – artigo 239.º;
 - Regulamento de Operação das Redes (ROR) – artigo 89.º;
 - Regulamento relativo à Apropriação Indevida de Energia (RAIE) – artigo 24.º.
5. Consideramos necessária a consagração de um período de *vacatio legis* para a entrada em vigor de normas com amplo leque de deveres incrementais face ao regime vigente, para que seja possível, desde logo, a adaptação dos diversos sistemas e a formação das equipas através dos quais os agentes de mercado exercem a sua atividade. Assim, na qualidade de comercializadores e agregadores em regime de mercado, propomos que, pelo menos, o RRC, RQS, RAC e RSRI entrem em vigor a **1 de janeiro de 2024**.

B. Proteção de Dados

6. A privacidade e a proteção de dados pessoais passam a constituir um princípio geral de aplicação dos vários regulamentos, pese embora tratar-se de matéria não específica do setor da energia, sendo invocada como justificação o facto de os dados de consumo de pessoas singulares revestirem a categoria de dados pessoais¹ e de a utilização indevida dos mesmos poder fazer perigar os direitos e liberdades fundamentais dos seus titulares, num cenário em que as redes inteligentes passam a ser “o normal”.

¹ O artigo 4.º (1) do Regulamento Geral de Proteção de Dados (RGPD) define “dados pessoais” como *informação relativa a uma pessoa singular identificada ou identificável («titular dos dados»); é considerada identificável uma pessoa singular que possa ser identificada, direta ou indiretamente, em especial por referência a um identificador, como por exemplo um nome, um número de identificação, dados de localização, identificadores por via eletrónica ou a um ou mais elementos específicos da identidade física, fisiológica, genética, mental, económica, cultural ou social dessa pessoa singular.*”

A este respeito, refere-se no Documento Justificativo da proposta de reformulação do RRC que “(é) reforçado o dever de prestar informação sobre a proteção de dados pessoais que impende sobre os diversos intervenientes e clarificado o conceito de consentimento, por forma a poder ser considerado um fundamento de licitude para o tratamento de dados a realizar.”

7. O RGPD define “consentimento do titular dos dados” como “*uma manifestação de vontade, livre, específica, informada e explícita, pela qual o titular dos dados aceita, mediante declaração ou ato positivo inequívoco, que os dados pessoais que lhe dizem respeito sejam objeto de tratamento*” (artigo 4.º (1)).

Como condição de licitude do tratamento de dados pessoais, o artigo 6.º, n.º 1, do RGPD prevê, em alternativa e com relevo para a presente discussão, as seguintes situações: i) o titular dos dados tiver dado o seu consentimento para o tratamento dos seus dados pessoais para uma ou mais finalidades específicas; ou ii) **o tratamento for necessário para a execução de um contrato no qual o titular dos dados é parte, ou para diligências pré-contratuais a pedido do titular dos dados**; ou iii) o tratamento for necessário para o cumprimento de uma obrigação jurídica a que o responsável pelo tratamento esteja sujeito (realce nosso).

8. Neste contexto, suscitam-nos dúvidas os seguintes artigos da proposta de RRC a respeito do tema transversal da proteção de dados pessoais:

- **Artigo 6.º, relativo à proteção de dados pessoais** – no que respeita ao **n.º 4**, não é clara para nós a necessidade de todas as chamadas de *inbound* ou *outbound* (exceto contratação ou alteração contratual como alteração de potência, ciclo, escalão, tarifa, etc.) – tais como meros pedidos de informação – terem de ser anonimizadas ou eliminadas findo o prazo de 3 anos.

No que respeita ao **n.º 6**, questionamos o seguinte: se o comercializador receber um pedido de apagamento de dados do titular dos mesmos não só deverá executar internamente esse pedido, como também deverá solicitar o mesmo ao ORD. Note-se que, atualmente, o comercializador apenas consegue solicitar esta alteração ao ORD via email. Não deveria existir um fluxo em OLMCA que permita o apagamento de dados? Atente-se no seguinte exemplo: titular dos dados solicita apagamento do contacto telefónico num contrato ativo e o comercializador tem obrigação de atualizar a informação junto do ORD. Porém, tal não é possível via fluxos em vigor, já que o campo contacto telefónico é de carácter obrigatório. Como devem os comercializadores proceder?

- **Artigo 41.º, relativo à disponibilização de dados de consumo de clientes pelo ORD**

No quadro de uma maximização do potencial das redes inteligentes e dos contadores inteligentes na mudança de paradigma do setor elétrico, é necessária uma concretização o mais rápida possível, no plano factual, das obrigações dos ORD, que possibilite, por um lado, a obtenção pelos consumidores de informação exata e em tempo real ou quase real

sobre os seus consumos e, quando aplicável, sobre a sua produção, e, por outro, o intercâmbio de dados com os comercializadores e agregadores em termos horários e quarto-horários para que lhes seja possível oferecer novos serviços e melhorar a interação com os clientes.

Assim, tratando-se de um tema de crucial importância para o exercício da atividade de comercialização e de agregação, consideramos que importa clarificar a redação do artigo 41.º no sentido de não haver dúvidas de que a disponibilização de dados pelo ORD a comercializadores e agregadores **é obrigatória, sempre que e alternativamente, i) o titular dos dados tenha prestado o seu consentimento, ou ii) tais dados sejam necessários para a execução de um contrato no qual o titular dos dados seja parte ou para diligências pré-contratuais a pedido do titular dos dados, ou iii) quando o tratamento desses dados seja necessário para o cumprimento de uma obrigação jurídica a que o responsável pelo tratamento esteja sujeito.**

Assim, é fundamental que não se faça depender artificialmente do consentimento do titular dos dados a disponibilização de dados pelo ORD a comercializadores e agregadores na medida em que estes sejam necessários à execução de um contrato ou à realização de diligências pré-contratuais, evitando-se a cumulação de condições de licitude (consentimento + execução de um contrato), em termos distintos do que prevê o Regulamento Geral de Proteção de Dados.

- **Artigo 244.º, relativo à informação de caracterização da instalação de consumo** – apesar de não se tratar de uma disposição nova (era o artigo 237.º), não entendemos o que se prevê no n.º 2 face ao disposto no n.º 3:

“2 - O acesso pelos comercializadores ao registo do ponto de entrega mencionado no número anterior, relativo a pessoas singulares titulares de contrato de fornecimento, contendo dados pessoais assim caracterizados nos termos da legislação aplicável, está dependente de autorização expressa para o efeito do cliente titular da instalação de consumo.

3 - O contrato de fornecimento constitui, durante a vigência do mesmo, a autorização bastante para o acesso pelo comercializador ao registo do ponto de entrega, incluindo aos registos do histórico de consumo que abranjam períodos anteriores ao fornecimento em causa.”

A redação do n.º 2 afigura-se-nos particularmente confusa: não se percebe a necessidade de aditar “*contendo dados pessoais assim caracterizados nos termos da legislação aplicável*”. Esta explicitação, a ser considerada necessária, deveria constar de número autónomo, que não prejudicasse a consistência do preceito.

Por outro lado, no confronto entre o disposto no n.º 2 e no n.º 3 gera-se a dúvida se se trata de comercializadores diferentes - no caso do n.º 2, comercializadores (ainda) sem contrato de fornecimento com o titular da instalação de consumo em causa e, no n.º 3,

do comercializador da instalação de consumo? Importaria clarificar, na medida em que, caso se trate do mesmo comercializador, estará a ser indevidamente exigida uma cumulação de condições de licitude (consentimento + execução de um contrato), que se nos afigura desproporcionada.

- **Artigo 245.º**, relativo à **informação de caracterização da instalação de produção, armazenamento autónomo ou autoconsumo em agregação** – pelas mesmas razões acima indicadas, não entendemos o que se prevê no n.º 2 deste artigo face ao disposto no n.º 3:

“2 - O acesso pelos agregadores ao registo do ponto de entrega mencionado no número anterior, relativo a pessoas singulares titulares de contrato de fornecimento, contendo dados pessoais assim caracterizados nos termos da legislação aplicável, está dependente de consentimento livre, específico, informado e explícito para o efeito do titular da instalação respetiva.

3 - O contrato de agregação constitui, durante a vigência do mesmo, autorização bastante para o acesso pelo agregador ao registo do ponto de entrega, incluindo aos registos do histórico de produção ou consumo que abranjam períodos anteriores à agregação em causa.”

- Finalmente, também **não entendemos a razão da redação diferenciada a respeito do consentimento do titular dos dados no n.º 2 do artigo 244.º e no n.º 2 do artigo 245.º**.

