

# CONSULTA PÚBLICA 113

## RELATÓRIO

### Reformulação do Regulamento de Relações Comerciais

SETORES ELÉTRICO E GÁS



ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA</b>	<b>3</b>
2.1	Fornecimento supletivo de energia	3
2.2	Extinção de tarifas reguladas	5
2.3	Modalidades de contratação e agregação	7
2.3.1	Regime geral	7
2.3.2	Comercialização entre pares	9
2.4	Agregação de último recurso	12
2.5	Relacionamento Comercial do OLMCA	14
2.6	Alteração unilateral do contrato pelo comercializador e período de fidelização	17
2.7	Explicitação de encargos na fatura	19
2.8	Redução da potência contratada por facto imputável ao cliente	22
2.9	Contratos de eletricidade a preços indexados, fixos e dinâmicos	23
2.10	Medição, leitura e disponibilização de dados	25
2.10.1	Estimativas de consumo	25
2.10.2	Estimativas de injeção	28
2.10.3	Comunicação com os clientes no âmbito da instalação de equipamento de medição	30
2.10.4	Duplo equipamento de medição	32
2.10.5	Características dos equipamentos de medição	34
2.10.6	Controlo da potência em clientes de Baixa Tensão Normal	35
2.10.7	Medição interna	36
2.11	Ligações às redes	38
2.11.1	Instalações de armazenamento	38
2.11.2	UPAC	39
2.11.3	Acesso às redes com restrições	41
2.11.4	Produtores de gás	42
2.11.5	Encargos de comparticipação nas redes	44
2.11.6	Informação a prestar pelo ORD	45
2.12	Obrigações de disponibilização de preços de referência em BT	46
2.13	Preços regulados	46
<b>3</b>	<b>OUTRAS PROPOSTAS E ADAPTAÇÕES COLOCADAS EM CONSULTA</b>	<b>48</b>
3.1	Clarificação do regime da caução	48
3.2	Acertos e periodicidade de faturação	49
<b>4</b>	<b>TEMAS ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA</b>	<b>52</b>
4.1	Interrupções por facto imputável ao cliente	52

4.2	Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento .....	52
4.3	Relacionamento comercial de redes de distribuição fechadas.....	53
4.4	Zonas Livres tecnológicas .....	55
4.5	Projetos-Piloto.....	55
4.6	Ligações às redes setor elétrico.....	57
<b>4.6.1</b>	<b>Obrigações de ligação e procedimentos de solicitação e anulação de ligação.....</b>	<b>57</b>
4.6.2	Comunicação de interrupções do fornecimento .....	60
<b>4.6.3</b>	<b>Ligações eventuais e provisórias.....</b>	<b>61</b>
4.6.4	Ligação entre redes de distribuição.....	62
4.6.5	Nível de tensão de ligação à rede .....	63
4.6.6	Construção de elementos de ligação à rede e pagamento de encargos .....	63
4.7	Faturação da Potência contratada entre operadores das redes de distribuição.....	64
4.8	Condições para o estabelecimento de ligação à rede de gás .....	65
4.9	Potência Contratada e opções tarifárias .....	66
4.10	Faturação das tarifas de acesso às redes.....	69

## 1 INTRODUÇÃO

Em 28 de março de 2023, a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) lançou a [Consulta Pública n.º 113](#) que incluiu a proposta de revisão do Regulamento de Relações Comerciais dos setores elétrico e do gás (RRC) acompanhada do respetivo documento justificativo, que expôs os fundamentos e o sentido das alterações propostas.

A mencionada proposta de revisão regulamentar proposta pela ERSE incluiu, no caso do RRC, como principais temas de alteração os seguintes:

- Fornecimento Supletivo de Energia
- Extinção de Tarifas Transitórias
- Modalidades de Contratação e de Agregação
- Agregação de Último Recurso
- Aspetos do relacionamento comercial com clientes
- Intermediação na comercialização
- Relacionamento comercial do OLMCA
- Alteração Unilateral do Contrato pelo Comercializador
- Medição, leitura e disponibilização de dados
- Ligações às redes
- Obrigação de disponibilização dos preços de referência em BT
- Preços de serviços regulados

Adicionalmente, foram trazidos ao procedimento pelos comentários recebidos um segundo conjunto de temas que foram considerados relevantes, nomeadamente:

- Clarificação do regime da caução
- Acertos e periodicidade de faturação

- Interrupções por facto imputável ao cliente
- Medição a tensão diferente da tensão de fornecimento
- Relacionamento comercial de redes de distribuição fechadas
- Zonas Livres tecnológicas
- Projetos Piloto
- Ligações às redes setor elétrico
- Faturação da Potência contratada entre operadores das redes de distribuição
- Condições para o estabelecimento de ligação à rede de gás
- Potência Contratada e opções tarifárias
- Faturação das tarifas de acesso às redes

No presente documento sistematizam-se os contributos recebidos e a ponderação que a ERSE fez, agregados por temas principais objeto de comentários, no capítulo 2, relativamente a temas inicialmente considerados na consulta pública. Esta sistematização de temas inclui a descrição geral dos comentários recebidos e a explicitação da decisão da ERSE com a justificação às alterações ou a manutenção da proposta sujeita a consulta.

Nos capítulos 3 e 4 do presente documento são ainda apresentados, de forma igualmente sistematizada, os comentários recebidos na consulta pública que configuram adaptação de temas colocados em consulta ou que não tenham sido incluídos na proposta da ERSE. Em relação a estes temas, a sistematização efetuada segue a mesma abordagem seguida para os temas antes mencionados, explicitando-se, além da síntese descritiva do tema em causa, a decisão da ERSE com a respetiva justificação.

Os comentários recebidos, considerados para efeitos deste documento e da formação da decisão da ERSE, salvo menção expressa em contrário pelo interessado, são divulgados na íntegra no site da ERSE, salvaguardados os direitos das pessoas singulares no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais.

## 2 TEMAS PRINCIPAIS COLOCADOS EM CONSULTA

### 2.1 FORNECIMENTO SUPLETIVO DE ENERGIA

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O quadro legal, através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer o dever de o comercializador de último recurso assegurar o fornecimento supletivo de eletricidade a clientes nas situações em que o comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade ou nas situações de ausência de oferta de eletricidade em mercado, pelo tempo em que essa ausência se mantenha. O mesmo quadro legal estabelece um período máximo de quatro meses para o fornecimento supletivo aos clientes pelo comercializador de último recurso, nas situações em que um comercializador em regime de mercado tenha ficado impedido de exercer a sua atividade. Estabelece ainda que o comercializador de último recurso notifique os clientes abrangidos de que é o seu novo comercializador e que devem mudar para um comercializador em regime de mercado até ao final do prazo indicado.

A proposta do RRC concretizou, de forma mais fina, o regime legal mencionado e desenvolveu o regime de fornecimento supletivo já existente no RRC, adotando o prazo máximo de 4 meses nas situações de impedimento do comercializador em regime de mercado e estendendo esta disposição às situações de ausência de oferta em mercado e às situações em que o fornecimento seja assegurado a um outro comercializador de último recurso para garantia do regime de comercialização de último recurso aos clientes finais, por decisão da ERSE.

A proposta veio ainda concretizar o conjunto de obrigação de prestação de informação pelo comercializador de último recurso, devendo este alertar os clientes que acolheu em regime supletivo para as consequências da não contratação findo o prazo (de 4 meses) estabelecido. Tais consequências passam pelo estabelecimento de um mecanismo de transferência automatizado, ainda que em regime de procedimento concorrencial, dos agregados de clientes para o fornecimento por comercializador de mercado.

De forma geral, o regime supletivo para o fornecimento de energia foi estendido, com as necessárias adaptações, para a oferta de serviços de agregação, assumindo o agregador de último recurso o papel que, no fornecimento, é assumido pelo comercializador de último recurso.

## **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Os comentários recebidos, expressando uma concordância geral com a proposta formulada pela ERSE, ainda assim mencionam haver vantagem em proceder-se a um maior detalhe e concretização dos procedimentos concorrenciais pelos quais se concretiza a transferência para regime de mercados de clientes (ou autoconsumidores ou clientes de serviço de agregação de último recurso), que não o tenham efetuado proactivamente, nos prazos regulamentados.

Por outro lado, no caso específico do regime supletivo que é determinado por ausência de oferta (de fornecimento ou de agregação, consoante o caso), são formulados comentários no sentido de expressar vantagem em serem melhor concretizados os termos pelos quais se evidencia e fundamenta a referida ausência de oferta. Neste quadro, são aduzidas razões de especial complexidade e peso administrativo excessivo na exigência de fundamentos muito estritos ou documentados para a materialização da referida ausência de oferta.

Num outro plano, foi igualmente sugerido que o regime supletivo pudesse apenas aplicar-se uma vez concretizada a extinção de todas as tarifas a praticar pelo comercializador de último recurso.

## **DECISÃO DA ERSE**

No que concerne ao regime supletivo, em sentido mais geral, entendeu a ERSE, com base nos comentários recebidos em consulta pública, centrar as alterações ao texto regulamentar proposto nas normas relativas aos requisitos de comprovação de ausência de oferta, que passam a depender apenas da autodeclaração do interessado. Esta opção, no entender da ERSE, justifica-se por razões de simplificação processual e administrativa, que não implica excessiva oneração da carteira dos comercializadores de último recurso ou agregador de último recurso com clientes que sustentam falta de oferta, porquanto se espera que este conjunto de situações seja limitado em número e, em acréscimo, restringido temporalmente pelo período máximo de permanência.

No que respeita à efetivação do regime supletivo condicionado à conclusão do processo de extinção de tarifas, entende a ERSE que tal não deve acontecer, não apenas porque não é esse o enquadramento legal, como igualmente as situações que determinam a aplicação do regime supletivo são independentes da extinção de tarifas reguladas.

As alterações concretizadas ao texto regulamentar têm expressão no artigo 252.º (fornecimento) e no artigo 283.º (agregação) da redação final do RRC.

## 2.2 EXTINÇÃO DE TARIFAS REGULADAS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, veio estabelecer a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e Baixa Tensão Especial (BTE), para 2021 e 2022, respetivamente, e aos fornecimentos de gás natural em BP, para 2022. Posteriormente, no quadro da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2020, veio a fixar-se em 31 de dezembro de 2025 a data de extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN). Com a publicação do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro são confirmadas as datas de extinção das tarifas transitórias para fornecimentos em BTE e em BTN, para, respetivamente, 31 de dezembro de 2022 e 31 de dezembro de 2025.

Por outro lado, o Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro estabelece, relativamente ao processo de extinção de tarifas transitórias que os comercializadores de último recurso que as aplicam devem informar do facto os respetivos clientes, com pelo menos seis meses de antecedência relativamente à data da mencionada extinção. Este diploma estabelece ainda que, findo o prazo de aplicação das tarifas transitórias, deve a ERSE estabelecer as regras aplicáveis aos clientes que, na data de extinção das tarifas, não hajam celebrado um contrato de fornecimento com um comercializador em regime de mercado.

Atento este enquadramento legal, a ERSE, na proposta de revisão do RRC colocada em consulta pública, veio promover o estabelecimento de obrigações de informação, prévia, aos clientes relativamente à extinção de tarifas transitórias, incluindo a que promove uma maior literacia de contratação, bem como o estabelecimento de um regime de migração automatizada, findo o prazo legal de aplicação da tarifa transitória, que se materializa na integração destes num procedimento de fornecimento supletivo durante 4 meses, período no qual decorre a preparação de um procedimento concursal, com regras definidas pela ERSE, para transferência daqueles clientes para o fornecimento por comercializador em regime de mercado.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A respeito da extinção de tarifas reguladas, o conjunto de comentários formulados em consulta pública, de entre os quais se conta o parecer do Conselho Consultivo, aponta no sentido de haver vantagem em clarificar e enquadrar o tratamento a conferir à atual carteira de clientes não BTN em fornecimento pelo comercializador de último recurso, para os quais existe já um limiar de extinção de tarifas concretizado. Os próprios comercializadores de último recurso do SEN expressam que, não obstante, não existem, atualmente, tarifas transitórias para clientes fornecidos em níveis de tensão superiores a BTN, a sua atual carteira do continua a incluir clientes ligados em BTE, MT, AT e MAT.

Por outro lado, num plano de avaliação concorrencial, é mencionado que as tarifas transitórias tendem a prejudicar a consolidação do processo concorrencial no mercado retalhista da energia elétrica, ao contrário da que seria a sua função principal. Em particular, as tarifas transitórias podem constituir pontos focais para o alinhamento de preços entre os comercializadores no mercado liberalizado (colusão tácita), oneram os consumidores menos propensos à mudança de comercializador e tendem a diminuir significativamente o número de comercializadores no mercado liberalizado. Assim, é reiterada a importância de extinguir as tarifas transitórias e desenvolver medidas alternativas a essas tarifas.

Já quanto ao processo de transferência de carteira de clientes no âmbito do fim do prazo do regime supletivo, refere-se ainda a necessidade de clarificar o que sucede aos clientes que se mantenham na carteira do comercializador de último recurso, caso não seja identificado um comercializador em regime de mercado no decurso do procedimento concorrencial realizado, ou caso este procedimento não seja concluído no prazo estabelecido de 4 meses.

## DECISÃO DA ERSE

Atentos os comentários recebidos em consulta pública, e tendo em atenção que os mesmos se pronunciam no sentido de ampla aceitação do regime proposto pela ERSE, ainda assim decidiu concretizar-se alteração de redação que torne claro o prazo a partir do qual se deve prever o estabelecimento de mecanismo de transferência para o mercado dos clientes que, no presente, estando em fornecimento por um comercializador de último recurso (CUR), têm o respetivo limiar de tarifa já legalmente extinto.

Foi, assim, opção da ERSE estabelecer que o início do prazo, único de 4 meses, para prorrogação de contrato de fornecimento por um CUR se iniciasse uma vez decorridos 60 dias da entrada em vigor do novo RRC. Esclarece-se, assim, o regime aplicável àquele conjunto de clientes, desde logo para que não se

considere já iniciado o prazo de prorrogação contratual, que apenas o novo quadro regulamentar estabelece, mas que se associa a um limiar legal de extinção de tarifas já concretizado.

Importa, ainda assim, recordar que a cadência e a profundidade do processo de extinção de tarifas é decidido no plano legal, não podendo a ERSE antecipar regulamentarmente os prazos que a lei defina ou estabelecer rumo distinto do aí prescrito. Já quanto ao conjunto de possíveis comportamentos de caráter colusivo, estes, a existirem, devem ser detetados e punidos primariamente com o recurso a uma monitorização do mercado, mais do que a um procedimento administrativo que os não elimina ou previne na totalidade.

Esta alteração é concretizada com a redação de novo artigo no RRC (artigo 241.º da redação final).

## **2.3 MODALIDADES DE CONTRATAÇÃO E AGREGAÇÃO**

### **2.3.1 REGIME GERAL**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

O quadro legal europeu aplicável ao mercado interno da energia prevê a concretização de um conjunto de novos operadores económicos, designadamente as atividades de agregação independente e de representação em mercado. Expressou a ERSE, no documento justificativo que acompanhou a proposta de desenvolvimento regulamentar, que, em anterior processo de revisão do RRC, já se havia consagrado o essencial das disposições relativas à integração do património regulamentar para a atuação de agregadores independentes. Todavia, com a publicação do Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro estendeu-se e sistematizou-se a atuação dos agregadores em regime de mercado e em regime de último recurso, também por referência à sua articulação com concretização das modalidades de autoconsumo.

No contexto regulamentar ainda em vigor, a atuação da agregação independente concretizou-se de forma muito articulada com a atividade de comercialização de energia, razão pela qual as duas atividades se cumulavam na mesma pessoa jurídica. Sucede, porém, que o mencionado Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro veio explicitamente prever a autonomização das duas atividades, atribuindo-lhes inclusivamente registos distintos, sem prejuízo dos agentes que já cumulam as duas atividades à data da sua publicação.

Neste quadro geral, a proposta de revisão regulamentar previu a existência de normas específicas para o relacionamento comercial dos agregadores independentes ou em regime de mercado, que remetem para o livre estabelecimento de condições entre as partes contratantes.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

O sentido geral dos comentários recebidos em sede de consulta pública para a revisão regulamentar, no que ao contexto das modalidades de contratação e de agregação, com exceção do que se refere a comercialização entre pares – que tem tratamento autónomo no presente documento – expressou uma concordância muito abrangente com o princípio de vinculação da contratação de agregação em mercado ao acordo e negociação entre contraentes.

Em todo o caso, foram, a respeito da concretização da contratação em agregação, expressas dúvidas quanto à admissibilidade de poder ter um agregador a fornecer energia a clientes finais de forma equiparada à atividade de comercialização de energia em regime retalhista. Em concreto é referido que não existirá base legal suficiente para que a atuação de um agregador se possa assimilar a de um comercializador retalhista em regime de mercado.

Por outro lado, de forma articulada com as considerações efetuadas ao quadro regulamentar do autoconsumo, ainda assim, foi expressa na consulta a preferência por se estabelecer um conjunto mínimo de obrigações de transparência da informação a ser divulgada pelo agregador em regime de mercado, de modo a assegurar o desenvolvimento da literacia e defesa de interesses de autoconsumidores de menor dimensão ou clientes do serviço de agregação de igual pequena dimensão.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Atentos os comentários recebidos, e efetuada uma ponderação dos mesmos, entendeu a ERSE dever ajustar a proposta de revisão regulamentar no sentido de prever expressamente um conjunto de deveres mínimos de informação na agregação em regime de mercado, de modo a assegurar o acesso em condições de maior igualdade de tratamento e acesso à informação aos autoconsumidores e agentes de menor dimensão.

