

# CONSULTA PÚBLICA 113

## RELATÓRIO

Reformulação do  
Regulamento de Operação das Redes

SETOR ELÉTRICO



---

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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)

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>RESUMO DA DECISÃO DA ERSE .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>INTERAÇÃO ENTRE O ROR E O REGULAMENTO DAS REDES.....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>OS SERVIÇOS DE SISTEMA NO NOVO QUADRO REGULAMENTAR.....</b>	<b>7</b>
3.1	Códigos de rede europeus sobre a gestão do sistema .....	7
3.2	Serviços de sistema e gestão de congestionamentos.....	11
3.3	Caracterização dos serviços de sistema e gestão de congestionamentos.....	14
3.4	Serviços de balanço normalizados e específicos .....	18
3.5	Requisitos de ligação à rede de produtores e outros utilizadores.....	20
<b>4</b>	<b>SÍNTESE E PONDERAÇÃO GERAL DOS CONTRIBUTOS DA CONSULTA PÚBLICA .....</b>	<b>23</b>
4.1	Alterações transversais.....	23
4.2	Instalações sujeitas a regras de observabilidade e controlo pelo gestor Global do SEN e acesso às características técnicas das instalações.....	23
4.3	Utilizadores de rede significativos .....	26
4.4	Gestão Técnica Global do Sistema.....	28
4.4.1	Centro de Coordenação Regional .....	28
4.4.2	Coordenação de indisponibilidades.....	29
4.4.3	Crise energética e medidas de emergência .....	31
4.4.4	Medidas preventivas, planos de defesa e de restabelecimento.....	32
4.4.5	Programação da exploração .....	34
4.4.6	Mecanismo de controlo da injeção na rede .....	35
4.5	Serviços de sistema e gestão de congestionamentos.....	38
4.5.1	Obrigatoriedade e remuneração dos serviços de sistema.....	38
4.5.2	Mercados de serviços de sistema .....	44
4.5.3	Serviços de sistema contratados em base bilateral .....	47
4.5.4	Cooperação ORT-ORD.....	47
4.5.5	Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema .....	48
4.5.6	Recuperação dos custos com os serviços de sistema .....	51
4.6	Liquidação de desvios.....	53
4.7	Armazenamento.....	55
4.8	Participação da procura.....	57
4.9	Flexibilidade.....	58
4.10	Gestão técnica das redes de distribuição .....	62
4.11	Interoperabilidade.....	64
4.12	Indicadores de desempenho das redes .....	65
4.13	Cibersegurança.....	67

4.14	Gestão técnica global e operação das redes nas regiões autónomas .....	68
4.15	Prazo de entrada em vigor .....	71

## 1 RESUMO DA DECISÃO DA ERSE

O novo regime jurídico do Sistema Elétrico Nacional (SEN), estabelecido através do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, representa uma evolução significativa face ao quadro legal anterior, sobretudo no que respeita à promoção da transição energética e da participação ativa de todos os utilizadores das redes.

No âmbito da operação das redes de energia elétrica, são reconhecidas as redes inteligentes como um novo normal do setor, bem como a gestão flexível das redes usando os recursos de flexibilidade disponíveis em instalações de produção, de armazenamento ou de consumo (por exemplo, através da figura da agregação), de qualquer dimensão.

Trata-se, pois, de um enquadramento legal (nacional e europeu<sup>1</sup>) que coloca desafios ambiciosos ao sistema elétrico.

### **A ESTRUTURA E ORGANIZAÇÃO DO ROR FOI ALTERADA PARA ABRANGAR A OPERAÇÃO DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO E DAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

O novo ROR alarga a sua abrangência para além do tema original da atividade da gestão do sistema. Com o enquadramento do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o ROR passa a incluir, por exemplo, a contratação e utilização de recursos de flexibilidade, a gestão flexível das redes, o conhecimento das características técnicas das instalações ligadas às redes ou a realização de estudos inerentes à gestão das redes. Adicionalmente, o ROR passa a incluir os sistemas elétricos das regiões autónomas, clarificando os aspetos comuns com o Continente e os aspetos específicos.

Com este novo mapa de conteúdos, a estrutura do regulamento foi reorganizada, separando, no Continente, i) a gestão técnica global do sistema; ii) a gestão técnica das redes de distribuição; e introduzindo, nas regiões autónomas, iii) a gestão técnica e a operação dos sistemas das regiões autónomas.

No capítulo sobre a **gestão técnica global do sistema** são incorporados os principais aspetos da regulamentação europeia e dos respetivos códigos de rede europeus. Neste capítulo foi promovida uma

---

<sup>1</sup> O Decreto-Lei n.º 15/2022 veio transpor a Diretiva (UE) 2019/944 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de junho de 2019, relativa a regras comuns para o mercado interno da eletricidade e, parcialmente, a Diretiva (UE) 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis.

harmonização dos conceitos e nomenclatura com os termos dos códigos de rede europeus, de modo a facilitar a compreensão pelos agentes de mercado que participam em diversos mercados europeus. São ainda reconhecidas novas entidades relevantes na gestão do sistema, tal como o Centro de Coordenação Regional (CORESO) ou as plataformas europeias de troca de energia de balanço.

A **gestão técnica das redes de distribuição** passa a ser objeto do ROR. As transformações em curso por via da transição energética passam pela digitalização da rede elétrica (mais observável e mais controlável) e pela descentralização dos recursos de gestão do sistema e da rede. O novo regime jurídico reconheceu o novo e relevante papel dos recursos de flexibilidade dos utilizadores da rede como ferramenta de gestão da rede. Este novo capítulo do ROR inclui a prestação de serviços de flexibilidade aos operadores de rede de distribuição. É também criado um novo Manual de Procedimentos, específico das redes de distribuição.

Tornando explícita a necessidade de **coordenação entre os vários operadores de rede**, o ROR tem um novo capítulo dedicado a essa questão.

Foi ainda criado um novo capítulo sobre a **gestão das redes e dos sistemas elétricos insulares**. Estes sistemas têm particularidades, sobretudo ao nível da organização do mercado regional, que implicam diferenças importantes do papel dos operadores. Por outro lado, o desafio da transição energética é até mais agudo nas regiões autónomas, onde o impacto na descentralização sobre os sistemas isolados e de pequena dimensão de cada ilha é substancialmente maior do que no sistema elétrico interligado do Continente. O ROR passa também a prever manuais de procedimentos relativos à operação dos sistemas insulares, aderindo aos que já estão previstos no RRC - Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos Sistemas Elétricos Públicos das Regiões Autónomas.

#### **A GESTÃO DO SISTEMA EVOLUI NO SENTIDO DA HARMONIZAÇÃO EUROPEIA E DA PARTICIPAÇÃO DE NOVOS AGENTES**

No capítulo da gestão do sistema, o novo ROR explicita a convergência regulamentar com o quadro de referência europeu, dado pelos códigos de rede europeus. Essa convergência está já a ocorrer, tendo tido já diversas instâncias materializadas por alterações pontuais do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Um dos principais desafios da gestão do sistema é o incentivo à participação de novos agentes, nomeadamente da produção descentralizada, do armazenamento e da procura. Esta participação é ainda mais relevante tendo presente que as centrais convencionais vão sendo desalojadas na ordem de mérito pelas tecnologias renováveis. A otimização técnica e económica do novo sistema elétrico conta com a

mobilização destes recursos distribuídos, mas para tal é necessário desenhar procedimentos que facilitem a sua participação.

O conjunto dos códigos de rede europeus está também em modificação, atendendo à aceleração dos desafios da política energética. Essa evolução vai refletir-se na concretização do ROR.

### **A GESTÃO FLEXÍVEL DAS REDES É CHAVE PARA ACOLHER A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA**

O rápido crescimento dos veículos elétricos, além de colocar grandes desafios à capacidade da rede para abastecer os respetivos consumos, coloca sobretudo em evidência a necessidade de uma gestão inteligente dos carregamentos, de forma a reduzir os impactos e os custos sobre o sistema elétrico, partilhando esse benefício com os utilizadores. Este é apenas um exemplo dos novos recursos de flexibilidade que o sistema elétrico deverá forçosamente aproveitar, valorizando esses serviços de flexibilidade.

A gestão flexível das redes é uma nova dimensão muito relevante no novo ROR, que decorre do novo regime jurídico do SEN e da evolução do setor. Num sistema elétrico mais descentralizado e mais povoado por instalações ativas (produção, armazenamento e consumo), a gestão das redes pode ser otimizada se recorrer à flexibilidade intrínseca às novas tecnologias. Essa gestão da flexibilidade permitirá também acomodar melhor o desafio da transição energética – que inclui um movimento expressivo de eletrificação de consumos nas cidades. De referir o papel que os consumidores podem passar a ter, atuando individual ou coletivamente (por exemplo, através das comunidades de energia), desempenhando um papel de agentes ativos que produzem eletricidade para autoconsumo (vendendo os eventuais excedentes), armazenam e oferecem serviços de flexibilidade e agregam produção.

O aproveitamento da flexibilidade oferecida pelos utilizadores da rede pressupõe a sua valorização pelos operadores e a sua contratação através de mecanismos abertos, transparentes e competitivos. A realização de leilões para a contratação dos prestadores de serviços de flexibilidade é um exemplo das novas ferramentas da operação da rede.

A tendência para crescimento acelerado da produção descentralizada, localizada na rede de distribuição, aumenta a necessidade de coordenação entre o operador da rede de transporte e gestor de sistema e o gestor da rede de distribuição. O mesmo se justifica pelo desejável maior envolvimento das instalações ligadas na rede de distribuição na prestação de serviços de sistema.

### **O QUADRO REGULAMENTAR EVOLUIRÁ GRADUALMENTE, RECORRENDO A PROJETOS-PILOTO E A SUBREGULAMENTAÇÃO**

Alguns dos aspetos inovadores da legislação e do ROR necessitam de recolher experiência prática sobre os procedimentos e requisitos técnicos a adotar. A figura dos projetos-piloto é uma novidade dos regulamentos do setor elétrico e tem aplicação concreta no âmbito dos serviços de flexibilidade ou de participação da procura nos serviços de sistema.

O ROR cria um novo manual de procedimentos da gestão técnica das redes de distribuição, para detalhar as regras aplicáveis a esta nova interação entre o operador da rede de distribuição e os recursos distribuídos na sua rede.

O desenvolvimento concreto das regras agora estabelecidas no ROR passa pela aprovação de subregulamentação, através de procedimentos de consulta mais dedicada e de âmbito mais restrito, o que permitirá aos interessados uma análise mais cuidada e contributos mais aprofundados.

### **A CONSULTA PÚBLICA MOTIVOU ALTERAÇÕES PONTUAIS NAS PROPOSTAS REGULAMENTARES**

A Consulta Pública n.º 113 foi muito participada. 14 entidades (operadores de rede, produtores e outros agentes de mercado, centros de investigação, novos entrantes nos serviços de flexibilidade e consultores jurídicos) ofereceram contributos específicos sobre o ROR, além do parecer do Conselho Consultivo.

O tema dos serviços de sistema foi muito debatido. Em função disso, a ERSE assumiu no ROR o compromisso de estabelecer um mercado de reserva de contenção de frequência, no médio prazo, harmonizando este serviço com os restantes serviços de balanço.

Foi clarificado o âmbito dos serviços de flexibilidade, ligando o conceito à gestão de congestionamentos na rede de distribuição.

Foram também ajustados alguns prazos para entrega de propostas pelos operadores, reconhecendo a ERSE que o novo conjunto de regulamentos do setor elétrico contém múltiplas novas solicitações aos operadores de redes.

A função da consulta, foram introduzidas diversas alterações de pormenor para clarificar o entendimento das normas ou para atualizar o seu conteúdo, face ao contexto legal e regulamentar.

O presente relatório discute os contributos recebidos na consulta pública e justifica as opções tomadas pela ERSE na redação final do ROR.

## 2 INTERAÇÃO ENTRE O ROR E O REGULAMENTO DAS REDES

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece dois regulamentos com incidência particular na exploração das redes de eletricidade: o Regulamento de Operação das Redes (ROR), aprovado pela ERSE, e o Regulamento das Redes (RR), aprovado por portaria do membro do Governo responsável pela área da energia, sob proposta da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) <sup>2</sup>. Este último, resulta da fusão de dois regulamentos já existentes: o Regulamento da Rede de Transporte (RRT) e o Regulamento da Rede de Distribuição (RRD).

Face à comparação de atribuições regulamentares ao ROR e ao RR, interpreta-se que nomeadamente as seguintes matérias, embora estreitamente ligadas com a operação das redes, são estabelecidas pelo RR:

- Os requisitos de monitorização, controlo e registo a cumprir pelas instalações dos utilizadores das redes, para integração na gestão do sistema.
- As regras técnicas e de segurança para a ligação das instalações dos utilizadores às redes.
- Os parâmetros de segurança e de funcionamento das redes, bem como a sua caracterização e delimitação.
- A metodologia e os parâmetros de planeamento probabilístico para definição da capacidade de receção de produção com restrições.
- Os parâmetros associados à segurança de abastecimento de longo prazo.

---

<sup>2</sup> Vd. art. 246.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.



### 3 OS SERVIÇOS DE SISTEMA NO NOVO QUADRO REGULAMENTAR

#### 3.1 CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS SOBRE A GESTÃO DO SISTEMA

##### O ELENCO DOS CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS

Os códigos de rede europeus decorrem do 3.º Pacote de Diretivas do Mercado Interno de Eletricidade, adotado em 2009, sendo reafirmados e aprofundados pelo novo pacote, de 2019 (*Clean Energy For All Europeans*). Em concreto, o Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, levou à adoção de códigos de rede e orientações que constituem um quadro regulamentar para o comércio de eletricidade em toda a União. Esses códigos de rede e orientações contêm disposições sobre as regras do mercado, o funcionamento da rede e a ligação à rede.

Os códigos de rede são regulamentação europeia, em cujo processo legislativo participam a Rede Europeia dos operadores das redes de transporte (ORT) (ENTSO-E) e a Agência para a Cooperação dos Reguladores Europeus de Energia (ACER). A partir de 2019, devido ao reconhecimento da importância do papel das redes de distribuição, foi também incluída no processo legislativo a Rede Europeia de ORD (operadores das redes de distribuição) (EU DSO Entity). Os códigos de rede e orientações recorrem ainda a metodologias com os detalhes de implementação dos princípios neles estabelecidos. Estas metodologias são aprovadas pelos reguladores ou pela ACER, conforme o âmbito territorial a que se apliquem.

No âmbito da gestão do sistema e da operação das redes, os códigos de rede aprovados e em preparação são os seguintes:

**Quadro 3-1 – Códigos de rede europeus com incidência na operação das redes**

Código de rede ou orientação	Âmbito
<p><b><i>Energy Balancing Guidelines (EBGL)</i></b> Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico</p>	<p>Orientações sobre o equilíbrio do sistema elétrico, incluindo o estabelecimento de princípios comuns para:</p> <p>a) a contratação e a liquidação de reservas de contenção da frequência, reservas de restabelecimento da frequência e reservas de reposição;</p> <p>b) metodologia comum para ativação de reservas de restabelecimento da frequência e de reservas de reposição.</p>

Código de rede ou orientação	Âmbito
<p><b><i>System Operation Guidelines (SOGL)</i></b></p> <p>Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade</p>	<p>Tendo em vista garantir segurança operacional, qualidade de frequência e eficiência na utilização da rede interligada e dos recursos, o regulamento estabelece orientações sobre:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Segurança operacional;</li> <li>b) Coordenação e troca de dados entre ORT, entre ORT e ORD e entre ORT ou ORD e URS no planeamento operacional e na operação em tempo quase real;</li> <li>c) Formação e certificação do pessoal dos operadores de rede;</li> <li>d) Coordenação de indisponibilidades;</li> <li>e) Programação entre zonas de controlo dos ORT; e</li> <li>f) O Quadro da UE no domínio do controlo potência-frequência e das reservas.</li> </ul>
<p><b><i>Capacity Allocation and Congestion Management Guidelines (CACM)</i></b></p> <p>Regulamento (UE) 2015/1222 da Comissão, de 24 de julho de 2015, que estabelece orientações para a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos</p>	<p>Orientações sobre a atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos interzonais nos mercados para o dia seguinte e intradiários, incluindo os requisitos para o estabelecimento de metodologias comuns para determinar os volumes de capacidade simultaneamente disponíveis entre zonas de ofertas, critérios para avaliar a eficiência e um processo de revisão para definir zonas de ofertas.</p>
<p><b><i>Demand Connection Network Code (DCC)</i></b></p> <p>Regulamento (UE) 2016/1388 da Comissão, de 17 de agosto de 2016, que estabelece um código de rede relativo à ligação do consumo</p>	<p>Para assegurar condições de concorrência no mercado interno da eletricidade, para garantir a segurança das redes e a integração das fontes de eletricidade renováveis e para facilitar o comércio de eletricidade na União Europeia, o regulamento define requisitos para a ligação à rede de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Instalações de consumo ligadas a redes de transporte;</li> <li>b) Instalações de distribuição ligadas a redes de transporte;</li> <li>c) Redes de distribuição, incluindo redes de distribuição fechadas;</li> <li>d) Unidades de consumo utilizadas para prestar serviços de resposta do consumo a operadores de rede.</li> </ul>
<p><b><i>Requirements For Generators (RfG)</i></b></p> <p>Regulamento (UE) 2016/631 da Comissão, de 14 de abril de 2016, que estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede</p>	<p>Requisitos para a ligação à rede interligada de instalações geradoras, nomeadamente módulos geradores síncronos, módulos de parque gerador e módulos de parque gerador ao largo (<i>offshore</i>).</p>
<p><b><i>Emergency and Restoration Network Code (ER)</i></b></p>	<p>A fim de garantir a segurança operacional e prevenir a propagação ou o agravamento de incidentes, evitando</p>

Código de rede ou orientação	Âmbito
Regulamento (UE) 2017/2196 da Comissão, de 24 de novembro de 2017, que estabelece um código de rede relativo aos estados de emergência e de restabelecimento em redes de eletricidade	<p>perturbações generalizadas e estados de apagão e permitindo um restabelecimento rápido e eficiente da rede elétrica do estado de emergência ou apagão, o regulamento estabelece os requisitos relativos a:</p> <p>a) Gestão, pelos ORT, dos estados de emergência, apagão e restabelecimento;</p> <p>b) Coordenação do funcionamento da rede em toda a União nos estados de emergência, apagão e restabelecimento;</p> <p>c) Simulações e ensaios destinados a garantir um restabelecimento fiável, eficiente e rápido do estado normal das redes de transporte interligadas em estado de emergência ou apagão;</p> <p>d) Ferramentas e recursos necessários para garantir um restabelecimento fiável, eficiente e rápido do estado normal das redes.</p>
<p><b><i>Demand side flexibility (DSF)</i></b> (em preparação)</p> <p>A ACER recebeu um convite da CE, em junho de 2022, para estabelecer as <b><i>Framework Guidelines</i></b> para elaboração deste código de rede. Esse documento, elaborado num processo que envolveu uma consulta pública, foi <a href="#">enviado à CE</a> em 20 de dezembro de 2022.</p>	<p>Define regras relativas à resposta da procura, incluindo regras de agregação, o armazenamento de energia e as regras aplicáveis ao deslastre.</p> <p>Estabelece requisitos sobre:</p> <p>a) Pré-qualificação;</p> <p>b) Troca de informação e coordenação de operadores de rede;</p> <p>c) Gestão de congestionamentos;</p> <p>d) Controlo de tensão.</p>
<p><b><i>Cybersecurity Network Code</i></b> (em preparação)</p> <p>A ACER aprovou as <b><i>Framework Guidelines</i></b> do código de rede em julho de 2021, após uma consulta pública.</p>	<p>Regras setoriais para os aspetos ligados à cibersegurança dos fluxos transfronteiriços de eletricidade, incluindo regras sobre os requisitos mínimos comuns, o planeamento, o acompanhamento, a elaboração de relatórios e a gestão de crises.</p>

Para o âmbito do ROR, destacam-se como mais relevantes o **SOGL e o EBGL**, quanto às regras de segurança da gestão do sistema e dos produtos de balanço para controlo da frequência, mas também o **ER** (sobre a gestão dos estados de emergência e restabelecimento) e o **DSF** (sobre a participação da procura e utilização da flexibilidade). Este último, sobre a flexibilidade da procura, está ainda numa fase inicial de elaboração.