C. Agregação de Último Recurso na aquisição de excedentes de produção em autoconsumo

9. A agregação de último recurso é uma atividade criada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, que vem substituir, por um lado, o comercializador de último recurso (CUR) na obrigação de compra de energia aos produtores renováveis com regimes de remuneração garantida, e, por outro lado, o facilitador de mercado (que nunca foi criado), no que respeita à compra de energia referente a produtores renováveis em regime de mercado e também a autoconsumidores quando estes não disponham de ofertas em mercado para o efeito.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 prevê que, até à atribuição das novas licenças de comercialização de último recurso e de agregação de último recurso (neste último caso, prevista no artigo 143.º, n.º 2 e no artigo 149.º), seja o detentor da atual licença de comercialização – SU Eletricidade - a desempenhar as atividades do Agregador de Último Recurso (artigos 287.º e 288.º).

10. O artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 reparte a atividade de Agregação de Último Recurso em três tipos de aquisição de eletricidade:

- i. Com caráter obrigatório e permanente: aos produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;
- ii. Com caráter supletivo e temporalmente limitado: aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis com remuneração livremente determinada em mercados organizados (com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA);
- iii. **Com caráter supletivo e temporalmente limitado:** aos autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

No caso referido em iii (o relevante para a nossa atividade), a aquisição de eletricidade excedentária pelo Agregador de Último Recurso ocorre **apenas** quando não exista oferta de agregadores de eletricidade em regime de mercado ou quando o agregador tenha ficado impedido de exercer a atividade de agregador de eletricidade, aplicando-se as tarifas de referência definidas pela ERSE no RT.

Nesses casos, os autoconsumidores devem, **no prazo máximo de quatro meses**, contratualizar com um agregador de mercado a aquisição dos excedentes, de acordo com regras definidas na regulamentação da ERSE.

11. O tratamento regulatório da figura do Agregador de Último Recurso encontra-se disperso pelo RRC, RAC e RT, em termos que não consideramos harmonizados e que, em vários preceitos, nos merecem sérias reservas (conforme identificamos a respeito de cada regulamento). Referimo-nos, em particular, à **total falta de clareza normativa no que respeita ao caráter supletivo e temporalmente limitado da intervenção do Agregador de Último Recurso na aquisição dos excedentes do autoconsumo**.
12. Com efeito, diferentemente do fornecimento de eletricidade, que constitui um serviço público essencial – dado que os consumidores não podem ficar desprovidos de comercializador -, a aquisição de excedentes da produção em autoconsumo por uma entidade de último recurso não se reveste da mesma essencialidade (nem tal situação se descortina na Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho). Assim, sem prejuízo de se manter a figura legalmente prevista do Agregador de Último Recurso, consideramos que devem ser dadas, de forma clara, **condições regulatórias aos agregadores em regime de mercado para desenvolver essa atividade**, sem uma concorrência em condições de desigualdade com uma entidade remunerada por proveitos permitidos, fixados de forma particularmente complexa na proposta de Regulamento Tarifário (artigo 133.º-B), como se verá nos comentários ao Regulamento Tarifário.

D. Dispersão do tratamento de uma mesma matéria por vários regulamentos e garantia de coerência

13. Adicionalmente ao referido em C., salientamos como potencialmente gerador de dúvidas e de dificuldades a dispersão e falta de articulação expressa entre normas que versam sobre a mesma matéria, nomeadamente no que respeita à disponibilização de dados pelo ORD e ao autoconsumo no RRC, RAC e RSRI. Idealmente, as matérias constantes destes três regulamentos passariam a integrar um só, em capítulos dedicados, mas estamos cientes da obrigação legal de os manter autonomizados nesta fase.

Relativamente ao RSRI, a ERSE procedeu a algumas alterações no sentido que preconizamos, num cenário de afirmação das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica como o novo normal do setor elétrico – no qual, segundo a ERSE, mais de metade das instalações de consumo em BT está já integrada em rede inteligente e existe a obrigação legal de integração da totalidade dos clientes até ao final de 2024 (artigo 282.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 15/2022). Tal é o caso das normas do ainda vigente RSRI respeitantes à recolha e disponibilização de dados, incluindo a construção de carteiras de comercialização, ao tratamento de anomalias ou à qualidade de serviço comercial, incluindo os respetivos indicadores.

14. Consideramos, assim, muito relevante que, na versão final dos regulamentos, seja feita a melhor articulação possível entre cada um, eventualmente com recurso a remissões de normas de um regulamento para normas de outro, evitando, em qualquer caso, sobreposições e discrepâncias de conteúdo em função do regulamento onde a norma se situa.

III. CONSIDERAÇÕES ESPECÍFICAS

15. Apresentamos, em seguida, alguns comentários aos seguintes regulamentos:

- (i) Regulamento das Relações Comerciais (RRC);
- (ii) Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS);
- (iii) Regulamento do Autoconsumo (RAC);
- (iv) Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI);
- (v) Regulamento Tarifário (RT).

A. Regulamento das Relações Comerciais (RRC)

16. A importância das matérias contidas no RRC para a atividade de comercialização e de agregação justifica os seguintes comentários (para além dos já anteriormente elencados em II.):

- **Artigo 10.º, relativo à gravação integral de chamadas em matérias da responsabilidade dos operadores de rede** – sendo a delimitação das obrigações dos comercializadores e dos operadores das redes de distribuição (ORD) perante os clientes um aspeto particularmente sensível, propomos a eliminação do novo n.º 2, por poder gerar dúvidas relativamente ao âmbito de aplicação das obrigações constantes do n.º 1.
- **Artigo 15.º, relativo à obrigação de apresentação de propostas contratuais pelos comercializadores em regime de mercado (n.ºs 2 e 3), em especial no que respeita à disponibilização de contratos de eletricidade a preços dinâmicos**

O Decreto-Lei n.º 15/2022 define «contrato de eletricidade a preços dinâmicos» como “*um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final que reflete a variação de preços nos mercados organizados com intervalos, pelo menos, iguais à frequência de ajustamento do mercado*” (artigo 3.º, alínea t). Nos termos do preâmbulo do diploma, visa-se “*ajustar o perfil do consumo ao preço diferenciado entre períodos horários, promovendo o fornecimento de serviços de flexibilidade*”.

É, assim, consagrado legalmente um **novo dever dos comercializadores: “disponibilizar contratos de eletricidade a preços dinâmicos quando tenham mais de 200 000 clientes e desde que as respetivas instalações de consumo disponham de um contador inteligente, informando sobre as vantagens, riscos e custos inerentes àqueles contratos, obtendo o consentimento prévio do cliente final antes da mudança para este tipo de contrato**” (artigo 136.º, n.º 3, alínea m). A este dever surge associado um dever de facultar à ERSE acesso a toda a informação e documentação relativa aos contratos de eletricidade a preços dinâmicos (artigo 136.º, n.º 3, alínea bb).

No Documento Justificativo da proposta de reformulação do RRC, a ERSE salienta que a definição de «contrato de eletricidade a preços dinâmicos» na Diretiva (UE) 2019/944, constante do artigo 2.º(15), é “*um contrato de fornecimento de eletricidade entre um comercializador e um cliente final que **reflete a variação de preços nos mercados à vista, incluindo nos mercados de dia seguinte e intradiário, com intervalos pelo menos iguais à frequência de ajustamento do mercado.***” (realce nosso). E considera que, no caso português, esta definição obrigaria a um preço de energia indexado em base horária aos preços horários do MIBEL.

Entende a ERSE que um mercado aberto e participado deve viabilizar a existência de ofertas diferenciadas, que melhor permitam acolher a estrutura de diferentes preferências de clientes e consumidores, pelo que se introduzem **obrigações de disponibilização de ofertas de preço indexado por parte de comercializadores com carteiras de dimensão média.**

A proposta de RRC estabelece, então, obrigações específicas de disponibilização de ofertas de preço fixo, indexado e dinâmico:

- i. Carteiras de comercialização com mais de 50 000 clientes: ofertas de preço fixo e indexado;
- ii. Carteiras de comercialização com mais de 200 000 clientes: ofertas de preços dinâmicos, a acrescentar aos outros dois tipos.

Estas alterações estão consagradas no artigo 15.º, n.ºs 2 e n.º 3 da proposta de RRC, nos seguintes termos:

“Artigo 15.º

Obrigação de apresentação de propostas contratuais

(...)

2 - 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.**

3 - 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.