O regime prevê a existência de ofertas de agregação publicamente divulgadas, nomeadamente através de páginas de internet dos agregadores, em que se explicita toda a informação adequada ao esclarecimento dos autoconsumidores e restantes entidades a quem seja prestado o serviço de agregação. Do mesmo

modo, são estabelecidos requisitos de tratamento de pedidos de informação e reclamações, por remissão para o Regulamento da Qualidade de Serviço.

Esta alteração é concretizada com a redação de novo artigo no RRC (artigo 280.º da redação final).

### 2.3.2 COMERCIALIZAÇÃO ENTRE PARES

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de revisão regulamentar do RRC colocada a consulta pública adicionou uma modalidade de contratação através de agregação e representação que visou enquadrar os regimes de contratação entre pares, e que se traduziu na 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 podiam nem deviam prejudicar a aplicação dos encargos de utilização das redes, quando esta exista.

Esta abordagem foi materializada com a redação concedida ao artigo 274.º da proposta de RRC, que se refere genericamente às modalidades de agregação e representação aceites no quadro regulamentar.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Nos comentários recebidos e com menção expressa ao regime de concretização da comercialização entre pares, constatou-se a existência de considerações de sentido quase oposto. Por um lado, no quadro dos comentários formulados pelo Conselho Tarifário, foi patente uma concordância genérica com a proposta da ERSE, enquanto alguns outros agentes participantes da consulta expressaram dúvidas ou reservas quanto ao alcance da mesma.

Nos comentários individuais dos agentes, apesar de se reconhecerem as dificuldades de regulamentação desta matéria, tendo em conta a sua peculiaridade, refere-se que a proposta da ERSE parece limitar a comercialização entre pares à comercialização entre agregadores, o que, no seu entender, é redutor e não vai de encontro ao que está definido na legislação (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro).

Por um lado, entende-se que a pretensão do legislador seria a de que um cliente pudesse contratar eletricidade diretamente, ou por facilitação de um terceiro, como por exemplo uma plataforma de comercialização P2P (*peer to peer*), a um produtor ou autoconsumidor, no caso de excedente. Por outro lado, sublinha-se também que a existência de «um contrato com condições predeterminadas que regem a

execução e liquidação automatizadas da transação» parece condição necessária para a comercialização entre pares, o que não é concretizado no RRC ou no RAC.

Neste contexto, foi sugerido que, mesmo que a ERSE considere que esta disposição legal não possa ser implementada na sua plenitude, deve, no mínimo, enquadrar-se a sua análise e/ou concretização no âmbito de projetos-piloto.

## **DECISÃO DA ERSE**

Tendo presentes os comentários formulados em consulta, mormente os que expressam dúvida ou reserva à proposta regulamentar, entendeu a ERSE acolher o sentido geral desses comentários, em particular quanto à não exclusividade do conceito de comercialização entre pares a um relacionamento entre dois agentes agregadores. Nesta abordagem, foi principal preocupação da ERSE não inviabilizar a implementação do conceito, abrindo a possibilidade de acordos entre agentes de mercado para implementar esta modalidade de contratação. Procurou-se, assim, não limitar a comercialização entre pares ao envolvimento de agregadores, estabelecendo o perímetro do comercializador/agregador como ponto focal, de modo a evitar impactos e custos desnecessários para o SEN, considerando a reduzida materialidade deste conceito.

Efetivamente, deve ter-se em conta que a implementação de regimes de comercialização entre pares assume alguma complexidade, nomeadamente quanto à necessidade de registo e faturação das transações, ao impacto que tem na faturação do fornecimento de eletricidade do comercializador à instalação consumidora (e na faturação da instalação produtora ao agregador ou comercializador), bem como quanto a compensações entre agentes por conta de desvios e usos de rede, quando existam transações que envolvam instalações integradas em carteiras distintas.

Neste contexto, reconhecendo a ERSE como válida a preocupação de que a não concretização de forma detalhada deste conceito na regulamentação possa dificultar, ou mesmo inviabilizar, a concretização desta modalidade de relacionamento, não pode deixar de se expressar que não existe experiência suficiente para inscrever na regulamentação, de forma detalhada e definitiva, as regras associadas à implementação do conceito de comercialização entre pares (P2P). Valoriza-se, pois, como positiva a sugestão de que possa ser desenvolvido, em ambiente de projeto-piloto, a implementação deste conceito e crê-se que essa possibilidade é acolhida no regime relativo a projetos-piloto.

A ERSE entende que a iniciativa para a implementação de mecanismos de contratação entre pares deve partir, necessariamente, de comercializadores ou agregadores, de forma individual ou conjunta. Relativamente aos projetos que possam vir a ser submetidos no âmbito deste conceito, entende-se igualmente que estes não devem introduzir custos ou complexidades adicionais para os restantes agentes do SEN, limitando-se os seus impactos aos agentes de mercado e instalações diretamente envolvidos na contratação.

A expectativa da ERSE é a de que eventuais projetos-piloto neste domínio, primordialmente no contexto interno de uma mesma carteira de comercialização, possam ajudar a detalhar e a testar os procedimentos relativos a uma prática de contratação nova e inovadora, nomeadamente quanto:

- 1) À forma de adesão das instalações aos mecanismos de contratação entre pares, informação divulgada aos potenciais participantes e os requisitos contratuais para a adesão;
- 2) Às condições predeterminadas que regem a execução e liquidação automatizadas da transação:
  - a) Na execução, a forma como são determinadas as partes envolvidas, as quantidades e preços;
  - b) Na liquidação das transações, se de forma centralizada pelo comercializador/agregador como contraparte em todas as transações ou se diretamente entre as partes, limitando-se a plataforma de contratação a notificar as partes envolvidas dos pagamentos a realizar.
- 3) Ao tratamento a dar às instalações envolvidas nas transações, nomeadamente quanto à informação a disponibilizar aos clientes e quanto aos impactos nos elementos que constam na fatura.
- 4) Nos casos em as transações envolvam a troca de energia entre o perímetro de consolidação de mais do que um agente de mercado, a forma de tratamento de eventuais compensações entre os agentes de mercado envolvidos, nomeadamente no que diz respeito à compensação por desvios ou por custos de utilização das redes.

Estas alterações concretizam-se no artigo 240.º da redação final do RRC, referente a modalidades de contratação em mercado retalhista, devendo a sua implementação articular-se com o regime dos projetos-piloto expresso no artigo 439.º.

## 2.4 AGREGAÇÃO DE ÚLTIMO RECURSO

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O Decreto-lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro veio expressamente prever a figura do comercializador de último recurso, que, de forma simplificada se pode descrever como substituindo, por um lado, o comercializador de último recurso na obrigação de compra de energia aos produtores renováveis com regimes de remuneração garantida, e, por outro lado, o facilitador de mercado, no que respeita à compra de energia referente a produtores renováveis em regime de mercado e a autoconsumidores quando estes não disponham de ofertas em mercado para o efeito.

O regime de agregação supletivo tem, como necessariamente o próprio Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece, duas vertentes que devem ser tratadas de forma distinta: por um lado, a substituição de um agregador de mercado que tenha visto impedida a sua atuação como tal, mormente quando o incumprimento de obrigações legais e regulamentares assim o determinar; e, por outro lado, a sanção de situações concretas de falta de oferta de agregação em mercado. Para o primeiro caso, a identificação de um conjunto de agentes homogéneo e referenciado ao agregador de mercado impedido de atuar é direta e facilita a operacionalização de um regime de substituição temporária pelo agregador de último recurso, enquanto, no segundo caso, a operação é granular e casuística, não sendo facilmente tratada de forma conjunta.

A proposta de revisão regulamentar concretizada, assumindo a existência do sujeito (agregador de último recurso), veio, no que à agregação supletiva diz respeito, estabelecer o período de permanência de 4 meses, como legalmente estabelecido, sendo, a partir desse prazo e no caso de permanência em carteira de agregação do agregador de último recurso, desencadeado um procedimento competitivo para a alocação dessa carteira em mercado, no caso das situações de substituição de agregador de mercado impedido de atuar, ou de cessação do contrato de agregação, no caso da ausência de oferta, esta última sem prejuízo da renovação da ligação contratual de agregação, quando comprovada a persistência de ausência de oferta em mercado.

Por fim, sendo a atuação do agregador de último recurso uma substituição de funções já hoje desempenhadas pelo comercializador de último recurso, e estabelecendo o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, por um lado o regime de atribuição concursal da licença de agregação de último recurso e, por outro lado, um regime transitório até à sua concretização, a proposta de revisão regulamentar (n.º 6

do art.º 277.º da proposta) incluiu norma transitória na qual se concretizou que a agregação de último recurso é assumida pela entidade que é, na presente data, detentora da licença de comercialização de último recurso de âmbito nacional.

Assim, a proposta de revisão regulamentar estabeleceu o agregador de último recurso como sujeito no quadro regulamentar, concretizou as suas atividades e funções, bem como os respetivos relacionamentos comerciais. Na vertente da agregação supletiva da compra de energia, estabeleceu-se o período de permanência em carteira de agregação de último recurso, bem como o procedimento a adotar para as instalações que hajam atingido aquele limiar sem escolha de agregador de mercado – procedimento competitivo para passagem, por conjunto, para agregação em mercado (situação de supletivo por impedimento de agregador); ou cessação do contrato de agregação (situação do supletivo por ausência de oferta), caso não tenha sido comprovada a persistência da situação que lhe deu lugar.

Estas alterações foram, no essencial, consagradas nos artigos 277.º a 279.º e nos artigos 353.º a 357.º.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Nos comentários rececionados acerca da agregação de último recurso são, pelos agentes, referidos os seguintes aspetos principais:

- a) O atual regime proposto carece de concretização quanto ao que sucede com a atual carteira de agregação assegurada pelo comercializador de último recurso, incluindo o conjunto de produtores com potência instalada até 1 MW, assim como a atuação supletiva em substituição de operadores de rede de distribuição exclusivamente em baixa tensão por impedimento destes;
- b) O regime proposto confere um carácter opcional à agregação através do AUR, o que contradita o espírito da atuação meramente supletiva deste agente vertido em documento justificativo;
- c) O regime proposto para o estabelecimento da remuneração aos agentes agregados pressupõe uma complexidade elevada, decorrente da compatibilização de ciclos de faturação (energia e desvios) distintos e, pela sua elevada exposição ao mercado à vista, não confere estabilidade e previsibilidade de preço aos agentes agregados;
- d) O quadro regulamentar deve excluir da atividade do AUR a atividade de compra e venda do acesso às redes, pelo facto deste não dever assegurar outras operações transacionais que não as que se situam no âmbito do mercado grossista (e, como tal, sem necessidade de efetuar acesso às redes);

- e) O quadro regulamentar deve explicitar com maior detalhe os requisitos de informação a serem tramitados entre os agentes e o AUR, assim como os reportes pelo AUR à ERSE, sendo que estes últimos devem ponderar prazos de exequibilidade;
- f) No desenho do procedimento concorrencial para atribuição da carteira de agregação do AUR deve prever-se a circunstância do mesmo não assegurar a integral colocação da referida carteira de agregação.

## **DECISÃO DA ERSE**

Atentos os comentários recebidos, e efetuada uma ponderação dos mesmos, entende-se dever ajustar a proposta de revisão regulamentar no sentido de:

1. Explicitar a inclusão do conjunto de produtores com potência instalada até 1 MW e dos pontos de entrega atualmente em agregação pelo comercializador de último recurso no âmbito da figura do AUR, o que se concretiza por ajustamento de redação ao artigo 277.º (da proposta), atualmente no artigo 281.º (da redação final).
2. Manter o regime de determinação da remuneração assegurada pelo AUR, quer quanto à sua indexação a mercado à vista – que decorre inclusivamente do disposto na lei, quer quanto a manutenção do ciclo mensal de liquidação, ainda que tal determine a necessidade de mensualização de algumas das rubricas a liquidar.
3. Eliminar, na redação do artigo 353.º (da proposta e redação final), a atividade de compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição, por não existir necessidade de tal no caso de uma atuação restringida ao referencial grossista de mercado.
4. Adequar os prazos (na redação do artigo 379.º da proposta, atualmente artigo 381.º da redação final) de reporte de informação à ERSE, de modo a poder tornar a mesma exequível por parte do AUR.

## **2.5 RELACIONAMENTO COMERCIAL DO OLMCA**

### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, vem concretizar a figura do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador. Neste sentido, pretendeu-se operar pequenos ajustamentos à redação do

RRC, tendo sido, genericamente, todas as referências a operador logístico de mudança de comercializador substituídas por operador logístico de mudança de comercializador e de agregador.

O mesmo Decreto-Lei vem alterar o modelo de financiamento do operador logístico de comercializador e agregador, estabelecendo que a sua receita advém, fundamentalmente, dos serviços de intermediação prestados por este aos comercializadores e aos agregadores cessionários, consoante o caso, e apenas supletivamente através das tarifas de eletricidade.

Neste sentido, a proposta de revisão regulamentar incluiu um novo relacionamento comercial entre estes agentes, para prever que, por cada mudança de comercializador ou de agregador ativadas, seja de eletricidade ou de gás, o operador logístico de comercializador e de agregador fature ao comercializador ou ao agregador cessionários, o preço estabelecido nos termos do RT respetivo. Esta faturação é feita mensalmente e, caso estes montantes não cubram os custos incorridos e permitidos do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, é proposto que seja efetuada, também mensalmente, uma transferência dos operadores das redes de transporte de gás e de energia elétrica, também nos termos do RT respetivo.

Foi igualmente proposto em consulta pública a inibição da submissão de pedidos de mudança de comercializador ou de agregador na qualidade de comercializador cessionário ou agregador cessionário de pedidos de mudança de comercializador ou de agregador, consoante o caso, na plataforma gerida pelo operador logístico de mudança de comercializador e de agregador, caso não procedam ao pagamento da fatura findo o período sugerido de 10 dias que dispõem para a sua liquidação, à semelhança da dinâmica já estabilizada no regime de gestão de riscos e garantias, no caso de incumprimentos perante o gestor integrado de garantias.

As alterações propostas tiveram consagração nos artigos 330.º, 331.º e 332.º da proposta de revisão do RRC (relacionamento comercial dos operadores da rede com o operador logístico de mudança de comercializador e de agregador).

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Nos comentários rececionados acerca do relacionamento comercial do operador logístico de mudança de comercializador e de agregador (OLMCA) são, pelos agentes, referidos os seguintes aspetos principais:

- a) A proposta de alteração regulamentar deve prever um regime transitório para a atuação do OLMCA, que o conforme com o quadro legal habilitante (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), mormente

no que concerne à atividade de mudança de agregador, que, até à atribuição de licença para o OLMCA, se mantém no escopo de atuação do gestor global do SEN (nos termos do n.º 2 do artigo 292.º do citado Decreto-Lei n.º 15/2022);

- b) O regime proposto deve estabelecer que fluxos de mudança de comercializador e de mudança de agregador estão sujeitos ao pagamento do preço regulado determinado pela lei (Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), concretizando se o mesmo se aplica apenas aos fluxos de mudança (quando existe agente cessionário e agente cedente) ou igualmente aos fluxos de adesão inicial (em que apenas existe agente cessionário), bem como qual o regime aplicável à reversão de fluxos por existência de erro ou ilegitimidade de contratação;
- c) Também a respeito da aplicação do preço regulado, são formulados comentários no sentido do regime a adotar prever a existência de um pré-aviso pelo OLMCA relativamente à inibição de sujeição de novos pedidos por incumprimento de pagamento da fatura apresentada aos agentes (comercializadores ou agregadores), bem como um alargamento do prazo proposto (de 10 dias) para a emissão dessas faturas, bem como a integração de informação justificativa na fatura (lista de CPE e CUI faturados);
- d) No quadro da regularização das responsabilidades por parte de comercializadores e agregadores (pagamento de faturas apresentadas pelo OLMCA), são formulados comentários para que se estabeleça um regime de pré-aviso pelo OLMCA relativamente à aplicação da inibição de sujeição de novos pedidos por não pagamento da fatura respetiva;
- e) O quadro de comentários formulado apresenta também um conjunto de considerações sobre prazos e procedimentos aplicáveis à mudança de comercializador, bem como de adoção de um período transitório para a implementação das novas regras e procedimentos pela generalidade dos agentes;

#### **DECISÃO DA ERSE**

Atentos os comentários recebidos, e efetuada uma ponderação dos mesmos, entende-se dever ajustar a proposta de revisão regulamentar no sentido de:

- 1) Explicitar a existência de um regime transitório de desenvolvimento da atividade do OLMCA, no sentido de manter atribuídas às entidades atualmente consagradas na lei ((Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro) as atividades de mudança de comercializador (atribuída à ADENE) e de mudança de agregador (atribuída ao gestor global do SEN), o que se consagrou no artigo 449.º da redação final.
- 5. Adequar a redação proposta a consulta pública, de modo a explicitar os fluxos de mudança de comercializador e de mudança de agregador que estão sujeitos ao pagamento do preço regulado – que

devem incluir a mudança de comercializador e a contratação inicial, para a atividade de mudança de comercializador, e a mudança de agregador e a constituição inicial de agregador, para a atividade de mudança de agregador. O regime passa igualmente a explicitar que não são passíveis de estorno, os valores faturados relativos aos fluxos mencionados, que tenham sido inseridos na plataforma pelo agente cessionário por erro ou ilegitimidade de contratação. Estas alterações concretizam-se no artigo 247.º e artigo 248.º da redação final do RRC.