#### ELEMENTOS PRINCIPAIS DOS CÓDIGOS DE REDE EUROPEUS

Os códigos de rede definem regras sobre várias matérias, às quais o ROR se deve conformar, adotando e reconhecendo a sua primazia e concretizando o detalhe da implementação nacional quando exista espaço

para isso. Importa referir alguns dos principais elementos dos códigos de rede com impacto no ROR. Esses elementos foram considerados no articulado do ROR. Os elementos dos códigos de rede com impacto direto no ROR são os seguintes:

- Harmonização de conceitos e de serviços de sistema;
- Trocas transfronteiriças de energias de balanço: otimizando os custos, melhorando a segurança da operação, melhorando a alocação dos custos entre TSO, reconhecendo as plataformas europeias de troca de serviços de sistema;
- Não discriminação por tecnologia ou por tipo de utilizador da rede, nomeadamente quanto à participação da procura, do armazenamento ou da agregação;
- Coordenação regional da operação, prevendo o Centro de Coordenação Regional e o seu papel no cálculo da capacidade de interligação e nas simulações de contingência;
- Utilizadores de rede significativos, os quais estão sujeitos a condições de observabilidade e de controlo pelo gestor do sistema;
- Planos de defesa e de reposição, a estabelecer pelo gestor do sistema;
- Regras harmonizadas de participação da procura na prestação de serviços de flexibilidade.

#### **TERMOS E CONDIÇÕES OU METODOLOGIAS DOS ORT**

Os códigos de rede europeus (EBGL e SOGL) remetem para decisões complementares a aprovação de termos e condições ou de metodologias referidas nos próprios códigos de rede, com vista à harmonização e concretização de detalhes operacionais do modelo regulamentar estabelecido. Os ORT emitem uma proposta conjunta destes documentos, quando se aplique a mais de um ORT, sendo essa proposta sujeita à aprovação pelas entidades reguladoras. Segundo o Regulamento (UE) 2019/942 (art.º 5.º), as decisões sobre metodologias comuns à União devem ser submetidas à ACER e aprovadas por esta entidade. No caso de as decisões dizerem respeito a uma região, são tomadas por unanimidade pelas entidades reguladoras competentes da região em causa.

As entidades reguladoras envolvidas na decisão devem cooperar entre si de forma a acordarem nessa decisão, podendo solicitar parecer à ACER. Se não for possível esse acordo no prazo de 6 meses, ou por sua iniciativa, as entidades reguladoras solicitam à ACER essa decisão, que assim vincula os Estados-Membros.

Os ORT responsáveis pela apresentação de propostas de termos e condições ou de metodologias, ou de alteração dos mesmos, devem consultar as partes interessadas, incluindo as entidades competentes de cada Estado-Membro, sobre os projetos de propostas de termos e condições ou de metodologias que envolvam mais de uma entidade reguladora. A consulta deve prolongar-se por não menos de um mês.

As propostas de termos e condições ou de metodologias apresentadas pelos ORT a nível da União são publicadas e submetidas a consulta pública a nível da União. As propostas apresentadas pelos ORT a nível regional devem ser submetidas a consulta pública, pelo menos, a nível regional. As partes que apresentem propostas a nível bilateral ou multilateral devem efetuar uma consulta pública, pelo menos, nos Estados-Membros em causa. Deve ser sempre elaborada e oportunamente publicada, antes ou ao mesmo tempo que a publicação da proposta de termos e condições ou de metodologias, uma justificação sólida dos motivos da incorporação ou não, no documento apresentado, dos pontos de vista resultantes da consulta.

Os ORT responsáveis pela especificação dos termos e condições ou metodologias devem publicá-los na Internet após a aprovação das entidades reguladoras competentes ou, caso tal aprovação não seja necessária, após a especificação dos mesmos, exceto nos casos em que as informações em causa sejam consideradas confidenciais.

O ORT nacional deve enviar à ERSE versões traduzidas em língua portuguesa das propostas de termos e condições e metodologias acordados com os restantes ORT, para efeitos de incorporação no processo de decisão nacional. Esta regra decorre do ordenamento jurídico português, de modo a que as regras produzam efeitos legais e vinculativos. Tal preceito foi explicitado no articulado do ROR.

Note-se que as decisões tomadas pela ERSE no presente contexto beneficiam, como decorre do procedimento previsto nos regulamentos europeus, de consultas públicas promovidas pelos ORT previamente à sua submissão às entidades reguladoras. Nestes termos, o procedimento preenche os requisitos formais para a tomada de decisão com impacte regulamentar.

### **3.2 SERVIÇOS DE SISTEMA E GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS**

No tema dos serviços de sistema, importa ter presente o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, mas também os códigos de rede europeus, nomeadamente o Regulamento (UE) 2017/1485 da Comissão, de 2 de agosto de 2017, que estabelece orientações sobre a operação de redes de transporte de eletricidade (*System Operation Guidelines – SOGL*) e o Regulamento (UE) 2017/2195 da Comissão, de 23 de novembro

de 2017, que estabelece orientações relativas ao equilíbrio do sistema elétrico (*Energy Balancing Guidelines - EBGL*).

O ROR agora aprovado inclui o devido enquadramento da subregulamentação (Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema) que foi, entretanto, produzida, mas também das alterações que ainda se desenham no horizonte, nomeadamente quanto ao modelo regulamentar europeu traduzido nos códigos de rede europeus e nas diversas metodologias neles compreendidas e quanto às regras nacionais. Este enquadramento inclui a utilização de conceitos comuns.

#### **PRINCÍPIOS APLICÁVEIS AOS SERVIÇOS DE SISTEMA E HARMONIZAÇÃO EUROPEIA**

A utilização de serviços de sistema pelo GGS está abrangida pelo regime jurídico do SEN (art.ºs 164.º a 167.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro), que estabelece os seguintes princípios:

- A contratação dos serviços de sistema pelo GGS rege-se por mecanismos de mercado competitivos, abertos e transparentes que visem minimizar os custos para o SEN, assegurando: i) a não discriminação efetiva entre os participantes no mercado, ii) a definição transparente e tecnologicamente neutra dos serviços e iii) o acesso não discriminatório a todos os participantes no mercado, quer individualmente quer através de agregação, incluindo a eletricidade de fontes de energia renovável variável, a resposta da procura e o armazenamento de energia;
- O mercado de serviços de sistema é de âmbito europeu, quando expressamente determinado pela legislação europeia, e de âmbito nacional nas restantes situações, podendo, no entanto, ser implementados mercados de serviços de sistema de âmbito regional sempre que seja identificada a sua necessidade, mediante a aprovação da ERSE;
- O GGS pode, mediante aprovação da ERSE, celebrar contratos para o fornecimento de serviços de sistema que, pela sua especificidade, devam ser estabelecidos bilateralmente;
- Os serviços de sistema podem abranger produtos específicos, mediante prévia avaliação do GGS e aprovação da ERSE;
- Os serviços de sistema são prestados por todos os agentes de mercado habilitados nos termos da regulamentação aplicável, incluindo, entre outros, os centros eletroprodutores que produzam eletricidade a partir de fontes de energia renovável, a energia excedente da produção para autoconsumo, as instalações de armazenamento e os serviços de resposta da procura, incluindo através da agregação;

- O gestor global do SEN coordena-se com o gestor das redes de distribuição tendo em vista assegurar a utilização otimizada e o funcionamento seguro e eficaz dos serviços de sistema localizados naquelas redes;
- Cabe à ERSE monitorizar a implementação das regras relativas à contratação de serviços de sistema, devendo publicar, numa base anual, um relatório de avaliação incluindo um plano de ação para implementação das melhores práticas.

No plano da regulamentação europeia, o EBGL (art.º 44.º, n.º- 1) determina ainda, por exemplo, que os processos de liquidação devem assegurar a neutralidade financeira dos ORT, fornecendo incentivos aos agentes de mercado habilitados para oferecerem e prestarem serviços de balanço. Esses princípios da liquidação incluem ainda o estabelecimento de sinais económicos adequados, que reflitam a situação de desvio, garantindo que os desvios são liquidados a preços que espelhem o valor em tempo real da energia e que os agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios (BRP) são incentivados a manterem-se equilibrados ou a participarem na regulação do sistema.

#### **ELEMENTOS ESSENCIAIS DA PRESTAÇÃO DE SERVIÇOS DE SISTEMA**

O EBGL fixa (art.º 25.º) que «os produtos normalizados de energia de regulação e de capacidade de regulação devem: a) Garantir normalização eficiente, favorecer a liquidez e a concorrência transfronteiriça e evitar fragmentações indevidas do mercado; b) Facilitar a participação de proprietários de instalações de consumo, terceiros e proprietários de instalações geradoras de energia proveniente de fontes renováveis, bem como de proprietários de unidades de armazenamento de energia, como agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação <sup>3</sup>».

O EBGL (art.º 18.º, n.º 4) estabelece ainda que «os termos e condições aplicáveis aos agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação devem:

- a) Definir requisitos razoáveis e justificados do fornecimento de serviços de regulação;
- b) Possibilitar que instalações de consumo, instalações de armazenamento de energia e instalações geradoras de uma zona de programação se agreguem para oferecer serviços de regulação [...];

---

<sup>3</sup> A expressão “serviços de regulação”, neste contexto, deve ler-se como “serviços de balanço”.

- c) Possibilitar que proprietários de instalações de consumo, terceiros e proprietários de instalações geradoras de energia convencional ou proveniente de fontes renováveis, bem como proprietários de unidades de armazenamento de energia, se tornem agentes de mercado habilitados a participarem nos serviços de regulação;
- d) Exigir que cada oferta de energia de regulação de um agente de mercado habilitado a participar nos serviços de regulação seja atribuída a um ou mais agentes de mercado responsáveis pela liquidação dos desvios para possibilitar o cálculo de ajustamentos de desvio [...]»

O SOGL (art.s 155.º, 158.º e 162.º) determina que a prestação dos serviços de balanço normalizados depende da pré-qualificação das unidades ou grupos prestadores do serviço. O ORT deve publicar os requisitos e o processo de pré-qualificação. O prévio reconhecimento de requisitos pelo ORT relativamente a uma unidade ou grupo deve ser considerado no processo de pré-qualificação.

O SOGL estabelece prazos máximos para a instrução do pedido de pré-qualificação, pelo requerente, e também para a tomada de decisão de qualificação pelo ORT. Estabelece ainda que a qualificação de unidades ou grupos para a prestação de um serviço deve ser reavaliada: i) pelo menos de 5 em 5 anos, ii) se os requisitos técnicos ou de disponibilidade ou o equipamento sofrerem alterações e iii) em caso de modernização do equipamento relacionado com a ativação de FCR.

### 3.3 CARACTERIZAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA E GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define serviços de sistema como «os meios e contratos, utilizados pelo gestor global do SEN, necessários para o acesso e a exploração em condições de segurança de funcionamento da rede, nomeadamente os serviços de balanço, a gestão de congestionamentos e os serviços de sistema não associados à frequência» (vd. art.º 3.º).

#### SERVIÇOS DE BALANÇO

Através dos **serviços de balanço**, o GGS e os operadores dos sistemas interligados asseguram, segundo o mesmo diploma, «a manutenção da frequência da rede dentro de um determinado intervalo de estabilidade e o cumprimento do volume de reservas necessário para respeitar os padrões de qualidade exigidos».

O código de rede europeu SOGL estabelece que compete aos ORT, concretamente aos ORT da zona síncrona CE (Europa continental) no caso português, o controlo potência-frequência. A estrutura de controlo é constituída por diversos processos e alguns desses processos recorrem a serviços de balanço normalizados, nomeadamente (utilizam-se as siglas em língua inglesa, para facilitar a leitura no contexto da regulamentação europeia):

- **Reserva de contenção da frequência (FCR)**, designada como reserva primária no ROR em vigor;
- **Reserva de restabelecimento da frequência (FRR)**, com ativação automática (aFRR) ou ativação manual (mFRR), designadas no ROR em vigor, respetivamente, como reserva secundária ou reserva de regulação;
- **Reserva de reposição (RR)**, designada como reserva terciária no ROR em vigor.

Além dos produtos normalizados de balanço, os ORT recorrem a ferramentas de cooperação entre ORT, como a plataforma de *Imbalance Netting* <sup>4</sup>.

A ativação transfronteiriça de reservas, definida no SOGL, promovendo a troca de energia de balanço entre ORT à escala europeia, recorre a produtos normalizados, cuja definição, prevista no EBGL por proposta dos ORT, foi aprovada pelas entidades reguladoras dos ORT que usam o produto RR <sup>5</sup>, e estabelecida nas Decisões da ACER 2/2020 e 3/2020, ambas de 24 de janeiro, respetivamente para o produto aFRR e o mFRR.

Para essas trocas transfronteiriças de ofertas de energia de balanço, o EBGL definiu a criação de plataformas europeias, as quais já se encontram em funcionamento. O EBGL estabelece a obrigatoriedade de adesão de todos os ORT às plataformas de troca de energia de balanço para os produtos aFRR e mFRR. No caso do RR, essa obrigatoriedade existe apenas para os ORT que usam esse serviço.

O EBGL estabelece igualmente regras relativas à contratação de capacidade de balanço e à ativação de energia de balanço.

As características das reservas dos serviços de balanço estão definidas no SOGL, nomeadamente o seu dimensionamento e os requisitos técnicos mínimos. Por sua vez, o EBGL estabelece um conjunto de regras

---

<sup>4</sup> Vd. [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/imbalance-netting/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/). O processo de compensação de desvios (*imbalance netting*), estabelecido no SOGL e no EBGL, permite evitar a ativação simultânea de reservas de restabelecimento de frequência (FRR) em direções opostas. O processo é realizado pela plataforma IGCC, que faz compensação do desvio de aFRR para os ORT aderentes.

<sup>5</sup> Aprovação da ERSE por decisão de 21 de dezembro de 2018.

técnicas, operacionais e de mercado, à escala da UE, aplicáveis à gestão do funcionamento dos mercados de trocas de produtos normalizados de energia de balanço.

A adesão dos ORT às plataformas europeias, precedida da adoção dos serviços em formato (características) normalizado, é imposta pelo EBGL (vd. art.º 25.º), constituindo um passo importante na construção do mercado interno da eletricidade.

O processo de pré-qualificação é definido a nível nacional nos designados “*National Terms and Conditions*” previstos no art. 18.º do EBGL.

O EBGL (art.º 26.º) prevê ainda a possibilidade de definir produtos específicos (não-normalizados), de energia e capacidade de balanço. Estes serviços de balanço específicos são propostos pelo ORT e aprovados pelo regulador. A aprovação de serviços específicos depende da demonstração, pelo ORT, de um conjunto de critérios definidos pelo art.º 26.º do EBGL, devendo essa demonstração ser reavaliada, pelo menos, de 2 em 2 anos. O ROR foi alterado de modo a estabelecer a primazia dos produtos normalizados segundo o EBGL, a adesão do ORT às plataformas europeias de troca de energia de balanço (produtos normalizados) e a possibilidade de aprovação de produtos específicos, segundo a disciplina do EBGL.

**Quadro 3-2 – Plataformas europeias de troca de energia de balanço**

<b>Serviço de Balanço</b>	<b>Plataforma Europeia</b>	<b>Início do funcionamento</b>	<b>Adesão da REN</b>
Reserva de Contenção da frequência (FCR)	FCR Cooperation (projeto regional) <a href="https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/">https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/</a>	Jul 2020	Não está prevista
Reserva de Restabelecimento com ativação Automática (aFRR)	Plataforma Picasso <a href="https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/">https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/</a>	1 jun 2022	Prevista para 2024
Reserva de Restabelecimento com ativação Manual (mFRR)	Plataforma MARI <a href="https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/">https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/</a>	5 out 2022	Prevista para 2023/2024
Reserva de Reposição (RR)	Plataforma TERRE <a href="https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/">https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/</a>	6 jan 2020	29 set 2020
Compensação de Desvios (IN)	Plataforma IGCC <a href="https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/">https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/imbalance-netting/</a>	Mai 2010	Dez 2020

### SERVIÇOS DE SISTEMA NÃO ASSOCIADOS À FREQUÊNCIA

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define **serviços de sistema não associados à frequência** como serviços utilizados «pelo gestor global do SEN ou pelo gestor integrado das redes de distribuição para controlo de tensão em estado estacionário, injeções rápidas de corrente reativa, inércia para a estabilidade do sistema elétrico, corrente de curto-circuito, capacidade de arranque autónomo e capacidade de funcionamento isolado».

Os serviços não associados à frequência são ferramentas do GGS, para o caso específico da rede de transporte, para manutenção das variáveis do sistema elétrico dentro das bandas de qualidade e de segurança admissíveis, bem como para a promoção da eficiência da operação da rede e o restabelecimento do funcionamento do sistema após uma situação de falha.

No caso particular do serviço de arranque autónomo, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (art.º 101.º), determina que devem existir pelo menos dois centros eletroprodutores ligados à RNT com essa capacidade e que devem ser escolhidos com base num processo concorrencial.

De referir também que, de acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (art.º 109.º), a gestão técnica das redes de distribuição, efetuada em articulação com o GGS inclui, entre outras, a função de contratar serviços de sistema não associados à frequência, em coordenação com o GGS.

### SERVIÇOS DE GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, define congestionamento como «uma situação em que não é possível satisfazer todos os pedidos dos agentes de mercado para realizarem transações entre zonas de rede, uma vez que implicariam transportar fluxos físicos significativos através de elementos da rede incompatíveis com as condições e regras de operação da RESP em segurança, tanto no regime nominal quanto no regime contingencial».

Cabe então ao ORT a gestão de congestionamentos na rede de transporte e nas interligações, recorrendo ao despacho de rede, mas também à alteração do programa dos utilizadores da rede através de mecanismos apropriados.