(...)” (realce nosso)

Face à criticidade da operacionalização das ofertas de preço dinâmico pelos comercializadores, consideramos que a regulamentação deve clarificar o desenho pretendido, em particular no que respeita ao **tipo de mercado que deve ser tomado como referência e aos modelos testados para introduzir um carácter dinâmico nos preços**, ao invés de remeter para a lei, que não contém disciplina adicional sobre a matéria. Em alternativa, deve ser assumido que não se pretende efetuar essa concretização, desonerando, do mesmo passo, os comercializadores.

Julgamos depreender do constante do Documento Justificativo (embora tal não seja totalmente claro) que a ERSE não sufraga um preço de energia indexado em base horária aos preços horários do MIBEL, o que aponta para a não consideração do mercado intradiário como referência para os preços dinâmicos. Mas a redação do n.º 2 do artigo 15.º já parece assumir que qualquer tipo de mercado grossista poderá ser considerado para efeitos de ofertas indexadas ...

Julgamos depreender do constante do Documento Justificativo (embora tal não seja totalmente claro) que a ERSE não sufraga um preço de energia indexado em base horária aos preços horários do MIBEL, o que aponta para a não consideração do mercado intradiário como referência para os preços dinâmicos. Mas a redação do n.º 2 do artigo

15.º já parece assumir que qualquer tipo de mercado grossista poderá ser considerado para efeitos de ofertas indexadas.

A este respeito, lê-se no Documento do CEER *Recommendations on Dynamic Price Implementation*, de 3 de março de 2020, págs. 6 e 7, que “Regarding their general design, CEER recommends that dynamic price contracts refer to day-ahead market prices. As provided in Article 2 of the Directive, contracts can also make use of wholesale prices on the intraday market, however, these tariffs will be more complex to implement. While the Directive is not explicit on whether a dynamic price contract could include any ceiling or floor to the reference price variation, CEER cautions against the use of such restrictions.

Dynamic price contracts should be based on actual meter data, as a profiled customer will not have the same level of incentive for demand response activities if they are not charged specifically for the times at which they consume. Therefore, in order to access a dynamic price contract, the customer must have a smart meter that records consumption data at the same granularity as the relevant reference price.

The Directive also requires that consumers must be fully informed by suppliers of the opportunities, costs and risks of dynamic price contracts, and suppliers must obtain each final customer’s consent before that customer is switched to such a contract. For this purpose, CEER recommends a set of key information items that could be provided to consumers.

In order to provide clarity to customers, information on consumption levels and reference prices could be provided at an aggregated time interval on the main billing document, such as using daily or weekly averages. If the customer requires further information, the supplier must provide them free access to a data repository and adequate reporting tools, so that they can analyse their actual consumption and the prices charged at time intervals at least equal to the market settlement frequency”.

E no documento “ASSET Study on Dynamic retail electricity prices”, da Comissão Europeia, de 2021, págs. 6 e 7, lê-se o seguinte:

“Dynamic pricing options

There are several power pricing models that could add dynamicity to varying degrees to the final consumer price:

- Real time pricing (RTP), which serves to reflect the real-time cost of electricity: The price changes can occur on an hourly basis, every quarter-hour or even more often. Usually, the price variations are achieved through coupling with the wholesale market. RTP is typically the pricing model that adds the largest dynamicity to the final power price.
- Time-Of-Use (TOU), where the electricity prices are set for specific periods of time such as peak and off-peak hours.

- Dynamic Time-Of-Use (dTOU) - electricity prices and the peak and off-peak periods change regularly, which allows for a more accurate reflection of the situation in the energy market.
- Variable Peak Pricing (VPP) - a hybrid between TOU rates and RTP where specific periods of electricity price fluctuations are defined in advance. The price fluctuations that occur in the defined periods, vary depending on the energy supplier and the market conditions.
- Critical Peak Pricing (CPP) involves the raising the price of electricity substantially during periods of excessive demand or of a particularly low feed-in from renewables. The peak rate can be either defined beforehand or determined dynamically based on the market conditions.

Finally, consumers can be remunerated for decreasing their electricity consumption during critical periods instead being punished by higher electricity prices.

The goal of the European Commission is to allow all consumers to participate in demand response. The advancing smart meter roll-out is the key enabling technology for RTP tariffs and is therefore crucial for the future of dynamic pricing in Europe.”

Entendemos, pois, que deve ser efetuada uma concretização regulamentar efetiva e esclarecedora do desenho deste novo tipo de contratos a preços dinâmicos, com diferenciação perceptível relativamente aos contratos a preços indexados, ou, alternativamente, ser assumido que não se pretende efetuar essa concretização, por excessiva complexidade e eventuais riscos, desonerando-se os comercializadores.

- **Artigo 29.º, relativo à comunicação com os clientes no âmbito da instalação de equipamento de medição** – solicitamos clarificação a respeito do meio (fluxo e plataforma) através do qual deve ser feita a comunicação aqui prevista e qual o prazo em que os ORD comunicarão aos comercializadores as datas previstas para as substituições de contador e os casos de reagendamento.

- **Artigo 42.º, relativo à informação relevante (estimativas de consumo)**

Quando se refere, no n.º 8, alínea b), que para instalações em BTN (e MAT, AT, MT e BTE, como previsto na alínea a)) não haverá lugar a faturação com recurso a estimativas e que para estas instalações a ausência de leitura real para um dado período determina um valor nulo a faturar nesse período, a Goldenergy e a Axpo Portugal, focadas no melhor serviço a prestar ao cliente, propõem que seja expressamente prevista a responsabilidade do ORD de comunicar mensalmente consumos reais aos comercializadores, assim se permitindo a emissão de faturação com periodicidade mensal e o respetivo pagamento.

No n.º 9 prevê-se, em termos que não consideramos aceitáveis, que “o incumprimento do dever de os operadores das redes de energia elétrica disponibilizarem dados reais

relativos a uma dada instalação em BTN integrada em rede inteligente por, pelo menos, 10 dias seguidos ou interpolados, dentro do mesmo período de faturação, não impede o respetivo comercializador de realizar estimativas de consumo para faturação, utilizando para o efeito as metodologias de estimativa regulamentarmente previstas”.

Perguntamos: como se deverá proceder nas situações em que, por exemplo, faltem 9 dias de leitura? Neste caso, segundo a proposta, não deverá ser efetuada qualquer faturação ao cliente ou deverá apenas faturar-se os “21 dias” (presumindo uma fatura mensal)? Sabendo que uma das faturas posteriores será relativa a um período mais extenso (mês + 9 dias).

Desenvolvendo: um comercializador que prestou o serviço, que recebeu a fatura do ORD, que está a adquirir eletricidade no mercado não pode perder o direito de faturar um serviço prestado por responsabilidade do ORD. Considerando que é possível efetuar estimativas muito corretas com base no histórico de consumos, a proposta deixa – sem razão de ser - o comercializador desprotegido e o cliente com uma dívida e a responsabilizar o comercializador por este não ser capaz de emitir uma fatura mensal.

Em 2023, numa sociedade de dados e com cada vez mais e melhores algoritmos, não se nos afigura lógico não permitir que sejam feitas estimativas com base em algoritmos fiáveis, sobretudo considerando que o problema pode surgir por o ORD não cumprir as suas obrigações. Assim para a situação em análise, pode ser prevista a obrigatoriedade de as empresas fazerem estimativas de acordo com algumas regras: algoritmo da ERSE ou a média de consumo do ponto em questão, o menor dos dois.

Salientamos que aos comercializadores o que mais interessa são clientes satisfeitos, que não tenham surpresas e não necessitem de nos contactar porque estão já devidamente informados. Arriscar mudar o número de dias faturados em cada mês será muito problemático.

Acresce que, se apenas houver lugar a faturar 6, 5, 4, 3 dias, o problema para o cliente será muito menor porque, por muito diferente da realidade que seja o consumo de 1 ou 3 dias, nunca haverá uma diferença assim tão significativa com a realidade. Diferentemente, se num mês o cliente paga uma fatura de 21 dias e no mês seguinte de 39 dias, isto irá, sem dúvida gerar-lhe surpresa e insatisfação.