6. Manter os prazos de emissão e pagamento de fatura do OLMCA, por se considerarem exequíveis na operativa dos agentes, considerando-se o pré-aviso aplicável à inibição de sujeição de novos pedidos na sequência de incumprimento de pagamento da fatura em causa é concretizado através da obrigatoriedade de informação, na própria fatura, das consequências do seu não pagamento (artigo 247.º e artigo 248.º da redação final do RRC).
7. Prever que a faturação emitida pelo OLMCA deve ser acompanhada de informação justificativa do seu valor, mencionando, como elemento mínimo, a lista de CPE ou de CUI, consoante o caso, que se sujeitaram a pagamento no período (mensal) a que a fatura diz respeito (artigo 247.º e artigo 248.º da redação final do RRC).
8. Manter o regime de princípios gerais da mudança de comercializador e de agregador, designadamente quanto a prazos indicativos, os quais se remetem para concretização em sub-regulamentação a aprovar que estabeleça os procedimentos de mudança de comercializador e de agregador. Em todo o caso, acolhe-se a referência a que o prazo de 5 dias úteis para submissão de pedidos na plataforma se deve aplicar não apenas a mudança de comercializador (e de agregador), como igualmente aos pedidos de cessação de contratos requerida pelos clientes (adenda ao artigo 242.º da redação final do RRC).

## **2.6 ALTERAÇÃO UNILATERAL DO CONTRATO PELO COMERCIALIZADOR E PERÍODO DE FIDELIZAÇÃO**

### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A proposta da ERSE distinguia as seguintes situações, que já constavam da regulamentação vigente:

- Na pendência de um período de fidelização, o comercializador não pode alterar as condições contratuais, incluindo as relativas a preços.

- Num contrato sem período de fidelização, o comercializador pode propor alterações durante a vigência do contrato, desde que preveja essa possibilidade, cumprindo o pré-aviso de 30 dias e as demais regras aplicáveis.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Uma parte dos comentários recebidos sobre este tema aponta para que o âmbito de aplicação deste regime se limite aos chamados consumidores (Acciona, Iberdrola), com a possibilidade de também o comercializador poder cessar o contrato com período de fidelização, compensando o cliente pelo incumprimento (EDP Comercial, Elergone, Iberdrola). É igualmente proposta a eliminação do prazo máximo de 12 meses para os consumidores, de modo a permitir a existência de ofertas com preço fixo plurianuais (EDP Comercial). Uma outra parte dos comentários reforça, por sua vez, a necessidade de explicitar a proibição da renovação automática do período de fidelização, o período máximo de 12 meses para os consumidores (DECO), a contrapartida financeira para o cliente (Macedo Vitorino) e o dever de o comercializador comprovar as perdas económicas diretas sofridas, para efeitos de cálculo da indemnização devida por incumprimento do período de fidelização pelo cliente (DECO).

#### **DECISÃO DA ERSE**

A existência de um período contratual com fidelização pressupõe sempre a atribuição de uma vantagem ao cliente como contrapartida, devidamente justificada, a qual terá uma data de início e uma data de fim, explicitamente identificadas, designadamente na fatura<sup>1</sup>. Mas o termo de um período de fidelização não tem que coincidir com o fim do próprio contrato, este pode inclusivamente renovar a sua duração automaticamente. Todavia, para que seja estipulado um novo período de fidelização, com a mesma contrapartida ou outra, o mesmo terá que ser novamente proposto e aceite pelo cliente.

A limitação do âmbito subjetivo de aplicação do regime proposto sobre período de fidelização aos consumidores contraria, desde logo, o disposto no artigo 12.º, n.º 3 da Diretiva (UE) 2019/944, de 5 de junho. Mas mantém-se o prazo máximo de 12 meses para o período de fidelização apenas quando se trate de contratos de fornecimento com os consumidores.

---

<sup>1</sup> Vide atual artigo 19.º, n.º 8 do RRC.

Foi incluída a possibilidade de alteração das condições contratuais, na vigência de um período de fidelização, mas apenas se for do interesse do cliente e houver acordo expresso. A possibilidade de cessação unilateral de contrato com fidelização está circunscrita aos contratos celebrados com clientes em MT ou nível de tensão superior e clientes com consumo anual de gás superior a 10 000 m<sup>3</sup> (n), mas sempre dependente de tal ter sido negociado aquando da celebração do contrato e do pagamento da indemnização prevista, o que deve estar devidamente evidenciado quer no contrato quer na própria proposta contratual. A cessação unilateral do contrato durante o período de fidelização, nos casos em que não foi negociada essa eventualidade e/ou não foi paga a indemnização devida, continua a estar expressamente vedada. O articulado regulamentar foi alterado em conformidade, não apenas no preceito referente ao período de fidelização (artigo 19.º), mas igualmente nos artigos 68.º e 81.º, conformando as alterações contratuais e a cessação do contrato de fornecimento ao disposto em matéria de período de fidelização, no artigo 19.º.

Parece ainda decorrer claramente das disposições regulamentares atuais e propostas a proibição de renovação automática do período de fidelização, a necessidade de se justificar explicitamente a contrapartida obtida pelo cliente, bem como o exposto no artigo 12.º, n.º 3 da Diretiva (EU) 2019/944, de 5 de junho, em matéria de perdas económicas diretas em caso de cessação antecipada do período contratual com fidelização. O ónus da prova que recai sobre o comercializador já resulta da lei.

## **2.7 EXPLICITAÇÃO DE ENCARGOS NA FATURA**

### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

O quadro legal e regulamentar existente já antes da proposta de alteração regulamentar previa a divulgação de informação aos consumidores, em particular através da fatura de fornecimento. Da prática seguida, observou a ERSE a existência de comportamentos diferenciados no detalhe de encargos na fatura, alguns com manifesta confundibilidade entre elementos que compõem o preço da energia objeto de negociação entre as partes e a componente de tarifas de acesso, comum a todos os clientes.

Esta situação – diferente abordagem na divulgação de informação e confundibilidade de conceitos – levou à adoção, pela ERSE, de uma recomendação aos comercializadores (Recomendação n.º 1/2022), que estabeleceu que, não sendo a desagregação da rúbrica de preço impedida, não deve a mesma ser parcelar relativamente aos termos dessa mesma desagregação, sob pena de se prejudicar o entendimento equilibrado da fatura pelos consumidores, nem deve ser induzida a confundibilidade dos elementos que

compõem o preço da energia – parcela de negociação livre no mercado – com as restantes componentes que resultam do quadro tarifário aprovado pela ERSE.

A alteração regulamentar proposta acolheu, no próprio RRC e pelas mesmas razões mencionadas, o património de regras que haviam sido estabelecidas na citada Recomendação n.º 1/2022. Em concreto, na proposta de revisão regulamentar procurou efetuar-se alguma sistematização da informação a constar da fatura, inclusivamente com a transposição para o quadro regulamentar dos princípios e as obrigações existentes na Recomendação n.º 1/2022 relativamente à objetividade, completude e não confundibilidade da desagregação de componentes de preço da fatura de energia.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

No que se refere ao regime regulamentar proposto para a explicitação de encargos na fatura, o sentido geral dos comentários recebidos em sede de consulta pública expressou uma oposição a essa mesma proposta. Com efeito, nos citados comentários, são esgrimidos argumentos em desfavor do regime proposto que se podem resumir nos seguintes dois planos:

- f) A adoção do detalhe de informação prescrito no quadro regulamentar, ainda que com carácter opcional, configura uma concretização, por extensão de detalhe, do que já se encontra instituído legalmente na Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, que estabelece conteúdo a observar nas faturas de fornecimento de energia;
- g) O regime de desagregação de componentes na fatura oferece especial complexidade, não contribuindo para a boa compreensão da própria fatura e dos valores que dela constam, prejudicando tal entendimento, primordialmente, pelos clientes de menor dimensão e mais reduzida literacia.

Adicionalmente, aos aspetos de sobreposição normativa com o que já estabelece a Lei n.º 5/2019, de 11 de janeiro, são também invocados argumentos de constitucionalidade questionada para o regime proposto, assim como impactes em custos de desenvolvimento que tais aspetos de detalhe de informação possam vir a comportar. Outros comentários, em linha com o referido a respeito da sobreposição

normativa, mencionam a necessidade de ser especificada, previamente, a desagregação pretendida para as rúbricas a tornar acessíveis na fatura.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Tendo por base os comentários recebidos em consulta pública de revisão regulamentar a respeito do regime de explicitação de encargos na fatura, e fazendo-se uma ponderação cuidada dos mesmos, entende a ERSE dever alterar a proposta inicial, no sentido da sua reversão ao quadro regulamentar já hoje em vigor para o conteúdo da fatura.

Com efeito, não beneficiando a proposta de aceitação suficiente pelo conjunto de interessados que se pronunciaram em consulta pública, entende-se por não oportuna a expressão regulamentar do quadro de deveres que a Recomendação n.º 1/2022 havia consagrado. Faz-se, todavia, notar que a desagregação de rúbricas de faturação, na previsão regulamentar da proposta da ERSE, teve carácter opcional, permitindo aos comercializadores autorrestringir-se na complexidade da informação que apresentam aos seus clientes.

Concordantemente, ainda que a proposta efetuada pretendesse, antes do mais, evitar situações de explicação seletiva e com carácter de confundibilidade de rúbricas faturas, pode o interesse e a defesa dos consumidores concretizar-se de modo diverso, designadamente através do alinhamento de expectativas dos clientes entre o momento pré-contratual e a fase de execução do contrato de fornecimento.

Assim, a alteração promovida ao texto regulamentar proposto assume a eliminação das normas relativas á consagração da Recomendação n.º 1/2022 no próprio RRC, promovendo em alternativa a necessidade de explicitação, pelo comercializador, das rúbricas a desagregar na fatura na fase pré-contratual, nomeadamente na ficha de caracterização padronizada, assim permitindo acolher a diversidade de oferta que os comercializadores pretendam adotar, sem prejuízo das expectativas dos consumidores quanto ao conteúdo da fatura com que se confrontam.

Esta alteração é concretizada com nova redação artigo 16.º do RRC (da redação final) e com a eliminação do disposto no artigo 45.º da proposta colocada a consulta (mesmo artigo na redação final).

## 2.8 REDUÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta da ERSE pretendia garantir a utilização, ainda que limitada, da energia elétrica, durante o período de redução de potência, prevendo, nesse contexto, as seguintes alterações:

- A redução da potência nas instalações trifásicas deve assegurar o valor de 1,15 kVA em cada uma das fases.
- O prazo do pré-aviso para a redução de potência é alargado para 10 dias.
- Não haverá lugar ao pagamento de encargos pela redução e pela reposição da potência, incluindo para os clientes cujas instalações elétricas ainda não se encontram integradas em rede inteligente.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Os comentários recebidos sobre este tema reclamam em especial a manutenção do prazo do pré-aviso para a redução da potência nos cinco dias (Conselho Tarifário, ACEMEL, EDP Comercial, EDA, Endesa, Galp e Iberdrola), podendo, em alternativa aumentar-se o prazo apenas para os consumidores (Energone). É ainda proposto que, a manter-se o prazo do pré-aviso da redução da potência nos 10 dias, a antecedência mínima do pré-aviso de interrupção diminuísse de 20 para 15 dias (Endesa).

Por sua vez, a E-Redes discorda da eliminação do pagamento de encargo pelo cliente da redução da potência, designadamente quando essa intervenção requer a deslocação ao local de consumo. É ainda mencionado (Goldenergy/Axpo) que a redução de potência em instalações com contadores não integrados em rede inteligente tem vindo a ser objetada pelo operador da rede de distribuição, acabando por se concretizar mais frequentemente a interrupção do fornecimento e não a redução temporária da potência contratada.

Surge igualmente a sugestão de que seja clarificado que a eliminação do pagamento da redução de potência seja também aplicada ao comercializador (Galp) ou ainda, a ser aplicável, não houvesse lugar a direito de regresso do comercializador junto dos seus clientes (Macedo Vitorino).

## **DECISÃO DA ERSE**

A redução de potência por facto imputável ao cliente tem por subjacente o objetivo de alertar ou mesmo apressar o cliente no cumprimento da sua obrigação de pagamento e cujo prazo fora, entretanto, ultrapassado. Todavia, a redução de potência acabou por resultar em muitas situações, na prática, em particular nas instalações trifásicas, na impossibilidade de utilizar a energia elétrica. Daí a especificidade proposta pela ERSE, procurando salvaguardar a manutenção do fornecimento neste tipo de instalação elétrica.

Em face do comentário maioritário no sentido da manutenção do prazo de cinco dias para o pré-aviso da redução da potência contratada, este será reposto na disposição regulamentar correspondente (artigo 79.º). A partir da concretização da redução de potência contratada começará a contar o prazo dos 20 dias para a realização da interrupção de fornecimento, prazo que decorre diretamente da lei dos serviços públicos essenciais (Lei n.º 23/96, de 26 de julho, na sua redação atual).

Até final de 2024, todos os pontos de entrega de energia elétrica, em Portugal continental, devem estar integrados em rede inteligente. Este contexto foi determinante para a proposta da ERSE, no sentido de circunscrever a exigência de pagamento à interrupção e ao restabelecimento do fornecimento da energia, não sendo devido pela redução e pela reposição da potência contratada, seja pelo cliente seja pelo seu comercializador.

Assim, a única alteração à proposta inicial da ERSE consiste na fixação de um prazo de cinco dias para o pré-aviso da redução da potência contratada, repondo-se assim, o prazo já existente no atual RRC.

## **2.9 CONTRATOS DE ELETRICIDADE A PREÇOS INDEXADOS, FIXOS E DINÂMICOS**

### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A proposta de alteração regulamentar prevê a existência de obrigações específicas de disponibilização de ofertas de preço fixo, indexado e dinâmico, aplicável a carteiras de comercialização com mais de 50 000 clientes (ofertas de preço fixo e indexado) ou 200 000 clientes (ofertas de preços dinâmicos)

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A respeito das ofertas de preço fixo, refere a DECO que deverá ser mantida a obrigação de apresentação de propostas a um preço fixo sob pena de o consumidor não ter acesso a uma oferta que se adegue efetivamente à sua pretensão. No entender desta associação, as tarifas dinâmicas ou indexadas não poderão representar a única de soluções de tarifa energética, principalmente para aqueles que se situam numa franja de vulnerabilidade que é necessário e premente proteger.

Diversos comercializadores sugerem que o regulamento preveja a definição ofertas indexadas e, conseqüentemente, a clarificação das mesmas, em particular para evidenciar as diferenças com as ofertas de preço dinâmico, solicitam a definição de um período transitório para a aplicação regulamentar ou, em alternativa, a eliminação da obrigação de apresentação de propostas (grupo EDP, Iberdrola, Elergone, Galp, Goldenergy/AXPO, Endesa). O grupo EDP, refere ainda que importa esclarecer qual é o universo de clientes, aos quais devem ser apresentadas estas propostas de preço e, por outro lado, qual a informação de base e necessária a prestar aos clientes, no que diz respeito a cada tipologia de oferta (indexada e dinâmica).

No que se refere ao prazo para a apresentação de proposta comercial, a DECO sugere que se altere o prazo para apresentação da proposta de oito dias para cinco dias úteis. Considera ainda que, a definição de um período de fidelização em contrato celebrados com consumidores obsta à estipulação de preços dinâmicos.

## DECISÃO DA ERSE

A proposta da ERSE está alinhada com a proposta da Comissão Europeia para a reforma do desenho do mercado de eletricidade da EU <sup>2</sup>, visando tornar o mercado mais resiliente e reduzir o impacto do preço do gás na fatura de eletricidade, apoiando a transição energética. Em resultado desta consulta está prevista a alteração do Regulamento de Eletricidade (UE) 2019/943, da Diretiva de Eletricidade (UE) 2019/944 e do Regulamento (UE) n.º 1227/2011 (REMIT).

A obrigação de apresentação de contratos de eletricidade a preços dinâmicos decorre da lei (artigo 136.º do Decreto-Lei n.º 15/2022), sendo a mesma uma obrigação dos comercializadores aplicável a qualquer cliente final.

---

<sup>2</sup> Mais informação em: <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/>

Neste contexto geral, 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 mantêm as obrigações de disponibilização de ofertas de preço fixo e indexado por parte de comercializadores com carteiras de dimensão média.

Em relação ao prazo de apresentação de proposta comercial não se procedem a alterações, dado não ter sido uma matéria sujeita a contraditório. De referir ainda que a definição de um período de fidelização em contratos celebrados com consumidores obsta à estipulação de indexação das condições de preço ou de ofertas a preços dinâmicos, nos termos previstos pelo artigo 19.º do RRC.

No que respeita ao período transitório de implementação das obrigações, prevê-se um prazo de 90 dias para as ofertas fixas e indexadas e nove meses para as ofertas indexadas.

## **2.10 MEDIÇÃO, LEITURA E DISPONIBILIZAÇÃO DE DADOS**

### **2.10.1 ESTIMATIVAS DE CONSUMO**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Neste âmbito, a proposta submetida a consulta pretendia afirmar a faturação com base em leituras reais, prevendo a utilização de estimativas apenas como último recurso, concretamente na presença de anomalias de medição ou de leitura.