Cabe ao ORD a gestão de congestionamentos na rede respetiva, em articulação com o GGS, para a qual deverão ser utilizados, sempre que possível <sup>6</sup>, mecanismos de mercado.

Ao nível da rede de transporte, a gestão de congestionamentos está integrada nos processos do GGS, através dos mecanismos de resolução de restrições técnicas. A ERSE regista a proposta conjunta dos operadores de rede (ORT e ORD), enviada à ERSE no âmbito do acesso à rede com restrições por instalações de produção, para a integração das instalações com acesso com restrições nos mecanismos de resolução de restrições técnicas do GGS. Segundo esta proposta, a integração das instalações de produção com restrições no acesso fica sujeita às análises de viabilidade de rede quer do ORT quer do ORD, sendo ativadas limitações à produção quando a injeção dessa instalação de produção provocar congestionamentos numa rede ou noutra.

### **3.4 SERVIÇOS DE BALANÇO NORMALIZADOS E ESPECÍFICOS**

Como referido, o ORT deve implementar um conjunto de produtos de serviços de sistema normalizados, em particular no que respeita aos serviços de balanço. A normalização decorre do EBGL e das metodologias aprovadas ao abrigo desse código de rede.

Atualmente, o ORT tem implementados um conjunto de serviços de sistema essencialmente específicos (não-normalizados), estando em curso a evolução regulamentar (ao nível do MPGGS) para implementação do conjunto completo de produtos de balanço normalizados. Após a implementação dos produtos normalizados, em concreto nos sistemas do ORT e dos agentes que prestam esses serviços de sistema, a ERSE e o ORT devem reavaliar a necessidade de manter os produtos de balanço específicos.

Adicionalmente, cumprindo o estabelecido no EBGL, para além de produtos de energia de balanço, será igualmente necessário implementar produtos de capacidade de balanço.

O quadro seguinte apresenta os produtos de balanço normalizados e os produtos específicos em uso pelo ORT. Os produtos específicos não foram, de uma forma geral, sujeitos às regras de aprovação previstas no

---

<sup>6</sup> De acordo com a Diretiva (UE) 2019/944, «os operadores de redes de distribuição devem contratar esses serviços, de acordo com procedimentos transparentes, não discriminatórios e baseados nas regras de mercado, exceto se as entidades reguladoras tiverem determinado que a contratação de tais serviços não é eficiente em termos económicos ou que essa contratação conduz a graves distorções do mercado ou a um maior congestionamento».

EBGL, porque são herança do sistema de balanço prévio aos códigos de rede europeus. A exceção a esta regra é o produto da Banda de Reserva de Regulação.

**Quadro 3-3 – Comparação dos produtos de balanço em Portugal com os produtos normalizados previstos nos códigos de rede**

Códigos de rede			Em Portugal	
Serviço de balanço	Produto normalizado	Tipo	Produto específico	Produto normalizado
FCR Reservas de Contenção de Frequência	Produto normalizado regional		Regulação primária	-
aFRR Reservas de Restabelecimento com ativação automática	sim sim (plataforma Picasso)	Capacidade Energia	Banda de Regulação Secundária (capacidade) -	- -
mFRR Reservas de Restabelecimento com ativação manual	sim sim (plataforma MARI)	Capacidade Energia	Reserva de Regulação (energia) Banda de Reserva de Regulação (capacidade)	- -
RR Reservas de Reposição	sim sim (plataforma TERRE)	Capacidade Energia	- -	- Reserva de Reposição (com integração na plataforma europeia TERRE)

O quadro anterior denota que falta ainda implementar vários produtos de balanço normalizados previstos nos códigos de rede, incluindo produtos de capacidade, o que está planeado para acontecer durante 2023 e 2024.

O produto das Reservas de Contenção de Frequência (FCR), cuja designação substitui a reserva primária, não está obrigado à definição de produtos normalizados pelo ORT, segundo o EBGL.

Como referido, a implementação dos produtos de balanço normalizados implica a aprovação de alterações ao MPGGS, mas também a implementação dos novos procedimentos nos sistemas do ORT. Assim, os produtos atuais manter-se-ão em utilização, pelo menos durante o período de transição necessário para essa implementação (vd. disposição transitória do ROR). Após a implementação dos produtos normalizados, o ORT deve justificar as razões para a eventual manutenção de algum dos produtos específicos atuais, em simultâneo com os produtos normalizados.

### 3.5 REQUISITOS DE LIGAÇÃO À REDE DE PRODUTORES E OUTROS UTILIZADORES

O Regulamento (UE) 2016/631 (RfG) da Comissão, de 14 de abril, estabelece um código de rede relativo a requisitos da ligação de geradores de eletricidade à rede. Estes requisitos técnicos de ligação à rede são concretizados para a realidade portuguesa pela Portaria n.º 73/2020, de 16 de março, e implicam a capacidade para prestação de um conjunto de serviços, como manter-se em funcionamento dentro de uma gama de frequências da rede com um dado estatismo do regulador de velocidade (*modo de funcionamento sensível à frequência*), ou de uma gama de valores de tensão no ponto de ligação, suportar cavas de tensão transitórias, ter capacidade para fornecer potência reativa, estar habilitado para injeções rápidas de potência reativa, estar capacitado para fornecer inércia sintética, entre outros. O Despacho n.º 7/2018, de 24 de janeiro, da DGEG, define a classificação dos tipos de geradores para efeitos da aplicação dos requisitos previstos no RfG e na Portaria n.º 73/2020.

**Quadro 3-4 – Tipos de geradores quanto aos requisitos de ligação à rede (Despacho DGEG n.º 7/2018)**

Tipo	Rede	Potência máxima do módulo gerador
A	Distribuição	$0,8 \text{ kW} \leq P < 1 \text{ MW}$
B	Distribuição	$1 \text{ MW} \leq P < 10 \text{ MW}$
C	Distribuição	$10 \text{ MW} \leq P < 45 \text{ MW}$
D	Transporte	todos
	Distribuição	$45 \text{ MW} \leq P$

Estando determinados grupos geradores obrigados a cumprir requisitos técnicos de ligação, a segurança da operação do sistema elétrico num modelo desverticalizado pode implicar a disponibilização obrigatória de certos serviços de sistema ao GGS ou a existência de um quadro incentivador dessa prestação. Através destes mecanismos o GGS garante a existência de recursos adequados à manutenção da segurança de operação do sistema elétrico. A propósito, cita-se o Regulamento RfG, no seu preâmbulo, onde se refere que «Os requisitos aplicáveis aos módulos geradores de tipo D devem ser específicos da produção ligada a alta tensão, com impacto no controlo e no funcionamento de toda a rede. Esses requisitos devem garantir um funcionamento estável da rede interligada, permitindo a utilização de serviços auxiliares de produção à escala europeia».

Importa assinalar que a ACER concluiu recentemente uma consulta pública de preparação da revisão dos códigos de rede de ligação à rede <sup>7</sup> (RfG e DC), visando discutir melhorias nestes códigos quanto aos requisitos técnicos das instalações de armazenamento; aos requisitos técnicos dos pontos de carregamento de veículos elétricos; aos requisitos para instalações híbridas (produção, armazenamento e consumo), clientes ativos e comunidades de energia; aos requisitos de instalações que prestem serviços de resposta da procura; à modernização significativa dos equipamentos dos utilizadores das redes; às redes com grande presença de recursos distribuídos e conversores de eletrónica de potência; e à resiliência dos geradores perante eventos climatéricos.

#### UNIDADES SUJEITAS A INSTRUÇÕES DE DESPACHO

Em geral, todos os produtores e instalações de armazenamento autónomo com potência instalada acima de 1 MW estão sujeitos ao cumprimento de instruções de despacho emitidas pelo GGS para garantir a segurança operacional<sup>8</sup>. Na prática, este requisito de despachabilidade aplica-se às instalações diretamente observáveis pelo GGS e com sistemas de comunicação entre o GGS e instalação de produção ou de armazenamento. A energia de sobre-equipamento ou de reequipamento está também sujeita a instruções de despacho. Para determinados produtores, aplica-se ainda o requisito de participação obrigatória no serviço de resolução de restrições técnicas para gestão de congestionamentos, bem como a participação obrigatória nos serviços de balanço. Esta obrigação é tanto mais relevante quanto mais o sistema elétrico evoluir no sentido da descentralização e do aumento do número de participantes ativos no mercado, em simultâneo com a perda de muitos dos centros eletroprodutores de grande dimensão com energia fóssil. A relevância é tanto técnica, para garantir a existência de recursos suficientes para a gestão do sistema, quanto económica, para garantir a prestação dos serviços por múltiplos utilizadores, em ambiente competitivo, e não apenas por produtores dedicados a essa prestação.

Neste âmbito, destaca-se que o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (art.º 72.º), determina que a energia correspondente ao acréscimo de potência de ligação decorrente do reequipamento dos centros eletroprodutores, devido à sua condição não prioritária, «participa obrigatoriamente no mercado de resoluções de restrições técnicas após o mercado diário e é colocada na curva de ofertas a descer do mercado de reservas de reposição e de mercado de reserva de regulação, ou do mercado que o venha

---

<sup>7</sup> *Public Consultation on the amendments to the grid connection network codes* [<https://acer.europa.eu/documents/public-consultations/pc2022e08-public-consultation-amendments-grid-connection-network>].

<sup>8</sup> Vd. al. n) e o), do n.º 2 do art.º 31.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

substituir, com um preço não inferior a zero, de acordo com as regras a serem estabelecidas no MPGGS». Deste modo, a lei estabelece a obrigação de prestação do serviço de resolução de congestionamentos, através da obrigação de oferta de potência a descer no mercado de balanço ou de restrições técnicas.

## 4 SÍNTESE E PONDERAÇÃO GERAL DOS CONTRIBUTOS DA CONSULTA PÚBLICA

### 4.1 ALTERAÇÕES TRANSVERSAIS

Diversos interessados comentaram a ausência de definições importantes dos regulamentos, quer relativamente a novos conceitos introduzidos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, quer quanto a conceitos já anteriormente utilizados pelos regulamentos.

A ERSE esclarece que a opção de elaboração dos novos regulamentos minimizou o recurso a definições, evitando aquelas que já estão na lei habilitante, em concreto o Decreto-Lei n.º 15/2022. Esta opção evita inconsistências e divergências de interpretação entre a lei e os regulamentos, favorecendo o alinhamento estrito com a lei. Compreende-se que a leitura dos regulamentos isoladamente fica prejudicada pela opção, mas considerou-se que eventuais dúvidas de interpretação e de atualização seriam um problema mais relevante.

### 4.2 INSTALAÇÕES SUJEITAS A REGRAS DE OBSERVABILIDADE E CONTROLO PELO GESTOR GLOBAL DO SEN E ACESSO ÀS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DAS INSTALAÇÕES

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro (art.º 91.º), estabelece que «por razões de segurança de abastecimento, os centros eletroprodutores e sistemas de armazenamento autónomos com potência instalada superior a 1 MW e de UPAC com injeção de energia excedentária superior a 1 MVA, devem estar equipados com sistemas e canais de comunicação nos termos definidos pelo gestor global do SEN (GGS) que permitam fornecer-lhe o acesso, através dos seus sistemas informáticos, a um conjunto de medidas em tempo real, bem como a possibilidade de envio de comandos para controlo das variáveis elétricas».

O Regulamento das Redes deve estabelecer os requisitos técnicos e operacionais dos equipamentos de monitorização, registo e controlo necessários para a correta exploração do SEN, exigidos aos utilizadores das redes (art.º 236.º). Esta especificação pode abranger outras instalações além das de produção e armazenamento com mais de 1 MW, em função do seu papel na gestão do sistema, nomeadamente as identificadas como utilizadores de rede significativos.

A proposta de ROR clarifica que os requisitos técnicos de ligação das instalações à rede são definidos pelo Regulamento das Redes. Já os aspetos funcionais da participação nos serviços de sistema e de flexibilidade, incluindo os requisitos de observabilidade e controlo aplicáveis a carteiras de agregação de instalações, cabem ao ROR. Propõe ainda remeter para o MPGGS a definição dos requisitos de observabilidade e de controlo aplicáveis às carteiras de agregação de instalações físicas não abrangidas pelo art.º 91.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Estas carteiras de agregação, para prestar serviços de sistema ou de flexibilidade, devem cumprir requisitos de observabilidade suficientemente proporcionais e adaptáveis para que não coloquem em causa a sua viabilidade económica, embora permitindo a verificação rigorosa da prestação dos serviços contratados.

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

O Conselho Consultivo sugere que o ROR remeta para subregulamentação (MPGGS) a concretização dos requisitos de observabilidade e controlabilidade aplicáveis às instalações.

A E-REDES defende que o ORD defina os requisitos de comunicação exigíveis aos produtores ligados à sua rede (art.º 8.º).

A REN propõe que a informação sobre características técnicas das instalações, designadamente os utilizadores de rede significativos, seja disponibilizada diretamente ao GGS, que depois a partilha com o ORD no caso das instalações ligadas na rede de distribuição.

A Elergone alerta para os custos elevados que os requisitos de observabilidade e controlo podem implicar, podendo constituir uma barreira à instalação de pequena produção ou outras soluções, em especial até 1 MW. A Elergone sugere que seja promovida a convergência de requisitos para várias finalidades, nomeadamente a medição do consumo, produção, excedente, a medição do armazenamento ou dos fluxos da mobilidade elétrica e mesmo no domínio das proteções de interligação, acautelando a interoperabilidade com os diversos operadores intervenientes.

Em artigos relacionados, a E-REDES propõe que o artigo 31.º, relativo ao acesso pelos operadores às instalações dos utilizadores das redes, remeta as condições de acesso para o Regulamento das Redes. Propõe ainda que o artigo 30.º da proposta, relativo à participação na exploração do sistema, explicita o envio pelo ORD ao GGS de elementos relevantes para os estudos técnicos a elaborar pelo GGS, de modo a incluir as limitações próprias da rede de distribuição.

## DECISÃO DA ERSE

Sobre a remissão da concretização dos requisitos de observabilidade e controlabilidade para o MPGGS, a ERSE discorda dessa sugestão. A definição destes requisitos, no que respeita à infraestrutura a implementar pelo utilizador na sua instalação física, cabe ao Regulamento das Redes, não devendo assim constar do MPGGS, evitando-se conflito de normas. No entanto, a ERSE concorda que estes requisitos são essenciais para a concretização dos procedimentos do MPGGS e têm de ser considerados pelo GGS na elaboração das propostas de regulamentação.

A ERSE reconhece a importância de ORT e ORD articularem os requisitos a definir no MPGGS e aplicáveis aos produtores ligados à rede de distribuição, aumentando a interoperabilidade destes sistemas e evitando duplicação de requisitos impostos por cada operador. O articulado do ROR (art.º 8.º) foi alterado para refletir esta preocupação. Não obstante, regista-se que determinadas funcionalidades podem não ser asseguradas por soluções universais, tendo presente, por exemplo, o modelo de medição nos pontos de carregamento de veículos elétricos.

A futura discussão, em sede de projetos-piloto e de subregulamentação, dos requisitos aplicáveis à participação da procura ou à pequena produção nos serviços de sistema ou nos serviços de flexibilidade, não poderá deixar de considerar os comentários expressos na presente consulta pública, procurando definir soluções integradas que garantam a prestação dos serviços considerados necessários para cada tipo de instalação, de forma interoperável com os sistemas de faturação e entre vários operadores.

O acesso à informação sobre as características técnicas das instalações é devido prioritariamente ao respetivo operador de rede. O papel indiscutível do GGS quanto à observabilidade dos utilizadores de rede significativos está salvaguardado no respetivo artigo (art.º 14.º). Considera-se, portanto, que o direito genérico de acesso às características técnicas das instalações cabe ao operador de rede à qual estejam ligadas. No caso do ORD e de instalações sujeitas a requisitos de observabilidade e controlabilidade, o operador de rede deve disponibilizar ao GGS acesso às referidas informações.

A ERSE concorda com a proposta de remissão das condições de acesso às instalações dos utilizadores para o Regulamento das Redes. Uma vez que este acesso diz respeito ao operador de rede a que a instalação esteja ligada, e ao GGS consoante os casos, o texto proposto pela E-REDES foi adicionado ao artigo 7.º, passando a incluir não apenas o acesso às características técnicas das instalações, mas também o acesso às próprias instalações. Foi eliminado o artigo 31.º da proposta. Foi ainda previsto o envio de dados pelo ORD ao GGS no âmbito do art.º 30.º sobre a participação na exploração.

### 4.3 UTILIZADORES DE REDE SIGNIFICATIVOS

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Os códigos de rede europeus (ER, SOGL) preveem o conceito de utilizador de rede significativo (*significant grid user* – **SGU**), associado a instalações ligadas à rede que, pelas suas características, estão sujeitas a obrigações especiais de observabilidade e de controlo, nomeadamente no contexto dos códigos de rede europeus sobre requisitos de ligação de geradores (RfG), sobre requisitos de ligação de instalações de consumo (DC) ou ainda sobre requisitos de ligação à rede de sistemas de corrente contínua em alta tensão (HVDC). No caso dos requisitos de ligação de geradores importa considerar a adoção para o quadro legislativo nacional, concretizada através da Portaria n.º 73/2020, de 16 de março.

O ER NC prevê ainda a figura do utilizador de rede significativo de alta prioridade (**HPSGU**), como aquele SGU ao qual se apliquem condições especiais para efeitos de corte e realimentação (estas instalações devem ser casos particulares de relevância essencial para a operação do sistema elétrico, não se confundindo com o conceito de cliente prioritário, inscrito no Regulamento da Qualidade de Serviço). O ER NC determina ainda que o ORT deve submeter a lista de SGU ligados às suas redes à aprovação da entidade reguladora (art.º 4.º, n.º 2, al. c)), salvo se o Estado-membro tiver atribuído essa função a outra entidade.

A proposta de ROR remete para os códigos de rede europeus os requisitos mínimos para a definição de SGU <sup>9</sup>.

A proposta de ROR enquadra o conceito de SGU, clarificando o papel dos operadores de rede, e em especial do ORT, no âmbito da gestão do sistema, na sua identificação e no estabelecimento de procedimentos de verificação e coordenação com essas instalações.

Na categoria de SGU devem incluir-se, por exemplo, os clientes sujeitos a obrigações de deslastre frequencimétrico. Essa obrigação decorre atualmente da condição de participante no serviço de banda de

---

<sup>9</sup> Em concreto, o SOGL refere como SGU os «módulos geradores já existentes ou novos módulos geradores classificados nos tipos B, C e D» nos termos do Regulamento (UE) 2016/631, de 26 de agosto, «instalações de consumo ligadas à rede de transporte já existentes ou novas», «redes de distribuição fechadas ligadas à rede de transporte já existentes ou novas», «instalações de consumo, redes de distribuição fechadas e partes terceiras, já existentes ou novos, se fornecerem resposta do consumo diretamente ao ORT», agregadores de produção e consumo prestadores de serviços de balanço e redespacho e sistemas de corrente contínua em Alta Tensão.

reserva de regulação, como estabelecido no MPGGS, ou do estatuto de cliente eletrointensivo, regulamentado pela Portaria n.º 112/2022, de 14 de março.