- **Artigo 78.º, relativo a interrupções por facto imputável ao cliente** – a redução da potência contratada previamente à possibilidade de interrupção para os clientes em BTN, tal como prevista nos n.ºs 3 a 6 apenas tem estado a ser operacionalizada pelo ORD quando existe acesso remoto à instalação de consumo. Importa aos comercializadores que a dívida dos clientes não se mantenha por demasiado tempo. Depreende-se que deixam de existir quaisquer custos associados ao procedimento de redução de potência e reposição de potência, quer para o comercializador, quer para o cliente? Apenas será imputável encargo ao cliente quando se efetiva a interrupção do fornecimento? Da nossa experiência, desde a implementação do procedimento de

redução temporária de potência, quando não se trata de um contador integrado em rede inteligente, a redução de potência é, em regra, objetada pelo ORD pelo motivo 120: redução temporária de potência não realizada, acabando por culminar – quando o cliente não regulariza os valores em dívida – em interrupção de fornecimento. Para salvaguardar o cumprimento do objetivo da introdução desta medida no RRC de 2020 (causar o menor impacto possível no cliente evitando a interrupção do fornecimento), sugere-se que o ORD tenha a capacidade técnica para efetuar a generalidade dos pedidos de redução temporária de potência solicitados.

- **Artigo 250.º, relativo à intermediação de comercialização**

Trata-se, como a própria ERSE refere, de uma proposta que não decorre do quadro legal emanado do Decreto-Lei n.º 15/2022, mas “da realidade de atuação que a experiência do SEN e do SNG vem demonstrando”.

Assim, nas palavras da ERSE, “introduz-se o conceito de **comercializador intermediário** – que capta e gere carteira de clientes, mas **que se socorre da contratualização com outro comercializador para o cumprimento dos demais relacionamentos setoriais** –, atribuindo-lhe os deveres que existem para os demais comercializadores no relacionamento com cliente e no reporte de informação, bem como a existência de informação, prévia à contratação e no próprio contrato, ao cliente da natureza dessa atuação.” (realce nosso)

O entendimento da ERSE é, pois, o de que existem **entidades registadas como comercializadores que não celebraram contratos de uso das redes, nem são agentes de mercado**, pelo que “não têm condições suficientes para assegurar o fornecimento retalhista de energia elétrica, necessitando de celebrar contrato com comercializador que assegure o relacionamento com os operadores de rede ou operadores de mercado”. (realce nosso)

Reconhecendo este tipo de entidades como “legais”, a ERSE define um conjunto de obrigações de registo e reporte de informação “em ordem a que, desta forma, se possa aportar um contributo relevante para a consolidação dos direitos e interesses dos consumidores nesta sede, bem assim como maior clareza quanto ao conjunto de obrigações a serem cumpridas pelos comercializadores”.

Discordamos desta proposta, porque entendemos que legitima o exercício ilegal da atividade de comercialização de eletricidade. **Um comercializador não o deve poder ser pela metade**: necessita de ser um agente de mercado, celebrando todos os contratos, prestando todas as garantias necessárias ao exercício pleno da atividade, sob pena de violação do princípio da igualdade e de se abrir a porta a atuações fraudulentas e com impactos negativos no sistema elétrico.

- **Artigo 274.º, n.º 2, alínea c), relativo à contratação da compra e venda de excedentes entre quaisquer dois agentes agregadores**

O Decreto-Lei n.º 15/2022 define, na alínea o) do artigo 3.º, «**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”, sendo configurado como um dos direitos dos autoconsumidores o de “(t)ransacionar a energia excedente da produção para autoconsumo, através dos mercados de eletricidade, nomeadamente mercados organizados, contratos bilaterais **ou de regimes de comercialização entre pares**, diretamente ou através de terceiros” (artigo 88.º, n.º 1, alínea e) (realce nosso).

No Documento Justificativo relativo à proposta de reformulação do RRC a ERSE refere que “o quadro legal atual prevê a possibilidade de regimes de contratação entre pares, relativamente aos quais o atual Regulamento de Relações Comerciais é omissivo”, pelo “a atual proposta de revisão regulamentar prevê a existência de uma secção específica para o relacionamento comercial dos agregadores independentes ou em regime de mercado, que contém normas gerais de relacionamento comercial, que remetem para o livre estabelecimento de condições entre as partes contratantes. A estas normas acresce a possibilidade de se estabelecerem bases de contratação direta entre quaisquer dois agentes agregadores, incluindo na vertente de negociação de excedentes de autoconsumo, as quais não podem nem devem prejudicar a aplicação dos encargos de utilização das redes quando esta exista”.

Já no Documento Justificativo relativo à proposta de reformulação do RAC, sob o título “comercialização entre pares”, é referido que a atual proposta de revisão regulamentar introduziu no RRC a possibilidade de se estabelecerem bases de contratação direta entre quaisquer dois agentes agregadores, incluindo na vertente de negociação de excedentes de autoconsumo, pelo que se introduz no articulado do RAC a possibilidade de transação de excedentes através desta modalidade (comercialização entre pares), em linha com a redação proposta no RRC.

Dispõe o artigo 274.º, n.º 2, alínea c) da proposta de RRC: “2 - A contratação através de agregação e representação pode concretizar-se através das seguintes modalidades: c) a contratação da compra e venda de excedentes entre quaisquer dois agentes agregadores, sem prejuízo do pagamento dos encargos pela utilização das redes que sejam devidos, quando aplicável, pelas instalações de consumo ou autoconsumo no perímetro da agregação” (realce nosso).

Cientes da relativa peculiaridade da figura, temos, todavia, alguma dificuldade em ler no desenho dado pelas propostas de RRC e de RAC o que parece resultar da alínea o) do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 15/2022. Desde logo, não se faz referência expressa, quer no RRC quer no RAC, à “comercialização entre pares” - as referências apenas constam

dos documentos justificativos. Por outro, assume-se que por “pares” se entende apenas dois agregadores, o que parece redutor. Finalmente – e este será o aspeto mais relevante - parece estar a ser feita uma interpretação restritiva do preceito legal na parte em que este prevê que a venda entre participantes no mercado seja feita “mediante um contrato com condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação”(smart legal contract?), aspeto que se encontra previsto no artigo 2.º (18) da Diretiva (UE) 2018/2001, e que, parecendo constituir condição necessária da existência deste tipo de comercialização, não é objeto de concretização ou sequer de referência nas propostas de RRC e de RAC.

- **Artigo 310.º, relativo aos contratos de uso da rede de transporte** – julgamos ser de clarificar este artigo, face à extinção da Tarifa de Uso da Rede de Transporte para os produtores pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto (Regulamento Tarifário).
- **Artigos 330.º a 332.º, relativos aos custos com a mudança de comercializador e com a mudança de agregador e transferências**

Nos termos do artigo 292.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 15/2022, “(o) gestor global do SEN continua a desempenhar as funções de operador logístico de mudança de agregador até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º”. Devemos depreender que todas regras ora consagradas na revisão regulamentar se aplicam, de forma transitória, à REN (gestor global do SEN)?

Pedimos clarificação de que somente os fluxos de mudança de comercializador e mudança de comercializador com alteração de titularidade originarão ao OLMCA o direito de faturar mensalmente ao comercializador um custo a ser fixado – depreendemos que entradas diretas e denúncias não darão lugar a qualquer custo para o comercializador. Subentende-se que as alterações de titularidade na carteira do próprio comercializador e os demais fluxos decorrentes da atividade de comercialização não darão lugar à cobrança deste valor (iniciativa comercializador ou iniciativa ORD)?

Adicionalmente, nos casos de anulação/reposição contratual haverá direito a efetuar cobrança ao comercializador? Em caso afirmativo, questionamos a quem será endereçado o valor no caso de:

- Reposição
- Anulação

Após faturação por parte do OLMCA do valor associado a uma mudança de comercializador ativada e que posteriormente venha a sofrer uma reposição contratual, haverá lugar a acertos de faturação? Se sim, com quem?

Uma vez que este custo não pode ser repercutido no cliente final, o valor apurado deve ser residual, não devendo causar impacto na atividade do comercializador e do agregador.

Existindo um custo associado à atividade de OLMCA e não podendo o mesmo ser imputado ao cliente final, questiona-se se não deveria existir um limite para a mudança de comercializador, isto para que se evitem os turistas energéticos.

- **Artigos 353.º a 357.º, relativos ao agregador de último recurso**

Consideramos, desde logo, que os artigos relativos ao agregador em regime de mercado deveriam anteceder os artigos relativos ao agregador de último recurso, tal como se verifica na Seção IV (Regime de mercado grossista – artigos 273.º a 276.º para a agregação - artigos 277.º a 279.º para a agregação de último recurso).