De facto, num contexto generalizado de leitura diária de diagramas de carga (que inclui MAT, AT, MT, BTE e, se integradas em rede inteligente, as instalações em BTN), é natural a expectativa dos consumidores de que a sua faturação reflita exatamente o consumo realizado.

Em relação ao setor do gás e, no caso do setor elétrico, às instalações em BTN não integradas em rede inteligente, não foram propostas alterações à mecânica atualmente em vigor.

Por outro lado, e em relação estreita com a temática das estimativas, inscreveu-se no RRC a regra há muito estabelecida na regulamentação <sup>3</sup>, de que o prazo para completar o apuramento dos valores de correção de anomalias de medição e leitura, pelos operadores de rede, deve ser compatível com a data de fecho do período de faturação subsequente e não superior a 30 dias.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Os comentários recebidos manifestaram, de uma forma geral, concordância com as propostas apresentadas, reclamando, contudo, maior clarificação e densificação das mesmas.

Sugere-se, desde logo, que seja estipulado um prazo para o operador de rede conseguir recolher a leitura direta remota dos equipamentos de medição (ACEMEL, Conselho Consultivo e Coopérnico). Por outro lado, é estabelecida relação denexo entre o recurso a estimativas e a existência de anomalias (EDA). Houve também quem se manifestasse a favor do atual quadro de regras (que possibilita a realização de estimativas pelos comercializadores), alegando ser a solução menos disruptiva do processo de faturação ao cliente (EDP).

No respeitante ao prazo máximo para correção de anomalias, a questão suscitada pelos participantes (Conselho Consultivo, Conselho Tarifário, ACEMEL, Coopérnico, EDP, Endesa, Floene, REN Portgás e E-REDES) relaciona-se com a necessidade de clarificar as ações a adotar nas situações em que o operador de rede não observe esse mesmo prazo. Com efeito, e de acordo com estes contributos, existem situações em que o operador de rede pode não conseguir assegurar o apuramento dos valores corrigidos dentro do prazo máximo de 30 dias, designadamente por facto que não lhe seja imputável. Por outro lado, solicita-se que o RRC determine que o prazo se conte a partir do momento em que a anomalia é detetada.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Face aos comentários recebidos, importa assim clarificar o modelo que se pretende concretizar a nível regulamentar, para as instalações com recolha diária de diagrama de carga, e que deve basear-se nos seguintes princípios:

---

<sup>3</sup> Concretamente, e para o setor elétrico, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (ponto 30), no RSRI (art.º 18.º, n.º 4) e no RAC (art.º 34.º, n.º 4) e, para o setor do gás, no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados (ponto 22).

1. o apuramento dos dados de consumo para faturação é uma responsabilidade dos operadores de rede;
2. os dados de consumo para faturação devem corresponder a leituras reais;
3. admite-se a disponibilização de dados de consumo para faturação estimados pelos operadores de rede (utilizando os métodos de estimativa regulamentarmente estabelecidos) apenas na presença de anomalia de medição ou de leitura e, nesta circunstância, deve haver lugar à correção dessas estimativas num prazo máximo de 30 dias;
4. a não disponibilização de dados, parcial ou total, pelos operadores de rede, só é aceitável em situação de absoluta exceção, de que é exemplo um cenário de ciberataque aos sistemas dos operadores que inviabilize essa disponibilização. Nesse caso, é permitida aos comercializadores a realização de estimativas para faturação aos seus clientes (utilizando os métodos de estimativa regulamentarmente estabelecidos);
5. com exceção da situação prevista no ponto anterior, os comercializadores não podem, por sua iniciativa, produzir estimativas para faturação aos clientes, nomeadamente se motivadas por desalinhamento entre ciclos de faturação. Nessa circunstância, e como proposto na consulta pública, o consumo estimado deve ser nulo.

Em relação ao ponto 3, a ERSE concorda com a necessidade de explicitar que a contabilização do prazo máximo de 30 dias tem início a partir do momento em que a anomalia é detetada (isto é, que o operador de rede toma conhecimento da mesma), aliás em sintonia com o estabelecido no GMLDD do setor do gás, cuja redação não foi totalmente replicada para efeitos da proposta submetida a consulta. A concretização tem lugar ao nível dos artigos 33.º, 39.º, 191.º e 202.º do RRC.

Adicionalmente, em relação ao que deve considerar-se como momento de deteção de anomalia de leitura, para as instalações com recolha diária, é estabelecido o dia seguinte ao do consumo, na circunstância de impossibilidade de recolha de valores relativos a um ou mais períodos de integração (15 minutos, no caso do setor elétrico). A ERSE tem consciência das atuais taxas de sucesso de recolha diária de leitura, em d+1, inferiores a 90% no caso das redes inteligentes, mas sublinha a necessidade de se perspetivar a melhoria dessas taxas, a que não é alheia a opção tecnológica de comunicação.

Por outro lado, e de forma a acautelar as situações, necessariamente excepcionais, em que o operador de rede não tem condições para cumprir o prazo máximo estabelecido (30 dias), estabelece-se no RQS um indicador geral, cujo padrão será definido com base em proposta dos operadores.

Em relação ao ponto 4, e ponderados os comentários apresentados na consulta, a ERSE decidiu reduzir para cinco dias o período de tempo que, na circunstância de ausência de dados (reais ou estimados) disponibilizados por parte do operador de rede, permite ao comercializador estimar o consumo dos seus clientes.

Por último, no âmbito dos princípios anteriormente elencados, a ERSE sublinha que estará particularmente atenta a todas as situações de faturação por estimativa a clientes cujas instalações sejam objeto de recolha diária de leitura.

Em relação à sugestão de estipulação de um prazo para o operador de rede recolher a leitura real remota dos equipamentos de medição, considera-se que essa matéria se encontra acautelada, nos termos dos n.ºs 1 e 2 do art.º 39.º do articulado submetido a consulta.

#### 2.10.2 ESTIMATIVAS DE INJEÇÃO

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A ERSE integrou na proposta de art.º 202.º, no n.º 6, o princípio há muito consagrado no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico de não permitir a realização de estimativas para efeitos de faturação da energia injetada na rede por instalações de produção. Adicionalmente, e em linha com a equiparação do quadro de regras entre as instalações de produção e as de armazenamento autónomo, a regra foi alargada de modo a abranger também estas últimas.

##### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

Foi recebido um comentário (Cleanwatts) no sentido de estabelecer um limite temporal para a aplicação da regra, uma vez que a contabilização de injeção zero no caso das CER pode ter impactos substanciais para os membros envolvidos.

Outro comentário (SU Eletricidade) solicita a clarificação de que os dados a disponibilizar, para efeitos de faturação da produção, deverão ser reais e não estimados, sob pena de se estar a remunerar os produtores tendo por base um valor indevido.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A faturação das instalações de produção e de armazenamento autónomo tem por base os registos dos equipamentos de medição instalados nos respetivos pontos de interligação com a RESP. No caso destas instalações, esses equipamentos são da responsabilidade dos titulares (e não dos operadores de rede). A faturação de injeção na rede baseada em estimativas realizadas pelos operadores poderia, nestes casos, constituir-se como um desincentivo à correção tempestiva das anomalias subjacentes à realização dessas estimativas que, como se referiu, é responsabilidade dos titulares dessas instalações. Cabe ainda referir que, nos termos da proposta submetida a consulta, para estas instalações, o operador de rede deve corrigir valores de anomalias de medição e leitura no prazo máximo de 30 dias. Nestes casos, como os equipamentos de medição não são da responsabilidade do operador, prevê-se que se essa correção não se concretizar por responsabilidade comprovada dos titulares das instalações, se aplique procedimento alinhado com o estabelecido no GMLDD para as situações de impossibilidade de acesso remoto por facto imputável ao cliente.

Situação distinta, e que se relaciona com o comentário da Cleanwatts, tem lugar na circunstância destas instalações (de produção ou de armazenamento autónomo) participarem em autoconsumo. Neste caso, e como agora se concretiza no RAC (art.º 27.º, n.º 3), num cenário de impossibilidade de recolha de dados reais, por anomalia, o operador de rede deve estimar a injeção na rede por parte dessas instalações nos mesmos termos em que estima o consumo a partir da rede. O racional para esta decisão da ERSE assenta no regime de exceção agora consagrado no RAC (art.º 17.º) que atribui ao operador de rede a responsabilidade pela exploração e manutenção destes equipamentos de medição, apenas e só enquanto essas instalações participarem em autoconsumo. Para mais detalhes relativamente a este regime de exceção sugere-se consulta do relatório do RAC (em concreto, do ponto intitulado “Encargos com os equipamentos de medição”). Em qualquer caso, parece evidente que, sendo estes equipamentos geridos pelos operadores de rede, as regras a aplicar devem alinhar-se com as regras aplicáveis às instalações de consumo.

### 2.10.3 COMUNICAÇÃO COM OS CLIENTES NO ÂMBITO DA INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a introdução no RRC de regras relativas à comunicação com os clientes no âmbito da instalação de equipamentos de medição, em linha com o previsto no art.º 9.º do RSRI ainda em vigor, mas alargando a sua aplicação ao setor do gás.

Em paralelo, mantiveram-se no RSRI (art.º 7.º da proposta) as regras atuais que, para além de incidirem apenas nos equipamentos de medição inteligentes, dispõem adicionalmente acerca da integração em rede inteligente.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Foram recebidos diversos comentários acerca deste tema, nos termos da proposta inscrita no n.º 5 do art.º 29.º do RRC.

Por um lado, a REN Portgás menciona que é sua prática informar os comercializadores dos contadores substituídos e respetivas leituras após a realização da substituição, não identificando mais valia na prestação de informação ao comercializador relativa à data prevista para a substituição dos contadores.

A EDP Gás SU e a EDP defendem que se prevejam garantias de cumprimento da comunicação por parte dos operadores das redes, consequências em caso de comunicação fora do prazo previsto e meios de comunicação da informação, quando não for possível via modelo de dados (ou seja, Portal OLMCA, modificando o registo do ponto de entrega).

Na mesma linha, a Goldenergy e a Axpo solicitam clarificação a respeito do meio (fluxo e plataforma) através do qual deve ser feita a comunicação prevista e do prazo em que os operadores das redes devem comunicar aos comercializadores as datas previstas para a substituição de contador e os casos de reagendamento.

A E-REDES, no âmbito do n.º 5 do art.º 29.º e do n.º 6 do art.º 7.º das propostas de RRC e de RSRI, respetivamente, refere a existência de situações em que o prazo de 2 dias úteis não é praticável, uma vez que a informação ao comercializador com a data efetiva da substituição do equipamento de medição inclui a informação correspondente à última leitura do equipamento de medição que é substituído, sendo que,

por vezes, a obtenção ou eventual correção desses dados pode sofrer atrasos, nomeadamente no caso de substituições por avaria. Neste quadro propõe que o prazo seja alargado para 10 dias úteis ou, em alternativa, que o prazo atual se aplique para 90% das situações.

Por fim, a DECO menciona a importância de assegurar linhas de contacto eficazes para assistência aos clientes, quer por parte dos operadores das redes, quer dos comercializadores.

## **DECISÃO DA ERSE**

O racional para estabelecer a obrigação de comunicação aos comercializadores da data prevista (incluindo reagendamentos) para a substituição do equipamento de medição alinha-se com a preocupação de manter o comercializador informado de todos os passos do processo, enquanto veículo preferencial de comunicação com os clientes.

Cabe, contudo, reconhecer que o comentário da REN Portgás vai ao encontro dos comentários apresentados (em 2019) pelo Conselho Consultivo da ERSE, pela EDP Distribuição (agora E-REDES) e pela EDP SU (agora SU Eletricidade), aquando do processo de consulta pública inicial para regulamentação das redes inteligentes<sup>4</sup>, no sentido de se dispensar a comunicação ao comercializador da data prevista da substituição, por representar acréscimo de custos e, em contraponto, poucos benefícios, desde logo para os próprios comercializadores.

Deste modo, com base no que se referiu, a ERSE alterou a redação do RRC (art.º 29.º, n.º 5) e do RSRI (art.º 7.º, n.º 6) eliminando a obrigação anteriormente estabelecida do operador comunicar ao comercializador a data prevista para a substituição do contador.

Prosseguindo no âmbito das obrigações de comunicação do operador de rede ao comercializador, e sem prejuízo dos comentários concretos recebidos neste âmbito serem discutidos no relatório do RSRI, foi acrescentada a obrigação de comunicação do valor da leitura do contador substituído (se tiver havido substituição).

Ainda neste contexto, e relativamente ao prazo máximo para que essa comunicação tenha lugar, a ERSE ponderou o comentário apresentado pela E-REDES e analisou-o em complemento ao que a Endesa tinha já apresentado no anteriormente referido processo de consulta pública inicial para regulamentação das

---

<sup>4</sup> <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-70/>

redes inteligentes e que considerava o prazo de dois dias úteis demasiado exigente, propondo a adoção de uma semana para prazo máximo de comunicação. Deste modo, o prazo anteriormente estabelecido (de dois dias úteis) foi alargado para cinco dias úteis.

Em relação aos comentários apresentados pela EDP Gás SU, EDP, Goldenergy e Axpo, acerca dos meios a utilizar pelos operadores de rede para comunicar a informação aos comercializadores, entende a ERSE que o nível de detalhe proposto pode revelar-se excessivo, optando-se por conceder margem aos agentes para acordo neste tipo de aspetos, devendo naturalmente e em qualquer caso ser privilegiados meios que, assegurando eficácia na comunicação, não representem acréscimo de custos para o setor.

Da mesma forma, a ERSE acompanha a DECO na necessidade de assegurar aos clientes a existência de canais de comunicação eficazes, junto dos operadores de rede e junto dos comercializadores, designadamente para efeitos de esclarecimento de questões relacionadas com os equipamentos de medição. É matéria regulamentada no RQS e objeto de monitorização permanente por parte do regulador. Sublinha-se em qualquer caso que a resposta dada a várias das obrigações estabelecidas no âmbito do art.º 29.º do RRC submetido a consulta adota como plataforma preferencial as páginas na internet dos operadores de rede e dos comercializadores<sup>5</sup>.

#### 2.10.4 DUPLO EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No âmbito da instalação de um segundo equipamento de medição por parte do cliente, a ERSE propôs estabelecer no RRC um enquadramento alinhado com o previsto no RSRI (que desobriga os operadores de rede de integrar nos seus sistemas estes equipamentos de medição), salvaguardando as situações já existentes e remetendo a concretização das demais para acordo entre as partes.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece a possibilidade de instalação, por parte do cliente, de um segundo equipamento de medição, bem como um conjunto de princípios aplicáveis nessa circunstância, designadamente ao nível dos encargos, das características desse equipamento e da sua consideração, quer no processo de faturação, quer no tratamento de anomalias.

---

<sup>5</sup> A título de exemplo, menciona-se o [manual de utilizador](#) do contador inteligente, disponibilizado pela E-REDES.

Se, na perspetiva dos clientes, a instalação de um segundo equipamento pode concorrer para reforçar a sua confiança no sistema de medição, para o respetivo operador de rede essa instalação representa, fundamentalmente, a necessidade de alteração de sistemas de informação, um aumento da complexidade operacional e um acréscimo de custos, em consequência da integração desse equipamento nos sistemas e procedimentos de leitura e tratamento de dados.

No caso do setor elétrico, e em cenário próximo de massificação de recolha, processamento e disponibilização de dados em base diária, a duplicação de equipamentos de medição não facilita o cumprimento dos exigentes prazos regulamentarmente estabelecidos para essas atividades. Aliás, por esta razão, e na sequência dos vários comentários recebidos no respetivo processo de consulta pública, considerando que a integração de um segundo equipamento de medição não se justificava com base nos custos significativos que introduz sem que sejam, em contrapartida, recolhidos benefícios comparáveis, o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de distribuição de energia elétrica estabelece, no n.º2 do seu art.º 16.º, que os operadores de rede não são obrigados a integrar nos seus sistemas os (segundos) equipamentos de medição instalados pelos clientes.

Por outro lado, cabe referir que o número de instalações com um segundo equipamento de medição instalado é absolutamente residual, traduzindo reduzido interesse percebido pelos utilizadores nesta possibilidade. Com efeito, no caso do setor elétrico e segundo informação do operador da RND, existem apenas três instalações em MAT e três instalações em AT com segundo equipamento de medição instalado e, no caso do setor do gás, a ERSE não tem conhecimento de qualquer situação.

Nota ainda para a existência, no quadro legal e regulamentar em vigor, dos procedimentos de verificação periódica e de verificação extraordinária, enquanto mecanismos de controlo metrológico que visam assegurar, aos clientes e aos operadores de rede, o correto funcionamento dos equipamentos de medição. Através destes procedimentos, o cliente pode requerer uma verificação extraordinária do seu equipamento de medição por entidade acreditada, caso suspeite de funcionamento anómalo.

Assim, e com o racional anterior, a ERSE propõe estabelecer no RRC um enquadramento alinhado com o previsto no RSRI, salvaguardando as situações já existentes e remetendo a concretização das demais para acordo entre as partes. Note-se que não se coloca em causa, como não se poderia colocar, a instalação de um segundo equipamento de medição por parte do cliente, apenas se reenquadram as consequências para os sistemas (elétrico e do gás) decorrentes dessa instalação.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Foi recebido um comentário (EDP) solicitando clarificação da proposta à luz do estabelecido no n.º 6 do art.º 185.º do RRC, na redação submetida a consulta, segundo o qual «Sempre que o cliente assim o pretenda, pode instalar um segundo equipamento de medição».