O articulado do ROR propõe ainda a inclusão de um conjunto de obrigações dos SGU, decorrentes do SOGL (art.º 54.º).

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

Alguns comentários [EDP, REN] apontaram a conveniência de uma definição mais clara das instalações consideradas utilizadores de rede significativos. Ao passo que outro sublinhou a necessidade de clarificar as obrigações dos utilizadores de rede significativos e as razões que podem motivar os operadores de rede a solicitar um ensaio das instalações do utilizador.

A E-REDES propõe ainda que se clarifique a obrigação de comunicação dos utilizadores de rede significativos junto do respetivo operador de rede, o qual, por sua vez, informa o GGS. A REN, por seu turno, considera que deve ser o GGS a receber a informação prevista no artigo 8.º.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Embora já existente, o conceito de utilizador de rede significativo foi explicitado no ROR com o objetivo de clarificar o papel do Gestor Global do SEN na sua definição, assim como dos requisitos aplicáveis. Nessa linha, foi acrescentada a definição de utilizador de rede significativo no artigo 2.º. Não se incluem de forma exaustiva os tipos de instalações abrangidas pois é feita a remissão para os códigos de rede europeus aplicáveis, alguns dos quais estão presentemente em processo de revisão.

A ERSE regista a preocupação manifestada sobre as razões e frequência dos ensaios solicitados pelos operadores de rede aos utilizadores de rede significativos. Não sendo possível concretizar ao nível regulamentar esta atuação, a mesma deverá ser objeto de maior clarificação em sede de subregulamentação. Não obstante, os requisitos com impacte material sobre os utilizadores de rede significativos terão sempre uma avaliação e uma justificação prévias, caso não decorram diretamente de normas legais ou regulamentares. Acresce que as obrigações dos utilizadores de rede significativos dependem, em grande medida, do papel que estes voluntariamente assumam no mercado, nomeadamente quanto à prestação de serviços de sistema.

A ERSE reconhece a relevância de evitar duplicação de obrigações de comunicação por parte dos utilizadores de rede significativos, incluindo riscos de não coincidência no tempo e conteúdo dessa comunicação. Considera-se ainda que a figura do utilizador de rede significativo surge prioritariamente associada ao GGS, pelo que se privilegia este como destinatário da comunicação. Prevê-se ainda a necessidade de articulação entre o GGS e o ORD quanto à partilha imediata e integral destas comunicações. O ROR foi alterado para incluir esta clarificação.

## 4.4 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL DO SISTEMA

### 4.4.1 CENTRO DE COORDENAÇÃO REGIONAL

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O Regulamento (UE) 2019/943, relativo ao mercado interno da eletricidade, define os Centros de Coordenação Regional (CCR) e a respetiva missão. Os centros de coordenação regionais devem complementar o papel dos operadores de redes de transporte desempenhando as tarefas de relevância regional que lhes sejam atribuídas.

A proposta de ROR veio considerar expressamente esta figura e as funções atribuídas pela regulamentação europeia. Recorda-se que, em 30 de agosto de 2022, a ERSE aprovou a nomeação da entidade CORESO<sup>10</sup> como Centro de Coordenação Regional da região do sudoeste da Europa (Portugal, Espanha e França), que inclui a rede nacional de transporte.

As funções desempenhadas pelos CCR são financiadas pelos ORT aos quais prestam serviços e os respetivos custos integram a atividade de gestão global do sistema.

#### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A APIGCEE questiona se a nova figura do CCR não pode ser criadora de custos redundantes, por assegurar funções que os ORT já fazem de forma coordenada.

---

<sup>10</sup> A entidade CORESO (<https://www.coreso.eu>) atua como Centro de Coordenação Regional para 9 ORT (REN - Portugal, REE - Espanha, RTE - França, Terna - Itália, EirGrid - Irlanda, SONI - Irlanda do Norte, National Grid ESO – Grã-Bretanha, Elia - Bélgica, 50Hertz – Alemanha).

A Iberdrola defende que a regulamentação deve incluir os meios de divulgação e de transparência da atuação do CCR.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Sobre o papel do CCR, a ERSE esclarece que as funções resultam de uma crescente integração do mercado interno europeu e da promoção de mecanismos de mercado, sempre que possível, na gestão do sistema. Os custos desta entidade serão suportados pelos vários ORT, com o enquadramento nacional, mas deverá ser limitada a redundância de funções entre o ORT e o CCR. A regulação do ORT nacional inclui o escrutínio destes custos.

A ERSE concorda que a transparência da atuação do CCR é essencial, sendo que as suas funções – e.g. o cálculo da capacidade de interligação – impactam diretamente nos resultados do mercado grossista. No entanto, sendo uma figura de âmbito regional, considera-se que importa manter os detalhes da sua regulação no contexto de acordos regionais.

#### **4.4.2 COORDENAÇÃO DE INDISPONIBILIDADES**

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

O ROR regulamenta a coordenação de indisponibilidades efetuada pelo GGS, em particular a elaboração do plano anual de indisponibilidades. Esta coordenação visa assegurar a segurança da operação, evitando a coincidência das indisponibilidades programadas das instalações de produção e dos elementos da RNT.

O ROR estabelece, ainda, com suporte na legislação, a monitorização dos níveis das albufeiras pelo GGS, o qual pode reformular os planos de indisponibilidade perante, por exemplo, uma circunstância de armazenamento hídrico muito baixo.

O SOGL regulamenta também esta matéria, prevendo regras harmonizadas para a coordenação de indisponibilidades pelo GGS a nível nacional, mas também a respetiva coordenação a nível regional, através do CCR. Ainda segundo o SOGL, o GGS deve avaliar, baseado na metodologia harmonizada <sup>11</sup> adotada para o efeito, e em conjunto com os restantes ORT da região, a relevância dos módulos geradores e das

---

<sup>11</sup> A ACER adotou a metodologia harmonizada para avaliar a relevância dos ativos para coordenação de indisponibilidades através da sua [Decisão n.º 8/2019](#) [disponível no site da ACER].

instalações de consumo, no âmbito da coordenação de indisponibilidades. O GGS procede de modo análogo para avaliar a relevância dos elementos de rede.

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

O Conselho Consultivo nota que o Regulamento SOGL é mais abrangente nas instalações potencialmente incluídas no plano anual de indisponibilidades, sugerindo a inclusão dos geradores tipo B ou C. A E-REDES, por seu lado, sugere que seja clarificado que apenas as instalações de consumo ligadas à RNT estão abrangidas.

A E-REDES comenta ainda que o plano de indisponibilidades deve ser articulado entre o GGS e o ORD, na medida em que afete a exploração da rede de distribuição. A E-REDES refere também obrigações de comunicação de indisponibilidades, mais genéricas, previstas no artigo 7.º, sobre o acesso dos operadores às características das instalações ligadas à rede. Comenta ainda que o ROR deve concretizar o conceito de “centros eletroprodutores de maior capacidade instalada”.

Uma entidade levanta a preocupação com as regras de detalhe da coordenação dos planos de indisponibilidade, dado o potencial impacto económico sobre o produtor.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE considerou os comentários sobre a lista de instalações sujeitas ao plano de indisponibilidades, tendo simplificado o articulado do ROR para referir apenas os utilizadores de rede significativos, em vez de referências ao tipo de geradores ou consumidores. Dessa forma, a identificação dos URS é a chave de leitura desta obrigação. Esta norma serve também para concretizar o limiar considerado para os centros eletroprodutores sujeitos a coordenação de indisponibilidades, como referido no art.º 11.º.

Foi ainda clarificado que o GGS deve articular-se com o ORD sempre que o plano de indisponibilidades envolva instalações ligadas na rede de distribuição.

Considera-se ainda que o artigo 7.º se deve manter com âmbito limitado às características técnicas das instalações. A discussão sobre obrigações adicionais sobre as instalações que não sejam identificadas como utilizadores de rede significativos poderá ser incluída no contexto do novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição.

O MPGGG (Procedimento n.º 19) estabelece a lista de informação a prestar pelas instalações integradas no plano de indisponibilidades, bem como os procedimentos aplicáveis à coordenação de indisponibilidades. As questões levantadas sobre eventuais decisões de alteração do calendário de indisponibilidades devem ser discutidas nesse contexto.

#### 4.4.3 CRISE ENERGÉTICA E MEDIDAS DE EMERGÊNCIA

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

Importa separar o domínio da crise energética, face à normal atuação do GGS perante perturbações da segurança da operação da rede e do sistema elétrico. Neste segundo caso, o GGS privilegia o recurso a meios contratados ou sujeitos a obrigações legais e regulamentares para resolução dos problemas do sistema elétrico.

A proposta de revisão do ROR foi atualizada de modo a clarificar a atuação do GGS e alinhá-la com o disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, nomeadamente com o seu art.º 101.º sobre crise energética e medidas de emergência, incluindo uma remissão para a legislação.

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

A E-REDES propõe a simplificação do art.º 38.º, dado que apenas faz uma remissão legislativa.

A NGEN questiona o âmbito e tipo das medidas a incluir nos planos de defesa.

##### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE alterou a redação do art.º 38.º simplificando as remissões legais. Essas remissões, agora implícitas, correspondem ao Decreto-Lei n.º 114/2001, de 7 de abril, segundo o qual o Governo pode declarar crise energética, e ao Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, de acordo com o qual o membro do Governo responsável pela área da energia pode tomar, a título transitório e temporariamente, as medidas de salvaguarda necessárias em caso de crise repentina no mercado de energia ou de ameaça à segurança e integridade física de pessoas, equipamentos, instalações e redes.

As medidas de emergência a definir pelo Governo têm de ser proporcionais e adequadas ao risco e às circunstâncias concretas, como a atual crise energética na Europa veio demonstrar. Nesse sentido, não podem estar concretizadas no ROR.

#### 4.4.4 MEDIDAS PREVENTIVAS, PLANOS DE DEFESA E DE RESTABELECIMENTO

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No âmbito do Regulamento (UE) 2017/2196 (*Emergency and Restoration Network Code - ER*), o ORT deve elaborar e comunicar à entidade reguladora, ou à entidade designada pelo Estado-Membro, o plano de defesa da rede e o plano de restabelecimento, elaborados nos termos do referido Regulamento ER.

Os planos são elaborados em consulta com os ORD competentes, os utilizadores de rede significativos, as entidades reguladoras nacionais ou as entidades competentes designadas pelo Estado-Membro, os ORT vizinhos e os restantes ORT da sua zona síncrona (vd. art.º 11.º do Regulamento ER).

A ERSE aprova as condições para exercer a prestação de serviços de defesa e de restabelecimento em regime contratual (vd. art.º 4.º do Regulamento ER), sob proposta do GGS. A ERSE aprova ainda, sob proposta do GGS, as regras de suspensão e restabelecimento das atividades de mercado e as regras específicas da liquidação de desvios e da liquidação da energia de balanço em caso de suspensão das atividades de mercado, em conformidade com o Regulamento ER, nos termos do MPGGS.

A proposta de alteração do ROR insere os planos de deslastre de carga, manual e automático, no contexto mais amplo dos planos de defesa da rede previstos no Regulamento ER. A proposta renomeia ainda os planos de reposição do serviço como planos de restabelecimento, tal como previsto no Regulamento ER.

Os planos de deslastre passam a incluir não apenas o deslastre de cargas, mas também o deslastre de injeção na rede (seja proveniente de produção, seja de armazenamento). Esta medida está prevista no Regulamento ER e também na legislação nacional, nomeadamente no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro <sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> O diploma define como deveres dos produtores, por exemplo, instalar e manter em boas condições de funcionamento os canais de comunicação e os equipamentos que permitam o ajustamento da potência ativa injetada na RESP comunicada pelo GGS ou ainda cumprir todas as instruções de despacho emitidas pelo gestor global do SEN (vd. art.º 31.º).

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A E-REDES levantou um problema associado aos planos de deslastre de carga, em particular a sua compatibilização com a proteção dos clientes prioritários. O deslastre automático de cargas processa-se em nós da rede de AT e MT, não sendo possível evitar totalmente que algum cliente prioritário esteja abrangido na linha programada para desligação automática. A E-REDES sugere ainda a definição de critérios de prioridade entre tipologias de clientes prioritários aplicáveis à escolha das linhas a deslastrar.

A APIGCEE solicita a participação dos utilizadores de rede significativos no processo de elaboração do plano de defesa e de restabelecimento. Questiona ainda sobre a eventual valorização do aumento ou redução de consumo resultante de instruções ao abrigo do plano de defesa.

Uma entidade propõe que o ROR seja mais concreto na definição dos critérios de seleção dos produtores incluídos nos planos de deslastre, prevenindo perdas financeiras.

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE reconhece a pertinência de prever a possibilidade, excepcional, de incluir clientes prioritários no plano de deslastre, por poder ser impossível garantir a quantidade necessária de linhas a deslastrar nessa circunstância ou sob o risco de sobrecarregar sempre os mesmos clientes com o ónus do deslastre automático. O articulado foi alterado em conformidade. Quanto à definição de critérios de prioridade entre clientes prioritários, considera-se que é uma matéria que deve ser discutida no contexto específico do plano de defesa, incluindo informação quantitativa sobre as dificuldades e opções na seleção das linhas incluídas no plano de deslastre.

A consulta aos utilizadores de rede significativos no âmbito da elaboração do plano de defesa está prevista na regulamentação europeia. Assim, no contexto de futuras atualizações do plano de defesa, o GGS deve assegurar esta consulta.

O MPGGS não prevê atualmente qualquer remuneração da energia consumida a mais ou a menos em resultado do cumprimento do plano de defesa. Note-se que a atuação dos mecanismos de deslastre ultrapassa o âmbito dos serviços de sistema. Cabe à ERSE, no seio do MPGGS, clarificar o enquadramento destas medidas para apuramento dos desvios, por exemplo.

Sobre a concretização dos critérios de seleção dos produtores incluídos nos planos de deslastre, a ERSE considera não ser papel do ROR essa definição. No entanto, importa notar que estes mecanismos são por

definição excepcionais, não podendo ser vistos como de utilização regular pelo GGS. Reafirma-se, neste contexto, a necessidade de reforçar a participação nos serviços de sistema, simplificando e diversificando as formas de participação, as quais acautelam o equilíbrio económico dos agentes e remuneram a sua participação nestes mecanismos.

#### 4.4.5 PROGRAMAÇÃO DA EXPLORAÇÃO

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

A REN refere que a implementação do produto mFRR e a futura alteração do período de entrega dos serviços de sistema e do próprio período temporal de mercado implicam alterações às etapas de programação da exploração e respetivas denominações. A REN propõe ainda adaptações do articulado para explicitar a participação das instalações de armazenamento na prestação de serviços de sistema. Estas alterações incluem a eliminação do programa previsional de reserva.

A E-REDES comentou que a definição do programa diário base de funcionamento (art.º 23.º), que considera os congestionamentos na rede como critério de validação dos programas de mercado, deve considerar expressamente os congestionamentos na rede de distribuição (também afetando o art.º 25.º). Este modelo de articulação consta do acordo de princípio alcançado entre o GGS e o ORD e referido no ponto 3.3 deste relatório. A E-REDES refere ainda a importância de conhecer a lista de unidades físicas não programadas, mas que, mediante a respetiva ordem de mérito das ofertas de balanço, podem ser mobilizadas pelo GGS para correções em tempo real ao programa. Esta informação permitiria ao ORD avaliar potenciais congestionamentos na rede de distribuição relativos à utilização destas unidades.

A E-REDES estende a proposta de intervenção do ORD na validação técnica dos programas às alterações ao programa final previstas no art.º 28.º da proposta.

##### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE alterou o articulado do ROR para refletir as modificações ao programa da exploração identificadas pela REN e E-REDES.

A ERSE concorda que o ROR deve explicitar a aplicação de critérios de validação técnica do programa de exploração ao nível da rede de distribuição. Esta aplicação é feita pelo GGS em articulação com o ORD. Os termos exatos desta articulação devem ser desenvolvidos pelos operadores de rede, atendendo à

necessidade de garantir a eficácia e fiabilidade do processo de verificação técnica. Esta matéria está expressamente prevista no artigo relativo à cooperação entre a Gestão Técnica Global do SEN e a Gestão técnica das redes de distribuição.

#### 4.4.6 MECANISMO DE CONTROLO DA INJEÇÃO NA REDE

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta de alteração do ROR incluiu um mecanismo de controlo da injeção na rede, para complementar as ferramentas ao dispor do GGS para garantir o equilíbrio produção-consumo. Este novo mecanismo tem em conta que uma parte importante da produção não participa ativamente nos mercados de balanço, não sendo mobilizável por essa via.

A lei determina que as instalações de produção ou de armazenamento autónomo com potência instalada acima de 1 MW, incluindo UPAC com injeção excedentária acima de 1 MW, estão sujeitas a instruções de despacho pelo GGS, devendo estar equipadas com os canais de comunicação e os equipamentos necessários ao ajustamento da potência injetada na rede sempre que solicitado pelo GGS <sup>13</sup>.

Além das unidades participantes nos mercados de balanço, sujeitas a ativações nesse contexto, também a produção ao abrigo de regimes remuneratórios especiais pode ser ativada pelo GGS, ao abrigo do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, do Diretor-Geral de Energia e Geologia, que permite o deslastre de produção. O mecanismo proposto aplica-se, portanto, à restante produção e instalações de armazenamento.

Como referido no documento justificativo da proposta, com a evolução do parque produtor, a ocorrência de situações em que a geração excede significativamente o consumo é cada vez mais provável. O sistema deve estimular a participação de mais agentes nos serviços de balanço (ou obrigar a essa participação, se necessário) e promover a flexibilidade do consumo e o armazenamento. A utilização de mecanismos de mercado para o balanço do sistema promove a eficiência económica global, ao mobilizar os utilizadores da rede para os quais o custo de oportunidade dessa mobilização é menor. Além de propor a criação de serviços de balanço específicos, com requisitos de participação mais simples do que os atuais, de modo a facilitar a adesão da produção de menor dimensão (e do consumo) à prestação do serviço, a proposta de

---

<sup>13</sup> Vd. art.º 31.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

alteração do ROR inscreve um mecanismo obrigatório, a detalhar no MPGGS, que atue após esgotados os recursos dos serviços de balanço.

O mecanismo proposto aplica-se às instalações de armazenamento, caso estejam a injetar na rede, e às instalações de produção. A mobilização destas instalações pelo GGS acontece apenas após esgotadas as reservas disponíveis nos mercados de balanço (e adequadas para a resolução do problema de segurança de operação), mas antes da mobilização da produção com regimes remuneratórios especiais, tal como previsto no n.º 8 do Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, do Diretor-Geral de Energia e Geologia.

A proposta prevê ainda que a mobilização de instalações no âmbito deste mecanismo não resulta em pagamentos ou recebimentos para os titulares das instalações. Prevê-se que esta mobilização seja considerada na determinação dos desvios de cada BRP, imunizando o BRP dessa alteração ao programa prévio de injeção na rede.