Por outro lado, a aquisição supletiva dos excedentes do autoconsumo pelo agregador de último recurso não tem a densificação existente para o fornecimento supletivo de eletricidade ou gás, tal como constante dos artigos 247.º a 249.º, o que não se compreende face à importância de serem definidas regras que delimitem adequadamente a intervenção do agregador de último recurso face à atuação dos agregadores de mercado.

- **Artigo 355.º, n.º 2 (Relacionamento comercial do agregador de último recurso) e Artigo 359.º, n.º 3 (Relacionamento comercial do agregador de mercado) –**

Consideramos que a referência, em ambos os artigos, à **opção** dos produtores ou autoconsumidores por uma atuação através do agregador de último recurso ou de um agregador de mercado está **frontalmente contra a natureza legal supletiva e temporária** da atuação do agregador de último recurso, que o Documento Justificativo da proposta de reformulação do RRC explicita, mas que o articulado não observa.

B. Regulamento da Qualidade de Serviço

17. Apresentamos, em seguida, alguns comentários à proposta de reformulação do RQS, cujo impacto na nossa atividade é significativo:

18. No nosso entendimento da Goldenenergy, o aspeto mais problemático respeita à **definição das obrigações mínimas de qualidade de serviço comercial do agregador de eletricidade**.

Salienta-se que a ERSE refere no Documento Justificativo da proposta de reformulação do RQS que o estabelecimento de normas relativas à qualidade de serviço do agregador de eletricidade obriga a ter informação histórica sobre a atividade, o que não é possível dado tratar-se de uma atividade nova, pelo que **“é prudente estabelecer um mínimo de regras, evitando criar barreiras à entrada e ao desenvolvimento da atividade”** (realce nosso).

Contudo, apesar do referido, a ERSE propõe **amplas obrigações para o agregador**, tais como:

- i) Obrigatoriedade de disponibilização de atendimento telefónico e de atendimento por escrito – **artigo 46.º, n.º 1, alíneas b) e c)**;
- ii) Obrigações de registo no atendimento telefónico – **artigo 50.º**;

- iii) Obrigatoriedade de resposta a pedidos de informação e a reclamações e níveis de qualidade na resposta a reclamações e pedidos de informação iguais aos exigidos aos comercializadores – **artigos 56.º a 60.º e 62.º e 63.º**.
19. Consideramos que, por se tratar de uma atividade nova, como salienta a ERSE, deverá ser consagrado um **período transitório de 1 (um) ano sem ser exigível o cumprimento destes níveis de serviço para os agregadores em regime de mercado**.
20. O n.º 1 do artigo 146.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 dispõe que "(o) titular de registo de agregação de eletricidade tem os direitos e os deveres estabelecidos no artigo 136.º, com as necessárias adaptações, e na regulamentação aplicável". Seria importante que, sobretudo os deveres aplicáveis aos agregadores da referida lista do artigo 136.º, n.º 3, ficassem adequadamente especificados na regulamentação, uma vez que não resulta nada claro do regime legal quais são os deveres dos comercializadores que também se aplicam aos agregadores.
- Importaria também apurar se a ERSE irá disponibilizar formulários de reporte de informação pelos agregadores.
21. Formulamos ainda as seguintes observações a respeito de artigos específicos da proposta de RQS:
- **Artigo 29.º, relativo à atuação perante instalações de consumo ou de produção que perturbam a rede** – na alínea a) do n.º 3 deve referir-se o agregador em vez do comercializador, pelo que propomos a seguinte redação: "Produtor, e, caso aplicável, o respetivo **agregador**, no caso de instalações produtoras."
 - **Artigo 46.º, relativo aos meios de atendimento** – não é claro para nós se existe necessidade de desagregação de meios de atendimento para comercializador e agregador ou se basta no IVR ter escolha para o cliente. Admitimos que seja a segunda opção, mas importa clarificar.
 - **Artigo 50.º, relativo a obrigações de registo no atendimento telefónico** - No que respeita ao previsto no n.º 3 ("As entidades que não tenham completado 12 meses de atividade estão dispensadas do registo dos tempos de espera das chamadas recebidas no atendimento telefónico comercial e da avaliação prevista no artigo 56.º"), propomos a seguinte redação alternativa: "Os agregadores estão dispensados do registo dos tempos de espera das chamadas recebidas no atendimento telefónico comercial e da avaliação prevista no artigo 56.º pelo período de um ano a contar da data de entrada em vigor do novo regulamento".
 - **Artigo 51.º, relativo a obrigações de disponibilização do atendimento telefónico** – perguntamos qual o tipo de número a disponibilizar face, por um lado, ao previsto no artigo 5.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 59/2021, de 14 de julho, nos termos do qual "(a) entidade prestadora de serviços públicos essenciais é obrigada a disponibilizar ao consumidor uma linha para contacto telefónico, a qual deve ser uma linha gratuita para

o consumidor ou, em alternativa, uma linha telefónica a que corresponda uma gama de numeração geográfica ou móvel” e à **eliminação do disposto no n.º 6.**

- **Artigo 59.º, relativo a obrigações no âmbito da resposta a reclamações** – importa ter presente que, para que seja possível aos comercializadores (e agora também aos agregadores) cumprir o prazo de resposta de 15 dias úteis, é essencial que o prazo previsto para o ORD o permita. Com efeito, a Gold Energy pode incumprir o prazo de resposta ao cliente, respondendo fora dos 15 dias úteis, por responsabilidade do ORD, que pode não comunicar um prazo expectável para resposta (por ex. reclamação por leituras). Assim, a Gold Energy corre o risco de indicar ao cliente um novo prazo para resposta que fica completamente dependente da resposta de terceiros (ORD), pelo que este deve ter obrigação de responder a tempo de a Gold Energy responder aos seus clientes, evitando-se descontentamento por factos não imputáveis à Goldenergy.

Outro aspeto relevante deste artigo é a expressa previsão no **n.º 4** de que “(a)s entidades reclamadas devem responder por escrito às reclamações recebidas por escrito, bem como às reclamações para as quais o reclamante solicite expressamente resposta por escrito, independentemente do meio através do qual a reclamação foi apresentada”.

Até agora, apenas era obrigatório responder por escrito às reclamações relativas à qualidade da energia elétrica e às características do fornecimento de gás. A ERSE refere que esta obrigação mais abrangente não impede as entidades reclamadas de esclarecerem os reclamantes através de outros meios, nomeadamente o telefónico, desde que também o façam por escrito. Contudo, a experiência mostra que existem temas cuja resposta por escrito é complexa e de mais difícil compreensão pelos clientes (por ex., explicação de uma conta corrente). Assim, propõe-se que possa ser o cliente a decidir se a resposta verbal é ou não suficiente ou se a pretende receber em formato escrito e duradouro, em termos mais concisos do que os expostos verbalmente, na medida em que a chamada é gravada.

- **Artigo 63.º, relativo a reclamações relativas à faturação** – foi eliminada a referência aos ORD no n.º 1, que deve ser mantida. Desde logo, existem reclamações de faturação que necessitam da resposta do ORD para serem corretamente respondidas ao cliente (ex: correção de leituras iniciais, finais e ciclo, atuações no local de consumo).
- **Artigo 70.º, relativo a ativação remota do fornecimento – na alínea b) do n.º 1**, a redação deve ser “no prazo máximo de 24 horas a partir da hora e data preferencial indicada pelo cliente ao comercializador, na impossibilidade de cumprimento da hora e data preferencial indicada”. Tal vem na sequência de se atender às expectativas do cliente, ao qual foi dada possibilidade de indicar hora e data preferencial. Em caso de não ser possível atender ao pedido do cliente, esta situação irá originar frustração.

Na alínea c), importa esclarecer o que deve ser considerado como “urgência”. Quais os canais de envio do comercializador para o ORD a solicitar a ativação/desativação de fornecimento com urgência? Fica ainda por esclarecer a “baliza temporal” de início e fim

para contabilizar as 3 horas úteis (período laboral do comercializador, do ORD, de quem? Ex: se um pedido entra em *switching* às 21:00 e tipificado como urgente ficará ligado até às 00:00h?