## DECISÃO DA ERSE

Como se refere no documento justificativo de alteração do RRC (ponto 2.8.3), e como decorre da norma referida pela EDP, a proposta da ERSE não coloca em causa a instalação de um segundo equipamento de medição por parte do cliente. Com efeito, a alteração promovida apenas reenquadra as consequências para os sistemas (elétrico e do gás) decorrentes dessa instalação, enquadrando a eventual integração desse segundo equipamento de medição nos sistemas dos operadores de rede no âmbito de acordo entre as partes, como previsto no n.º 7 do art.º 185.º.

Os principais argumentos utilizados pela ERSE para promover esta alteração são, por um lado, o impacto para o operador da rede associado a um segundo equipamento de medição (necessidade de alteração de sistemas de informação, aumento da complexidade operacional, acréscimo de custos) e, por outro lado, o número absolutamente residual (no caso do setor do gás, nulo) de equipamentos de medição nestas condições.

Por último, cabe esclarecer que estes equipamentos de medição não têm qualquer relação com o tema atualmente em discussão, designado por contagem específica ou *submetering*, uma vez que estes segundos equipamentos de medição visam apenas assegurar redundância de medição em relação ao equipamento do operador de rede.

Assim, não foram introduzidas alterações no articulado proposto.

### 2.10.5 CARACTERÍSTICAS DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

## RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

As alterações promovidas pela ERSE ao nível do art.º 32.º do RRC submetido a consulta tiveram como intuito fundamental a simplificação da redação.

Sem prejuízo do referido, introduziu-se menção à necessidade de os equipamentos de medição das instalações dos clientes assegurarem o registo de informação necessária para a participação no mercado (para além daquela que já estava prevista na redação ainda em vigor, concretamente para efeitos de faturação). Adicionalmente, foi incluído o princípio, já estabelecido no RAC, de que os equipamentos, se tiverem essa capacidade, devem ser parametrizados para medição bidirecional.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Foram recebidos comentários (DECO e EDP) no sentido de clarificar na redação o que deve ser entendido por «participação em mercado», indicando que se concretize através de referência aos mercados de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade.

Foi ainda recebido um comentário da E-REDES dando nota de que a parametrização para registo bidirecional representa uma sobrecarga significativa para o canal de comunicações utilizado, só se justificando quando, efetivamente, se perspetiva que determinada instalação injete na rede.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE concorda com o comentário da DECO e da EDP, tendo acrescentado no n.º 2 do art.º 32.º, tal como no n.º 3 do art.º 41.º (este relativo à disponibilização de dados de consumo a comercializadores e agregadores), ambos na redação do RRC submetida a consulta, a referência aos mercados de serviços de sistema e de flexibilidade.

A ERSE também concorda com o comentário da E-REDES, tendo alterado a redação do n.º 3 do art.º 186.º do RRC na versão submetida a consulta, de modo a fazer depender o registo bidirecional da perspetiva de injeção na rede.

### **2.10.6 CONTROLO DA POTÊNCIA EM CLIENTES DE BAIXA TENSÃO NORMAL**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

As alterações promovidas pela ERSE ao nível do art.º 35.º do RRC submetido a consulta tiveram como intuito fundamental a simplificação da redação.

Sem prejuízo do referido, introduziram-se algumas clarificações no âmbito dos contadores inteligentes (que integram a função de controlo de potência de modo digital) e das instalações trifásicas integradas em rede inteligente (nas quais o controlo da potência contratada se deve, em regra, fazer com base na soma da corrente instantânea das três fases).

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Foi recebido um comentário (DECO) considerando que, para efeitos da passagem da alimentação de monofásica para trifásica, nos termos do art.º 35.º do RRC, e não prejudicando a possibilidade de oposição por parte do cliente, importa que o operador de rede justifique de forma clara ao cliente a necessidade dessa alteração no sentido de evitar eventuais conflitos.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE concorda com o comentário da DECO, tendo acrescentado no n.º 4 do art.º 35.º, na redação do RRC submetida a consulta, a obrigação, aplicável ao operador de rede, de justificar junto do cliente a necessidade de alteração ao nível da alimentação da instalação.

### **2.10.7 MEDIÇÃO INTERNA**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A ERSE propôs que, para além dos pontos de medição obrigatórios na fronteira entre as redes de energia elétrica e as instalações dos utilizadores, se pudessem constituir como pontos de medição, em casos de especial complexidade, devidamente justificada pelos operadores de rede, pontos de medição internos a essas instalações e, bem assim, a utilização de contagens parciais. Adicionalmente, e também com o propósito da habilitação regulamentar, foi proposto que essas regras pudessem aplicar-se a instalações prestadoras de serviços de flexibilidade (como estabelecidas no ROR).

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Foram recebidos comentários por parte de dois participantes na consulta (EDP, E-REDES), considerando relevante a alteração introduzida e sugerindo maior exaustividade ao nível das regras aplicáveis a estas situações.

Em particular, a EDP, tal como a E-REDES, entende que estes equipamentos devem sujeitar-se ao cumprimento de requisitos e certificações em linha com os aplicáveis aos equipamentos de medição do operador de rede e, uma vez que serão utilizados para faturação, que deveriam ser explorados pelo operador de rede ou, no mínimo, assegurar a interoperabilidade com os sistemas de recolha e gestão de dados e de sincronização temporal usados pelo operador de rede. Entende também que devem ser definidas regras claras sobre a alocação de responsabilidades relativas à operação e manutenção destes equipamentos de medição e à abordagem a adotar em caso de falha de dados para faturação e, bem assim, que a utilização destes equipamentos deve poder abranger também a prestação de serviços de sistema.

Do mesmo modo, a E-REDES refere que a proposta vem apenas criar um enquadramento que, para ser implementado e operacionalizado, necessita que sejam definidos aspetos como qual o impacto na faturação de acessos, modelos de propriedade e gestão dos equipamentos de medição, regras e metodologias de cálculo, regras a aplicar em caso de falha de dados, entre outros. A E-REDES manifesta também preferência por modelo em que o operador seja proprietário e responsável pela gestão e exploração dos equipamentos de medição internos, garantindo a compatibilidade e interação com os sistemas de informação.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Foram duas as motivações da ERSE que presidiram à proposta submetida a consulta. Por um lado, e em primeiro lugar, na decorrência de recentes casos concretos de grandes instalações industriais que, por razões diversas, tornaram necessário, ainda que transitoriamente, o recurso a equipamentos de medição internos a essas instalações para efeitos de faturação. Estes casos revestem-se, em regra, de grande complexidade e singularidade, tendo-se procurado habilitar regulamentarmente este tratamento de exceção. Por outro lado, a utilização de equipamentos de medição internos pode justificar-se para efeitos de prestação de serviços à rede.

Poucos dias antes do lançamento da consulta pública pela ERSE, foi conhecida a proposta final da Comissão Europeia com vista a melhorar a configuração do mercado da eletricidade da União, que introduziu, entre outros, desenvolvimentos em relação à contagem específica (*submetering*). A proposta encontra-se ainda em discussão, mas importa recuperar as principais ideias.

São instituídas regras que permitam aos operadores das redes (de transporte e de distribuição) usar dados de contadores específicos para fins de observabilidade e liquidação de serviços de flexibilidade, com o

objetivo de facilitar a participação ativa dos consumidores no mercado e o desenvolvimento da sua resposta da procura.

A utilização de dados destes contadores específicos deverá estar acompanhada de requisitos de qualidade.

Define-se «contador específico» como «um dispositivo afixado ou incorporado num ativo que vende serviços de flexibilidade ou de resposta da procura no mercado da eletricidade ou a operadores de redes de transporte e de distribuição».

É assim evidente, por um lado, e em linha com o proposto pela ERSE, a necessidade de perspetivar desde já no quadro regulamentar a possibilidade de utilização destes equipamentos e de, por outro lado, fazê-lo de forma muito aberta, tratando-se de matéria em processo legislativo europeu.

Assim, foram introduzidas alterações pontuais nos artigos 184.º e 224.º do RRC, na redação submetida a consulta.

Relativamente ao art.º 184.º, o foco do recurso a equipamentos de medição internos foi colocado na prestação de serviços à rede, admitindo-se, adicionalmente, a sua utilização em casos de especial complexidade (a justificar pelos utilizadores de rede e mediante análise prévia por parte do operador de rede) como enquadrados anteriormente. Adicionalmente, em linha com os comentários recebidos e com a proposta da Comissão Europeia, prevê-se o estabelecimento de requisitos e regras específicas aplicáveis a estes equipamentos e aos respetivos dados (a concretizar no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados, nos termos das alterações agora introduzidas no art.º 224.º).

## **2.11 LIGAÇÕES ÀS REDES**

### **2.11.1 INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A ERSE propôs a extensão do regime regulamentar relativo às condições comerciais de ligação às redes de instalações de produção, às instalações de armazenamento autónomo. A alteração está prevista nos artigos 145.º a 152.º, 424.º, 436.º do Regulamento das Relações Comerciais, incluindo, no âmbito da sua aplicação, as instalações de armazenamento autónomo.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Foi recebido o contributo de uma entidade, que solicitou confidencialidade, sobre o tema das ligações às redes das instalações de armazenamento que refere que as propostas dos artigos n.ºs 89.º, 90.º, 94.º, 145.º a 152.º apenas se referem a instalações de armazenamento autónomo, mas também se devem aplicar à situação em que o armazenamento está associado a ativos de produção.

## DECISÃO DA ERSE

Para efeitos regulamentares, a definição de armazenamento autónomo refere-se a instalações de armazenamento licenciadas como tal, excluindo-se o armazenamento que esteja incluído noutras instalações elétricas. Ou seja, são autónomas na medida que não estão associadas a centro eletroprodutor ou UPAC e não integram uma instalação de utilização.

Com a presente revisão regulamentar procurou-se criar o enquadramento para as unidades de armazenamento autónomas, que até agora era inexistente, incorporando as disposições contidas no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Assim, sendo não se altera a redação proposta.

### 2.11.2 UPAC

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs a explicitação dos encargos de ligações à rede a pagar pelo autoconsumidor, nos termos do artigo 97.º, da seguinte forma:

#### h) **Instalação de UPAC dentro de uma instalação de utilização:**

- sem alteração da potência da ligação à rede: o operador de rede não deverá cobrar quaisquer encargos com a ligação, incluindo estudos;
- com aumento a potência de ligação à rede: o operador de rede deverá cobrar encargos com a ligação (de produção) no que respeita ao acréscimo de potência.

#### b) **Instalação de UPAC diretamente ligada à RESP:** o operador de rede deverá cobrar encargos com a ligação relativos à produção.

Nos casos de ligação de uma instalação de armazenamento, deve ser tratada de modo análogo à UPAC.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

Tanto a Coopérnico como o Conselho Consultivo referem que é necessário clarificar (no artigo 97.º) que a ligação à rede não inclui substituição de equipamento de medição.

A E-Redes alerta para o facto de a prática atual estar dissonante daquilo que se perspetiva na proposta regulamentar, nomeadamente no seu artigo 97.º, solicitando a alteração da expressão “potência de ligação à rede” por “potência requisitada”, evitando incoerências interpretativas com o conceito de “potência de ligação” definida no Decreto-Lei n.º 15/2022.

## DECISÃO DA ERSE

A proposta da ERSE mantém-se com a alteração da redação das alíneas a) e b), substituindo a expressão “potência de ligação à rede” por “potência requisitada”, coincidente com a terminologia regulamentar vigente e os comentários recebidos.

No que respeita aos comentários do Conselho Consultivo e da Coopérnico, de salientar que a regulamentação da medição no regime de autoconsumo (RAC), estabelece em concreto:

- 1) Quais são os pontos de medição obrigatória;
- 2) A responsabilidade pelos encargos com os equipamentos de medição e;
- 3) Os requisitos técnicos e funcionais.

No que se refere à “substituição de equipamento de medição”, de notar que só há lugar à substituição de equipamento de medição em duas circunstâncias: avaria ou incompatibilidade do equipamento atual com o novo regime de medição. De salientar ainda que, no caso do regime de autoconsumo, há especificidades relevantes no âmbito de quem paga os contadores, também estas previstas no RAC.

### 2.11.3 ACESSO ÀS REDES COM RESTRIÇÕES

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs que, a ligação à RESP com restrições de instalações produtoras, ao não exigir um reforço da capacidade da rede, deverá estar isenta do pagamento de encargos de participações nas redes. A proposta impacta a redação dos artigos 151.º e 387.º do Regulamento das Relações Comerciais.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

O Conselho Tarifário e a AdC referem que, de um modo geral, o impacto destas medidas é positivo dado que contribui para o aumento da taxa de utilização do ativo RESP, melhorando a eficiência no uso das redes, reduz o risco de sobre-investimento nas redes (e consequentemente dos encargos para os consumidores). Todavia, o Conselho Tarifário alerta que este tipo de ligação só poderá ocorrer por proposta do operador de rede uma vez identificada uma restrição na capacidade da rede e que constitui um direito do produtor a sua aceitação.

O Conselho Tarifário e o Grupo EDP entendem que não é necessariamente verdade que as ligações com restrições devam (ou possam) dispensar o investimento na expansão da rede. Sugerindo o Conselho Consultivo que a isenção prevista da participação nas redes deve ser balizada no tempo e avaliada periodicamente, garantindo os efetivos benéficos para o sistema elétrico.

A APIGCEE, o Frederico Vidigal e um contribuinte confidencial consideram que não é perceptível no RRC a isenção do encargo, sendo que este último contribuinte menciona ainda que falta referir os seguintes aspetos quando passa a haver condições para estabelecer um acesso firme, a saber i) que o produtor tem o direito de manter as suas condições de acesso à capacidade (se a rede for desenvolvida por iniciativa do operador, a nova capacidade pode ser atribuída a novos produtores se o primeiro optar por manter as suas restrições) e; ii) se o produtor passar a ter um acesso firme deverá pagar o encargo de participação nas redes de que esteve isento no momento inicial.

## **DECISÃO DA ERSE**

No que respeita às condições de aplicabilidade do acesso com restrições, sugere-se a consulta do relatório da consulta pública do RARI, onde se encontra com mais detalhe a avaliação das condições de aplicação deste regime.

No RRC estão previstos os encargos de ligação à rede, incluindo os aplicáveis nas situações de ligações às redes com restrições. Neste contexto, de assinalar o artigo 151.º, o qual prevê que o encargo a pagar de participação nas redes é função da existência de restrições (variável  $r$ ), conforme vier a ser definido em norma complementar que aprovará os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica. Na discussão deste documento, haverá oportunidade para avaliar de forma quantitativa e qualitativa as condições concretas do regime ao nível dos custos e dos benefícios que possam trazer, justificando as condições económicas relativas ao reforço das redes.

Face ao exposto, não se altera a redação proposta.

### **2.11.4 PRODUTORES DE GÁS**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A ERSE propôs a alteração das condições comerciais previstas no RRC para as instalações de produção de gás de forma harmonizada com a lei de bases do gás, nomeadamente quanto ao ressarcimento de um produtor que suportou inicialmente os encargos de construção dos elementos de ligação, até ao prazo de 5 anos, no caso das infraestruturas de ligação serem utilizadas por outro produtor, harmonizando desta forma o tratamento dado às ligações de produtores dos setores do gás e da eletricidade. Adicionalmente, prevê-se que o operador da rede possa propor o sobredimensionamento da rede, nos casos em que seja mais benéfico para o sistema, prevendo-se as condições de participação nos respetivos encargos. A proposta altera a redação do artigo 180.º (nova numeração) do Regulamento das Relações Comerciais.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

De acordo com o novo artigo 180.º a responsabilidade dos encargos de construção é do produtor. A Floene considera que esta definição não está alinhada com a prática internacional em alguns países europeus no que respeita aos incentivos à descarbonização das redes de gás, ao não ser reconhecido o papel fundamental de mecanismos de participação dos custos de ligação e injeção de gases renováveis.

Frederico Vidigal sugere que seja incluído no RRC (à semelhança do setor elétrico) a obrigação por parte dos operadores de rede de (i) proporcionarem a ligação de instalações de produção às suas redes, e (ii) disponibilizarem previamente ao registo de produtor de gases, informação quanto à possibilidade de ligação e estimativa dos valores dos custos de ligação à rede, com o objetivo de tornar claro e dar certeza quanto à possibilidade de ligação de uma instalação produtora.

A REN, alerta que o Artigo 180º proposto estabelece as condições para a construção, encargos e pagamento de elementos de ligação de produtores de gás às redes. Contudo, salienta-se que alguns dos pontos do referido Artigo não estarão em sintonia com as regras estabelecidas no Despacho nº 806 – C/2022 (Regulamento da Rede Nacional de Transporte de Gás – RRTG), nomeadamente no Artigo 16º do RRTG.