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

A E-REDES comentou a proposta sugerindo que a mobilização de produtores pelo GGS através deste mecanismo seja comunicada ao ORD, em tempo real, para acautelar os impactes da alteração do programa de produção sobre a rede de distribuição.

Quer a E-REDES, quer a REN, sugerem também que o mecanismo seja estendido à resolução de congestionamentos na rede de transporte e na rede de distribuição.

A Iberdrola aprofunda a proposta dos operadores, sugerindo que o mecanismo não seja considerado como produto de balanço específico, mas sim como mecanismo de resolução de congestionamentos, devendo ser usado para reduzir as atuais restrições na capacidade de interligação que pontualmente se verificam.

A APIGCEE comenta que a aplicação do mecanismo às UPAC industriais pode ter impactes negativos no processo industrial.

Um participante adverte para a prioridade de incentivar os produtores a participar nos serviços de balanço, bem como para a exclusão do mecanismo de produção com tarifa garantida que já participe nos serviços de balanço.

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE regista os comentários que defendem a aplicação do mecanismo de controlo da injeção para a gestão de congestionamentos, para além do objetivo proposto que era o balanço do sistema. De facto, a proposta deste mecanismo vem da necessidade de ferramentas de despacho da produção (ou armazenamento), complementares aos recursos disponíveis nos serviços de sistema. Estas ferramentas devem implementar o que a lei impõe, quanto ao cumprimento de instruções de despacho por estes utilizadores. Assim, o articulado da proposta do ROR foi alterado para incluir a finalidade da gestão de congestionamentos, quer na rede de transporte, quer na rede de distribuição. Esta opção aumenta o paralelismo deste mecanismo com os objetivos previstos no mecanismo aplicável à produção com tarifa garantida, aprovado pelo Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro, do Diretor-Geral de Energia e Geologia. Sendo um mecanismo previsto no âmbito da gestão global do sistema, a gestão de congestionamentos na rede de distribuição deverá ser feita em articulação entre o ORD e o GGS. Essa mesma articulação deve garantir a informação do ORD, em tempo útil, quanto a instruções de despacho de instalações ligadas à rede de distribuição.

A ERSE concorda ainda em rever a natureza do mecanismo proposto, adotando um figurino de mecanismo regulado e não de produto de mercado de balanço específico. De facto, o mecanismo previsto assume-se como último recurso depois de esgotados os mecanismos de mercado, normalizados ou específicos.

A ERSE compreende as preocupações com a mobilização de UPAC, quer do ponto de vista técnico, quer na perspetiva económica. De facto, a energia partilhada em autoconsumo não é programada em mercado, pelo que não será protegida pela correção dos desvios do BRP. Adicionalmente, as UPAC situadas dentro de instalações de consumo verão essa instalação absorver a maior parte da produção, em condições normais. Assim, alterou-se o ROR para excluir as UPAC da aplicação direta deste mecanismo. Não obstante, mantém-se a prerrogativa prevista na lei de os operadores de rede e do GGS poderem instruir as instalações de produção a alterar a sua exploração por razões de segurança da rede ou equilíbrio do sistema. Algumas possibilidades previstas na lei podem viabilizar produção em autoconsumo com elevada potência instalada e usando a RESP. Estes casos devem ser acompanhados para consideração em futuros desenvolvimentos do mecanismo de controlo da injeção.

A ERSE concorda que um mecanismo regulado de controlo da injeção deve ser utilizado apenas depois de esgotados os recursos dos mercados de balanço e de restrições técnicas. É essencial criar incentivos à participação de produtores e outros utilizadores da rede, sendo mobilizados segundo as regras dos respetivos mercados.

## 4.5 SERVIÇOS DE SISTEMA E GESTÃO DE CONGESTIONAMENTOS

### 4.5.1 OBRIGATORIEDADE E REMUNERAÇÃO DOS SERVIÇOS DE SISTEMA

#### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

Os serviços de sistema são prestados pelos utilizadores das redes e contratados pelo GGS, sendo por princípio remunerados. Não obstante, alguns serviços podem ser de prestação obrigatória e remunerada ou obrigatória e gratuita. A obrigatoriedade de prestação de serviços de sistema por parte de determinados utilizadores da rede deve assegurar a consistência entre o ROR e o Regulamento das Redes, previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e a aprovar pelo Governo.

Dentro do universo de instalações que podem contribuir para a resolução do problema do sistema, o GGS deve mobilizar as de menor custo. Sublinha-se ainda que a obrigação de prestação de um serviço não implica a não remuneração do mesmo.

A ERSE propôs a obrigação de participação nos mercados de restrições e de balanço, nomeadamente através de submissão de ofertas a baixar nos mercados de reservas de restabelecimento de ativação manual e de reservas de reposição, aplicáveis aos produtores do tipo D<sup>14</sup>. Esta obrigação deve incluir ainda o regime já previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, para a energia de reequipamento ou no âmbito dos concursos para atribuição de títulos de reserva.

A redefinição dos serviços de sistema e a consideração do regulamento RfG na tipificação dos geradores implicou a revisão do quadro vigente de obrigatoriedade e remuneração dos serviços, tendo ainda em conta a necessidade de envolver os utilizadores de menor dimensão e menor responsabilidade na gestão do sistema.

A proposta do ROR estabeleceu os produtos FCR, aFRR, mFRR e RR como obrigatórios para geradores do tipo D, qualificados. No caso específico dos mFRR e RR consideraram-se ainda os geradores obrigados por via da lei ou de outra fonte (regulamentação, mecanismos de atribuição de títulos de reserva de capacidade, esquemas administrativos de remuneração, etc.), de que é exemplo a energia de reequipamento.

---

<sup>14</sup> Geradores ligados à RNT ou, no caso dos geradores ligados à rede de distribuição, com potência máxima superior ou igual a 45 MW.

A proposta definiu ainda os serviços de FCR e controlo de tensão e potência reativa como de prestação gratuita dentro das bandas de requisito de capacidade previstas no regulamento RfG (e Portaria n.º 73/2020, de 16 de março).

A proposta de alteração do ROR previa a contratação de FCR e controlo de tensão e reativa em mercado pelo GGS, no caso da reserva disponível a partir das unidades sujeitas à obrigação não preencher as necessidades deste serviço. No caso do serviço de controlo de tensão essa contratação já é uma realidade<sup>15</sup>, para assegurar as necessidades locais deste serviço. Quanto ao serviço de FCR, a proposta recomendava ao GGS a avaliação desta necessidade com antecipação. Perante essa identificação, o GGS deverá propor as regras específicas para a contratação de FCR.

No mesmo sentido, e em função das necessidades do sistema, o documento justificativo apontava a eventualidade de considerar, no futuro, a imposição de obrigações adicionais de participação na oferta de reserva a subir, quer a produtores do tipo C, por exemplo, quer a instalações de armazenamento, quer ainda a instalações de consumo relevantes (e.g. eletrolisadores de grande potência).

O documento justificativo da proposta já referia que a obrigação de prestação do serviço deveria ser detalhada no MPGGS, pois o conceito de capacidade disponível deve atender às indisponibilidades programadas ou fortuitas, às limitações de potência circunstanciais (e.g. cota das albufeiras, afetando a queda útil e a potência máxima), ou às limitações do recurso de energia primária (ou, futuramente, armazenada).

No caso dos produtos aFRR, mFRR e RR, a proposta estipula a existência de mercados de energia e de capacidade, desacoplados.

A prestação do serviço de arranque autónomo está prevista no Decreto-Lei nº 15/2022, de 14 de janeiro (art.º 101.º), baseada em mecanismos de mercado. Este serviço não deve ser obrigatório.

A proposta manteve a isenção dos consumidores e das instalações de armazenamento relativamente à prestação obrigatória de serviços de sistema. Não obstante, estas instalações devem poder prestar serviços de forma voluntária e remunerada.

---

<sup>15</sup> Vd. o "[Contrato de serviço](#) em modo exclusivo de compensação síncrona" celebrado com as Centrais Hidroelétricas de Alqueva.

**SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

A EFET adverte para a necessidade de rever a existência dos atuais produtos de balanço face à implementação dos novos produtos de balanço normalizados. A manutenção de produtos de balanço específicos deve ser devidamente justificada. Esta situação também se aplica ao produto de banda de reserva de regulação.

A EDP sublinha a necessidade de acelerar a implementação dos novos produtos normalizados, sobretudo pelas vantagens que estes trazem em termos de neutralidade tecnológica e harmonização de processos.

O Conselho Consultivo e a APIGCEE consideram que a prestação de serviços de sistema pelas instalações de consumo deverá ter sempre um carácter voluntário.

Vários interessados [EDP, EFET, Iberdrola, NGEN] defendem que o modelo de mercado de serviços de sistema deve assentar na remuneração de todos os serviços e na participação voluntária. Esse comentário aplica-se sobretudo à contratação do produto de FCR e de controlo de tensão. A EDP reforça a oposição à prestação obrigatória para qualquer serviço de sistema. A REN, pelo contrário, propõe o alargamento dos geradores com obrigação de prestação de serviços de balanço, nomeadamente os geradores do tipo C, para FCR, tipos C e B, para aFRR e mFRR. A Iberdrola comenta que o eventual alargamento dos geradores abrangidos pela obrigação de prestação de serviços de sistema deve ser justificado, devendo primeiro ser usados incentivos à participação dos utilizadores nos mercados de serviços de sistema.

A EDP acrescenta que a existência de requisitos de ligação à rede dos geradores que os capacitam para a prestação dos serviços de sistema não deve implicar a obrigação de prestar os serviços.

EDP e EFET consideram importante prever um mercado de capacidade para o produto RR, em linha com o preconizado para o aFRR e mFRR, o que se liga com a defesa da não obrigatoriedade da prestação do serviço. Pelo contrário, a Iberdrola refere que o produto RR poderá deixar de fazer sentido quando o mercado intradiário contínuo se mantiver aberto mais próximo do tempo real e em intervalos menores, sugerindo que o ROR não cristalize a existência deste produto de balanço que não é obrigatório nos termos dos códigos de rede. A REN comenta que a proposta não prevê explicitamente o produto de banda de reserva de restabelecimento de frequência (banda de aFRR e de mFRR).

A EDP e a Iberdrola referem que a eventualidade de contratação de capacidade de FCR adicional, apenas remunerando os prestadores dessa quantidade adicional do serviço, se afigura como discriminatória entre os vários prestadores de FCR.

O contributo da EDP menciona a dificuldade sentida pelo produtor em submeter as ofertas de capacidade residual disponível nos mercados de balanço, em especial em virtude de condicionamentos da própria central que inviabilizam a oferta da capacidade técnica máxima, de que são exemplo as cotas das albufeiras abaixo da cota máxima (reduzindo a queda útil).

A EDP aponta também a necessidade de rever as ofertas a preços negativos (não) previstas no MPGGS.

A REN propõe salvaguardar a possibilidade de a ERSE derrogar a antecedência máxima de contratação de capacidade de reserva, prevista no art.º 50.º.

A Iberdrola propõe que seja desconsiderada a possibilidade de o GGS recorrer a ofertas de energia de balanço localizadas para resolução de congestionamentos.

Um participante avança um conjunto de propostas concretas sobre a prestação dos serviços de sistema, nomeadamente, a clarificação das consequências da não prestação de serviços de sistema pelos produtores e dos requisitos de qualificação, a explicitação do papel das instalações de armazenamento nos serviços de FCR e aFRR, a prestação unilateral de reserva ou o estabelecimento de um mercado de inércia.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE concorda que a manutenção de serviços de balanço específicos deve ser devidamente justificada, sendo a implementação dos serviços normalizados previstos no ROR uma prioridade.<sup>16</sup>

Sobre a participação obrigatória das instalações de consumo nos serviços de sistema e gestão de congestionamentos a ERSE regista a posição do Conselho Consultivo, clarificando que nada no ROR determina o contrário. Não obstante, sublinha-se que a transição energética poderá justificar compromissos com vista a reduzir o esforço de adaptação do sistema elétrico (investimento, impactes ambientais, etc.). Assim, a viabilidade da ligação à rede de novos consumos relevantes em redes saturadas poderá beneficiar do envolvimento destes consumos na gestão de congestionamentos, sobretudo no caso de consumos flexíveis. Esta participação da procura deverá ser voluntária e ligada a benefícios efetivos.

---

<sup>16</sup> A título de exemplo, nos trabalhos de preparação da implementação do produto mFRR, a REN já apresentou aos agentes de mercado a proposta de eliminar o atual produto de reserva de regulação, sendo substituído pelo produto normalizado.

Relativamente à obrigatoriedade (e gratuidade) da prestação do serviço de FCR, a ERSE ponderou os diversos contributos recebidos na consulta pública. Tal como já se fazia menção no documento justificativo da consulta, é expectável que a curto prazo seja identificada a necessidade de recorrer a prestadores de serviço de FCR adicionais aos produtores convencionais que asseguram o serviço atualmente <sup>17</sup>. Assim, o texto final do ROR prevê a obrigação do GGS apresentar à ERSE uma proposta de regras de mercado de capacidade de FCR até 31 de dezembro de 2025. No momento de discussão dessa proposta, deve ser ponderado o modelo remuneratório aplicado a este serviço.

Importa referir, sobre a obrigação de participação nos serviços de sistema que foi considerada discriminatória por parte de alguns participantes na consulta, que essa obrigação foi concretizada em função das características das instalações, aplicando-se a qualquer instalação nas mesmas circunstâncias. Foi ainda utilizado o conceito de significância definido pelo regulamento RfG, abrangendo apenas os geradores com requisitos mais exigentes previstos na lei. Nessa medida, não se considerou o alargamento para geradores de menor dimensão proposto pela REN. O quadro de incentivo económico à participação nestes mercados é complementado, por prudência relacionada com a segurança do sistema elétrico, pela obrigação regulamentar à participação, sem, contudo, estabelecer um preço de referência para essa prestação do serviço. Ainda neste sentido, a ERSE concorda que a ferramenta principal para garantia da existência de recursos de flexibilidade para a gestão do sistema e resolução de congestionamentos é o incentivo económico da remuneração desses serviços. Nessa medida, qualquer eventual alargamento das obrigações de participação só pode ter lugar se se demonstrar que o sinal económico apenas não garante a existência dos recursos necessários.

Ainda sobre a obrigação de participação nos mercados de balanço, o articulado do ROR foi alterado em linha com o que já figurava no documento justificativo da proposta, quanto à conformação dessa obrigação a determinadas incidências da produção. O ROR refere eventuais limitações da obrigação perante indisponibilidades da instalação de produção ou outras circunstâncias do gerador, tais como a disponibilidade do recurso energético, a limitação de potência devido às condições de operação ou à cota dos centros hidroelétricos. Esta precisão vem explicitar um princípio de proporcionalidade na obrigação de prestação de serviços de balanço pelos produtores.

---

<sup>17</sup> Fruto da descarbonização da geração de eletricidade, as centrais termoelétricas podem estar períodos relativamente longos em paragem. A tendência de redução da massa girante no parque gerador (inércia) aponta para maiores necessidades futuras deste tipo de serviço.

Sobre o serviço de controlo de tensão e de potência reativa reafirma-se que a compensação síncrona ou estática merece um tratamento distinto, porque corresponde a serviços prestados de forma autónoma da potência ativa. Nesta medida, a contratação deste serviço pelo GGS, onde a gestão da energia reativa dentro dos limites previstos no Regulamento das Redes e do RfG não seja suficiente para as necessidades da rede, continua prevista no ROR.

O articulado do ROR foi alterado para prever a obrigação de um mercado de capacidade de RR, em linha com o previsto para os produtos aFRR e mFRR. A conciliação deste mercado de capacidade com a participação obrigatória por parte de alguns geradores será considerada no MPGGS. Relativamente à eventual redundância do produto RR, em resultado de evoluções no funcionamento do mercado intradiário contínuo, a ERSE considera que as evoluções no quadro dos serviços de balanço que decorram dessa circunstância ganham em ser justificadas e discutidas em consulta junto dos agentes de mercado, pelo que não se antecipou esse tema. Refere-se ainda que os produtos de banda de aFRR e mFRR já estão previstos no artigo 50.º, que prevê os mercados de energia e de capacidade para aFRR e mFRR.

O articulado do ROR foi alterado para salvaguardar a possibilidade de contratação de capacidade com mais de um dia de antecedência, através de derrogação aprovada pela ERSE.

Sobre a utilização das ofertas localizadas de energia de regulação para resolução de congestionamentos, considera-se que deve manter-se esta flexibilidade nas regras da gestão do sistema. Note-se que esta utilização se destina a um fim específico e não poderá ter lugar fora desse enquadramento, prejudicando a substituição de unidades físicas dos produtores para cumprimento dos programas de serviços de balanço.

A ERSE clarifica que o ROR promove as condições regulamentares adequadas para a efetiva prestação de serviços de sistema pelos utilizadores. A definição de requisitos de qualificação deve ser proporcionada, a participação nos mercados de capacidade e de energia, bem como na reserva a subir e descer são desacopladas, a prestação por área de ofertas previstas no MPGGS já promove a agregação de unidades físicas. O ROR prevê ainda a possibilidade de o produtor delegar num outro o cumprimento da sua obrigação de prestação dos serviços de sistema. É ainda clarificado que as circunstâncias da instalação de produção podem justificar a não oferta total ou parcial nos serviços de sistema. Fora deste quadro de simplificação e incentivo, os incumprimentos devem ser avaliados perante as circunstâncias concretas.

#### 4.5.2 MERCADOS DE SERVIÇOS DE SISTEMA

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

Na contratação de serviços de sistema, em especial de serviços de balanço, a proposta altera substancialmente o ROR para reconhecer os produtos normalizados de balanço e as respetivas regras de contratação, incluindo as plataformas de troca de energia de balanço.

O ROR incorpora ainda a obrigação de publicação de um relatório sobre o balanço do sistema, pelo GGS.

Os mercados de balanço operados pelo GGS têm o âmbito da sua zona de controlo de frequência (Portugal continental), sem prejuízo das trocas de energia de balanço entre ORT e da coordenação do controlo de frequência pelos ORT na respetiva zona síncrona (Europa continental). As restrições técnicas podem ser resolvidas pelos serviços de gestão de congestionamentos ou através da mobilização de ofertas localizadas de energia de balanço para esse efeito. No entanto, o recurso a ofertas com restrição geográfica não deve ser a regra geral da prestação dos serviços de balanço.

Tendo em conta o contexto regulamentar europeu e a discussão já tida no âmbito da Consulta Pública n.º 105, de alteração do MPGGS, a ERSE propôs no ROR o princípio da não-limitação da prestação de serviços de balanço por Área de Rede. Em concreto, propôs-se definir que a verificação do cumprimento da mobilização dos serviços de balanço pelo agente de mercado prestador do serviço (BSP) deve ser tendencialmente feita agregando todas as áreas de ofertas do mesmo agente de mercado, assim permitindo a troca da área de ofertas mobilizada por outra, por decisão do agente de mercado, salvo se o ORT tenha emitido uma limitação expressa, contrária a essa alteração, por exemplo, para resolução de congestionamentos.