- **Artigo 75.º, relativo a incumprimentos no âmbito da visita combinada** – Não concordamos que a compensação ao ORD seja sempre paga pelo comercializador, considerando os casos em que a visita foi combinada diretamente entre o ORD e o requisitante. De salientar os casos em que não é possível refletir este custo no requisitante por não ter sido ativado o contrato, o que se traduz em perdas para o comercializador.
- **Artigo 94.º, relativo ao valor das compensações relativas à continuidade de serviço no setor elétrico** – é proposto o aumento do montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço previstos no artigo 24.º, com o seguinte argumento: “(d)ado que nos anos 2022 e 2023 têm vigorado tarifas de acesso às redes com valores negativos nos vários níveis de tensão, a ERSE propõe modificar a redação do n.º 4 do artigo 94.º do RQS no sentido de o limite da compensação a cada cliente passar de 100% do montante pago anualmente pelo cliente pela respetiva tarifa de acesso às redes para 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes. Os valores médios das tarifas de uso das redes por nível de tensão e tipo de fornecimento, a usar para o cálculo dos limites das compensações, são publicados na diretiva que aprova as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços. Desta forma, preserva-se o nível do limite das compensações que vigorou nos últimos anos, excluindo os anos especialmente afetados pela crise dos mercados de energia que anulou o sobrecusto tarifário com a PRE e o transformou num excedente tarifário”.

A redação proposta para o n.º 4 do artigo 94.º é a seguinte: “(o) montante global de compensação a pagar a cada cliente, por incumprimento dos padrões individuais de continuidade de serviço, é limitado a 200% do montante pago pelo cliente no ano a que a compensação diz respeito pelo respetivo valor médio da tarifa de uso das redes”.

Para efeitos de simplificação, propomos que seja definido um valor fixo a título de compensação a pagar ao cliente, ajustada e proporcionada, assim se criando uma situação mais previsível para todos os envolvidos.

C. Regulamento do Autoconsumo

22. No nosso entendimento, o aspeto mais problemático da revisão do RAC respeita à disciplina da aquisição dos excedentes do autoconsumo pelo agregador de último recurso, pelo que reiteramos, face ao já referido em II.C e a respeito do RRC, a **necessidade de**

clarificação/reforço do carácter supletivo e temporalmente limitado da intervenção deste agente.

Desenvolvendo: no Documento Justificativo da proposta de reformulação do RAC refere-se que “o RAC passa a considerar o agregador de último recurso que, nos termos da legislação, em situações de inexistência de ofertas de agregadores de eletricidade em regime de mercado ou quando o agregador do excedente tenha ficado impedido de exercer a sua atividade, adquire supletivamente mediante solicitação, os excedentes do autoconsumo, recaindo sobre os autoconsumidores a obrigação de, num prazo máximo de quatro meses, contratualizar com um agregador registado a aquisição de eletricidade”.

Sucedo que este enquadramento (correto) não se encontra refletido no articulado da proposta de RAC, de onde não resulta o carácter supletivo e temporalmente limitado da aquisição dos excedentes pelo agregador de último recurso – cfr. artigo 8.º, n.º 9, alínea a) e artigos 13.º e 15.º a seguir transcritos. Atente-se, em particular, na redação do n.º 2 do artigo 15.º, de onde o que resulta é uma opção dos autoconsumidores entre transacionarem o excedente através de um agregador ou do agregador de último recurso!

“Artigo 13.º

Integração do excedente do autoconsumo em mercado

1 - Para efeitos de relacionamento comercial com o ORT no âmbito do presente Regulamento, a energia injetada na rede e considerada excedente nos termos do Capítulo III, é equiparada a produção.

2 - Podem integrar excedentes do autoconsumo, em mercado grossista, as entidades a que se referem o Artigo 8.º, o Artigo 9.º, o Artigo 13.º e o Artigo 14.º.

3 - A integração de excedentes do autoconsumo em mercado grossista implica que a entidade responsável por essa integração **seja ou** se constitua como agente de mercado nos termos da regulamentação aplicável, nomeadamente nos termos do RRC e do MPGGSROR. **[propomos aditar a parte assinalada]**

4 - A integração dos excedentes do autoconsumo nas carteiras das entidades responsáveis por essa integração segue os procedimentos previstos no RRC e no ROR, nomeadamente no que diz respeito à inscrição de unidades de produção e de armazenamento, e à responsabilidade pelos desvios à programação desses excedentes.

5 - O relacionamento comercial entre o ORT e a entidade responsável pela integração do excedente do autoconsumo em mercado grossista é enquadrado pelo contrato de adesão ao mercado dos serviços de sistema, bem como pela legislação e regulamentação aplicáveis, nomeadamente o RRC e o ROR.

6 - A partilha de energia em autoconsumo não é prejudicada pela suspensão ou cessação do contrato referido no número anterior”.

“Artigo 15.º

Relacionamento comercial entre os autoconsumidores e o agregador

1 - Quando a transação do excedente seja feita através do agregador de último recurso, as regras aplicáveis à contratação e à valorização do excedente seguem as disposições previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e no RRC.

2 - Quando os autoconsumidores optarem por transacionar o excedente através de um agregador que não seja o agregador de último recurso, a valorização do excedente é feita de acordo com o que for livremente negociado entre as partes.

3 - Nas restantes matérias relativas ao relacionamento comercial para venda do excedente a um agregador, aplicam-se as regras previstas no RRC e demais regulamentação da ERSE relativas à agregação de produção”.

Relativamente a este artigo propomos a seguinte redação alternativa, pelas razões acima indicadas:

“Artigo 15.º

Relacionamento comercial entre os autoconsumidores e o agregador

1 – Na transação do excedente entre um autoconsumidor e um agregador em regime de mercado, a valorização do excedente é feita de acordo com o que for livremente negociado entre as partes.

2 - Quando a transação do excedente seja feita supletivamente através do agregador de último recurso, as regras aplicáveis à contratação e à valorização do excedente seguem as disposições previstas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no RRC e no RT.

3 – (...).”

23. Importaria também, como já referido em II.D, evitar a dispersão de aspetos aplicáveis ao autoconsumo em vários regulamentos (RRC, RAC, RSRI), sendo este aspecto particularmente premente no que respeita à disponibilização de dados pelo ORD.

24. Formulamos ainda as seguintes observações a respeito de normas específicas da proposta de RAC:

- **Artigo 8.º (disposições gerais)** - consideramos que se trata de um artigo com temas demasiado relevantes para a epígrafe usada e que as matérias deveriam constar de vários artigos ou passar para os artigos mais específicos já existentes. Em qualquer caso, a respeito deste artigo consideramos que importaria efetuar as seguintes precisões:
 - **No n.º 1**, deveria acrescentar-se, na parte final, “diretamente, ou através de agregador”;

- **No n.º 9, alínea a),** deveria clarificar-se que o excedente do autoconsumo se pode transacionar apenas supletivamente através do agregador de último recurso: “Através de agregador, incluindo **supletivamente** o agregador de último recurso” (*ver observações supra*);
- **No n.º 9, alínea c),** deveria elucidar-se que se trata da modalidade de comercialização entre pares, tal como concretizada regulamentarmente pela ERSE;
- **O n.º 12 cria dúvidas relativamente ao que deixou de existir em termos de celebração com o ORT de um contrato de uso de redes aplicável a produtores** – veja-se que o n.º 4 do artigo 13.º refere que o relacionamento comercial entre o ORT e a entidade responsável pela integração do excedente do autoconsumo no mercado grossista é enquadrado apenas pelo contrato de adesão ao mercado dos serviços de sistema, sendo o contrato de uso de redes agora celebrado apenas com os ORD, independentemente do nível de tensão a que a instalação estiver ligada, conforme se prevê no artigo 9.º da proposta de RAC.

D. Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes (RSRI)

25. Em concretização do disposto no n.º 1 do artigo 282.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do Despacho n.º 14064/2022, de 6 de dezembro, que aprova o cronograma de instalação dos contadores inteligentes e a sua integração nas infraestruturas das redes inteligentes, o artigo 3.º, n.º 1 da proposta de RSRI passa a dispor que “(o) desenvolvimento de redes de distribuição inteligentes, nos termos e prazos estabelecidos na legislação, é uma obrigação dos ORD BT, a quem cabe a implementação da infraestrutura tecnológica e dos procedimentos necessários”.
26. A proposta de RSRI vem, nas palavras da ERSE, obrigar a uma recolha diária de diagramas de carga para todas as instalações integradas em redes inteligentes (artigo 11.º - Dados a recolher pelos ORD BT nas instalações integradas nas redes inteligentes), em benefício dos diversos intervenientes (titulares das instalações, operadores das redes, comercializadores, agregadores), alinhando-se a prática da BTN integrada em rede inteligente com a dos restantes níveis de tensão e de fornecimento, sendo ainda harmonizada, para a própria BTN, o tratamento das diversas instalações (produção, armazenamento, consumo, iluminação pública, mobilidade elétrica, autoconsumo).
27. Desta realidade deverão decorrer consequências importantes, no plano factual, para os consumidores e para a transmissão de dados relevantes aos comercializadores e agregadores (artigo 14.º - Disponibilização de dados de consumo e de injeção na rede), para que lhes seja possível oferecer novos serviços e melhorar a interação com os clientes.