Por exemplo, o ponto 2 do Artigo 180º do RRC proposto estabelece que “É da responsabilidade dos produtores a construção dos respetivos elementos de ligação à rede recetora, incluindo as infraestruturas de ligação e injeção”. Contudo, é importante salientar, o ponto 2 do Artigo 16º do RRTG refere que “Sem prejuízo da responsabilidade pelos encargos definida na lei, é da responsabilidade do operador da RRTG, o desenvolvimento das infraestruturas a estabelecer entre a rede de transporte existente e os pontos de entrega (PE), ou os pontos de receção (PR), com exceção dos gasodutos ou ramais de ligação a montante ou jusante, respetivamente dos referidos pontos.”

#### **DECISÃO DA ERSE**

Relativamente ao comentário da Floene cabe referir que as disposições incluídas no RRC derivam de orientações da lei de bases do setor, nomeadamente o Decreto-Lei n.º 62/2020 que estabelece no seu artigo 72.º que os encargos com a ligação desde o estabelecimento de produção, que sirva em exclusivo um ou mais produtores, até à interligação com a RPG, incluindo as infraestruturas associadas à ligação e injeção na rede, são da responsabilidade dos respetivos titulares de registo. De notar, ainda, que a redação do RRC, equipara o regime das ligações às redes dos produtores em ambos os setores regulados (eletricidade e gás).

Quanto às sugestões do Frederico Vidigal, cabe referir: i) que a obrigação por parte dos operadores de rede de proporcionarem ligações de instalações de produção às suas redes já está prevista no número 8 do artigo 91.º do RRC que estabelece que os operadores das redes no setor do gás, dentro das suas áreas de intervenção, são obrigados a proporcionar a ligação à sua rede das instalações produtoras de gás que o requisitem, uma vez reunidos os requisitos técnicos e legais necessários; e ii) que a obrigação por parte dos

operadores de rede de disponibilizarem, previamente ao registo de produtor de gases, informação quanto à possibilidade de ligação e estimativa dos valores dos custos de ligação à rede encontra-se prevista no artigo 12.º.

No que respeita ao direito de construção pelo produtor, a ERSE entende que, da leitura do artigo 71.º, n.º 3 do Decreto-lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, decorre que a responsabilidade por esta construção é, por defeito, dos promotores, dispondo assim:

«3 — Os titulares de registo prévio para a produção de gases de origem renovável têm ainda o direito de executar as ligações à rede de transporte ou à rede de distribuição, conforme os casos, nas condições fixadas no procedimento de registo prévio pelo respetivo operador».

De notar ainda que o n.º 3 do artigo 16.º do Regulamento da Rede de Transporte de Gás refere explicitamente que «É da responsabilidade do produtor ou consumidor, o desenvolvimento do gasoduto ou ramal a estabelecer entre a instalação de produção ou de consumo, respetivamente, e a RNTG existente, ou a estabelecer pelo operador da RNTG, sujeito às seguintes condições (...)».

Neste contexto, a ERSE considerou que o tratamento harmonizado de instalações produtores no setor do gás e no setor elétrico tem vantagens e está legalmente suportado. Contudo, visando deixar claro que a construção por parte do operador da rede de transporte é sempre possível, foi alterada a redação do n.º 3 o art.º 180.º, permitindo ao operador da rede a iniciativa da construção, desde que assegure o acordo com o cliente.

#### 2.11.5 ENCARGOS DE COMPARTICIPAÇÃO NAS REDES

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

Às alterações do ponto de receção de instalações de produção e de instalação de armazenamento autónomo à RESP, mesmo que mantendo a potência requisitada, a pedido dos interessados e com impactes na RESP, são aplicáveis os encargos relativos a comparticipação nas redes.

##### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Um contributo confidencial discorda da alteração proposta pela ERSE, considerando o regime relativo às situações em que existe um pedido de alteração do ponto de receção, excessivamente oneroso para o

promotor, uma vez que pode dar-se o caso deste ser obrigado a pagar duas vezes os custos de compensação da rede e, potencialmente, beneficiar outros produtores.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A proposta da ERSE visa impedir comportamentos oportunistas, aplicando o princípio do utilizador pagador, visando aplicar situações genéricas e não discriminatórias. Entende a ERSE que a alteração do pedido de receção, que tenha impactos equiparáveis ao de uma nova ligação, deve ter um tratamento similar, ainda que não haja impactos ao nível da potência de ligação ao sistema, como um todo. Face ao exposto, mantém-se a redação proposta.

#### **2.11.6 INFORMAÇÃO A PRESTAR PELO ORD**

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A ERSE propõe eliminar a obrigatoriedade de o ORD enviar à ERSE folhetos informativos sobre o processo de ligação às redes.

##### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

A REN Portgás concorda com a eliminação da obrigatoriedade de o ORD enviar à ERSE folhetos informativos sobre o processo de ligação às redes, no artigo 276.º do RRC em vigor. No entanto, alerta que está discordante com o referido no artigo 12º, pelo que propõe a introdução das mesmas orientações no artigo 12º.

##### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE acolhe a sugestão da Portgás tornando coerente o artigo n.º 276 com o artigo n.º 12, eliminando deste último a referência aos folhetos.

## 2.12 OBRIGAÇÃO DE DISPONIBILIZAÇÃO DE PREÇOS DE REFERÊNCIA EM BT

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propõe a harmonização da redação do RRC com o normativo legal, incluindo na obrigação de envio pelos comercializadores, os preços de referência e as ofertas comerciais destinadas aos clientes em baixa tensão (BT) e não apenas em baixa tensão normal (BTN).

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A este respeito, o grupo EDP faz notar que, uma vez que na baixa tensão especial (BTE) não se praticam tabelas de preços de referência, a menção aos clientes em BT deve ser alterada para BTN. A Elergone entende que o princípio norteador será tratar os clientes em BTN ou consumidores. Que a publicação só deve ser obrigatória quando existam ofertas standard.

O grupo Galp compreende que a alteração deriva de uma obrigação legal, no entanto, refere 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, sugerem que, sem prejuízo da informação a prestar à ERSE, esta informação não seja publicamente divulgada, atendendo à natureza particularmente concorrencial deste segmento de clientes.

### DECISÃO DA ERSE

A alteração na redação do artigo 379.º, n.º 2, al. a) considera o previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022. Neste contexto, o regulador tem de cumprir as obrigações legais que lhe estão cometidas. De notar que o objetivo do legislador e da ERSE é a promoção da transparência e o seu funcionamento do mercado, no respeito dos princípios da concorrência.

## 2.13 PREÇOS REGULADOS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A ERSE propôs que os operadores de redes devem disponibilizar aos interessados que pretendam injetar na rede eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis, estimativa do valor dos custos de ligação

à rede, aplicando-se o encargo definido pela ERSE (encargo relativo a estudo sobre a capacidade de receção e condições técnicas de ligação à rede).

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Frederico Vidigal e Macedo Vitorino consideram positiva a alteração ao artigo 148.º que veio estabelecer que os operadores de rede devem disponibilizar previamente à obtenção da reserva de capacidade de injeção na RESP aos interessados que pretendam injetar energia na RESP, a estimativa do valor dos custos de ligação à rede, uma vez que permite uma maior visibilidade sobre os custos de um projeto antes de se avançar para o respetivo licenciamento. No entanto, entendem que o operador da rede deve também disponibilizar essa informação após a obtenção da reserva de capacidade, caso assim seja solicitado pelo produtor.

A REN considera que o estudo sobre a capacidade de receção e condições técnicas de ligação à rede, e respetivos encargos, se deveria estender aos clientes. Isto é, caso estes pretendam ter acesso a uma estimativa de custos de ligação e à informação sobre a existência de capacidade para alimentação do consumo pretendido pelo cliente, previamente à solicitação de uma proposta técnico-comercial formal com as condições de ligação. Referem, ainda, que se verifica que o número e dimensão dos pedidos de ligação de novos clientes à RESP tem crescido de forma muito significativa.

#### **DECISÃO DA ERSE**

No que respeita à sugestão para a disponibilização de estimativa do valor dos custos de ligação à rede após a obtenção da reserva de capacidade, importa salientar que, nesse caso, existem documentos alternativos tais como o orçamento. A natureza da informação em causa no artigo 148.º é informativa e indicativa, em contraposição ao orçamento que é um documento vinculativo, que estabelece um compromisso entre as partes.

No que respeita à sugestão da REN, de estender aos clientes o estudo referido, a ERSE considera a mesma interessante, todavia, na medida em que seria aplicável a todos os operadores da RESP (transporte e distribuição), e não tendo a mesma sido objeto de consulta, opta-se por não incluir esta obrigação na presente reformulação. Face ao exposto, não se verificam alterações à redação proposta.

### **3 OUTRAS PROPOSTAS E ADAPTAÇÕES COLOCADAS EM CONSULTA**

#### **3.1 CLARIFICAÇÃO DO REGIME DA CAUÇÃO**

##### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A proposta da ERSE visou tão-somente espelhar na redação do RRC o entendimento que já vinha sendo partilhado pela ERSE relativamente ao regime da caução, clarificando a sua interpretação. Neste sentido, foram consolidadas as alterações que traduzam a aplicação apenas aos consumidores e aos clientes de eletricidade em BTN das regras previstas no RRC, designadamente em matéria de meios de prestação da caução, do cálculo do seu valor, utilização e restituição.

##### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Foram recebidos alguns comentários sobre o regime da caução, propondo nomeadamente a exclusão dos clientes em BTN, não consumidores (Acciona, EDP Comercial).

A EDP Comercial requer ainda a revisão de algumas regras, como sejam a eliminação do pagamento por transferência bancária como impedimento à prestação da caução, bem como fundamento para a restituição da caução; a exclusão das restrições impostas quanto ao momento da prestação da caução, quando posterior à celebração do contrato (aumento da potência contratada, alteração da opção tarifária ou da capacidade ou do escalão de consumo); e ainda a alteração do disposto no artigo 26.º, n.º 3 de modo a permitir a solicitação de interrupção do fornecimento quando o valor da caução não seja suficiente.

##### **DECISÃO DA ERSE**

O Decreto-Lei n.º 195/99, de 8 de junho, na sua redação atual, estabelece o regime da caução para todos os fornecimentos considerados como serviços públicos essenciais, nos termos previstos na Lei n.º 23/96, de 26 de julho, versão vigente, desde que se tratem de consumidores, definidos enquanto tal na chamada lei de defesa do consumidor (Lei n.º 24/96, de 31 de julho). No que respeita ao setor elétrico, mesmo antes do referido diploma, o RRC previu um regime similar e sempre equiparou os demais clientes em BTN aos consumidores (clientes que destinam o consumo de energia a uso não profissional).

As regras relativas às condições e meios de prestação da caução, cálculo do valor da caução, sua utilização e restituição assentam expressamente no Decreto-Lei n.º 195/99, designadamente sobre o papel do meio de pagamento transferência bancária como impedimento à prestação de caução ou determinante para a sua restituição, bem como a proibição da interrupção do fornecimento quando o valor da caução prestada seja inferior ao valor em dívida.

### **3.2 ACERTOS E PERIODICIDADE DE FATURAÇÃO**

#### **RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE**

A proposta de revisão regulamentar do RRC colocada a consulta pública não incluiu expressamente alterações às normas de relacionamento comercial que preveem a periodicidade de faturação de operadores de rede a agentes de mercados e de comercializadores a consumidores ou clientes. Em todo o caso, a redação vigente à data do RRC estabelece, no seu artigo 38.º, n.º 5, a responsabilidade dos operadores de rede quanto aos encargos que decorram da omissão de atuação que lhes seja imputável e que seja suscitada perante terceiros (comercializadores), nomeadamente os decorrentes da invocação da prescrição e caducidade nos termos da lei.

Por outro lado, no âmbito dos princípios gerais aplicáveis à mudança de comercializador, estabelece-se que a fatura de fecho por parte do comercializador cessante se deve produzir até 45 dias após a efetivação da mudança de comercializador, o que, indiretamente, estabelece um regime temporal limitado de acertos de faturação por parte dos comercializadores aos seus clientes que transitem para outras carteiras de fornecimento.

Adicionalmente, a respeito da existência de dados reais de consumo para efeitos de faturação, a proposta de revisão regulamentar colocada a consulta pública veio limitar ao setor do gás e, no caso do setor elétrico, às instalações em BTN não integradas em redes inteligentes, a possibilidade de realização de estimativas por parte de comercializadores. No caso das instalações de consumo em MAT, AT, MT e BTE, o regime consagrado estabelece a impossibilidade de recurso a estimativas para efeitos de faturação, devendo a inexistência de leitura real para um dado período determinar um valor nulo a faturar nesse período. O mesmo princípio é estabelecido em relação a todas as instalações de produção e de armazenamento.

A proposta de revisão regulamentar veio alargar às instalações de BTN integradas em redes inteligentes a regra enunciada no parágrafo anterior, mas limitando a sua aplicação às situações em que o operador de

rede disponibilize, ao comercializador, dados reais relativos a, pelo menos, dois terços do período a faturar. Caso tal não suceda, o comercializador pode realizar estimativas para faturar o seu cliente, utilizando para tal as metodologias estabelecidas na regulamentação (em concreto, no GMLDD).

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Nos comentários rececionados acerca de acertos ou periodicidade de faturação, é, de forma mais ampla e recorrente referido que, na faturação aos clientes finais, se limite temporalmente a possibilidade de serem produzidos acertos de faturação, sendo que se refere igualmente que se deve adotar um prazo de 6 meses para o efeito. Esta circunstância surge associada com duas realidades complementares entre si, designadamente as que decorrem da utilização de dados reais de consumo (recolhidos pelo operador de rede) e o prazo adotado regulamentarmente para o fecho das carteiras de comercialização.

Num outro plano, ainda que relacionado com o antes referido, é mencionado que o quadro regulamentar beneficiaria em clareza e certeza regulatória da explicitação de um prazo ou período transitório que assegure que toda a faturação a clientes finais em baixa tensão normal se processe na base de dados reais de consumo ou que, alternativamente, se vincule que toda a faturação a estes clientes quando integrados em redes inteligentes dispense obrigatoriamente o uso de estimativas de consumo.

#### **DECISÃO DA ERSE**

No que concerne aos comentários que, de forma abrangente, referem a necessidade de se adotar uma regra transitória para que se abandone o uso de estimativas de consumo na faturação de clientes finais integrados em redes inteligentes, entende a ERSE que o atual RRC já estabelece a primazia do uso de dados reais de consumo para efeitos de faturação, assim determinando a desnecessidade de previsão de qualquer norma transitória com este propósito.

Atentos os demais comentários recebidos, e efetuada uma ponderação dos mesmos, optou-se por, na redação final do RRC estabelecer uma limitação temporal aos acertos de faturação do operador de rede ao comercializador, a título dos encargos de uso das redes dos seus respetivos clientes, o que se concretizou por estabelecimento de um limite temporal de seis meses para este efeito (artigo 352.º da redação final).

Consequentemente, prevendo-se que o comercializador não veja alterada nem a faturação que lhe é tramitada pelo operador de rede nem a sua própria carteira em prazo que exceda os seis meses, os acertos de faturação aos clientes finais por si fornecidos são igualmente limitados a um período de seis meses

(artigo 48.º da redação final). Em todo o caso, excluem-se desta obrigatoriedade os acertos que decorram do ajustamento de planos de faturação fixa com, por exemplo, carácter anual.

## **4 TEMAS ADICIONAIS SUSCITADOS NO ÂMBITO DA CONSULTA**

O presente capítulo enuncia os comentários recebidos na consulta pública que não tinham sido incluídos na proposta da ERSE

### **4.1 INTERRUPÇÕES POR FACTO IMPUTÁVEL AO CLIENTE**

#### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

A JAFplus solicita a manutenção da falta de pagamento das faturas de fornecimento como motivo para interrupção por facto imputável ao cliente, nos termos da al. g) do n.º 1 do art.º 79.º do RRC ainda em vigor.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A eliminação da norma deve-se, por um lado, e no que respeita a procedimento fraudulento, à existência de regulamento próprio (RAIE) que estabelece a disciplina aplicável nas situações de apropriação indevida de energia e, por outro lado, no que respeita à falta de pagamento, por sobreposição com a al. j) do n.º 1 do art.º 79.º do RRC em vigor. Considera-se, assim, salvaguardada no RRC a situação em causa, não se introduzindo alterações face à versão submetida a consulta.

### **4.2 MEDIÇÃO A TENSÃO DIFERENTE DA TENSÃO DE FORNECIMENTO**

#### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

A CEVE apresentou um comentário solicitando que a contagem nos pontos fronteira dos ORD BT (isto é, nos postos de transformação MT/BT) seja efetuada do lado da baixa tensão.

#### **DECISÃO DA ERSE**

O RRC estabelece que a medição de energia elétrica deve ser feita à tensão de fornecimento, exceto em casos devidamente justificados. As exceções a este princípio, no caso da fronteira MT/BT, têm decorrido, fundamentalmente, de impossibilidade (por exemplo, no caso de postos de transformação aéreos) ou de

condicionalismos ao nível do espaço físico existente, e a sua não observação implica referir as grandezas medidas do lado do secundário ao primário, mediante estimativas que devem, sempre que possível, ser evitadas.

Por outro lado, o RRC estabelece como pontos de medição as ligações em MT dos postos de transformação MT/BT dos operadores das redes de distribuição em BT que não sejam, cumulativamente, operadores de rede em MT e AT (ao contrário do que sucede na fronteira em que há coincidência de operador de rede). Esta diferenciação decorre da existência de faturação entre ORD MT e AT e ORD exclusivamente em BT (pelas entregas aos clientes finais em BT ligados nesse nível de tensão). Tal não sucede quando o operador de rede é o mesmo (autotransformação em MAT, fronteira entre AT e MT, fronteira entre MT e BT, se aplicável).