A proposta de ROR também prevê a existência de mecanismos de penalização por incumprimento da prestação dos serviços contratados, imputável ao BSP.

O regulamento europeu SOGL regula os processos da gestão do sistema, em coordenação com os restantes ORT interligados, incluindo a definição das necessidades de serviços de sistema em função do seu dimensionamento. O ROR responsabiliza o GGS pelo cálculo das necessidades de serviços de sistema.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A EDP, a EFET e a Iberdrola comentam no sentido do aprofundamento da prestação de serviços de balanço por zona de programação, em vez do conceito de áreas de ofertas presente no MPGGS, apoiando a alteração do ROR. Em particular, sugerem a adoção no texto do MPGGS dos princípios agora incluídos no ROR. Pelo contrário, a REN defende que a regulamentação europeia possibilita a definição de limites locais nos produtos de balanço, propondo a área de ofertas como referencial do produto de mFRR e a unidade física para o produto de aFRR.

A EFET sugere ainda que as áreas de ofertas dos serviços de balanço incluam no portfolio as centrais térmicas, juntamente com as renováveis e a procura ou armazenamento (*portfolio bidding*), deixando de figurar à parte.

A EFET e a Iberdrola comentam no sentido da reconfiguração do atual produto específico de banda de reserva de regulação (BRR), apenas aplicável a consumidores, para um produto normalizado de banda de mFRR acessível a qualquer utilizador, com neutralidade tecnológica.

A Iberdrola propõe que a qualificação dos geradores para a prestação de serviços de sistema seja renovada automaticamente a cada cinco anos, no caso de prestação regular e satisfatória dos serviços por esse gerador.

A Iberdrola pede a clarificação da referência a “terceiros” no art.º 54.º (n.º 1, al. c)).

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE manteve o modelo proposto no ROR, segundo o qual as ativações de energia de balanço devem ser, em regra geral, permutáveis dentro da mesma zona de programação, salvo se o GGS assinalar as ativações com limitações locais. Note-se que é este o modelo usado no mercado espanhol e, conceptualmente, é o que melhor se relaciona com a troca de energias de balanço entre diferentes ORT<sup>18</sup>. Simultaneamente, a alteração do ROR não impede um tipo de funcionamento próximo do atual, pelo GGS, embora acrescente transparência nessa atuação e necessidade de justificação das restrições técnicas impostas.

---

<sup>18</sup> Se, regra geral, é possível permutar a energia de balanço entre diferentes ORT, então considera-se que o mesmo deve ser possível entre unidades físicas ligadas ao mesmo ORT. Esta abordagem de princípio não prejudica a possibilidade de o GGS definir restrições locais à prestação da reserva, tal como sucede entre ORT no caso de restrições na capacidade de interligação.

Sobre a oferta em portfolio, manteve-se também a proposta que admite alterações às áreas de ofertas para prestação dos serviços de balanço, sob proposta do GGS. Tal como já se comentou na consulta pública nº 105 de alteração do MPGGS, as profundas alterações do mercado de serviços de sistema devem acautelar a adaptação do GGS e dos agentes à nova realidade, sendo que este tipo de gradualismo permite ajustar a velocidade dessa evolução. A ERSE compreende os argumentos expressos na consulta sobre eventuais custos de adaptação dos agentes de mercado (BSP) ao novo modelo transitório, incrementados por novos custos de adaptação a um modelo definitivo que venha a ser definido mais tarde. Não obstante, considera-se necessário avaliar os impactes das alterações na gestão de sistema, antes de saltar etapas nessa transição.

Em concreto, no caso do serviço de aFRR, que a REN propõe ser prestado no referencial da unidade física, a ERSE considera que a redação do artigo sobre Mecanismos de contratação de serviços de balanço já acomoda essa possibilidade, desde que devidamente justificada. No entanto, introduziu-se uma precisão para o produto de aFRR, prevendo que o referencial de prestação do serviço é a unidade física ou grupo de unidades físicas. Este serviço tem requisitos de qualificação especiais, não podendo abranger todas as unidades físicas em geral. A possibilidade de prestação agrupada do serviço deverá ser desenvolvida no MPGGS.<sup>19</sup> O GGS deve atender aos argumentos expressos nesta consulta, que alertam para a possibilidade de prestação do serviço em agregação, agregando potenciais novos recursos à gestão dos sistema <sup>20</sup>.

O GGS e a ERSE têm dialogado com vista à reformulação do produto BRR, estando em causa a sua transformação num produto de banda de mFRR, mais aberto e de características mais normalizadas. Com a aprovação do ROR, essa é uma das alterações que a ERSE irá propor aos interessados, em seguida, no contexto da alteração do MPGGS.

Sobre a qualificação dos geradores, a ERSE reconhece a pertinência da proposta de renovação automática no caso da prestação regular e continuada dos serviços de sistema. Não obstante, considera-se que esta matéria de detalhe deve ser desenvolvida no MPGGS.

---

<sup>19</sup> Note-se que a implementação do produto normalizado aFRR em substituição da atual banda de regulação secundária já trará uma alteração significativa na sua prestação. Com um mercado de energia de aFRR separado do mercado de capacidade, a ativação das unidades prestadoras do serviço obedecerá à ordem de mérito resultante das ofertas de energia e não a um rateio como é o caso atual.

<sup>20</sup> Em Espanha, por exemplo, a prestação do serviço de regulação secundária é feito por grupo de instalações, recorrendo ao conceito de zona de regulação: «Zona de regulación: Conforme a la definición establecida en las Condiciones relativas al balance, una zona de regulación es una agrupación de unidades de programación que, en conjunto, tiene capacidad de regular en respuesta a las órdenes de un sistema de Control Automático de Generación (AGC) cumpliendo con los requisitos establecidos y permitiendo su evaluación desde un sistema de control de energía en tiempo real.». Vd. *P.O.7.2 Regulación secundaria*, aprovado por Resolução da CNMC, de 17 de março de 2022.

Sobre a referência a terceiros na al. c) do n.º 1 do art.º 54.º, a ERSE esclarece que se tratam de entidades que, não sendo proprietárias das instalações elétricas, estão habilitadas a representar estas instalações em mercado, no caso, assumindo o papel de BSP. Esta matéria da obtenção do estatuto de agente de mercado é objeto de detalhe no MPGGS.

#### 4.5.3 SERVIÇOS DE SISTEMA CONTRATADOS EM BASE BILATERAL

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

O ROR mantém a possibilidade de contratação bilateral de serviços de sistema que, pela sua especificidade, não se adequam à contratação através de plataformas de mercado. A proposta de articulado do ROR relativo à contratação de serviços de sistema não associados à frequência reconhece expressamente a necessidade de observar os princípios gerais da gestão dos serviços de sistema, o que inclui, por exemplo, a definição de serviços de forma tecnologicamente neutra e facilitando a participação de qualquer instalação, desde que tecnicamente apta.

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

Este tema não foi objeto de comentários na consulta, com exceção de um comentário relativo ao artigo 55.º, no sentido de manter a versão em vigor para “dar estabilidade aos investidores”.

##### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE considera que as alterações pontuais introduzidas no artigo sobre contratação bilateral de serviços de sistema apenas clarificam os termos dessa contratação, não alterando o quadro da prestação destes serviços. Por esta razão, manteve a proposta de alteração.

#### 4.5.4 COOPERAÇÃO ORT-ORD

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

Os códigos de rede europeus estabelecem o princípio da coordenação entre o ORT e o ORD no capítulo da ativação de serviços de sistema, caso as unidades prestadoras do serviço se situem na rede do ORD. O SOGL (art.º 182.º) prevê que o ORD tem «o direito de estabelecer limites ao fornecimento de reservas de

potência ativa localizadas na sua rede de distribuição, ou de excluir esse fornecimento, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedores de reserva», quer no momento da pré-qualificação, quer antes da ativação da reserva (limites temporários).

O EBGL (art.º 15.º) estabelece que «incumbe aos ORD comunicar ao ORT de ligação quaisquer limites definidos nos termos do art.º 182.º, arts. 4.º e 5.º, do Regulamento (UE) 2017/1485» que afetem a mobilização da reserva para balanço.

A proposta de alteração do ROR (artigos relativos à contratação de serviços de balanço e ao processo de pré-qualificação) estabelece que o ORD da rede a que esteja ligada a unidade física (e o operador das redes de distribuição intermediárias entre esta e a rede de transporte) passa a ter a possibilidade de objetar essa pré-qualificação para fornecimento de reserva de energia ativa, ou de estabelecer limites a esse fornecimento de reserva, permanentes ou temporários, com base em razões técnicas como a localização geográfica dos grupos ou unidades fornecedoras de reserva. Esta proposta alinha-se ainda com o atual teor do MPGGS, alterado em 2022. Esta avaliação pelo ORD é feita em cooperação com o GGS, quer durante o processo de pré-qualificação, quer antes da ativação das reservas. Os procedimentos de troca de informação e de tomada de decisão devem ser acordados entre o GGS e o ORD, atendendo ao cumprimento dos prazos de pré-qualificação e de ativação.

As propostas neste âmbito não foram objeto de comentários.

#### 4.5.5 MANUAL DE PROCEDIMENTOS DA GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O ROR prevê a publicação de Avisos pelo ORT, para efeito de clarificação de aspetos operacionais necessários à concretização do ROR e do MPGGS. O ROR em vigor prevê que a ERSE prove os Avisos.

Como a ERSE discutiu na recente consulta pública de alteração do MPGGS (vd. [Consulta Pública n.º 105](#)), a tempestividade da publicação dos Avisos e o seu conteúdo expressamente de detalhe operacional, aconselham a que sejam publicados autonomamente pelo ORT, sem aprovação pela ERSE, embora com o seu prévio conhecimento. Resulta que os Avisos não produzem alteração normativa ao MPGGS, mas antes clarificação de procedimentos do ORT necessários à implementação do Manual. O artigo relativo ao MPGSS foi alterado para promover estas alterações.

No elenco dos temas do MPGGS previstos no ROR foram eliminadas referências aos contratos de interruptibilidade e transformada a referência à descrição funcional dos sistemas de informação numa norma do ROR, que requer a sua publicação pelo GGS.

Foi ainda promovida uma alteração quanto ao modelo de aprovação do MPGGS, prevendo que as propostas a apresentar pelo ORT sejam justificadas e tenham lugar sempre que o operador considere oportuno, que essas alterações sejam necessárias para o cumprimento da regulamentação ou por solicitação da ERSE.

### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

A E-REDES sugere que se promova a simetria entre o MPGGS e o novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição, em particular quanto à coordenação das propostas de alteração entre o ORT e o ORD.

A EDP propõe que o elenco de matérias a incluir no MPGGS contenha referências a procedimentos que se foquem no tratamento de tecnologias emergentes, para enquadrar a sua participação nos mercados de serviços de sistema.

A REN sugere a inclusão da informação a trocar entre o GGS e os utilizadores sujeitos a requisitos de observabilidade, nomeadamente os centros electroprodutores e instalações de armazenamento com potência instalada superior a 1MW (mesmo que ligados na rede de distribuição) e UPAC que prevejam injetar na RESP potências superiores a 1 MVA.

A REN propõe ainda clarificar que o processo de pré-qualificação de unidades para prestação de serviços de sistema se refere a unidades físicas. Propõe também incluir no processo de coordenação de indisponibilidades os geradores e instalações de armazenamento com potência instalada superior a 1 MW e a monitorização das cotas das grandes albufeiras ou da capacidade armazenada nas instalações de armazenamento.

A REN comentou ainda um dos aspetos que pertencia ao conteúdo do MPGGS – a descrição funcional dos sistemas informáticos da GGS – e que tinha sido autonomizado em artigo próprio com obrigações de publicação, mas não de aprovação pela ERSE, considerando que não deve ser publicada atendendo a critérios de segurança dos mesmos sistemas informáticos.

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE aceitou a proposta de alteração do ROR no sentido de prever a audição prévia do ORD pelo ORT, aquando da elaboração de propostas de alteração do MPGGS que impactem na rede de distribuição. Esta alteração é homóloga à que foi também promovida no artigo relativo ao Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição.

Sobre a inclusão de matérias específicas sobre a participação de tecnologias emergentes na lista de temas do MPGGS, a ERSE considera não ser necessária uma referência genérica no ROR. Pelo contrário, ao nível da subregulamentação de detalhe, os procedimentos devem ser adaptados para permitir a participação dos diversos utilizadores e tecnologias. A título de exemplo, refere-se que a participação da procura tem sido objeto de regulamentação piloto com vista a adotar procedimentos adaptados e proporcionais a esta realidade.

A ERSE incluiu no articulado do ROR a troca de informação com todas as instalações sujeitas a requisitos de observabilidade e controlo pelo GGS. Clarificou-se ainda que a pré-qualificação respeita às unidades físicas ou grupos de unidades físicas (nomeadamente em agregação), como previsto no artigo relativo ao processo de pré-qualificação.

Relativamente ao alargamento proposto ao âmbito da coordenação de indisponibilidades, a ERSE não considera adequado uma vez que já estão previstos os utilizadores de rede significativos, precisamente com esse fim. É no âmbito desta figura que o GGS recebe informação sobre as indisponibilidades destes utilizadores. Se a GGS tiver como essencial essa informação para um leque mais alargado de utilizadores, poderá propor o alargamento da lista das instalações classificadas como utilizadores de rede significativos. A monitorização da energia armazenada nas albufeiras e nas outras instalações de armazenamento foi incluída na alínea relativa à verificação da garantia de abastecimento e da segurança da operação no curto e médio prazos.

A ERSE reconhece a pertinência da preocupação da REN com a segurança dos seus sistemas informáticos, embora lembre que a salvaguarda das informações sensíveis e da segurança dos sistemas estava já inscrita na proposta do ROR. Não obstante, alterou a redação do ROR (art.º 12.º), precisando que o que deve ser objeto de divulgação é a informação relevante à utilização das ferramentas da gestão do sistema pelos agentes de mercado (e a formação destes agentes) e não a descrição dos sistemas internos do GGS. Esta clarificação visa focar a divulgação na facilitação da interação dos agentes com a GGS, ainda mais relevante

num contexto em que se quer atrair novos agentes e de menor dimensão para a prestação de serviços de sistema.

#### 4.5.6 RECUPERAÇÃO DOS CUSTOS COM OS SERVIÇOS DE SISTEMA

##### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A gestão dos serviços de sistema assenta num princípio de neutralidade financeira para o GGS, significando que os custos incorridos pelo GGS na contratação e mobilização dos serviços de sistema têm de ser recuperados junto dos utilizadores do sistema.

Atualmente, o MPGGS atribui ao consumo os encargos com os serviços de sistema não imputados aos desvios, assegurando assim a neutralidade para o GGS. O pressuposto histórico para esta opção era o de que a oferta fornecia ao GGS os meios da gestão dos serviços de sistema, sendo o consumo o credor (passivo) dessa gestão do sistema. Este pressuposto deve ser reavaliado à luz da transformação do setor que está em curso.

Há muito tempo que a produção (oferta) não é constituída apenas por contribuintes ativos para a gestão do sistema, sendo comum que a produção descentralizada, de menor dimensão e menos controlável, não participe nos serviços de sistema. Inclusivamente, a volatilidade introduzida pela produção a partir de fontes de energia renovável intermitente pode contribuir para necessidades acrescidas de serviços de sistema. Portanto, é discutível que este tipo de produção, cuja participação no mercado beneficia da gestão do sistema para viabilizar o seu modelo de negócio, não contribua para os custos dessa gestão do sistema. A opção inversa poderá constituir um incentivo para que esta produção participe ativamente no mercado de serviços de sistema, reforçando os meios ao dispor do GGS e assim evitando a necessidade de contratar serviços por vias alternativas.

O Regulamento europeu EBGL determina, como princípios dos processos de liquidação dos serviços de sistema, que os mesmos devem incentivar os agentes de mercado habilitados a oferecer e prestar efetivamente serviços de balanço.

Também para o consumo se pode discutir a atualidade do pressuposto para a atribuição dos encargos com os serviços do sistema. Na verdade, com a participação dos consumidores nos serviços de sistema, estes não são meros beneficiários passivos da atividade de gestão do sistema, mas sim contribuintes ativos com recursos para essa gestão e para a sua otimização. Pode ser justo considerar que estes consumidores

“ativos” não devem ser onerados com os encargos da gestão do sistema, em todo ou em parte. Tal como para a produção, um critério deste tipo constitui um incentivo económico à participação da procura nos serviços de sistema, em linha com a política energética e com as necessidades do sistema elétrico.

A proposta regulamentar do ROR inclui, no artigo relativo aos princípios da gestão de serviços de sistema, o princípio de que os encargos com os serviços de sistema não imputados aos desvios devem ser tendencialmente suportados pelos utilizadores não ativos no mercado de serviços de sistema. Os detalhes da implementação deste princípio serão definidos no MPGGS, até porque estão fortemente relacionados com os procedimentos da liquidação. Essa implementação deverá atender a razões de ordem prática nos processos de liquidação, bem como à necessária estabilidade e previsibilidade dos custos para os utilizadores.

Deve notar-se que a procura que participa ativamente nos serviços de balanço é atualmente residual, pelo que o impacto imediato da alteração não terá expressão muito significativa sobre o consumo.

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

Uma entidade comentou esta proposta referindo que a alteração dos critérios de repercussão de custos com a gestão do sistema deve ser precedida de estudos de análise de impactes.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE considera que o comentário se alinha com a proposta inicial, na medida em que a concretização de critérios de repercussão de custos com a gestão do sistema no MPGGS tem de ser discutida e avaliada juntamente com os interessados.

No texto justificativo da proposta, a ERSE reconheceu que a concretização destes critérios deve ponderar diferentes graus de participação, passando pela mera pré-qualificação, pela apresentação de ofertas, em particular ofertas competitivas, e pela própria ativação no contexto dos mercados de serviços de sistema. Deve ainda ser considerado que a imputação destes encargos se processa via BRP, ao passo que a participação no mercado é veiculada pelo BSP, podendo existir desalinhamento de incentivos.

As regras devem ponderar razões de ordem prática, nomeadamente no caso das instalações de consumo com potência inferior a 1 MW, sem requisitos de habilitação especiais (nomeadamente critérios de observabilidade), que participem no mercado de serviços de sistema por via de agregação. Deve colocar-

se a hipótese de englobamento destas instalações no conjunto responsável pelos encargos da gestão do sistema, por não ser possível aos operadores de rede determinarem as instalações participantes nas carteiras de agregação (as quais são mobilizadas diretamente pelo seu agregador). Do mesmo modo, deve ponderar-se a isenção da produção sem requisitos de habilitação, como a pequena produção ou os excedentes de autoconsumo, da participação nos encargos da gestão do sistema (mas não nos encargos com os desvios).