Consideramos, assim, essencial que as alterações introduzidas venham beneficiar efetivamente o sistema e todos os envolvidos e não sejam apenas um pretexto para, logo num primeiro momento, impossibilitar ou limitar significativamente a utilização de estimativas para faturação aos clientes por parte dos comercializadores.

28. Formulamos, em seguida, as seguintes observações a respeito de alguns artigos da proposta de RSRI:

“Artigo 2.º

Siglas e definições

n.º 2

c) **Cliente** – *pessoa singular ou coletiva que compra energia elétrica para consumo próprio, incluindo a fase pré-contratual;*

[**não entendemos o pretendido com a parte final, que assinalamos a negrito e sublinhado, pelo que sugerimos a reformulação**]

q) *Utilizador da rede de distribuição – uma pessoa singular ou coletiva que abastece uma rede de distribuição [produtor, autoconsumidor e cliente?] ou é por ela abastecida;*

consideramos esta definição pouco clara, nomeadamente para efeitos da aplicação do artigo 5.º (direitos dos sujeitos intervenientes) e do artigo 6.º (obrigações dos sujeitos intervenientes), a seguir transcritos. Acresce que em vários artigos se mantém a referência a “cliente”, gerando confusão]

“Artigo 5.º

Direitos dos sujeitos intervenientes

1 - Os ORD BT têm o direito de aceder aos contadores alojados nas instalações elétricas dos [**clientes – redação anterior**] ~~utilizadores das redes de distribuição~~, de recolher os dados necessários à implementação dos serviços previstos no presente Regulamento e de recolher dados para efeitos de operação, gestão e desenvolvimento da rede de distribuição.

2 - Caso os [**clientes – redação anterior**] ~~utilizadores das redes de distribuição~~ impeçam o acesso do respetivo ORD BT ao contador, aplicam-se as regras previstas no RRC relativas às interrupções por facto imputável ao cliente.

3 - Os comercializadores, os agregadores, o OLMCA e as entidades terceiras com acesso aos dados de energia, mediante o consentimento do titular dos dados, se aplicável, têm o direito de tratar esses dados, devendo observar as regras de proteção de dados.

Página 24 de 33

4 - Os **[clientes – redação anterior]** ~~utilizadores das redes de distribuição~~ têm o direito de aceder aos serviços definidos no presente Regulamento, de utilizar a informação disponível nos contadores através dos procedimentos normalizados, bem como de consentir e retirar o consentimento, quando aplicável, para tratamento dos seus dados de energia”.

“Artigo 6.º

Obrigações dos sujeitos intervenientes

1 - Aos ORD BT cabe a [**responsabilidade pela instalação dos equipamentos de medição e da restante infraestrutura tecnológica, bem como a” nota: apesar do agora previsto no artigo 3.º, n.º 1 – obrigação de desenvolvimento de redes de distribuição inteligentes - consideramos que se deve manter aqui a referência a essa obrigação, ainda que por remissão]** prestação de serviços que permitam uma utilização eficaz e completa das potencialidades das redes inteligentes, designadamente pelos comercializadores, **pelos agregadores [acrescentar]** e pelos **[clientes – redação anterior]** ~~utilizadores das redes de distribuição~~.

2 - Aos comercializadores cabe a responsabilidade de apresentar informação completa, compreensível e adequada às condições de prestação dos serviços disponíveis nas instalações dos seus clientes, bem como disponibilizar os serviços nos termos definidos no presente Regulamento.

3 - Os **[clientes – redação anterior]** ~~utilizadores das redes de distribuição~~, ou os respetivos comercializadores ou agregadores, devem comunicar aos ORD BT as situações, que sejam do seu conhecimento, que indiciem mau funcionamento do contador ou interferência de terceiros, não autorizados, no mesmo”.

“Artigo 7.º

Comunicação dos ORD BT e dos comercializadores relativa à instalação de contador inteligente e à disponibilização dos serviços das redes inteligentes

(...)

5 - Os ORD BT devem manter *permanentemente atualizada e disponível para os clientes e para os comercializadores e agregadores [acrescentar]* informação sobre os serviços e sobre a utilização dos contadores integrados nas redes inteligentes.

7 - Os comercializadores devem, no estabelecimento de novo contrato que corresponda a uma mudança de titular ou a uma ativação de fornecimento, fornecer ao cliente a informação prevista no n.º 3, quando o contrato corresponda a uma instalação que tenha instalado um contador inteligente, ou a informação prevista nos números n.ºs 3 - e 4, quando o contrato corresponda a uma instalação que esteja integrada numa rede inteligente.

8 - A informação prevista no número anterior deve estar disponível nas páginas de internet dos comercializadores devendo, quando solicitada, ser disponibilizada gratuitamente por escrito”.

Propomos eliminar o n.º 8, por se tratar de uma obrigação que é dos ORD e que, em qualquer caso, envolveria fluxos adicionais de comunicação com o ORD, com risco de imprecisão na informação transmitida aos clientes”.

“Artigo 27.º

Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT

1 - O incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS) constitui um complemento remuneratório atribuído aos ORD BT pela disponibilização de serviços das redes inteligentes.

2 - O incentivo INS aplica-se exclusivamente a instalações de consumo em BT integradas em redes inteligentes, nos termos do n.º 2 - do Artigo 8.º.

3 - O incentivo é integrado na parcela de ajustamento do ano t-2 dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira e na Região Autónoma dos Açores, de acordo com o RT”.

Artigo 28.º

Metodologia de cálculo do incentivo

(...)

Fazemos apenas a observação de ponderar passar a matéria prevista no artigo 28.º para o RT, em linha com o disposto na parte final do n.º 3 do artigo anterior.

“Artigo 27.º

Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT

1 - O incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS) constitui um complemento remuneratório atribuído aos ORD BT pela disponibilização de serviços das redes inteligentes.

2 - O incentivo INS aplica-se exclusivamente a instalações de consumo em BT integradas em redes inteligentes, nos termos do n.º 2 - do Artigo 8.º.

3 - O incentivo é integrado na parcela de ajustamento do ano t-2 dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em

Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira e na Região Autónoma dos Açores, de acordo com o RT”.

Artigo 28.º

Metodologia de cálculo do incentivo

(...)

Fazemos apenas a observação de ponderar passar esta matéria para o RT, em linha com o disposto na parte final do n.º 3 do artigo anterior.

E. Regulamento Tarifário (RT)

29. Novamente, o aspeto introduzido na revisão do Regulamento Tarifário que consideramos mais problemático para a nossa atividade respeita à disciplina da atividade regulada de Agregação de Último Recurso no RT.

A proposta de RT inclui, com especial relevância para análise:

- i. Metodologias de definição dos proveitos permitidos do Agregador de Último Recurso;
 - ii. Definição das tarifas de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na RESP.
30. No que respeita à consagração de metodologias de definição dos proveitos permitidos do Agregador de Último Recurso, a ERSE propõe a separação do cálculo de proveitos em duas atividades reguladas, para as quais se requer a separação de contas para efeitos de regulação (artigo 11.º-A):
- a) Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida – esta atividade é exercida com caráter de obrigação pelo Agregador de Último Recurso [proveitos permitidos previstos no artigo 133.º-A];
 - b) Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em mercado e de Excedentes de Autoconsumo – esta atividade é exercida pelo Agregador de Último Recurso apenas quando não exista oferta de agregadores de eletricidade em regime de mercado ou quando o agregador com quem se contratualizou a venda de excedentes tenha ficado impedido de exercer a atividade de agregador de eletricidade (caráter supletivo) [proveitos permitidos previstos no artigo 133.º-B].

Relativamente à alínea b), e segundo a ERSE, “os proveitos a recuperar na atividade de [Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em mercado e de Excedentes de Autoconsumo] do Agregador de Último Recurso corresponderão à diferença, incluindo ajustamento de anos anteriores, entre os custos associados à aplicação das tarifas de referência das aquisições de energia e as receitas das vendas dessa energia que forem

efetivamente obtidas, deduzida dos custos de funcionamento e dos custos inerentes à venda da energia efetivamente ocorridos que são imputados à atividade, isto é, que não são imputados aos produtores.