Note-se que, de facto, sendo os postos de transformação MT/BT, nos termos da lei, parte integrante da rede de BT, o fornecimento de energia elétrica, no referencial do operador a montante, tem lugar em MT.

Reconhecendo-se que a medição em MT determina um aumento do custo dos equipamentos, registam-se, por outro lado, as vantagens de evitar estimar as perdas de transformação (para além de inviabilizar derivações a montante dos transformadores de medida e, dessa forma, contribuir para, em tese, conter o fenómeno da apropriação indevida de energia).

Face ao entendimento exposto, a ERSE não introduziu alterações no RRC a este respeito.

### **4.3 RELACIONAMENTO COMERCIAL DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO FECHADAS**

#### **ENQUADRAMENTO**

Nos termos do artigo 2.º, al. yy) do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o operador da rede de distribuição fechada é uma pessoa, singular ou coletiva, responsável pela exploração, pela interligação com a RESP e por assegurar a garantia da capacidade da rede de distribuição fechada. O ponto de interligação é, nos termos da lei, o ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve uma instalação de utilização ou outra rede.

No que respeita às condições comerciais de ligação às redes, na proposta regulamentar da ERSE, adotou-se o princípio do utilizador pagador, em concordância com as responsabilidades atribuídas pela lei ao

operador da rede de distribuição fechada, o que se assimila, para estes efeitos, ao tratamento da rede fechada como se de um cliente final se tratasse.

Ou seja, considerando que o operador da RDF é o responsável pela a construção, a exploração e manutenção da sua rede, bem como das respetivas interligações com outras redes, designadamente com a RESP, e por assegurar a garantia da capacidade da rede de distribuição fechada, cabe-lhe igualmente assegurar o pagamento e a construção da rede, em condições equivalentes às previstas para a ligação de instalações de consumo.

Em todo o caso, e pese embora a proposta tenha estabelecido a obrigação dos operadores das redes de transporte e de distribuição em AT, MT e BT que integram a RESP assegurarem a interligação das suas redes às redes de distribuição fechadas, quando solicitado, o RRC colocado em consulta não explicitou o relacionamento comercial entre estes operadores (da RESP e das redes de distribuição fechadas) para efeitos do exercício do acesso às redes da RESP.

#### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Nos comentários rececionados acerca das disposições relativas a relacionamento comercial das redes de distribuição fechadas com os operadores de rede de serviço público, é, pelos agentes, referido que o regime regulamentar deve densificar o conjunto de disposições que assegure a articulação entre o operador da rede de distribuição fechada e os demais agentes, mormente, os operadores das redes de serviço público, de modo a acautelar, entre outros aspetos, a aplicação de encargos por uso das redes e a titularidade das responsabilidades respetivas.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Atentos os comentários recebidos, e efetuada uma ponderação dos mesmos, entende-se dever ajustar a proposta de revisão regulamentar no sentido de prever uma norma geral para o estabelecimento e desenvolvimento do relacionamento comercial entre o operador da rede de distribuição fechada e os operadores de rede de serviço público, que se concretiza em termos análogos ao que se estabelece destes últimos com os clientes finais constituídos como agentes de mercado. Tal opção remete para que o tratamento das redes de distribuição fechada careça de um contrato de uso das redes de serviço público, celebrado com o operador com o qual se interligue. Estas alterações concretizam-se no artigo 373.º da redação final do RRC.

## 4.4 ZONAS LIVRES TECNOLÓGICAS

### ENQUADRAMENTO

No quadro da proposta específica de alteração do RRC, não foram colocadas em consulta pública quaisquer normas relativas ao desenvolvimento de projetos de investigação científica e desenvolvimento inseridos em zonas livres tecnológicas. Tais normas foram vertidas na proposta de alteração do Regulamento Tarifário (RT), aí se estabelecendo o regime de encargos a que estas zonas livres tecnológicas se encontram sujeitas.

Ainda que nem a proposta de alteração regulamentar do RRC, nem os comentários específicos recebidos para este regulamento tenham mencionado qualquer aspeto acerca das zonas livres tecnológicas, veio a E-Redes identificar nos comentários ao RT que, estabelecendo o RT um pagamento ao SEN a ser efetuado por estas, deveria o correspondente fluxo (dos pagamentos) ter subjacente um relacionamento comercial entre sujeitos.

### DECISÃO DA ERSE

Tomando em consideração o enquadramento acima referido, entende-se dever ajustar a proposta de revisão regulamentar do RRC, no sentido de prever uma norma geral para o estabelecimento e desenvolvimento do relacionamento comercial entre as zonas livres tecnológicas e os operadores de rede de serviço público, que se concretiza em termos análogos ao regime do relacionamento comercial entre comercializadores e operadores de rede, assim se enquadrando, num contrato de uso das redes específico, o pagamento dos encargos de potência estabelecidos no RT. Estas alterações concretizam-se no artigo 374.º da redação final do RRC.

## 4.5 PROJETOS-PILOTO

### RESUMO DA PROPOSTA

A proposta da ERSE consiste em harmonizar as regras aplicáveis a estes projetos aos projetos-piloto nos regulamentos alvo da atual revisão regulamentar, que reflete a experiência adquirida até ao momento pela ERSE nesta área, deixando abertura suficiente para não limitar qualquer projeto na sua forma ou objetivo.

Os princípios transversais vertidos no articulado foram, essencialmente: a necessidade de aprovação, a avaliação de impactos, a limitação de projetos no tempo, a criação de projetos por livre iniciativa do público ou da ERSE, a monitorização, a comunicação e a divulgação.

Para além deste conjunto de regras proposto, transversal aos regulamentos, alguns dos regulamentos dispõem de orientações para desenvolvimento de projetos-piloto, em particular, pelos operadores de rede.

### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Os comentários foram favoráveis à introdução de um artigo que estabelecesse, de forma geral, o quadro para o desenvolvimento de projetos-piloto. Adicionalmente, vários comentários solicitaram maior detalhe em algumas regras, nomeadamente: impactes tarifários; divulgação de resultados; duração do projeto.

Os comentários do CC, CT, Grupo EDP, REN Portgás e REN denotam um apoio geral à introdução da figura de “projeto-piloto”, o que, de acordo com o CC, pode “criar condições e espaço para a inovação, evitando que as regras estabelecidas regulamentarmente possam transformar-se em barreira”.

Contudo, em muitos dos comentários solicita-se maior detalhe e definição de regras. Um grupo de comentários (CC, CT, REN, Endesa e Coopérnico) destaca a necessidade de maior publicitação do processo de definição atribuição e divulgação dos resultados de projetos-piloto, dado o seu impacto tarifário, pois a perceção externa de dinamismo e inovação no setor é um catalisador e veículo de literacia para todos os agentes. Adicionalmente, a REN Portgás solicita maior detalhe sobre as condições prévias em que os investimentos em projetos piloto serão aceites para efeitos tarifários. Por outro lado, a APIGCEE aponta a necessidade de contabilizar e comunicar eventuais impactes nas tarifas de acesso às redes decorrentes da implementação deste tipo de projetos.

Relativamente à duração dos projetos piloto, o comentário do Grupo EDP solicita maior detalhe e sugere um período superior a 2 anos para projetos que envolvam investigação e desenvolvimento de âmbito europeu, bem como uma clarificação do critério para o início da contagem do prazo e a definição de um prazo limite para aprovação de projetos piloto por parte da ERSE. Também a Macedo Vitorino refere a ponderação de um limite à prorrogação de prazo, sob pena de desvirtuar o conceito de projeto-piloto.

Por último, a REN sugere a criação de uma bolsa anual, destinada a projetos de inovação, por meio concorrencial e com elaboração de um relatório final de balanço do projeto.

## **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE desenvolveu a proposta com o objetivo criar um quadro regulamentar flexível de regras para acomodar os diversos tipos de projetos e não impor barreiras desnecessárias à entrada. O conceito de Regulação Dinâmica implica uma abordagem regulatória limitada no tempo, focada nas atividades do setor energético alvo e/ou nos agentes do setor energético que podem participar, e que procura lidar com temas de novidade ou inovação no setor energético. A escolha das ferramentas de experimentação depende das circunstâncias dos mercados, do envolvimento do regulador, o público-alvo (operadores, agentes de mercado, clientes) e, claro, do objetivo principal.

A ERSE entende que o quadro normativo criado permite, dada a sua relativa elasticidade, acomodar devidamente na apreciação dos concretos projetos os comentários identificados na presente consulta pública.

Relativamente à necessidade de maior publicitação do processo de definição atribuição e divulgação dos resultados de projetos-piloto, esta questão encontra-se já prevista na proposta e será devidamente considerada no nível de exigência do processo de aprovação dos concretos projetos-piloto.

A decisão da ERSE mantém a opção inicial com a introdução de um número 3, permitindo que os projetos aprovados possam ter um prazo inicial superior a 2 anos, quando devidamente justificado.”

## **4.6 LIGAÇÕES ÀS REDES SETOR ELÉTRICO**

### **4.6.1 OBRIGAÇÃO DE LIGAÇÃO E PROCEDIMENTOS DE SOLICITAÇÃO E ANULAÇÃO DE LIGAÇÃO**

#### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

A E-REDES propõe que os prazos atualmente previstos sejam mantidos, com a ressalva de que, no caso das ligações em BT que requeiram quer a construção de um ou mais Postos de Transformação e Distribuição (PTD), quer a alteração em redes de nível de tensão superior, deve ser aplicado um prazo de 120 dias.

O artigo 11.º contém também o conceito de “especial complexidade”, que não é densificado na restante redação do articulado. De forma a tornar mais claro o âmbito da aplicação deste conceito, a E-REDES recomenda a sua tipificação, propondo, para o efeito, que seja associado à seguinte lista de situações (não taxativa):

- Intervenções em PTD existentes;
- Intervenções em Zonas Históricas Classificadas;
- Necessidade de condicionamento de trânsito;
- Expansão/reforço de rede aérea superior a 300 metros;
- Expansão/reforço de rede subterrânea superior a 100 metros.

Por fim, sugere a alteração da redação do o nº 6 do artigo 11.º, considerando que a redação desta disposição suscitou dúvidas no passado, na medida em que pode ser interpretada no sentido de que os prazos máximos de 45 e 180 dias úteis podem ser ultrapassados em casos de especial complexidade.

Adicionalmente, a E-REDES propõe que se utilize a revisão em curso para dar enquadramento regulamentar às anulações de pedidos de ligação às redes, em particular quando o processo não avança por facto imputável ao requerente. De facto, a empresa dá nota que existem diversos casos, alguns com vários anos, que dispõem de pedidos de ligação à rede abertos, valorizados e, inclusivamente, com encargos total ou parcialmente liquidados, mas que por desistência do requerente (e.g. insolvência, obras abandonadas) permanecem abertos. Assim, a empresa considera importante estabelecer prazos associados aos pedidos de ligação à rede, referindo a possibilidade de reembolso de valores de participações e de elementos de rede não construídos e já liquidados, de acordo com a seguinte proposta:

- Prazo máximo de 60 dias para que o requerente resolva eventuais pendências de orçamento, sob pena de anulação do pedido de ligação e reembolso de valores de participações e de elementos de rede não construídos e já liquidados pelo requisitante;
- Prazo máximo de dois anos para que o requerente resolva pendências de execução (quando a execução seja sua responsabilidade).

Por sua vez, Frederico Vidigal e Macedo Vitorino, refere que a obrigação de ligação se aplica a instalações de consumo, mas também instalações produtoras e instalações de armazenamento autónomo, pelo que sugere alteração do artigo em conformidade.

#### **DECISÃO DA ERSE**

No que respeita à sugestão relativa à consagração de novos prazos para a construção de PTD, bem como um novo procedimento para a anulação de pedidos de ligações às redes, de notar que não foi uma proposta que tenha beneficiado do contraditório pelos demais interessados, designadamente, clientes e restantes

operadores das redes. Adicionalmente, a consagração de novos prazos exige a recolha de evidências e maior nível de informação que justifique a tomada de decisão pela ERSE. Assim, não se procede à alteração sugerida.

No que se refere aos prazos do artigo 11.º, n.º 6, esclarece-se que as situações de “especial complexidade”, não têm, de facto, um prazo máximo estabelecido, exigindo-se, todavia, a necessidade de justificação da complexidade que justifique o alargamento dos referidos prazos<sup>6</sup>. Adicionalmente, não se considera prudente consagrar regulamentarmente as situações que podem configurar uma situação excecional, dado que, a mesma está sempre dependente da situação do caso concreto e as situações tipificadas nunca serão exaustivas da realidade. Assim sendo, a identificação de situações de especial complexidade carece sempre da devida justificação em face da situação real, devendo ser uma exceção à aplicação dos prazos previstos no RRC. Face ao exposto, não se procedem às alterações sugeridas.

Não obstante o exposto, a ERSE, ponderando a proposta da E-REDES, considera que o regime previsto no RRC beneficiará da harmonização de disposições nos setores da eletricidade e do gás, prevendo-se expressamente para o setor elétrico que o orçamento a apresentar pelo operador de rede ao requisitante relativo aos encargos devidos para proporcionar a ligação à rede de distribuição de gás deve conter o «prazo de execução da ligação e validade do orçamento», conforme decorre do artigo 162.º, n.º 3, alínea d) do RRC (anterior artigo 171.º).

Para o setor da eletricidade a redação existente não prevê a obrigatoriedade de apresentação da informação relativa ao prazo de execução da ligação, nem da validade do orçamento, designadamente na «Divisão I - Ligação de instalações de consumo e aumento de potência requisitada em Muito Alta Tensão, Alta Tensão e Média Tensão com potência requisitada igual ou superior a 2 MVA», seja na «Divisão II - Ligação de instalações de consumo e aumento de potência requisitada em Baixa Tensão e Média Tensão com potência requisitada inferior a 2 MVA» ou na «Divisão VI - Ligação à rede de instalações produtoras e de instalações de armazenamento autónomo».

Assim, foi inserida a seguinte expressão «com o respetivo prazo de validade» nos artigos 12.º, n.º 2, al. b), 106.º, n.º 2, alínea d), 124.º, n.º 2, alínea d), e 152.º, n.º 2, alínea d).

No que respeita à sugestão de redação relativa à caducidade dos pedidos de ligação à rede, a ERSE entende não dispor de dados suficientes que lhe permitam regulamentar convenientemente sobre esta matéria,

---

<sup>6</sup> A este respeito sugere-se a leitura do ponto 2.1.5.1 do [Relatório da Consulta Pública n.º 81](#).

nomeadamente pela ausência de informação sobre a frequência em que se verificam estas situações e os motivos que levam o requisitante a não concluir ou a não construir os elementos de ligação a seu cargo. Não obstante se reconhecer a eventual pertinência do tema, a ERSE entende tratar-se de uma questão complexa e que levanta uma série de outras questões, para as quais a ERSE não dispõe – no âmbito da presente revisão regulamentar – de elementos suficientes para cabalmente tomar uma posição, não se procedendo assim a esta alteração.

Relativamente à questão do «reembolso de valores de participações e de elementos de rede não construídos e já liquidados pelo requisitante», considera-se que a proposta poderá ser acolhida ao inserir no artigo 11.º um novo número 7, o qual prevê as condições de reembolso de valores pagos pelo requisitante em caso de desistência do pedido de ligação.

No que respeita à obrigação de ligação para as instalações de produção e de armazenamento autónomo é aplicável o artigo 91.º do RRC, pelo que, não se procede à alteração de redação do artigo 11.º.

#### 4.6.2 COMUNICAÇÃO DE INTERRUPTÕES DO FORNECIMENTO

##### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

A Galp apresentou um comentário indicando que quando os operadores das redes realizem interrupções programadas, ocorra a notificação prévia dos clientes com a indicação do período de intervenção e previsão de retoma do fornecimento.

##### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE concorda com o comentário da Galp, tendo adaptado o artigo 74.º e o artigo 75.º do RRC para acomodar a necessidade de os operadores das redes deverem avisar as entidades que possam vir a ser afetadas pela interrupção obrigatoriamente por mensagem SMS ou, em alternativa, cumulativamente, por aviso individual, por intermédio de meios de comunicação social de grande audiência na região ou por outros meios ao seu alcance que proporcionem uma adequada divulgação.

### 4.6.3 LIGAÇÕES EVENTUAIS E PROVISÓRIAS

#### SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO

A respeito das ligações provisórias, a E-REDES propõe que, findo o prazo constante da respetiva licença, o comercializador deve solicitar prorrogação do contrato ou denúncia do mesmo junto do OLMC, no prazo máximo de 15 dias. A empresa propõe ainda que, findo o período de 15 dias sem que tenha sido colocado pedido de denúncia ou de prorrogação por parte do comercializador, o contrato seja denunciado por iniciativa do ORD.

No que se refere às ligações eventuais, a E-Redes propõe que seja inscrito no RRC um prazo mínimo de 15 dias para pedidos de ligações eventuais à rede, permitindo aos operadores a elaboração dos estudos necessários e a respetiva pronúncia quanto à viabilidade da ligação eventual requerida. Propõe-se, ainda, que se estabeleça que pedidos que não respeitem este prazo mínimo poderão não ser apreciados pelos operadores.