## 4.6 LIQUIDAÇÃO DE DESVIOS

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

O procedimento de liquidação dos desvios foi recentemente alterado para implementar o Regulamento (UE) 2017/2195 (EBGL) e a metodologia harmonizada de tratamento de desvios aprovada pela Decisão da ACER n.º 18/2020, de 15 de julho (vd. [Consulta Pública n.º 105](#), de alteração do MPGGs). Os principais elementos desta metodologia harmonizada incluem:

- A figura do **agente de mercado responsável pela liquidação de desvios (BRP)**, que pode agregar instalações de produção, de consumo ou de armazenamento pertencentes à mesma zona de desvio;
- Os conceitos envolvidos no **cálculo do desvio**, nomeadamente a posição, o ajustamento e a atribuição;
- O cálculo do **preço de desvio**.

Um agente de mercado que represente produção, consumo ou armazenamento pode assumir diretamente a responsabilidade pelos respetivos desvios de programação (caso em que assume a função de BRP) ou delegar num BRP essa responsabilidade. Em qualquer caso, é o BRP que assume perante o GGS a responsabilidade pela liquidação dos desvios. O desvio é determinado com referência à área de mercado portuguesa, em particular para o saldo do programa de consumo e injeção na rede do BRP.

O cálculo do desvio deve ser feito para cada período de 15 minutos (**período de liquidação de desvios - ISP**), tendo esta implementação sido derrogada pela ERSE até final de 2024. Entretanto, vigora o ISP de 1 hora.

O desvio resulta do programa do BRP no mercado organizado e contratos bilaterais, sendo depois ajustado pelas energias de balanço mobilizadas pelo GGS. Deste modo, a participação nos mercados de balanço não

afeta os desvios dos BRP. A Decisão n.º 18/2020 da ACER <sup>21</sup> inclui ainda no âmbito do ajustamento os volumes de energia associados a ações do plano de defesa da rede <sup>22</sup> (como por exemplo os deslambres de bombagem, de instalações de armazenamento, de produção ou de cargas) ou ações de redespacho. Neste contexto, as mobilizações de serviços de resolução de congestionamentos e as mobilizações de serviços de flexibilidade com reflexo nos fluxos de energia ativa devem ser consideradas no ajustamento.

A posição ajustada é depois comparada com o volume atribuído, que resulta do apuramento dos valores dos contadores, após ajustamento para perdas nas redes e aplicação de perfis, caso se aplique. Este cálculo conta com a cooperação do ORD, responsável pelas leituras dos contadores das instalações.

Relativamente ao preço do desvio, a metodologia harmonizada determina que se reflita o custo da correção do desvio, medido pelo custo da mobilização de reservas. O preço de desvio assim calculado é publicado pelo GGS e aplicado aos desvios, respeitando o respetivo sinal (por excesso ou por defeito).

A proposta de alteração do ROR inclui uma nova secção relativa à liquidação dos desvios, com os respetivos princípios básicos que decorrem da metodologia harmonizada aprovada pela ACER ao abrigo do EBGL. Os detalhes da metodologia de liquidação dos desvios devem ser definidos no MPGGS, como acontece atualmente.

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

A REN propõe a referência expressa à Decisão da ACER 18/2020, para tornar objetiva a referência regulamentar aplicável.

A Iberdrola comenta no sentido de se assegurar o direito do BRP em alterar os programas comerciais internos.

A APIGCEE refere que a participação (dos consumidores) nos mercados de balanço não deve justificar que o seu comercializador (BRP) aplique encargos adicionais relativos aos desvios suportados.

---

<sup>21</sup> E o art.º 49.º do EBGL.

<sup>22</sup> Na aceção do código de rede europeu sobre estados de emergência e de restabelecimento, o Regulamento (UE) 2017/2196.

## DECISÃO DA ERSE

A ERSE manteve a referência do ROR para o Regulamento EBGL, que é a habilitação da Decisão da ACER 18/2020. Considera-se que a dinâmica própria das decisões associadas às metodologias e termos e condições previstos nos códigos de rede europeus não devem afetar a estabilidade do ROR, tendo-se apenas clarificado que a liquidação de desvios observa o EBGL e as suas metodologias. Não obstante, concorda-se que o MPGGS deve referir, como já o faz, a decisão concreta da ACER que aprovou a metodologia harmonizada de tratamento dos desvios.

A ERSE clarifica ainda que a redação do ROR permite a aplicação de um preço único de desvio ou um preço dual (diferenciado entre desvios por excesso ou por defeito), como aliás já prevê o MPGGS.

Sobre os programas comerciais internos, considera-se que a referência do ROR ao regulamento EBGL já baliza a metodologia de detalhe definida no MPGGS.

A ERSE esclarece que a participação dos utilizadores da rede nos serviços de balanço, em concreto a ativação de energia de balanço, é descontada do programa do BRP, sendo este imunizado dos impactes destas ativações sobre o cálculo do desvio. Deste modo, a ativação de energia de balanço, por si só, não justifica a cobrança de encargos adicionais pelo BRP ao seu cliente.

## 4.7 ARMAZENAMENTO

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

A proposta apresentada tem em vista a adaptação do disposto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [arts. 110.º e 115.º], e as disposições da Diretiva (UE) 2019/944 [art.º 36.º], no que respeita à detenção, desenvolvimento, gestão ou exploração de instalações de armazenamento, exceto quando estes sistemas constituam componentes de rede completamente integrados <sup>23</sup> ou se destinem prioritariamente à

---

<sup>23</sup> Os componentes de rede que estão integrados na rede de transporte ou de distribuição, incluindo instalações de armazenamento, e que são utilizados exclusivamente para assegurar a segurança e a fiabilidade do funcionamento da rede de transporte ou de distribuição e não para balanço ou para a gestão de congestionamentos [Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, art.º 3.º, al. p)]

prestação de serviços de sistema, garantia da segurança e fiabilidade das redes. Para implementação dos sistemas de armazenamento, no caso da ausência de prestadores destes serviços em mercado, os operadores de redes de distribuição devem abrir procedimentos de concurso transparentes e não discriminatórios caso necessitem de contratar serviços de armazenamento nas suas redes, observando os procedimentos e pressupostos previstos na Diretiva (UE) 2019/944.

Os operadores podem solicitar à ERSE a derrogação do impedimento de explorar, instalar e gerir instalações de armazenamento, no caso de não terem conseguido resposta do mercado a estes procedimentos.

### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Os comentários recebidos (Conselho Consultivo, REN e EDP) sobre a proposta de redação do artigo 80.º alertam que as disposições não devem ser distintas para os operadores de rede de distribuição e de transporte, no que respeita à propriedade, desenvolvimento, gestão ou exploração das instalações de armazenamento de energia.

Foram ainda recebidos comentários de alguns interessados (EDP, NGEN e EFET) de preocupação com as distorções introduzidas no mercado ao ter armazenamentos detidos e explorados pelos operadores de rede. Os comentários propõem um maior alinhamento com os pressupostos e obrigações da Diretiva (UE) 2019/944, explicitando as obrigações de notificação (incluindo a REN) e algumas condições que levaram à autorização do operador, mesmo em casos de instalações de armazenamento completamente integradas. Entre as condições nomeadas, encontram-se:

- (i) A razão da insuficiência dos demais mecanismos de prestação de serviços de sistema, incluindo serviços não normalizados, para assegurar a segurança e fiabilidade da rede;
- (ii) A necessidade de prévio procedimento de concurso público com vista à auscultação de terceiros que queiram desenvolver estes serviços;
- (iii) De existência de relatório elaborado por entidade independente que demonstre a ausência de impacto da operação destes serviços no mercado;
- (iv) Da obrigação de os operadores de rede alienarem estes ativos, ou concederem a sua operação, em caso de solicitação desses terceiros.

Por outro lado, há comentários (EFET e EDP) que sugerem que a ERSE clarifique como será controlado o uso destes armazenamentos pelos operadores, mas também as distorções que podem ocorrer na operação, uma vez que a carga e descarga do armazenamento irá fazer uso da rede e de energia comercializada em mercado.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Ao fazer com que a autorização excepcional dependa da Diretiva (UE) 2019/944 e das condições que nela constam, ficam obrigatoriamente sujeitas a verificação as condições de acesso, a avaliação prévia, a realização de procedimento de concurso público e avaliação de impactos da decisão.

Foi ajustada ligeiramente a redação para permitir maior concordância com a Diretiva, incluindo o paralelismo entre o operador da rede de transporte e o da rede de distribuição, e reforçar a limitação da utilização destas instalações de armazenamento na compra e venda de energia nos mercados.

### **4.8 PARTICIPAÇÃO DA PROCURA**

#### **PROPOSTA DA ERSE**

A proposta da ERSE vem implementar a participação da procura na prestação de serviços de sistema ou de flexibilidade, de forma isolada ou em agregação, como atualmente consagrado na lei e regulamentação. Em síntese, a proposta estabelece os princípios de participação da procura, em condições de igualdade com a oferta (produção ou armazenamento), o tratamento de desvios pelo BRP, a programação do consumo a estabelecer na especificação de cada serviço, a aplicação de coeficientes de ajustamento para perdas e os requisitos aplicáveis aos procedimentos de pré-qualificação. Os detalhes das regras aplicáveis à participação da procura devem ser previstos no MPGGS e no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição, tendo em conta os princípios definidos no ROR.

#### **SÍNTESE DOS COMENTÁRIOS**

Em geral, a proposta da ERSE mereceu concordância dos comentários recebidos.

Alguns comentários (Conselho Consultivo, Greenvolt e EDP) reforçam a necessidade de simplificação e agilização dos procedimentos do lado da procura. Também foi referida (Greenvolt e EDP) a necessidade de

ter em conta o princípio da proporcionalidade no que respeita aos custos necessários à participação, de acordo com a dimensão das instalações.

No que se refere ao tratamento das perdas, a EDP, apesar de concordar com a abordagem da ERSE, refere que deve ser equacionada a possibilidade de aplicação de um ajustamento para perdas não incorporando o efeito cumulativo dos fatores de perdas nos níveis de tensão a montante, no caso dos serviços de flexibilidade local, tendo em conta a distância elétrica entre o utilizador da rede e o congestionamento a resolver.

Relativamente ao tratamento de desvios, a EDP sugere que a mobilização do serviço de flexibilidade, à semelhança da mobilização de energia de balanço, seja considerada pelo Gestor Global do SEN no apuramento do desvio dos BRP que asseguram o fornecimento de eletricidade.

#### **Decisão da ERSE**

A ERSE mantém a proposta de definição de princípios gerais da participação da procura nos serviços de sistema e de flexibilidade local.

No que respeita ao tratamento das perdas na participação da procura em serviços de flexibilidade local, em concreto na resolução de congestionamentos locais, foi adaptado o articulado para permitir que esta matéria seja detalhada no procedimento de contratação de cada serviço específico.

O detalhe das regras a desenvolver no MPGGS e no Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição terá em conta o sentido dos comentários recebidos.

## **4.9 FLEXIBILIDADE**

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

Foram apresentadas diversas propostas para concretizar no ROR a figura da flexibilidade.

Em primeiro lugar, foi proposta a definição dos conceitos de «serviços de flexibilidade» e de «prestador de serviços de flexibilidade».

Por outro lado, foi proposto um quadro de princípios gerais versando acerca da contratação e utilização dos serviços de flexibilidade, no âmbito da atividade de gestão técnica das redes de distribuição, em estreita coordenação com o gestor global do SEN.

O detalhe dos serviços de flexibilidade (especificações, produtos de mercado, requisitos de pré-qualificação), assim como a concretização de um registo de recursos de flexibilidade, foi remetido para desenvolvimento regulamentar posterior (concretamente, o novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição).

Por último, foi prevista a possibilidade de desenvolvimento de projetos-piloto de flexibilidade.

### **SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS**

Os comentários recebidos relativamente à proposta submetida a consulta sugerem uma maior clarificação da fronteira entre os conceitos de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade (Conselho Consultivo, EDP, E-REDES e REN), referindo que (EDP e E-REDES), ao nível da legislação europeia, os serviços de flexibilidade têm uma correspondência com a gestão de congestionamentos e não com os serviços de sistema não-associados à frequência.

A E-REDES propõe ainda que, por um lado, para a contratação de serviços de flexibilidade, seja explicitamente incluído no articulado o recurso a leilões e, por outro lado, que deveriam ser do conhecimento do ORD os valores previstos de capacidade de importação e exportação nas interligações entre a RNT e a RND.

### **DECISÃO DA ERSE**

Face aos comentários recebidos importa clarificar as definições de serviços de sistema e de serviços de flexibilidade, tendo presente o seguinte:

- o conceito de «serviços de sistema» está definido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro como «os meios e contratos, utilizados pelo gestor global do SEN, necessários para o acesso e a exploração em condições de segurança de funcionamento da rede, nomeadamente os serviços de balanço, a gestão de congestionamentos e os serviços de sistema não associados à frequência»;
- o conceito de «serviço de sistema» está definido na Diretiva 2019/944 como «o serviço necessário para a exploração de uma rede de transporte ou distribuição, nomeadamente os serviços de

balanço e serviços de sistema não associados à frequência, excluindo a gestão do congestionamento»;

- o conceito de «serviços de flexibilidade» não beneficia de definição na legislação nacional ou europeia, tendo a ERSE proposto como definição «serviços que conferem ao sistema de distribuição de energia elétrica capacidade de resposta perante alterações que possam afetar o seu equilíbrio, designadamente, serviços de sistema não associados à frequência e gestão de congestionamentos». Como referido no documento justificativo do ROR (ponto 3.10), esta definição seguia de muito perto a que foi proposta pelo CEER para «flexibilidade» ("*Flexibility Use at Distribution Level - A CEER Conclusions Paper*", 2018), concretizando adicionalmente quais os serviços que lhe podem estar associados.

Começando pela definição de «serviços de sistema», e constatando-se, ao nível das definições nacional e europeia, nos termos acima recuperados, uma diferença relativamente à abrangência ou não da gestão de congestionamentos, prevalece a definição consagrada na Diretiva 2019/944 e, nessa medida, a gestão de congestionamentos não integra os serviços de sistema. Faz-se notar que esta exclusão se encontra alinhada com a redação do ROR que se encontrava em vigor, concretamente no tocante ao elenco dos serviços de sistema, nos termos do n.º 2 do seu art.º 32.º.

Em relação à inclusão da definição de «serviços de sistema» no articulado, a matéria foi ponderada no quadro geral da consulta pública, atenta a opção inicial e transversal de não reproduzir nos regulamentos definições estabelecidas na legislação. Não foi por isso incluída, como decorre da observação registada no ponto 4.1 deste relatório.

Por sua vez, e como acima se mencionou, a proposta de definição de «serviços de flexibilidade» submetida a consulta era composta por uma primeira parte, em si mesma definitiva de flexibilidade, e uma segunda parte com o elenco não exaustivo dos serviços abrangidos.

No respeitante à primeira parte da definição, importa dar nota de que a recente proposta formal da Comissão Europeia para alterar o Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, relativo ao mercado interno da eletricidade, ainda em discussão, introduz a seguinte definição de flexibilidade: «a capacidade de um sistema elétrico para ajustar a variabilidade dos padrões de produção e de consumo e a disponibilidade da rede nos vários períodos de operação do mercado pertinentes». Nestes termos, adota-se a definição proposta pela Comissão Europeia, como constituindo a primeira parte da definição de «serviços de flexibilidade».

Já sobre o elenco de serviços de flexibilidade, ponderados os comentários recebidos, assim como o disposto no n.º 1 do art.º 32.º da Diretiva 2019/944, adota-se uma redação menos restritiva, elencando concretamente apenas a gestão de congestionamentos na rede de distribuição.

Não sendo o conceito de «serviços de sistema» novo, em si mesmo, entende a ERSE dever estabelecer uma relação unívoca entre serviços de flexibilidade e redes de distribuição, preservando a terminologia e a experiência existentes há muitos anos ao nível dos serviços de sistema.

Naturalmente, o quadro inovador em que se insere a flexibilidade e o seu expectável desenvolvimento acelerado devem determinar um acompanhamento próximo do tema e, justificando-se, a revisita dos conceitos agora adotados.

Em relação ao comentário relativo à inclusão do recurso a leilões para contratação de serviços de flexibilidade, a ERSE não introduziu alterações no articulado, uma vez que já se refere, no art.º 68.º, n.º 3, da proposta submetida a consulta que a contratação de serviços de flexibilidade se realiza, preferencialmente, através de mecanismos de mercado, sendo que os leilões são, por definição, um mecanismo de mercado.

Também não se introduzem alterações por conta do comentário da E-REDES relativo às previsões de capacidade na interligação entre a RNT e a RND, por se entender matéria de detalhe que pode ser discutida no âmbito do Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade ou do acordo de cooperação entre os gestores técnicos, nos termos previstos no ROR.

No âmbito da sugestão da REN de inclusão da expressão «em articulação com o Gestor Global do SEN», particularmente nos artigos 65.º, 66.º e 69.º, não se introduziram alterações no articulado, na medida em que, e sem prejuízo do disposto no art.º 70.º da proposta de ROR submetida a consulta, o próprio Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece (art.º 109.º, n.º 2) que a atividade de gestão técnica das redes de distribuição é efetuada em articulação com o gestor global do SEN. Ainda em relação ao art.º 70.º (e ao Capítulo IV), foram aceites as sugestões de alteração de redação apresentadas pela REN.

Por último, relativamente ao art.º 69.º (Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade), foram acauteladas as sugestões de redação apresentadas pela REN, estabelecendo-se que a proposta de Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade a enviar à ERSE deve beneficiar de audição prévia junto do Gestor Global do SEN.

## 4.10 GESTÃO TÉCNICA DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

De forma resumida, a proposta da ERSE para concretização regulamentar da nova atividade de Gestão Técnica das redes de distribuição, como estabelecida no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, assentou, por um lado, no estabelecimento de princípios gerais aplicáveis (por exemplo, ao nível da cooperação com o Gestor Global do SEN ou da interoperabilidade), por outro, no elenco de algumas funções (incluindo as já previstas no diploma legal, mas acrescentando outras) e, finalmente, na remissão para o agora proposto Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição, da concretização mais detalhada desses princípios, num exercício que deve beneficiar de proposta apresentada pelos operadores das redes de distribuição, sujeita a aprovação da ERSE, no âmbito de um processo de consulta.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A proposta mereceu comentários por parte da E-REDES, que solicita a não densificação da atividade de Gestão Técnica das redes de distribuição para além do definido no Decreto-Lei n.º 15/2022, particularmente no seu art.º 109.º, com base na falta de experiência na separação das atividades de gestão técnica e de operação das redes de distribuição.

Num tema relacionado, a E-REDES propõe que o ROR estabeleça a obrigação de gravação das chamadas com os centros de despacho da rede de distribuição, em coerência com que está definido para as salas de comando do Gestor Global do SEN (art. 33.º da proposta).

### DECISÃO DA ERSE

A proposta que a ERSE submeteu a consulta visava contribuir para a clarificação e detalhe do enquadramento legal estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, resultando, essencialmente, da ponderação do disposto no diploma relativamente à Gestão Técnica Global do SEN, à Gestão Técnica das redes de distribuição e às funções das concessionárias das redes de transporte e de distribuição de eletricidade, mas também, salvaguardadas as devidas diferenças, com base na conhecimento e na experiência concreta decorrente da separação das atividades de transporte e de Gestão Técnica Global do SEN.