Segue-se a transcrição do artigo 133.º-B (realce a amarelo no original), cuja complexidade e indeterminabilidade de certos fatores não permitem apurar o resultado final dos proveitos do Agregador de Último Recurso:

Artigo 133.º-B

Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo

1 - Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, no ano t, são dados pela expressão:

$$\tilde{R}_{CVPREAC,t}^{AUR} = \tilde{DifC}_{CVPREAC,t}^{AUR} + \tilde{C}_t^{AUR} - \Delta \tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} - \Delta \tilde{R}_{CVPREAC,t-2}^{AUR} \quad (104G)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPREAC,t}^{AUR}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstos para o ano t

$\tilde{DifC}_{CVPREAC,t}^{AUR}$ Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, nos termos previstos na legislação, previsto para o ano t

\tilde{C}_t^{AUR} Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.

$\Delta \tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR}$ Valor estimado do ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, no ano t-1 a incorporar no ano t

$\Delta \tilde{R}_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$ Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, calculado com base em valores reais

2 - O diferencial de custo ($\tilde{\text{Dif}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}}$) é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\tilde{\text{Dif}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}} = \tilde{\text{C}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}} - \tilde{\text{V}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}} + \tilde{\text{O}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}} \quad (104H)$$

em que:

$\tilde{\text{C}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}}$	Custos com aquisição de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstos para o ano t
$\tilde{\text{V}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}}$	Receitas das vendas de energia elétrica de produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, previstas para o ano t
$\tilde{\text{O}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}}$	Outros custos relativos a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstos para o ano t

3 - Os custos de funcionamento ($\tilde{\text{C}}_{\text{fCVPREAC},t}^{\text{AUR}}$) previstos na expressão (104G) são dados por:

$$\tilde{\text{C}}_{\text{fCVPREAC},t}^{\text{AUR}} = \tilde{\text{C}}_{\text{E}}^{\text{AUR}} + \tilde{\text{A}}_{\text{m}}^{\text{AUR}} + \tilde{\text{A}}_{\text{ct}}^{\text{AUR}} \times \frac{\tilde{\text{r}}_{\text{CVPREAC},t}^{\text{AUR}}}{100} \quad (104I)$$

em que:

$\tilde{\text{C}}_{\text{E}}^{\text{AUR}}$	Custos de exploração afetos à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstos para o ano t
$\tilde{\text{A}}_{\text{m}}^{\text{AUR}}$	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações do imobilizado participado, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstas para o ano t
$\tilde{\text{A}}_{\text{ct}}^{\text{AUR}}$	Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e participações, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

$\tilde{A}_{CVPREAC,t}^{AUR}$ Valor médio do ativo fixo, líquido de amortizações e participações, afeto à atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previsto para o ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no final do ano

4 - O ajustamento $(\Delta\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR})$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} = \left(\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} - \tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} \right) \times \quad (104)$$

$$\times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right)$$

em que:

$\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR}$ Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes do autoconsumo, previstos transferir em t-1 pelo operador da rede de distribuição e decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes

$\tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR}$ Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, determinado com base nos valores previstos para o ano t-1 em curso, calculados pela expressão (80)

i_{t-1}^E Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1

δ_{t-1} Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

5 - O ajustamento $(\Delta R_{CVPREAC,t-2}^{AUR})$ é calculado de acordo com a seguinte expressão:

(104K)

$$\Delta R_{CVPREAC,t-2}^{AUR} = \left[\left(R_{CVPREAC,t-2}^{AUR} - R_{CVPREAC,t-2}^{AUR} \right) \times \left[\left(1 + \frac{i_{t-2}^E + \delta_{t-2}}{100} \right) - \Delta R_{CVPREAC,prov}^{AUR} \right] \right] \times \left(1 + \frac{i_{t-1}^E + \delta_{t-1}}{100} \right)$$

em que:

$R_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$	Proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, transferidos em t-2 pelo operador da rede de distribuição e decorrentes da aplicação da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes
$R_{CVPREAC,t-2}^{AUR}$	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo, determinado com base nos valores reais, calculados pela expressão (80)
i_{t-2}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários do ano t-2
δ_{t-2}	Spread no ano t-2, em pontos percentuais
$\Delta R_{CVPREAC,prov}^{AUR}$	Valor do ajustamento provisório calculado nas tarifas do ano t-1 relativo ao ano t-2 de acordo com o número 4, incluído nos proveitos regulados do ano em curso como sendo o valor $\left(\Delta \tilde{R}_{CVPREAC,t-1}^{AUR} \right)$
i_{t-1}^E	Taxa de juro Euribor a doze meses, média, determinada com base nos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano t-1
δ_{t-1}	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.

31. No que respeita à definição de tarifas de referência do Agregador de Último Recurso, são aditados os artigos 26.º-A, 111.ª-A e 181.º-A.

O Decreto-Lei n.º 15/2022 estabelece que nas situações de aquisição supletiva pelo Agregador de Último Recurso, tanto a produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis (com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação

superior a 10 MVA), como a autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP, aplicam-se as tarifas de referência definidas pela ERSE [art.º 148.º, n.º 2].

Segundo a ERSE, as tarifas de referência do Agregador de Último Recurso proporcionam uma remuneração da aquisição supletiva a produtores que é idêntica à prevista anteriormente para a atuação transitória do CUR em substituição do facilitador de mercado (que acabou por nunca ser criado).

32. Transitoriamente, até que seja atribuída a licença de Agregador de Último Recurso, cabe ao CUR assegurar a aquisição de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, desde que a potência de ligação atribuída não exceda 1 MW, incluindo o excedente de autoconsumo [art.º 288.º, n.º 1 e n.º 2]. Nesse âmbito, a remuneração dessa energia é determinada pela expressão seguinte [art.º 288.º, n.º 5]:

5 — Nos casos referidos no n.º 1 a remuneração da energia elétrica fornecida à RESP é calculada de acordo com a seguinte expressão:

$$Rm_{i,m} = En_{i,m} \times Pr_{MIBEL-PT,m} - Enc_{i,m}$$

sendo:

- a) « $Rm_{i,m}$ », a remuneração da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m , em €;
- b) « $En_{i,m}$ », a energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m , em kWh;
- c) « $Pr_{MIBEL-PT,m}$ », a média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol, ajustada ao perfil de produção do produtor i , relativos ao mês m , em €/kWh;
- d) « $Enc_{i,m}$ », os encargos, nos termos definidos pela ERSE, suportados com a representação em mercado do produtor i , nomeadamente os desvios à programação, devido à participação na área portuguesa do MIBEL, as tarifas de acesso às redes e outros encargos, relativos ao mês m , em €;
- e) « m », o mês a que se refere a contagem da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i .

“Artigo 26.º-A

Tarifas a aplicar pelo agregador de último recurso

1 - O agregador de último recurso aplica as tarifas de referência de aquisição supletiva de eletricidade aos produtores de energia renovável e aos autoconsumidores que injetem energia excedentária na rede elétrica de serviço público, nos termos legalmente definidos.

2 - As tarifas de referência são calculadas nos termos dos **Artigo 111.º - A” e 181.º-A.”**

[este artigo deve remeter também para o artigo 181.º-A, que contém a metodologia de cálculo das tarifas de referência do Agregador de Último Recurso]

“Artigo 111.º - A

Tarifas de referência do agregador de último recurso

1 - À aquisição supletiva de eletricidade pelo agregador de último recurso a produtores de energia renovável e a autoconsumidores que injetem energia excedentária na rede elétrica de serviço público, nos termos legalmente definidos, são aplicáveis tarifas de referência correspondentes à aquisição de energia e ao serviço de agregação prestado pelo agregador de último recurso.

2 - As tarifas de referência proporcionam uma remuneração calculada a partir das seguintes parcelas:

- a) Parcela relativa à valorização da energia aos preços do mercado diário do MIBEL;
- b) Parcela relativa aos encargos suportados com a representação em mercado, nomeadamente os desvios à programação, devido à participação no MIBEL, e outros encargos;
- c) Parcela relativa aos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.”

IV. CONCLUSÃO

A Goldenergy e a Axpo Portugal compreendem, no essencial, as propostas da ERSE no âmbito da extensa revisão regulamentar do setor elétrico determinada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, esperando, com os comentários apresentados, contribuir de algum modo para a tão exigente tarefa de redesenho do edifício regulamentar do setor energético face a uma realidade em profunda mutação.

Tomamos a liberdade de voltar a salientar que as modificações ora introduzidas pela revisão regulamentar implicam alterações significativas dos sistemas de informação e de formação das equipas, pelo que solicitamos que seja definido um período de transição adequado para a respetiva concretização e implementação.