Adicionalmente, propõe ainda alterações à redação do artigo 22.º e ao artigo 132.º, incluindo uma referência ao Regime das Instalações Elétricas Particulares, e ao artigo 22.º com o seguinte excerto:

“6 – O n.º 4 do presente artigo não será aplicável às instalações provisórias cujas ligações sejam estabelecidas de modo a constituir ligações definitivas, nos termos previstos no n.º 5 do artigo 132º, desde que as instalações sejam devidamente certificadas durante a vigência do contrato de fornecimento. Nestas situações, se o fornecimento foi interrompido por inexistência de licença de obras válida, deverá ser restabelecido.”

#### DECISÃO DA ERSE

No que respeita às sugestões apresentadas de notar que não foi uma proposta que tenha beneficiado do contraditório pelos demais interessados, designadamente, clientes e restantes operadores das redes. Adicionalmente, a consagração de novos prazos exige a recolha de evidências e maior nível de informação, pelo que, não se procede à alteração sugerida. O mesmo racional é aplicável à sugestão relativa à redação do artigo 22.º e 132.º, carecendo a ERSE de maior informação sobre a questão de fundo.

#### 4.6.4 LIGAÇÃO ENTRE REDES DE DISTRIBUIÇÃO

##### SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO

Foram apresentados comentários pelos dez operadores de rede exclusivamente em BT e, adicionalmente, pela CEVE.

Os dez operadores exclusivamente em BT referem que a E-Redes tem vindo a exigir aos mencionados operadores, em condições idênticas às de um cliente em MT, a montagem de um posto de transformação de distribuição de cabina com posto de seccionamento associado, que representará um custo em três vezes superior quando comparado com a solução de ponto de transformação de distribuição aéreo (AI-1 de 250 kVA). Acrescentaram ainda que acordaram “em princípio, dado que os quadros da E-REDES irão colocar o assunto superiormente” com uma distribuição de encargos, mais solicitando que “a ERSE sancione este acordo vertendo-o na futura redação do RRC através de um artigo que substitua o atual art.º 151.º”. A CEVE, por sua vez, corroborando a posição conjunta, acrescenta que os ORD BT deveriam ficar isentos destes custos.

##### DECISÃO DA ERSE

A ligação entre redes de distribuição em MT e AT e redes de distribuição em BT está prevista, designadamente, no atual artigo 151.º do RRC e consta do artigo 137.º do projetado RRC, sem mudanças de redação submetidas a consulta pública.

Convém, a este propósito, **assinalar que a ligação em causa é efetuada entre dois operadores de rede elétrica de serviço público e não entre um operador e um cliente**. Como tal, não existem dúvidas de que a base jurídica para repartição de custos é a que resulta do projetado artigo 137.º do RRC.

Nos termos do artigo (vigente e proposto), “Os encargos, as condições de construção e os prazos associados a uma ligação à rede ou aumento de potência requisitada de ligações entre redes de distribuição em Média Tensão e Alta Tensão e redes de distribuição em Baixa Tensão são **objeto de acordo entre os dois operadores de redes**” (nosso destaque). A opção regulamentar não obsta ao acordo (e proposta concreta de repartição de custos) a que aludem os ORD exclusivamente em BT. Pelo contrário, permite afirmá-lo. Apenas quando falhe o acordo, deve a ERSE decidir a repartição dos encargos, mediante proposta dos operadores, nos termos do n.º 2.

Entende-se, assim, que a redação do artigo se mostra mais consonante com os interesses em causa e flexível. Pelos motivos expostos, a ERSE decide manter a redação do artigo em causa.

#### 4.6.5 NÍVEL DE TENSÃO DE LIGAÇÃO À REDE

##### SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO

A E-REDES dá nota de que o aumento de ligações para PCVE em BT, cuja potência requisitada é tipicamente superior a 100 kVA, tem levado a uma gradual redução das margens de capacidade disponível nos PTD, o que em algumas situações, leva à necessidade de reforço de potência em PTD existentes ou mesmo à construção de novos PTD. Adicionalmente, este tipo de ligações acarreta o trânsito de valores significativos de potência na BT, contribuindo para uma degradação muito mais expressiva das perdas do que a que se verificaria na MT. Neste sentido, propõe que o limite de potência considerado para BT seja reduzido para 100 kVA. No entender da empresa, a redução do limiar de BT de 200 kVA para 100 kVA transferirá muitos dos futuros pedidos de ligação deste tipo para a MT, contribuindo para um desenvolvimento e exploração mais eficientes da rede.

##### DECISÃO DA ERSE

Esta matéria tem impacto significativo no que se entende por obrigação de ligação à rede, bem como nas obrigações dos respetivos operadores. Na ausência de um estudo pormenorizado, economicamente justificado, bem como de uma proposta sujeita a contraditório, não estão reunidas as condições para se proceder a esta alteração.

#### 4.6.6 CONSTRUÇÃO DE ELEMENTOS DE LIGAÇÃO À REDE E PAGAMENTO DE ENCARGOS

##### SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO

E-Redes sugere alterar a redação do artigo 103.º distinguindo entre pagamentos relativos a novas ligações de grandes consumidores, a aumentos de potência requisitada, sem alteração do local de ponto de entrega e aumentos de potência requisitada com alteração do local de ponto de entrega.

Sugere ainda a alteração de redação do artigo 108.º, n.º 3 referente à construção dos elementos de ligação (MAT, AT, MT com potência requisita igual ou superior a 2 MVA), do artigo 113.º, relativo às modificações na instalação a ligar à rede, no artigo 119.º, relativo a tipos de encargos de ligação à rede ou aumento de potência requisitada, 120.º, relativo a encargos com os elementos de ligação para uso exclusivo em BT e

finalmente, artigo 149.º, relativo a tipos de encargos para instalações de produção e de armazenamento autónomo.

Adicionalmente, sugere a adição do um novo artigo referente aos encargos devidos a terceiros para as ligações de instalações de consumo MT e BT quando a potência requisitada é inferior a 2 MVA, que passe a explicitar que este é um encargo a publicar pela ERSE na norma complementar que estabelece os parâmetros relativos às ligações às redes de energia elétrica.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A primeira sugestão da empresa visa a equiparação para o consumo do regime previsto no artigo 149.º (numeração da proposta) adotado para as instalações produção e de armazenamento. Neste regime está previsto que as alterações do ponto de receção a pedido do requisitante, ainda que mantenham a potência requisitada, que causam um impacto sobre a RESP equiparável ao de uma nova ligação, estão sujeitas ao pagamento dos mesmos encargos de uma nova ligação. A proposta, sendo razoável, não foi objeto de consulta, pelo que, não se considera oportuna a sua introdução no regulamento.

No que se refere às alterações de redação dos artigos 108.º a 149.º, apesar de serem alterações à primeira vista minimalistas, não foram objeto de estudo e avaliação prévia e não sendo justificadas com elementos factuais, que permitam compreender os seus reais impactos, não se procede às alterações sugeridas.

Sobre a sugestão de adição do novo artigo relativo aos encargos devidos a terceiros, a ERSE não compreende o racional da proposta. Os encargos devidos a terceiros, resultam de situações factuais, conhecidas apenas na situação concreta e de obrigações legais que exigem esse pagamento. Assim sendo, não pode a ERSE decidir, com base em valores a aprovar antecipadamente, encargos que são totalmente desconhecidos e alheios à regulamentação e competências do regulador.

#### **4.7 FATURAÇÃO DA POTÊNCIA CONTRATADA ENTRE OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

##### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

Os dez operadores exclusivamente em BT solicitaram à ERSE o sancionamento de um procedimento nos termos do qual o “compete ao ORDbt informar o ORD ATMT desta medida pontual [necessidade de bascular carga entre os postos de transformação quando tal se mostre necessário por intervenção numa

instalação, garantindo a continuidade do serviço prestado aos seus clientes], consignando-o num novo artigo do RRC”. Nos termos da proposta em concreto, “o ORDbt faturará no período mencionado o valor da máxima potência tomada, repondo o valor da Pc em utilização antes desta operação de basculação”.

Também a CEVE, em comentários autónomos no mesmo sentido, refere que “um ORD BT não poder ser considerado um cliente final em MT, porquanto não controla diretamente o consumo dos seus consumidores. Razão pela qual é da mais elementar justiça que a faturação da potência contratada seja pelo valor de uma potência síncrona, de todos os pontos de entrega”.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE compromete-se a analisar a proposta com base na informação a disponibilizar por parte dos operadores das redes em baixa tensão.

A ERSE, em função da análise que vier a ser efetuada equacionará, entre outras, vir a decidir por Diretiva, a eventual adequação das regras de faturação da potência contratada entre operadores das redes de distribuição. Sublinha-se, assim, que tal estará necessariamente dependente de envio de informação a esta Entidade Reguladora para sua completa e integral análise.

### **4.8 CONDIÇÕES PARA O ESTABELECIMENTO DE LIGAÇÃO À REDE DE GÁS**

#### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

A Floene propõe que seja incluído um ponto adicional no artigo 181º que permita a definição clara de regras e tratamento de montantes de investimento, no sentido do cálculo da comparticipação e respetivos responsáveis. Esta definição é importante no sentido de agilizar a resposta aos clientes que efetuam pedidos de acesso à rede. Por norma, trata-se de consumidores relevantes do ponto de vista da procura, pelo que o SNG deverá garantir agilidade e capacidade de resposta para ir de encontro às pretensões destes pedidos.

A REN refere que o Artigo 166º introduz a necessidade de homologação prévia pela ERSE do acordo relativo a condições de ligação à RNTG, a estabelecer entre o cliente e o ORT. Contudo, este acordo baseia-se num estudo prévio a realizar pelo ORT que identifica as necessidades de eventuais reforços na RNTG, para além dos elementos de ligação, dando origem a uma estimativa de custos, que poderá ser facultada ao cliente antes de um acordo a homologar pela

ERSE. Propõe-se assim, que de forma semelhante ao estabelecido no Artigo 148º, caso o cliente queira ter acesso a uma estimativa de custos prévia ao acordo, seja definido pela ERSE os encargos a suportar pela requisitante relativos à estimativa de custos.

#### **DECISÃO DA ERSE**

O artigo 181.º refere-se à ligação entre as redes de transporte e as redes de distribuição de gás, estabelecendo que as condições de ligação são objeto de acordo entre os respetivos operadores. Apenas na ausência do acordo competente à ERSE decidir sobre a repartição dos encargos. Face ao exposto, não se compreende o alcance do comentário realizado.

No que respeita à ligação de clientes à rede de transporte ou distribuição de gás, são aplicáveis as regras previstas no capítulo III, subsecção IV, divisão I. Nestas são detalhadas as condições de ligação, os encargos e demais elementos, visando garantir o tratamento não discriminatório entre clientes.

### **4.9 POTÊNCIA CONTRATADA E OPÇÕES TARIFÁRIAS**

#### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

Foram recebidos diversos comentários relativos à alteração das regras de faturação e aplicação da potência contratada e opções tarifárias. Neste sentido, a Elergone entende que se deve diferenciar situações em que tenha ocorrido, nos últimos 12 meses, uma alteração da titularidade das instalações de utilização, com impacto no artigo 193.º. A Endesa refere que têm surgido diversos pedidos de informação por parte de clientes nos processos de mudança de comercializador, por os comercializadores não terem a informação da data da última alteração da opção tarifária dos clientes. Este facto origina que o comercializador não consegue informar devidamente o seu cliente sobre o prazo de duração da opção tarifária. Nesse sentido, entende a Endesa que esta informação deverá constar nos dados RPE.

A E-REDES sugere que seja incluída a definição de «opção tarifária» no artigo que estabelece as siglas e definições (artigo 2.º). Adicionalmente, sugere que, em caso de mudança de comercializador, seja dada a possibilidade ao cliente de contratar uma nova opção tarifária distinta da atual, mesmo que não tenham sido cumpridas as durações mínimas estipuladas.

Sobre este tema, a E-REDES dá nota que é necessário estabelecer uma relação entre a potência contratada e a potência certificada para as instalações em BTN, principalmente quando esta última difere da potência requisitada. Assim, de forma a compatibilizar estes conceitos, a potência contratada das instalações deve ser, no entender da E-REDES, igual ou inferior à potência contratada certificada da instalação. Tendo isto em conta, a E-REDES indica que por vezes, na sequência de alterações em instalações existentes e já ligadas à rede, estas são alvo de recertificação sendo que já foram identificados alguns casos em que a nova potência certificada para a instalação que chega através do sistema informático da DGEG é inferior à potência contratada do contrato atualmente em vigor. Nesse caso, a E-REDES propõe que se possa solicitar ao comercializador a atualização da potência contratada para o novo valor de potência certificada e, em caso no caso da potência tomada ser superior à potência requisitada ou certificada, prevê-se um prazo para o cliente regularizar a situação, sob pena de interrupção de fornecimento. Neste contexto, sugerem a alteração dos artigos 69.º, nº 1 e 2 e 193.º.

No que respeita às opções tarifárias, a E-REDES sugere que, tendo em consideração que até ao final de 2024 todos os pontos de entrega devem estar integrados em rede inteligente, possibilitando a realização remota das alterações de potência contratada e opções tarifárias, propõe-se que estas situações sejam devidamente distinguidas e que o prazo estabelecido esteja apenas condicionado às deslocações do operador de rede ao local de consumo.

A E-REDES apresentou um conjunto de propostas relativas à potência contratada, nos termos do art.º 193.º do RRC na redação submetida a consulta.

Por um lado, existindo instalações para as quais a potência certificada é inferior à potência requisitada, propõe que se complete o n.º 2 do art.º 193.º com a impossibilidade da potência contratada ser superior à potência certificada, nessas situações.

Por outro lado, dá nota da existência de instalações cuja potência tomada é sistematicamente superior à potência requisitada, situação que apresenta diversos impactos para o SEN, por exemplo ao nível dos encargos de ligação à rede (comparticipação) ou da própria segurança das instalações. Assim, é proposto que nas situações em que a potência tomada seja superior à requisitada (ou à certificada, se inferior à requisitada) por um período consecutivo de três meses, o cliente seja contactado pelo operador de rede, com vista a regularizar a situação num prazo de 60 dias. Adicionalmente, é proposto que, caso essa regularização não ocorra, o operador de rede fique habilitado a interromper a instalação por facto imputável ao cliente e a religação fique condicionada pela submissão de pedido de aumento de potência por parte do cliente.

## DECISÃO DA ERSE

No que se refere à definição de opção tarifária, esta já se encontra estabelecida no RT do setor elétrico e no RT do gás.

Em relação à vigência da opção tarifária escolhida pelo cliente, no início de um contrato, não foram aceites as sugestões de alteração. A exigência da permanência por um período de doze meses na opção tarifária escolhida decorre da necessidade de evitar arbitragens inadequadas entre diferentes ciclos (ciclo semanal e ciclo diário), permitindo desta forma assegurar a adequação dos sinais preço da tarifa de Acesso às Redes à efetiva utilização da rede. De salientar, ainda, que a duração das opções tarifárias não se justifica pela necessidade de deslocação do operador para a sua alteração, mas pelos motivos referidos associados ao número de horas em cada ciclo e a adequação dos preços da tarifa de acesso às redes à utilização prevista das redes, evitando comportamentos oportunistas dos clientes.

As sugestões de alteração ao conteúdo do registo do ponto de entrega deverão ser realizadas no âmbito da sub-regulamentação em causa.

A proposta da E-REDES de prever as situações em que a potência certificada é inferior à requisitada e, conseqüentemente, nessas situações, limitar o valor máximo da potência contratada ao valor da potência certificada foi aceite, tendo reflexo no n.º 2 do art.º 193.º do RRC.

De igual forma, a proposta da E-REDES relativa à mecânica para regularização das situações em que, de forma recorrente, a potência tomada é superior à potência requisitada (ou à potência certificada, se inferior à potência requisitada), foi também aceite, com alterações introduzidas ao nível dos artigos 78.º e 193.º do RRC.

De facto, em instalações não BTN, para as quais não existem dispositivos de controlo da potência, e sem prejuízo do RRC já prever que a potência contratada (nestes casos, igual à potência tomada) não pode ser superior à potência requisitada, importa dotar o operador de rede de instrumentos que conduzam à necessária regularização destas situações (a posteriori). Não apenas porque são devidos encargos de ligação à rede a título de participação, mas também porque, a montante, a instalação não está sequer licenciada para o valor de potência tomada verificado. Importa ainda dar nota de que a ERSE tem vindo a tomar conhecimento da existência de instalações nesta situação, particularmente em MT e em AT, pelo que não se trata de tema desprovido de materialidade.

Deste modo, em síntese, caso o operador de rede detete uma situação em que a potência tomada ultrapassa, por um período de três meses consecutivos, a potência requisitada (ou certificada, se inferior), deve informar o cliente, por escrito, da necessidade de instruir um pedido de aumento de potência, no prazo máximo de 60 dias. Se o cliente não apresentar esse pedido, o operador de rede deve interromper o fornecimento da instalação e condicionar o correspondente restabelecimento à apresentação do pedido de potência.

#### **4.10 FATURAÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

##### **SENTIDO DO COMENTÁRIO RECEBIDO**

A APIGCEE sugere o aditamento à alínea a) do n.º 1 do artigo 192.º, incluindo a referência a potência tomada em horas de vazio e potência tomada fora das horas de vazio.

##### **DECISÃO DA ERSE**

O comentário não apresenta a justificação para a alteração pelo que, na ausência de elementos adicionais que permitam a melhor compreensão da proposta, não se procede à alteração sugerida.





---

ERSE - ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

---