Importa também fazer aqui referência à necessidade de distinguir o objeto e âmbito da atividade, por um lado, da entidade concessionária, por outro lado. Com efeito, e sem prejuízo do estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022 em relação às entidades que, transitoriamente, desempenham esta atividade, na dependência da futura atribuição das concessões municipais de distribuição em baixa tensão (processo que, em si mesmo, encerra muita incerteza), o mesmo diploma estabelece um elenco de princípios e de funções no quadro desta atividade, com efeitos imediatos, que importa regulamentar. É disso exemplo a garantia de interoperabilidade com as redes interligadas ou a contratação de serviços de sistema não associados à frequência.

Concretamente, nos termos do n.º 1 do art.º 62.º do ROR submetido a consulta, respeitante às funções desta nova atividade, propuseram-se, para além das funções já estabelecidas no Decreto-Lei n.º 15/2022, as seguintes: 1) previsão do consumo e da injeção nas redes de distribuição e coordenação, articulada com o Gestor Global do SEN, de indisponibilidades das redes de distribuição, quer ao nível dos respetivos elementos, quer das instalações dos utilizadores a que estejam ligadas; 2) atuação em casos de emergência, avaria ou interrupção do fornecimento, como estabelecidos no RQS e 3) supervisão, gestão e controlo das redes de distribuição, designadamente através das infraestruturas das redes inteligentes, incluindo os contadores inteligentes.

Sendo relativamente evidente a necessidade de, em maior ou menor grau, e até em consonância com o quadro de funções estabilizado para a atividade de gestão global do SEN, internalizar nesta nova atividade, designadamente, as funções acima referidas, não pode a ERSE deixar de atender ao comentário da E-REDES, desde logo levando em conta as suas responsabilidades atuais no desempenho destas atividades ao nível da rede de distribuição (gestão da rede, por um lado, e planeamento e exploração dessa rede, por outro). Nesta medida, introduziram-se algumas alterações à proposta inicial submetida a consulta, promovendo maior sobreposição com o disposto no quadro legal. Estas alterações têm também natural reflexo nas matérias atribuídas ao novo Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das redes de distribuição de eletricidade.

Por último, e também em linha com o que se discutiu no ponto anterior do documento, em relação ao conceito de «serviços de flexibilidade», cabe referir de que forma se acomoda no ROR o menor perímetro do conceito e, simultaneamente, a dimensão dos serviços de sistema não associados à frequência cuja contratação, nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, é da responsabilidade da atividade de Gestão Técnica das redes de distribuição (em coordenação com o gestor global do SEN).

Assim, por um lado, explicita-se no articulado o recurso a serviços de sistema não associados à frequência (na rede de distribuição) fora do conceito de serviços de flexibilidade. Por outro lado, circunscreve-se esse recurso (em toda a cadeia de responsabilidades) à atividade de Gestão Técnica das redes de distribuição.

No que toca a essas responsabilidades, mas ao nível dos serviços de flexibilidade, e sendo evidente que a mobilização destes serviços tem lugar no âmbito da atividade de Gestão Técnica das redes de distribuição (em tempo real), prevê-se que, no caso de contratação a longo prazo, a mesma seja feita em articulação com os operadores de rede de distribuição, no quadro das suas atribuições ao nível do planeamento da rede de distribuição.

A ERSE acolheu ainda a proposta de inclusão de norma que obriga o operador da rede de distribuição, no âmbito da atividade de gestão técnica das redes de distribuição, a gravar as comunicações e chamadas com os seus centros de despacho. Foi aditado à proposta um novo artigo, no capítulo relativo à gestão técnica das redes de distribuição, no sentido proposto pela E-REDES. O tratamento dos dados pessoais neste âmbito fica sujeito à legislação aplicável.

## **4.11 INTEROPERABILIDADE**

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

No âmbito da interoperabilidade, a proposta que a ERSE apresentou para o ROR assentou em duas dimensões.

Por um lado, a obrigação (aplicável às entidades que desempenham as atividades de Gestão Global do SEN e de Gestão Técnica das redes de distribuição) de assegurar a interoperabilidade das redes públicas 1) entre si, 2) com as redes interligadas (leia-se, redes de distribuição fechadas) e 3) com as instalações dos utilizadores das redes. Esta dimensão foi inscrita no quadro da gestão flexível das redes, remetendo para os manuais de procedimentos das atividades de gestão o detalhe, quer da informação a disponibilizar, quer dos requisitos de interoperabilidade.

Por outro lado, e também no quadro da gestão flexível das redes, a adoção do princípio da interoperabilidade aplicado aos serviços prestados à gestão dos sistemas, como forma de nivelar as condições dessa prestação.

## SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A EDP sublinha a importância da interoperabilidade, como definida no documento justificativo do ROR, para o bom funcionamento do SEN. Adicionalmente, nos termos do n.º 2 do art.º 5.º, sugere que aos operadores de redes interligadas e aos utilizadores se aplique a mesma obrigação de disponibilização de informações e requisitos para garantia de interoperabilidade.

## DECISÃO DA ERSE

Como resultado do comentário da EDP, a ERSE introduziu uma definição do conceito de interoperabilidade no ROR, alinhada com a definição utilizada no documento justificativo.

Em relação ao estabelecimento, no ROR, de requisitos relativos a interoperabilidade aplicáveis aos utilizadores das redes e aos operadores das redes de distribuição fechadas, entende a ERSE resultar do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que esses requisitos devem constar, no caso dos utilizadores das redes, do Regulamento das Redes (nos termos do n.º 6 do art.º 236.º do diploma) e, no caso das RDF, de despacho do Senhor Diretor-Geral da DGEG e do protocolo de ligação à RESP (nos termos, respetivamente, do n.º 4 do art.º 120.º e da al. f) do n.º 2 do art.º 121.º do diploma). Sem prejuízo deste princípio geral, e designadamente nos termos que se discutem no ponto 4.2 deste documento, o ROR prevê alguns requisitos a estabelecer relativamente a instalações sujeitas a regras de observabilidade e controlo.

## 4.12 INDICADORES DE DESEMPENHO DAS REDES

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No novo paradigma das redes de distribuição inteligentes, estas estão dotadas de novos equipamentos de medição inteligente que permitem aos operadores das redes tirar partido da informação que estes equipamentos disponibilizam.

A infraestrutura das redes inteligentes promove a observabilidade e o controlo da rede e a sua incorporação na gestão das redes, permitindo melhorar a eficiência e a eficácia da rede. A melhoria da eficiência decorre da otimização do planeamento e da gestão de ativos, incorporando informação real e específica nas decisões de investimento e manutenção, em substituição de procedimentos genéricos, ou ainda da minimização das perdas técnicas e comerciais. Por outro lado, esperam-se melhorias no

desempenho técnico da rede, nomeadamente, da continuidade de serviço (número e duração de interrupções), da capacidade de receção de produção distribuída, ou da incorporação de recursos de flexibilidade distribuídos. A modernização das redes de distribuição também proporciona dados mais detalhados e mais frequentes sobre o consumo e injeção das instalações elétricas, o que pode ser usado por terceiros como base da prestação de serviços de energia aos consumidores, facilitando a transição energética e a eficiência energética.

Nesse sentido, com o objetivo de elaborar e publicar o relatório de monitorização das redes de transporte e distribuição previsto no artigo 249.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a alteração do ROR prevê o envio anual dos indicadores de desempenho das redes a definir pela ERSE sob proposta dos operadores das redes de transporte e distribuição.

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

Alguns comentários [EDP, E-REDES] referiram que o n.º 2 do artigo 10.º do ROR deveria ser densificado com a inclusão do conceito de serviços de sistema, permitindo monitorizar a contratação e mobilização dos serviços de sistema.

Além disso, a E-REDES acolhe positivamente o facto de o indicador permitir a monitorização da contratação e mobilização de serviços de flexibilidade, tendo em conta, em particular, a fase de arranque em que se encontra o mercado deste tipo de serviços.

#### **DECISÃO DA ERSE**

A ERSE concorda com o comentário da EDP e da E-REDES, tendo acrescentado no n.º 2 do artigo 10.º do ROR o conceito de serviços de sistema, sendo preponderante para monitorizar a contratação e mobilização dos serviços de sistema, sobretudo pelos novos utilizadores da rede (armazenamento, produção descentralizada e participação da procura).

Relativamente à data de envio à ERSE dos indicadores de desempenho sobre o funcionamento das redes de transporte e distribuição, considerando os prazos de reporte de informação alterados no Regulamento Tarifário, a ERSE decidiu também uniformizar e alterar no ROR a referida data de reporte de informação de 31 de maio para 15 de maio.

## 4.13 CIBERSEGURANÇA

### RESUMO DA PROPOSTA DA ERSE

No âmbito da revisão do ROR, a ERSE propôs incluir uma nova disposição regulamentar prevendo que, no caso de um ataque cibernético a um operador de rede, utilizador de rede significativo ou agente de mercado, logo que a entidade sujeita ao ataque dele tome conhecimento e conclua que existe ou possa vir a existir impacto relevante ou substancial, informe desse facto as outras entidades o mais rapidamente possível. Para informar o operador da rede, utilizador de rede significativo ou agente de mercado deve utilizar canais de comunicação criados para efeito das notificações do ataque cibernético.

### SENTIDO GERAL DOS COMENTÁRIOS

A E-REDES entende que só na situação em que se conclua que existe ou possa vir a existir um impacto, na sequência de um ataque cibernético, o operador de rede deve informar as entidades com as quais troca informações (n.º 2 do artigo 4.º do ROR). A E-REDES argumenta que as situações de ameaça cibernética são cada vez mais frequentes, levando à realização de vários testes e análises diárias. Nessa medida, a E-REDES entende que será mais pertinente que a informação seja obrigatória apenas na fase de conclusão e caso exista um impacto relevante para a atividade de distribuição de energia elétrica. Além disso, a E-REDES salienta que a sua proposta está em linha com o proposto para o Artigo 40 (4) do Código de Rede de Cibersegurança (em elaboração).

Relativamente ao n.º 3 do artigo 4.º do ROR, que prevê o reporte à ERSE de “qualquer acesso do exterior aos sistemas do ORD”, a E-REDES refere que este número deve ser complementado, uma vez que não é claro que tipos de acesso externos devem ser reportados. Deverá, portanto, limitar o reporte a acessos ilegítimos ou não autorizados no âmbito da notificação, prevista na lei, às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço.

### DECISÃO DA ERSE

A ERSE concorda com os comentários da E-REDES, tendo alterado o n.º 2 do artigo 4.º do ROR no sentido acautelar a obrigatoriedade de o operador de rede dever informar as entidades com as quais troca informações apenas na fase de conclusão e caso exista um impacto relevante para a atividade de distribuição de energia elétrica.

Relativamente ao comentário apresentado para a redação do n.º 3 do artigo 4.º do ROR, a ERSE acolhe a sugestão da E-REDES, tornando claro que os operadores de rede dão conhecimento à ERSE de qualquer acesso ilegítimo ou não autorizado do exterior aos seus sistemas, sem prejuízo da notificação às autoridades competentes no domínio da segurança do ciberespaço, bem como a outras entidades previstas na lei.

#### 4.14 GESTÃO TÉCNICA GLOBAL E OPERAÇÃO DAS REDES NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A aplicação do ROR às Regiões Autónomas tem em atenção as suas especificidades, nomeadamente de constituírem sistemas elétricos isolados, não interligados entre si nem com o sistema do Continente.

Neste campo, são tidas em consideração as disposições do quadro legal em vigor, de que é exemplo o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do sistema elétrico da Região Autónoma da Madeira, adaptando o regime previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

De acordo com o quadro normativo estabelecido na legislação regional da Região Autónoma dos Açores <sup>24</sup> (RAA), as atividades de gestão técnica global do sistema elétrico, transporte e distribuição de energia elétrica e de fornecimento (comercialização) encontram-se atribuídas à **Concessionária do transporte e distribuição da RAA** <sup>25</sup>.

O sistema elétrico dos Açores inclui ainda as atividades de produção vinculada e produção não vinculada (ao serviço público), ambas atribuídas por licença. O Decreto Legislativo Regional n.º 5/2010/A, de 23 de fevereiro, refere ainda a atividade de armazenamento de energia elétrica.

No caso do quadro normativo estabelecido na legislação regional da Região Autónoma da Madeira <sup>26</sup>, as atividades de produção, de armazenamento, de transporte e distribuição, de comercialização de energia elétrica e de gestão técnica global do sistema elétrico regional encontram-se atribuídas ao **Gestor do SEPM** (Sistema Elétrico de Serviço Público da Região Autónoma da Madeira) <sup>27</sup>.

---

<sup>24</sup> Vd. o Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A, de 1 de agosto, para a RAA.

<sup>25</sup> Em concreto, a EDA – Empresa de Eletricidade dos Açores.

<sup>26</sup> Vd. o Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M, de 19 de janeiro, para a RAM.

<sup>27</sup> Em concreto, a Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM).

O Sistema Elétrico da RAM (SEM) inclui ainda atividades em regime de livre acesso, nomeadamente a produção <sup>28</sup> (incluindo a produção de energia elétrica para autoconsumo individual, coletivo e em comunidade de energia) e o armazenamento. Adicionalmente, o regime jurídico regional prevê a atividade de operação de redes de distribuição fechadas (à semelhança do Continente).

Com vista a harmonizar e simplificar as designações das empresas responsáveis pelo sistema elétrico nas regiões autónomas, adota-se no regulamento a expressão: **empresas responsáveis pela rede elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**.

Como base, as regras e princípios gerais aplicáveis à operação das redes de transporte e distribuição em Portugal continental permanecem válidos e aplicam-se às redes das Regiões Autónomas <sup>29</sup>, tendo em conta as especificidades próprias dos sistemas isolados.

No caso da gestão técnica global do sistema, a organização dos sistemas insulares é fundamentalmente diferente da do Continente, sobretudo porque a atividade de produção (vinculada ou de serviço público) está atribuída ao gestor do sistema ou está contratada com o gestor do sistema. Nessa medida, a gestão global do sistema recorre maioritariamente a recursos próprios do gestor de sistema ou a recursos contratados para a vida útil das instalações de produção (a legislação regional usa a expressão “modulação da produção”). Esta particularidade é substancialmente diferente do modelo do Continente, de contratação dos serviços de sistema através de mecanismos de mercado e plataformas e da adoção de serviços e metodologias uniformizados no âmbito europeu.

As especificidades insulares também afetam significativamente a organização no âmbito da produção e do mercado grossista e retalhista. Vigora um modelo de fornecedor único em cada região, que aplica tarifas reguladas de venda a clientes finais. A produção dita em regime especial (designação abandonada no Continente) vende energia ao sistema público <sup>30</sup>, com exceção da produção para autoconsumo.

A gestão técnica global do sistema integra <sup>31</sup>, nomeadamente e numa versão adaptada, as seguintes funções:

---

<sup>28</sup> A produção em regime especial está limitada às fontes renováveis ou endógenas (art.º 46.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M).

<sup>29</sup> Vd. o art.º 2.º do Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A e os arts. 5.º, 6.º e 10.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M.

<sup>30</sup> Vd., o art. 12.º do Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A e o n.º 2 do art. 39.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M. No caso dos Açores, a legislação prevê que a produção não vinculada possa vender energia a terceiros (art. 4.º do Decreto Legislativo Regional n.º 26/96/A).

<sup>31</sup> Vd. art. 4.º do Decreto Legislativo Regional n.º 15/96/A e art. 32.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M.

- a) A modulação otimizada da produção de energia elétrica, em função das necessidades de consumo, dos condicionalismos do sistema, das obrigações legais de produção e das fontes disponíveis, maximizando a integração da produção proveniente de recursos endógenos ou renováveis, atendendo às orientações estratégicas estabelecidas para o setor elétrico;
- b) A instalação e operação de um sistema de recolha e de processamento dos dados técnicos das entidades intervenientes no sistema;
- c) A verificação das características técnicas e dos parâmetros da estrutura de produção, bem como das adequadas condições técnicas de funcionamento da rede, garantindo a qualidade de serviço;
- d) A operação de despacho e de condução da rede elétrica em cada ilha, incluindo os serviços de sistema;
- e) O planeamento energético, através do desenvolvimento de estudos de planeamento integrado de recursos energéticos e identificação das condições necessárias à segurança do abastecimento futuro dos consumos de eletricidade ao nível da oferta, tendo em conta as linhas de orientação da política energética nacional.

Os detalhes dos procedimentos inerentes às funções da gestão técnica global do sistema são estabelecidos em Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos Sistemas Eléctricos Públicos da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira <sup>32</sup>, aprovados pela ERSE mediante proposta dos operadores das redes. Estes manuais já estavam previstos no RRC, mas passam agora a estar também previstos no ROR, em função do alargamento do âmbito deste regulamento. Nessa proposta, incluem-se, por exemplo, as matérias da contratação de serviços de flexibilidade pelos operadores.

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

Como regra geral, aplicam-se os mesmos princípios e regras do Continente associados à gestão do sistema e operação das redes, com as devidas adaptações, e tendo em atenção as especificidades das regiões autónomas, enquanto sistemas eléctricos isolados.

---

<sup>32</sup> O MPAOSEPM é reconhecido na recente legislação regional.

Assim, são dedicados artigos próprios às especificidades das Regiões Autónomas e às atividades de Gestão Técnica Global dos sistemas elétricos e de Gestão Técnica das Redes de Distribuição, no âmbito da legislação regional aplicável.

São ainda previstos Manuais de Procedimentos do Acesso e Operação dos Sistemas Elétricos das Regiões Autónomas, a aprovar pela ERSE mediante proposta dos respetivos operadores das redes.

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

No conjunto de comentários recebidos no âmbito da consulta pública, não foram identificados comentários à proposta da ERSE nesta matéria.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Nestes termos, manteve-se o articulado levado a consulta pública.

### **4.15 PRAZO DE ENTRADA EM VIGOR**

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

Diversos participantes na consulta pública referiram-se ao tema dos prazos. Por um lado, os operadores sujeitos a obrigações de apresentação de propostas, sugeriram, em alguns casos, o alargamento do prazo previsto. Por outro, de um modo mais geral, a fixação de prazos para a prestação de serviços pelos operadores ou pelos comercializadores. Finalmente, vários comentários referem a necessidade de clarificar o prazo de implementação das novidades regulamentares, reconhecendo que a sua concretização pelos agentes do setor necessita de um período de transição. O Conselho Consultivo, por exemplo, sugere que os regulamentos prevejam esse período de transição, adaptado às particularidades (e novidades) de cada regulamento ou atividade.

#### **DECISÃO DA ERSE**

Tendo presente os contributos recebidos, a ERSE aceitou a sugestão de alargamento de prazos de entrega de propostas de Manual de Procedimentos da Gestão Técnica das Redes de Distribuição (de 6 para 12 meses) e para o projeto-piloto de flexibilidade (de 3 para 6 meses).

Alerta-se ainda para o facto de o ROR prever algumas derrogações tácitas, na medida em que a concretização de medidas regulamentares dependa da aprovação, pela ERSE, de normas de subregulamentação.

---

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)

---

